



Universidad de
Oviedo



ESCUELA POLITÉCNICA DE INGENIERÍA DE GIJÓN.

GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

ÁREA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

SISTEMA DE GENERACIÓN EÓLICO-FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE UNA PLANTA INDUSTRIAL

D. PARRA FERNÁNDEZ, Isaac
TUTOR: D GONZALO ARTURO ALONSO ORCAJO

FECHA: Julio-2022

AGRADECIMIENTOS

A Oli, por esos paseos que me permitían desconectar de todo.

A mi pareja Mabel Álvarez, por todo.

RESUMEN

El objetivo último de este trabajo es el de dimensionar y evaluar técnicamente una instalación de autoconsumo mixta, usando tanto tecnología fotovoltaica como eólica, para suplir como mínimo un 30% de la energía demandada por una instalación industrial ubicada en Asturias.

El sistema fotovoltaico estará constituido por plantas de 100 kW, con las que se constituirá una planta de hasta 1 MW de potencia. A su vez la instalación eólica estará compuesta por aerogeneradores tipo DFIG de en torno a 3MW cada uno.

El estudio abarcará tanto la selección de los elementos que componen la instalación, su dimensionamiento, así como una simulación global de la instalación.

Finalmente se realizará un estudio de viabilidad económica para comprobar la viabilidad del proyecto.

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN.....	12
1.1.- LAS ENERGÍAS RENOVABLES.....	12
1.1.1.- Breve historia de las energías renovables en España.....	13
1.1.2.- Plan de Transición Energética 2021-2030.....	14
2. LA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA.....	16
2.1.- INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA SOLAR.....	16
2.1.1.- La radiación solar.....	16
2.2.- LA CELDA SOLAR.....	18
2.2.1.- Funcionamiento de la celda solar.....	18
2.2.2.- Tipos de silicio.....	20
2.2.3.- Conexión de las celdas solares.....	21
2.3.- TIPOS DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS.....	23
2.4.- COMPONENTES DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	25
2.4.1.- Panel solar.....	25
2.4.2.- El inversor.....	32
2.4.3.- Baterías.....	33
2.4.4.- Protecciones.....	34
3. ESTUDIO DE LOS RECURSOS SOLARES DE LA ZONA CON PVGIS.....	36
3.1.- LOCALIZACIÓN.....	36
4. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	42
4.1.- SELECCIÓN DEL PANEL FOTOVOLTAICO.....	42
4.2.- SELECCIÓN DEL INVERSOR.....	45
4.3.- SELECCIÓN DEL CABLEADO.....	48
4.4.- DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	49
4.5.- DISTANCIA ENTRE FILAS DE PANELES.....	56
4.6.- DIMENSIONAMIENTO DEL CABLEADO DC.....	58
4.6.1.- Capacidad nominal (I_z).....	60
4.6.2.- Caída de tensión máxima (ΔU).....	61
4.6.3.- Respuesta frente a cortocircuito.....	63
4.7.- SELECCIÓN DEL FUSIBLE.....	64
4.7.1.- Calibre del fusible.....	64
4.7.2.- Tensión de empleo del fusible.....	66
4.7.3.- Poder de corte último.....	67
4.8.- RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN SOLAR.....	69

4.9.-	ESTIMACIÓN DE LA ENERGÍA PRODUCIDA.....	72
5.	SIMULACIÓN DE LA PLANTA SOLAR CON MATLAB-SIMULINK	74
5.1.-	DATOS DE ENTRADA.....	75
5.1.1.-	<i>Irradiancia y temperatura</i>	<i>75</i>
5.1.2.-	<i>Campo fotovoltaico.....</i>	<i>77</i>
5.2.-	RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN	79
5.2.1.-	<i>Potencia y energía.....</i>	<i>79</i>
5.2.2.-	<i>Salida del inversor</i>	<i>85</i>
5.2.3.-	<i>Rendimiento del inversor.....</i>	<i>86</i>
5.3.-	ANÁLISIS DE LAS CONDICIONES DE FUNCIONAMIENTO DE LA PLANTA SOLAR	87
5.4.-	ANÁLISIS DEL FILTRO	89
6.	LA INSTALACIÓN EÓLICA	92
6.1.-	INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA EÓLICA	92
6.1.1.-	<i>El viento.....</i>	<i>93</i>
6.1.2.-	<i>Medición del viento.....</i>	<i>94</i>
6.1.3.-	<i>Parámetros adimensionales.....</i>	<i>95</i>
6.1.4.-	<i>Límite de Betz.....</i>	<i>96</i>
6.2.-	TIPOS DE INSTALACIONES EÓLICAS.....	96
6.3.-	TIPOS DE GENERADORES EÓLICOS	96
6.4.-	ESTRUCTURA Y COMPONENTES DE UN AEROGENERADOR	98
6.4.1.-	<i>El generador eléctrico. Topologías.....</i>	<i>100</i>
6.4.2.-	<i>Generador doblemente alimentado (DFIG).....</i>	<i>101</i>
6.4.3.-	<i>Control del DFIG</i>	<i>102</i>
7.	DISEÑO DE LA INSTALACIÓN EÓLICA	104
7.1.-	ESTUDIO DE LA ZONA	104
7.2.-	DETERMINACIÓN DEL MÁXIMO APROVECHAMIENTO EÓLICO.....	111
7.3.-	DETERMINACIÓN DE LA ENERGÍA ESPERADA	113
8.	SIMULACIÓN DE LA INSTALACIÓN EÓLICA.....	118
8.1.-	ANÁLISIS DE LAS CORRIENTES DEL GENERADOR	121
8.2.-	ANÁLISIS DE LA VARIACIÓN DEL ÁNGULO DE ATAQUE DE LAS PALAS	124
9.	SIMULACIÓN DE AMBAS PLANTAS BAJO CONDICIONES DE CARGA.....	127
9.1.-	ANÁLISIS DE LA DEMANDA DE LA NAVE INDUSTRIAL	129
9.2.-	SIMULACIÓN DE LAS PLANTAS EÓLICA Y SOLAR EN CONDICIONES DE CARGA	129
9.3.-	CANCELACIÓN DE LA POTENCIA REACTIVA EN EL PUNTO DE CONEXIÓN A RED.	133

9.3.1.-	Control de reactiva del parque eólico.....	133
9.3.2.-	Control de reactiva de la planta fotovoltaica.....	135
9.3.3.-	Simulación en régimen de control de potencia reactiva	137
9.3.4.-	Corrección del factor de potencia.....	139
9.4.-	ANÁLISIS DE COBERTURA DE LA PLANTA INDUSTRIAL MEDIANTE RENOVABLES.....	142
9.5.-	ESTUDIO DE AHORRO DE EMISIONES DE CO ₂	144
10.	ANÁLISIS ECONÓMICO	149
10.1.-	PRESUPUESTO	149
10.2.-	ANÁLISIS DE VIABILIDAD ECONÓMICA	151
10.3.-	CONCLUSIÓN SOBRE EL ESTUDIO DE VIABILIDAD	154
11.	CONCLUSIONES	156
12.	BIBLIOGRAFÍA	158

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1.1.-EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA SOLAR FOTOVOLTAICA INSTALADA [2] [4].	14
FIGURA 1.2.- EVOLUCIÓN Y PREVISIÓN DE LA POTENCIA EÓLICA INSTALADA [2] [4].	15
FIGURA 2.1.- ILUSTRACIÓN SOBRE EL EFECTO FOTOELÉCTRICO [5].	16
FIGURA 2.2.- MAPA DE LA IRRADIACIÓN GLOBAL EN ESPAÑA ENTRE 1983 Y 2005 [6].	17
FIGURA 2.3.- ESQUEMA DE LOS TIPOS DE RADIACIÓN SOLAR QUE INCIDEN SOBRE UN SISTEMA DE CAPTACIÓN.	18
FIGURA 2.4.- A LA IZQUIERDA, ESTRUCTURA DE LA CÉLULA SOLAR; A LA DERECHA CÉLULA SOLAR [7].	19
FIGURA 2.5.- ESQUEMA DE LA UNIÓN PN Y LA DIFERENCIA DE POTENCIA V_0 QUE GENERA [8].	19
FIGURA 2.6.- CELDAS SOLARES (DE IZQUIERDA A DERECHA): MONOCRISTALINO; POLICRISTALINO Y AMORFO [10].	21
FIGURA 2.7.- EVOLUCIÓN DE LA TECNOLOGÍA MBB A TRAVÉS DE LOS AÑOS [11].	21
FIGURA 2.8.- ESQUEMA DE LA TECNOLOGÍA "HALF-CELL" (11).	22
FIGURA 2.9.- DIFERENCIA ENTRE UNA CELDA CONVENCIONAL Y UNA CELDA PERC [12].	23
FIGURA 2.10.- LUMINARIA CON PANEL SOLAR [13].	23
FIGURA 2.11.- ESQUEMA DE UNA INSTALACIÓN SOLAR AISLADA CON ACUMULADOR [14].	24
FIGURA 2.12.- ESQUEMA BÁSICO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR CONECTADA A RED [16].	25
FIGURA 2.13.- CURVA I-V DEL PANEL SOLAR.	26
FIGURA 2.14.- CURVA P-V DE LA CELDA SOLAR.	26
FIGURA 2.15.- DATOS DE UN PANEL NEON R DONDE INDICAN TANTO CONDICIONES STC Y COMO NOCT [17].	28
FIGURA 2.16.- PANELES SOLARES EN DISPUESTOS DE FORMA GENERAL [19].	29
FIGURA 2.17.- PANELES SOLARES DISPUESTOS EN SUPERPOSICIÓN [20].	30
FIGURA 2.18.- INTEGRACIÓN ARQUITECTÓNICA DE PANELES SOLARES [21].	30
FIGURA 2.19.- INCLINACIÓN (IZQUIERDA) Y ORIENTACIÓN (DERECHA) DEL MÓDULO SOLAR [18].	32
FIGURA 2.20.- BANCO DE BATERÍAS DE UNA INSTALACIÓN SOLAR [24].	33
FIGURA 3.1.- VISTA AÉREA DEL POLÍGONO DE SILVOTA [25].	37
FIGURA 3.2.- PANTALLA PRINCIPAL DE LA HERRAMIENTA PVGIS [26].	38
FIGURA 3.3.- EVOLUCIÓN DE LA IRRADIACIÓN MENSUAL PARA EL AÑO 2020 [26].	39
FIGURA 3.4.- EVOLUCIÓN MENSUAL DE LAS TEMPERATURAS MEDIAS MENSUALES DURANTE 2020 [26].	40
FIGURA 4.1.- CURVAS I-V Y P-V DEL MÓDULO SOLAR PARA DIFERENTES IRRADIANCIAS.	50
FIGURA 4.2.- ESQUEMA PARA EL CÁLCULO DE LA DISTANCIA ENTRE FILAS DE MÓDULOS Y OTROS OBJETOS [27].	57
FIGURA 4.3.- TABLA CON LOS DATOS ELÉCTRICOS Y FÍSICOS DE LOS CABLES EMPLEADOS [45].	59
FIGURA 4.4.- CURVA T-I Y TIEMPO DE ACTUACIÓN EN FUNCIÓN DE LA CORRIENTE QUE CIRCULA POR EL FUSIBLE [47].	66
FIGURA 4.5.- CORRIENTES INVERSAS ANTE UN FALLO EN UNA DE LAS CADENAS.	68
FIGURA 5.1.- MODELO COMPLETO DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA CON CONEXIÓN A LA RED DE DISTRIBUCIÓN.	74
FIGURA 5.2.- BLOQUES DE PARÁMETROS PARA LA TEMPERATURA E IRRADIANCIA.	75
FIGURA 5.3.- MENÚ DE "DATOS DIARIOS" DE LA HERRAMIENTA PVGIS CON LAS OPCIONES SELECCIONADAS.	76
FIGURA 5.4.- BLOQUE DE PARÁMETROS DEL CAMPO FOTOVOLTAICO.	78

FIGURA 5.5.- DATOS DEL PANEL FOTOVOLTAICO Y DISTRIBUCIÓN ELEGIDA.	78
FIGURA 5.6.- EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA EN UN DÍA EN EL MES DE MAYO.	79
FIGURA 5.7.- MODELO PARA LA OBTENCIÓN DE LOS DATOS DE POTENCIA Y ENERGÍA (PARTICULARIZADO PARA EL MES DE MAYO).	80
FIGURA 5.8.- EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA ACTIVA EN UN DÍA DEL MES DE DICIEMBRE.	81
FIGURA 5.9.- MODELO PARA LA OBTENCIÓN DE LOS DATOS DE POTENCIA Y ENERGÍA (PARTICULARIZADO PARA EL MES DE DICIEMBRE).....	81
FIGURA 5.10.- TENSIÓN DE LÍNEA Y DE FASE A LA SALIDA DEL INVERSOR.	85
FIGURA 5.11.- CORRIENTE DE LÍNEA EN EL PUNTO DE CONEXIÓN A RED.	86
FIGURA 5.12.- EVOLUCIÓN DE LA TENSIÓN DEL GENERADOR SOLAR, LA CORRIENTE DE ESTE Y LA IRRADIANCIA PARA EL MES DE MAYO.	87
FIGURA 5.13.- EVOLUCIÓN DE LA TENSIÓN DEL GENERADOR SOLAR, LA CORRIENTE DE ESTE Y LA IRRADIANCIA PARA EL MES DE DICIEMBRE.	87
FIGURA 5.14.- EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA ACTIVA DC A LA SALIDA DEL GENERADOR SOLAR PARA EL MES DE MAYO.	88
FIGURA 5.15.-EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA ACTIVA DC A LA SALIDA DEL GENERADOR SOLAR PARA EL MES DE DICIEMBRE.....	88
FIGURA 5.16.- MENÚ DE HERRAMIENTAS DE POWERGUI (SIMULINK).	89
FIGURA 5.17.- VENTANA CON EL ANÁLISIS DE HARMÓNICOS DE LA CORRIENTE A LA SALIDA DEL INVERSOR.	90
FIGURA 5.18.- VENTANA CON EL ANÁLISIS DE HARMÓNICOS DE LA CORRIENTE EN EL PUNTO DE CONEXIÓN A RED.	91
FIGURA 6.1.- MAPA DE RECURSOS EÓLICOS DE ESPAÑA [48].	93
FIGURA 6.2.- ANEMÓMETRO CON VELETA [49].	94
FIGURA 6.3.- AEROGENERADOR DE EJE VERTICAL TIPO DARRIEUS [51].	97
FIGURA 6.4.- AEROGENERADOR DE EJE HORIZONTAL DE TRES PALAS DE LA EMPRESA VESTAS [51].	97
FIGURA 6.5.- PARTES DE UN AEROGENERADOR.	99
FIGURA 6.6.- COMPONENTES DE UN AEROGENERADOR [52].	99
FIGURA 6.7.- DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE UN DFIG [53].	102
FIGURA 7.1.-SITUACIÓN GEOGRÁFICA DEL PARQUE EÓLICO EN ASTURIAS [25].	104
FIGURA 7.2.- PARQUE EÓLICO PEÑA DEL CUERVO. GRUPO IBEREÓLICA RENOVABLES [56].	105
FIGURA 7.3.- PÁGINA PRINCIPAL DEL MAPA EÓLICO IBÉRICO (CENER) [55].	106
FIGURA 7.4.- DETALLE DE LOS DATOS INTRODUCIDOS Y DE LOS VALORES MOSTRADOS [55].	106
FIGURA 7.5.- ROSA DE VIENTOS DE LA UBICACIÓN ESCOGIDA [55].	107
FIGURA 7.6.- DISTRIBUCIÓN DE FRECUENCIAS DE WEIBULL [55].	108
FIGURA 7.7.- PERFIL VERTICAL DE LA VELOCIDAD DEL VIENTO [55].	109
FIGURA 7.8.- VALOR DE LA VELOCIDAD MEDIA DEL VIENTO A UNA ALTURA DE 100 METROS [55].	110
FIGURA 7.9.- DATO DE LA DENSIDAD DEL AIRE A UNA ALTURA DE 100 METROS [55].	110
FIGURA 7.10.- CURVA P-V DEL AEROGENERADOR SIEMENS-GAMESA SG 3.4 132 [57].	112
FIGURA 7.11.- OBTENCIÓN GRÁFICA DEL CP.	113
FIGURA 7.12.- CURVA DE DURACIÓN DEL VIENTO.	115

FIGURA 7.13.- CURVA DE POTENCIA AEROGENERADOR SIEMENS GAMESA SG 3.4-132.	115
FIGURA 7.14.- CURVA DE DURACIÓN DE POTENCIA.	116
FIGURA 8.1.- MODELO DE LA INSTALACIÓN EÓLICA.	118
FIGURA 8.2.- MEDICIÓN DE LA DISTANCIA USANDO GOOGLE MAPS.	119
FIGURA 8.3.- TENSIÓN (PU) Y CORRIENTE (PU) A LA SALIDA DEL DFIG.	119
FIGURA 8.4.- POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA GENERADAS POR EL PARQUE EÓLICO.....	120
FIGURA 8.5.- CORRIENTES DE ESTÁTOR Y DE ROTOR (EN PU) PARA LA VELOCIDAD MEDIA DEL VIENTO PREVISTA.	121
FIGURA 8.6.- DETALLE DE LAS CORRIENTES DEL ESTATOR Y DEL ROTOR.	121
FIGURA 8.7.- VELOCIDAD DE GIRO DEL ROTOR EN PU.....	123
FIGURA 8.8.- ÁNGULO DE ATAQUE PARA DISTINTAS CONDICIONES DE VIENTO	125
FIGURA 8.9.- EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA TRAS UNA RÁFAGA DE VIENTO.....	125
FIGURA 9.1.- MODELO DE SIMULACIÓN DE AMBAS PLANTAS CONECTADAS A LA NAVE INDUSTRIAL Y A LA RED DE DISTRIBUCIÓN.	128
FIGURA 9.2.- PERFILES DE DEMANDA DE POTENCIAS DE LA NAVE INDUSTRIAL.	129
FIGURA 9.3.- EVOLUCIÓN DE LAS DIFERENTES POTENCIAS ACTIVAS INYECTADAS EN LA RED A LO LARGO DE UN DÍA	131
FIGURA 9.4.-EVOLUCIÓN DE LAS DIFERENTES POTENCIAS REACTIVAS INYECTADAS EN LA RED A LO LARGO DE UN DÍA	132
FIGURA 9.5.- SUBSISTEMA DE CONTROL DE REACTIVA DEL PARQUE EÓLICO.	134
FIGURA 9.6.- SUBSISTEMA DE CONTROL DE POTENCIA REACTIVA DEL PARQUE EÓLICO.	134
FIGURA 9.7.- EVOLUCIÓN DE LA SEÑAL DE REFERENCIA Y DE LA REACTIVA GENERADA EN EL PARQUE EÓLICO.	135
FIGURA 9.8.- SUBSISTEMA DE CONTROL DE POTENCIA REACTIVA ACOPLADO AL CONTROL DEL INVERSOR DE LA PLANTA FV.	136
FIGURA 9.9.- ESQUEMA DEL CONTROL DE REACTIVA DE LA PLANTA FV.....	136
FIGURA 9.10.- EVOLUCIÓN DE LA SEÑAL DE REFERENCIA Y DE LA REACTIVA GENERADA EN LA PLANTA FV.	137
FIGURA 9.11.- EVOLUCIÓN DE LAS POTENCIAS REACTIVAS CUANDO ACTÚA EL CONTROL	138
FIGURA 9.12.- FACTOR DE POTENCIA CON CONTROL DE REACTIVA COMPARADO CON EL FACTOR DE POTENCIA SIN CONTROL DE REACTIVA.	140
FIGURA 9.13.- FACTOR DE POTENCIA CUANDO EL SISTEMA DE CONTROL DE REACTIVA ESTÁ ACTIVO.	141
FIGURA 9.14.- ESQUEMA EN SIMULINK PARA LA OBTENCIÓN DE LA ENERGÍA DIARIA CONSUMA POR LA NAVE INDUSTRIAL.	143
FIGURA 9.15.- DATOS DE EMISIONES DE CO2. (REE) [59].	145
FIGURA 9.16.- DETALLE DE LAS EMISIONES EQUIVALENTE DE CO2 POR MWH PARA EL 16/07/2022 [59].	145

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 2.1.- PÉRDIDAS MÁXIMAS SEGÚN LA DISPOSICIÓN DEL PANEL (TABLA 2.2, DOCUMENTO HE 5) [18].	29
TABLA 3.1.- COORDENADAS DEL EMPLAZAMIENTO ESCOGIDO.	37
TABLA 3.2.- VALORES MENSUALES DE IRRADIACIÓN PARA DISTINTOS ÁNGULOS.	41
TABLA 4.1.- LISTA DE PANELES FOTOVOLTAICOS [29] [30] [31] [32].	43
TABLA 4.2.- PRECIO DE CADA PANEL SOLAR [34] [35] [36] [37].	43
TABLA 4.3.- NOTAS DE LOS DIFERENTES PANELES SEGÚN SU PRECIO.	44
TABLA 4.4.- PONDERACIÓN DE LAS 4 MARCAS DE PANELES SOLARES [29] [30] [31] [32].	44
TABLA 4.5.- GARANTÍA DE PRODUCTO, DE POTENCIA LINEAL Y RENDIMIENTO MÍNIMO GARANTIZADO DE CADA PANEL [29] [30] [31] [32].	45
TABLA 4.6.- MARCA Y MODELO DE LOS INVERSORES ELEGIDOS.	46
TABLA 4.7.- DATOS DE CADA MODELO DE INVERSOR [38] [39] [40] [41] [42] [43].	47
TABLA 4.8.- PONDERACIÓN DE LOS INVERSORES.	47
TABLA 4.9.- DATOS DEL INVERSOR SELECCIONADO [38].	48
TABLA 4.10.- DATOS PANEL SUNPOWER MAXEON 3 [32].	49
TABLA 4.11.- ÁNGULO DE INCLINACIÓN Y DIMENSIONES DEL PANEL.	57
TABLA 4.12.- ESQUEMA CON DATOS DE LA DISPOSICIÓN DEL PANEL [44].	58
TABLA 4.13.- DATOS FÍSICOS DEL COBRE Y DEL CABLE.	60
TABLA 4.14.- TABLA CON VALORES DE K EN FUNCIÓN DEL TIPO DE CONDUCTOR [46].	63
TABLA 4.15.- DATOS DE LOS FUSIBLES ELEGIDOS [47].	64
TABLA 4.16.- DATOS PARA EL CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS POR TEMPERATURA.	70
TABLA 4.17.- CÁLCULO DEL COEFICIENTE DE RENDIMIENTO DEL CAMPO SOLAR.	71
TABLA 4.18.- CÁLCULO DEL RENDIMIENTO GLOBAL DE LA INSTALACIÓN.	71
TABLA 4.19.- DATOS DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ESTIMADA MENSUAL.	73
TABLA 5.1.- DATOS DE IRRADIANCIA Y TEMPERATURA DE MAYO Y DICIEMBRE.	77
TABLA 5.2.- DATOS DE IRRADIANCIA Y TEMPERATURA DE NOVIEMBRE Y ENERO COMPARADOS CON LOS DE DICIEMBRE.	82
TABLA 5.3.- POTENCIA PICO Y ENERGÍA PARA LOS MESES DE NOVIEMBRE Y ENERO.	83
TABLA 5.4.- DATOS HISTÓRICOS DE IRRADIACIÓN DE MAYO Y DICIEMBRE.	84
TABLA 5.5.- DATOS DEL RENDIMIENTO DEL INVERSOR EN LA SIMULACIÓN.	86
TABLA 7.1.- DATOS DE LATITUD Y LONGITUD DE LA UBICACIÓN ELEGIDA.	105
TABLA 7.2.- DATOS DEL AEROGENERADOR Y DE LA ZONA DONDE SE UBICARÁ [55] [54].	111
TABLA 9.1.- ENERGÍA DIARIA PRODUCIDA EN CADA MES POR LA PLANTA DE 100 kW Y LA DE 1 MW.	143
TABLA 9.2.- DATOS DE COBERTURA EN LOS MESES DE MAYO Y DICIEMBRE.	144
TABLA 9.3.- DATOS DE EMISIONES DE CO ₂ POR TECNOLOGÍA.	146
TABLA 9.4.- TOTAL DE EMISIONES DE CO ₂ DE ORIGEN RENOVABLE VS MIX NACIONAL.	147

TABLA 10.1.- PRECIO UNITARIO, CANTIDAD NECESARIA Y TOTAL DE LOS ELEMENTOS QUE COMPONEN LA INSTALACIÓN [37] [41] [61] [62] [63].	150
TABLA 10.2.- PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA.....	150
TABLA 10.3.- PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN DEL PARQUE EÓLICO.	151
TABLA 10.4.- PRESUPUESTO TOTAL DE EJECUCIÓN.....	151
TABLA 10.5.- DATOS DE GENERACIÓN, CONSUMO ANUALES Y BALANCE.	153
TABLA 10.6.- RESUMEN DE LOS DATOS EMPLEADOS EN EL CÁLCULO DEL VAN Y EL TIR.	154
TABLA 10.7.- VAN, TIR Y TIEMPO NECESARIO PARA RECUPERAR LA INVERSIÓN INICIAL.....	154

1. Introducción

1.1.- LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Desde sus comienzos, el ser humano siempre ha necesitado hacer uso de la energía que se encuentra en la naturaleza para prosperar. Desde entonces, siempre se han buscado nuevas formas de aprovechar la energía que nos brinda la naturaleza para usarla en nuestro beneficio.

En la antigüedad, el hombre ya hacía uso de energías de carácter renovable como por ejemplo la eólica, para mover los barcos de vela o la hidráulica para mover los molinos encargados de triturar el trigo.

Posteriormente, durante la “Revolución Industrial”, se empezaron a emplear fuentes de energía de carácter no renovable, como lo es el carbón. Este material tiene la característica de poseer una mayor capacidad calorífica que la madera además de ser relativamente económico y fácil de conseguir. En ese momento empezaron a surgir nuevas tecnologías como la máquina de vapor, que sentaron las bases para las tecnologías actuales.

Según avanza la historia, se encuentran nuevos combustibles que superan al carbón, estos combustibles son el petróleo y el gas natural. Estos recursos consiguen revolucionar la industria de la generación eléctrica siendo hoy en día una porción importante de la generación global de energía eléctrica.

Pero dada la naturaleza no renovable de estos recursos, el ser humano opta por sustituir progresivamente las energías fósiles por energías de carácter renovable. Las energías renovables disponen de una serie de ventajas:

- No emiten CO₂ ni otros gases nocivos a la atmósfera como sí ocurre con las energías fósiles.
- Las fuentes de aprovechamiento de las energías renovables son ilimitadas.
- Algunas energías no requieren de grandes complejos industriales para hacer uso de estas.
- No dependen de yacimientos ubicados en otros países.

Aunque actualmente existen muchas formas de aprovechamiento de este tipo de energías limpias, solo se citarán a continuación las más importantes actualmente:

- **Energía eólica:** Aprovecha el viento que se genera en la atmósfera terrestre para convertir la energía del viento en energía eléctrica mediante el empleo de aerogeneradores.
- **Energía solar:** Aprovecha la energía procedente de la radiación solar. Existen varias formas de aprovechar la energía solar:
 - De manera directa convirtiendo la energía procedente de la radiación solar en electricidad mediante paneles fotovoltaicos.
 - Mediante el uso de heliostatos (o espejos) que reflejan la luz solar a un punto para aprovechar su energía térmica calentando un fluido hasta convertirlo en vapor. Posteriormente este vapor se usará para mover una turbina que irá acoplada a un generador eléctrico.
 - Mediante colectores solares: Aprovechando la energía procedente de la radiación solar para elevar la temperatura del fluido que circula por el interior del colector.
- **Energía hidráulica:** Se hace uso de la energía mecánica del agua de un río o de un embalse para mover mecánicamente una turbina acoplada a un generador eléctrico.
- **Biomasa:** En la biomasa se emplean restos de podas, o material de desecho con cierto poder calorífico para usarlo como combustible.
- **Geotérmica:** Emplea la energía calorífica procedente del interior de la Tierra.

1.1.1.- Breve historia de las energías renovables en España

Los inicios de España en el empleo de la energía eléctrica se remontan a 1852 cuando se empleó por primera vez la energía eléctrica para iluminar una tienda. Pero no fue hasta 1984 cuando se inauguró el primer prototipo de aerogenerador a cargo de la empresa Ecotécnica. El generador se puso en funcionamiento el 10 de marzo de 1984 y generaba solo 15 kW. Un mes después, se inauguró el primer parque eólico de España, localizado en Garriguella, Gerona. El parque disponía de 5 aerogeneradores con una potencia de 24 kW cada uno.

La primera planta fotovoltaica se fundó ese mismo año en San Agustín de Guadalix, que contaba con una potencia de 100 kW. No fue hasta casi 10 años después en 1993 cuando se conectaron a red cuatro nuevas instalaciones fotovoltaicas [1].

Actualmente, España cuenta con una potencia instalada de energía eólica de **28.627 MW** y para la solar fotovoltaica de **15.530 MW** [2].

1.1.2.- Plan de Transición Energética 2021-2030

España como país miembro de la Unión Europea, está vinculado a esta en materia de política energética. A su vez, tanto la Unión Europea como otros países desarrollados, tienen acuerdos firmados sobre transición energética en el Acuerdo de París de 2015, donde los países participantes, se comprometen a reducir de manera progresiva y de forma coherente las emisiones de efecto invernadero que producen [3].

Actualmente, España se ha marcado como propósito para 2030 tener una potencia total instalada de 50 GW de energía eólica y de 39 GW de solar fotovoltaica [4].



Figura 1.1.-Evolución de la potencia solar fotovoltaica instalada [2] [4].

En el gráfico se observa que la potencia instalada no varía mucho hasta el año 2018. Fue en ese año cuando se derogó “el impuesto al Sol”. Esta ley ponía trabas a la hora de realizar una instalación que aprovechara la energía solar. Con su derogación en 2018, no solo se han eliminado las trabas para la implementación de esta tecnología, sino que además

se dan ciertos beneficios a los consumidores, como, por ejemplo, compensaciones si los pequeños consumidores tienen excedentes de producción.



Figura 1.2.- Evolución y previsión de la potencia eólica instalada [2] [4].

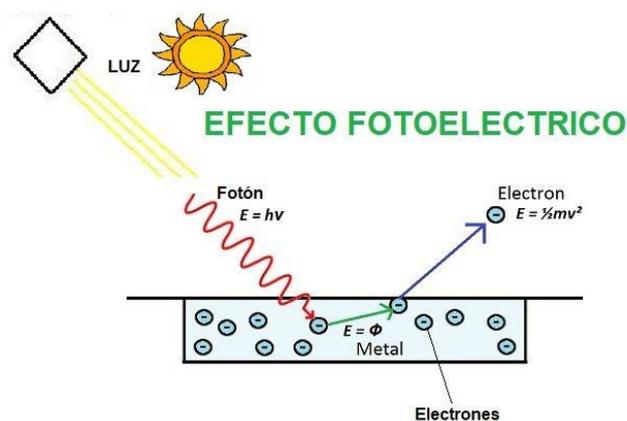
La energía eólica, a diferencia de la fotovoltaica, sigue una progresión más lineal, sin llegar a estancarse. Aunque se puede observar cierto incremento al igual que en la fotovoltaica en el año 2018 debido al impulso que se dio ese año a la instalación de energías renovables.

2. La instalación solar fotovoltaica

Se define por instalación solar fotovoltaica aquella que emplea tecnología fotovoltaica para transformar la radiación solar en energía eléctrica.

2.1.- INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA SOLAR

La energía fotovoltaica transforma la energía radiante del Sol en energía eléctrica mediante el efecto fotoeléctrico. Este efecto consiste en que un material emite electrones cuando incide sobre él una radiación electromagnética. Cuando un fotón incide sobre una placa de metal, induce suficiente energía para que un electrón de la órbita más externa se desprenda y quede libre.



Efecto Fotoeléctrico = Emisión de los electrones de un metal cuando incide sobre el metal una luz

Figura 2.1.- Ilustración sobre el efecto fotoeléctrico [5].

Por lo tanto, cuanto mayor sea la radiación solar que incide sobre el material, mayor número de electrones emitirá.

2.1.1.- La radiación solar

La radiación solar es la energía emitida por el Sol en forma de ondas electromagnéticas. Pero cuando se habla de radiación solar, se refiere a un término genérico. Según la magnitud, la radiación solar se denomina de dos formas:

- La **irradiancia** es la radiación que incide sobre una superficie determinada. Tiene unidades de potencia (W/m^2).

- La **irradiación** es la radiación que recibe una superficie en un determinado lapso temporal. Se emplean unidades de energía (Wh/m^2).

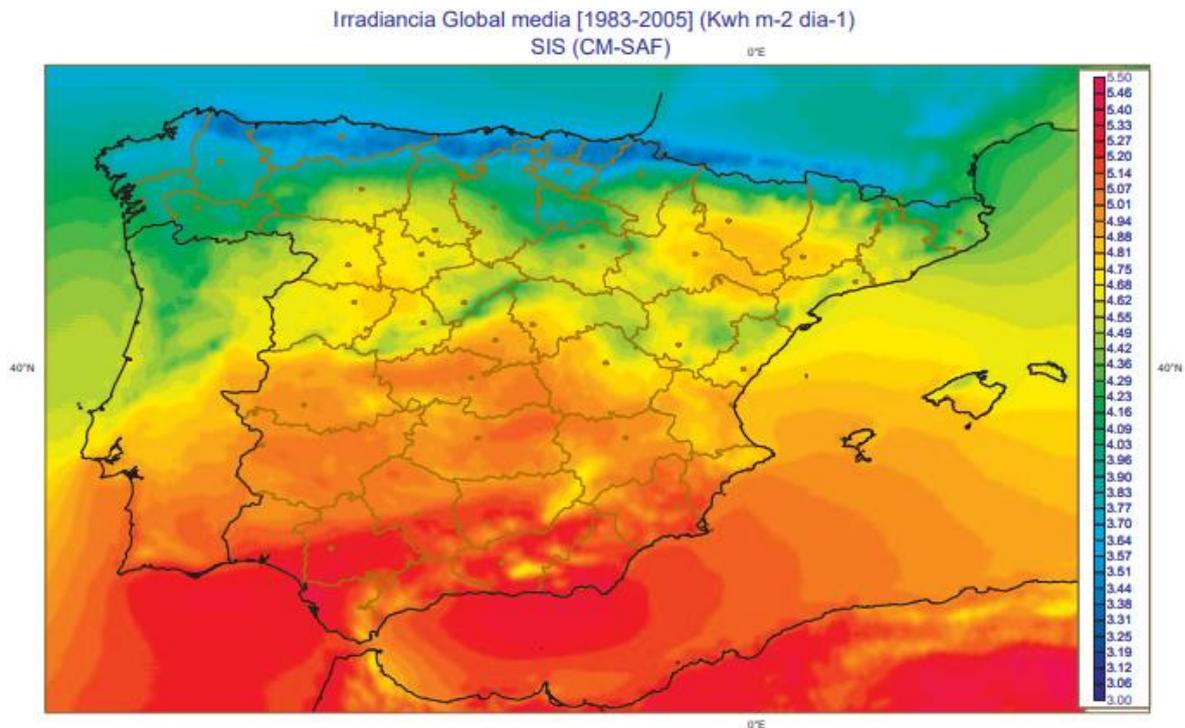


Figura 2.2.- Mapa de la irradiación global en España entre 1983 y 2005 [6].

En el mapa se aprecia la distribución de la irradiación en distintos puntos del país. Según el mapa observamos que la zona norte del país es la que menos radiación recibe, por lo que es un dato que se debe tener en cuenta a la hora de ubicar una instalación fotovoltaica en estas zonas, ya que la producción de energía será menor que si estuviese ubicada en el sur de España.

Otro factor que se debe tener en cuenta es el tipo de radiación que llega a la superficie terrestre. Según como llegue a la superficie, la radiación se clasifica en tres tipos:

- **Radiación solar directa:** Esta radiación es la que llega a la superficie de la Tierra sin sufrir ningún cambio en su trayectoria cuando traspasa la atmósfera terrestre.
- **Radiación solar difusa:** Este tipo de radiación se caracteriza por haber sido desviada varias veces de su trayectoria original. Algunas de las causas de que se desvíe son los gases presentes en la atmósfera terrestre o las nubes.

- **Radiación solar reflejada:** También se conoce como efecto albedo y es la parte de la radiación que refleja la propia superficie de la Tierra.

La suma de las tres se conoce como **radiación global**. En la siguiente figura se observa un esquema de los tres tipos de radiación solar sobre un sistema de captación.

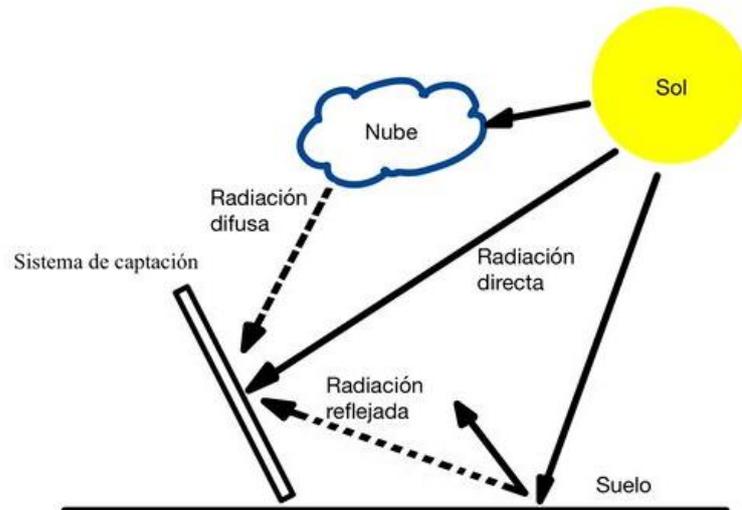


Figura 2.3.- Esquema de los tipos de radiación solar que inciden sobre un sistema de captación.

2.2.- LA CELDA SOLAR

La celda o célula solar es la encargada de transformar la energía lumínica procedente del Sol en energía eléctrica gracias al efecto fotoeléctrico mencionado anteriormente. Es la parte más básica de un panel solar.

2.2.1.- Funcionamiento de la celda solar

Las celdas solares se construyen con materiales semiconductores, **principalmente el silicio**. Aunque existen celdas experimentales de arseniuro de galio, no se profundará en ellas, centrándose solamente en las de silicio.

El objetivo de la celda solar es el de generar una diferencia de potencial aprovechando la radiación procedente del Sol como se muestra en la siguiente figura.

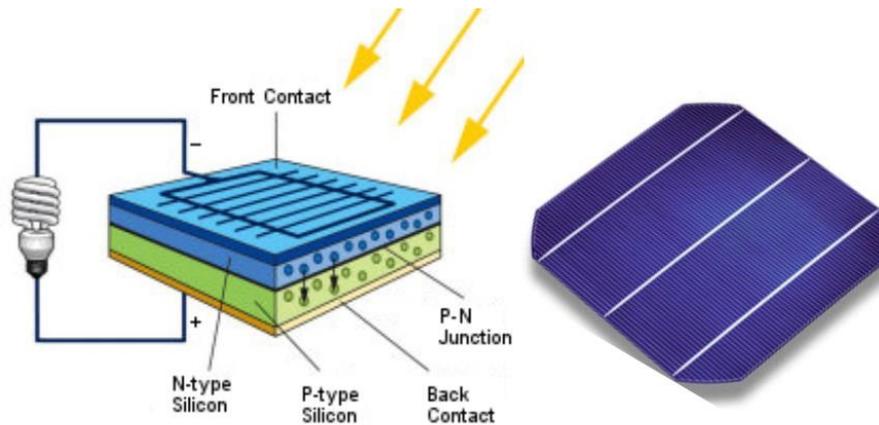


Figura 2.4.- A la izquierda, estructura de la célula solar; a la derecha célula solar [7].

Para conseguir una transferencia de electrones y por lo tanto una diferencia de potencial, se unen dos capas de silicio tratadas químicamente. Esta unión se conoce como unión PN.

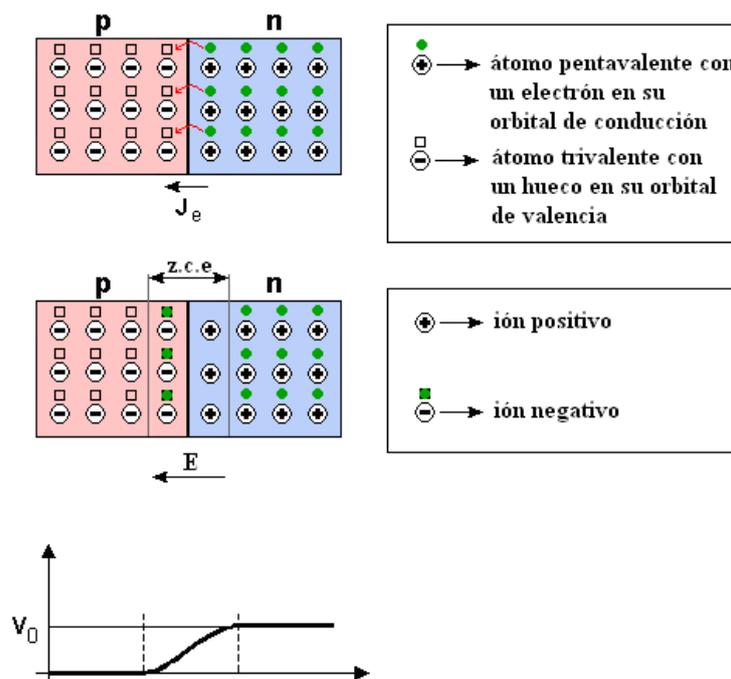


Figura 2.5.- Esquema de la unión PN y la diferencia de potencia V_0 que genera [8].

Las dos capas que forman la unión PN son:

- **Silicio extrínseco tipo P:** Para obtener este silicio de debe dopar de forma química. Para ello se añaden átomos de boro que propician la creación de huecos para los electrones [8].

- **Silicio extrínseco tipo N:** Se sustituyen algunos átomos de silicio por otros que tengan cinco electrones en su capa de valencia (como el fósforo, el arsénico o el antimonio). Esto da lugar a que el átomo de silicio tenga cuatro enlaces covalentes y un electrón no enlazado, dando como resultado un electrón libre [8].

Cuando se unen ambos cristales, se produce una difusión de electrones, estableciendo unas corrientes y unas cargas fijas que se conocen como barrera de potencial. Este campo produce una diferencia de potencial V_0 entre las capas p y n, que en el caso del silicio es de 0,7 V.

2.2.2.- Tipos de silicio

Para fabricar estas células, se utilizan distintos tipos de tecnología para obtener distintos tipos de silicio. Según el proceso de fabricación, se obtienen celdas con mayor o menor rendimiento. Existen varias tecnologías para fabricar estas celdas:

- **Silicio amorfo:** También conocido como “capa fina” son los menos eficientes (entre el 7% y el 13%). Es la tecnología que menos silicio requiere para su fabricación a coste de reducir su eficiencia [9].
- **Silicio monocristalino:** Son los más eficientes, pero son los más costosos de fabricar y que mayor cantidad de silicio requieren. Dada su alta eficiencia se recomienda su uso en zonas donde la radiación solar sea baja.
- **Silicio policristalino:** Tienen un rendimiento inferior a los de silicio monocristalino, pero son más baratos y rápidos de producir. Su rendimiento se sitúa en torno al 16% [9].

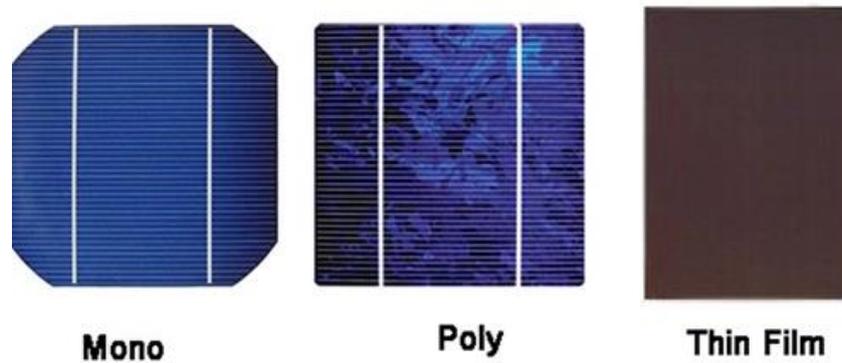


Figura 2.6.- Celdas solares (de izquierda a derecha): Monocrystalino; Policristalino y Amorfo [10].

2.2.3.- Conexión de las celdas solares

Además de la tecnología empleada para fabricar el silicio de las celdas solares, se emplean otras tecnologías para mejorar la interconexión de las celdas y, por lo tanto, aumentar el desempeño de los módulos solares. Existen varias tecnologías actualmente en el mercado, pero por simplicidad solo se citarán las más representativas:

- **Tecnología MBB** (Multi Bus Bar): Las “bus bars” son las conexiones que atraviesan las células solares. Cuanto mayor sea el número de “bus bars” menor será el recorrido que tendrán las conexiones y por lo tanto disminuirán las pérdidas. Actualmente varios fabricantes empiezan a incorporar esta tecnología en sus productos debido al aumento del rendimiento que supone [11].

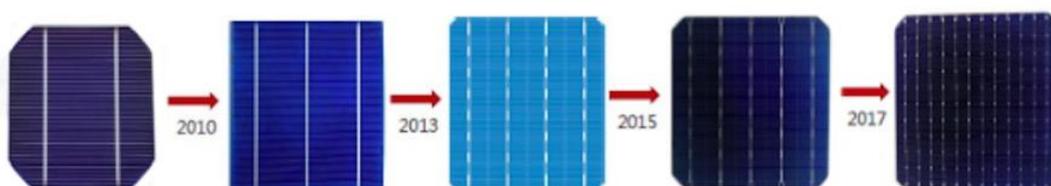
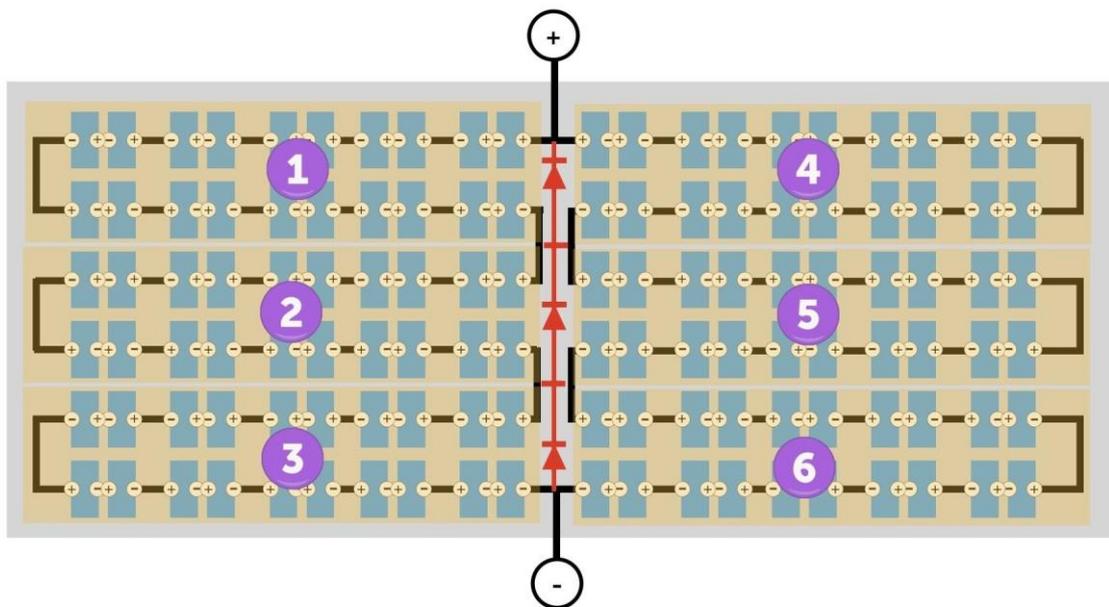


Figura 2.7.- Evolución de la tecnología MBB a través de los años [11].

- **Tecnología Half-Cell** (Célula partida): Se trata de cortar, conectar múltiples células y distribuirlas en el mismo espacio que ocuparía una célula convencional. Con esto se consiguen varios beneficios [11]:
 - La corriente de la célula se reduce a la mitad, por lo que las pérdidas asociadas también se reducen.
 - Un módulo solar que disponga de esta tecnología puede reducir el daño del efecto “hot-spot” o punto caliente.
 - Ayudan a subsanar las pérdidas por sombras, ya que, si una parte de la célula está en sombra, no afecta al rendimiento de la otra mitad.
 - Se puede acoplar a otras tecnologías como por ejemplo la MBB.



Esquema cableado interior Placa Solar con tecnología Half Cell.
Hay 6 filas separadas de celdas conectadas en paralelo

Figura 2.8.- Esquema de la tecnología "Half-Cell" (11).

- **Tecnología PERC** (*Passivated Emitter Rear Cell*): Consiste en colocar una capa de dieléctrico reflectante en la parte trasera del panel solar. Con esto se consigue que parte de los fotones que han atravesado la célula reboten aumentando la eficiencia del panel [12].

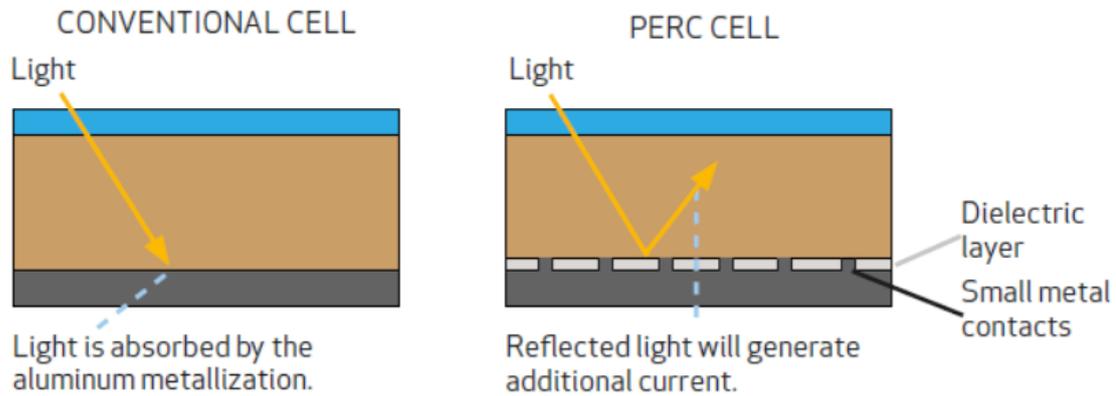


Figura 2.9.- Diferencia entre una celda convencional y una celda PERC [12].

2.3.- TIPOS DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

Existen dos tipologías distintas en función de si están conectadas a red o no:

- **Instalación solar aislada:** Son aquellas en las que no existe ningún tipo de conexión física a la red eléctrica. Estas pueden ser, por ejemplo, los paneles solares dispuestos en un satélite o los paneles que se usan para encender una señal luminosa.



Figura 2.10.- Luminaria con panel solar [13].

Generalmente, disponen de un sistema de almacenamiento para poder acumular la energía excedente y usarla en momentos donde no es posible abastecerse con la energía procedente de los paneles solares.

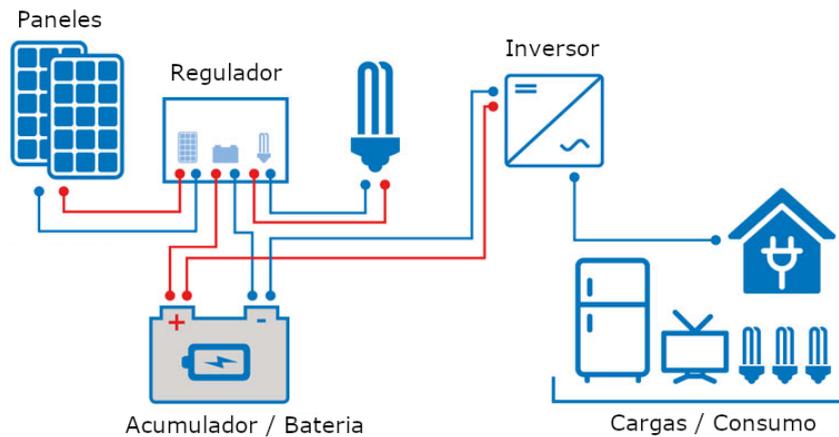


Figura 2.11.- Esquema de una instalación solar aislada con acumulador [14].

- **Instalación solar conectada a la red:** Se caracterizan por estar físicamente conectadas a la red de distribución. Las instalaciones solares conectadas a red se dividen en dos tipos: las empleadas para **comercializar la energía** fotovoltaica que producen y las que se emplean para **autoconsumo**. Estas últimas pueden utilizarse tanto para inyectar energía en red y venta como para autoabastecimiento. Existen varias clasificaciones según la modalidad. Estas modalidades están recogidas en el artículo 4 del Real Decreto 244/2019 del 5 de abril [15].

En función de la modalidad de autoconsumo:

- **Modalidad de suministro con autoconsumo sin excedentes:** Deben disponer de un sistema antivertido que impida la inyección de la energía excedente a la red.
- **Modalidad de suministro con autoconsumo con excedentes:** Estas instalaciones además de producir energía para autoconsumo podrán además inyectar energía en la red de distribución y transporte. Esta categoría se divide a su vez en:
 - Modalidad con excedentes acogida a compensación.
 - Modalidad con excedentes no acogida a compensación.

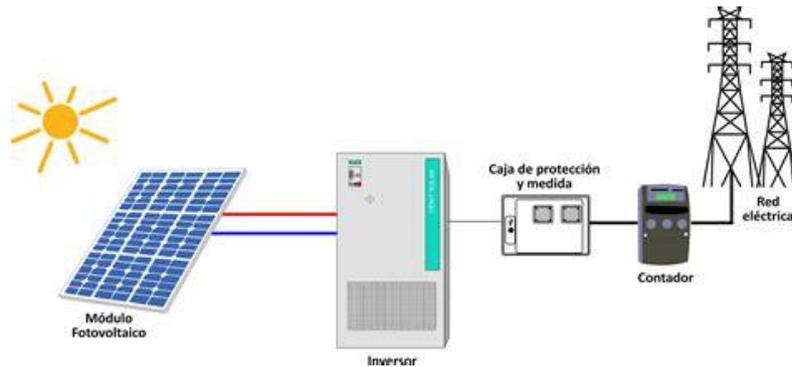


Figura 2.12.- Esquema básico de una instalación solar conectada a red [16].

2.4.- COMPONENTES DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Toda instalación fotovoltaica tiene unos componentes básicos necesarios para su correcto funcionamiento. Entre los cuales cabe destacar los siguientes.

2.4.1.- Panel solar

Es el elemento principal de la instalación. Su cometido es la de convertir la energía procedente del Sol en energía eléctrica. Se pueden agrupar varios paneles formando entonces un generador fotovoltaico. Estos módulos solares están compuestos por celdas solares mencionadas anteriormente.

Características eléctricas de los paneles solares. Curvas I-V y P-V

Una de las formas más extendidas de caracterizar un panel solar son las curvas I-V y P-V, donde se representan la relación entre la corriente suministrada por el panel, su tensión y la potencia. Además, también muestran el punto donde se alcanza la potencia máxima del panel y su funcionamiento a distintas irradiancias.

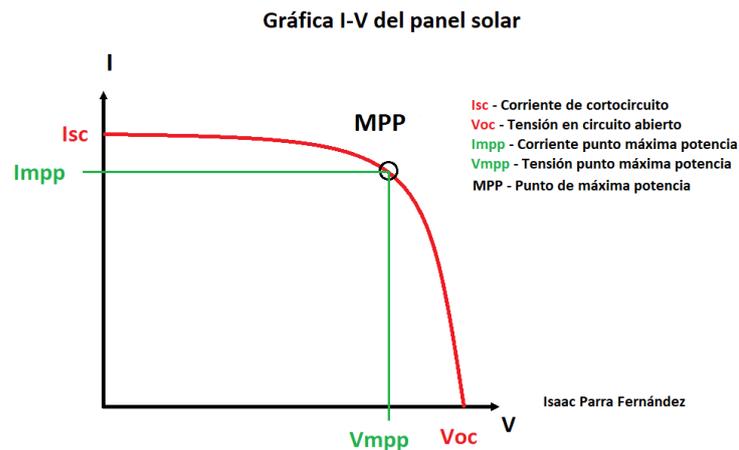


Figura 2.13.- Curva I-V del panel solar.

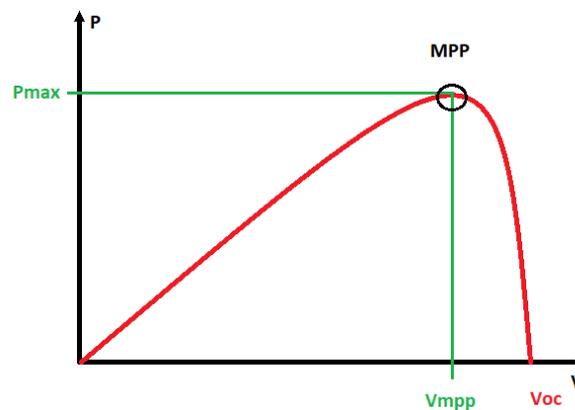


Figura 2.14.- Curva P-V de la celda solar.

En las figuras anteriores se observan los distintos valores de interés que caracterizan el panel solar:

- **Corriente de cortocircuito (I_{sc}):** Es la corriente (en amperios) que circula cuando el módulo solar se cortocircuita, siendo la tensión en ese momento 0 V.
- **Tensión en circuito abierto (V_{oc}):** Es la tensión (en voltios) entre los dos terminales cuando el módulo solar está en circuito abierto. En este instante no circula ninguna corriente por él.
- **Corriente en el punto de máxima potencia (I_{mpp}) y tensión en el punto de máxima potencia (V_{mpp}):** Valores de corriente y tensión para los que la potencia generada por el módulo solar es máxima. Se mide en amperios (A) y voltios (V) respectivamente.

- **Punto de máxima potencia (MPP):** Punto en el que la potencia generada por el módulo solar es máxima. Se mide en vatios (W).
- **Potencia máxima (Pmax):** Es la potencia máxima (en vatios) que puede dar el módulo solar. Se alcanza en el MPP.

Estos valores dependen de en qué condiciones se han ensayado, ya que algunos fabricantes de paneles fotovoltaicos suelen mostrar en la ficha técnica los datos eléctricos de sus productos en dos condiciones:

- **Condiciones estándar de medida (CEM o STC en inglés):** Se refieren a condiciones estándar en las que se han ensayado el panel. Estas condiciones son:
 - Una temperatura de la celda de 25°C
 - Una irradiancia incidente de 1000 W/m².
 - Un espectro de masa de aire de 1,5 (AM 1,5)
- **Temperatura de operación nominal de la célula (TONC o NOCT en inglés):** Al contrario que las CEM, las TONC buscan unas condiciones de funcionamiento más reales. Las condiciones son:
 - Temperatura ambiente de 20°C.
 - Irradiancia de 800 W/m².
 - Espectro de masa de aire de 1,5 (AM 1,5).
 - Velocidad del viento de 1 m/s.

Propiedades eléctricas (STC¹⁾)

Modelo		LG375Q1C-V5	LG370Q1C-V5	LG365Q1C-V5	LG360Q1C-V5
Potencia máxima (P _{máx})	[W]	375	370	365	360
Tensión MPP (V _{mpp})	[V]	37,2	37,0	36,7	36,5
Corriente MPP (I _{mpp})	[A]	10,09	10,01	9,95	9,87
Tensión en circuito abierto (V _{oc})	[V]	42,8	42,8	42,8	42,7
Corriente de cortocircuito (I _{sc})	[A]	10,83	10,82	10,8	10,79
Factor de eficiencia del módulo	[%]	21,7	21,4	21,1	20,8
Temperatura de funcionamiento	[°C]	-40 ~ +90			
Tensión máxima del sistema	[V]	1.000			
Corriente nominal del fusible en serie	[A]	20			
Tolerancia de potencia	[%]	0 ~ +3			

¹⁾ STC (Standard Test Condition, condiciones estándar de prueba): Irradiación 1.000 W/m², temperatura del módulo 25 °C, AM 1,5.

Propiedades eléctricas (NMOT²)

Modelo		LG375Q1C-V5	LG370Q1C-V5	LG365Q1C-V5	LG360Q1C-V5
Potencia máxima (P _{máx})	[W]	282	279	275	270
Tensión MPP (V _{mpp})	[V]	37,1	36,9	36,6	36,4
Tensión MPP (I _{mpp})	[A]	7,61	7,55	7,51	7,45
Tensión en circuito abierto (V _{oc})	[V]	40,3	40,3	40,2	40,2
Corriente de cortocircuito (I _{sc})	[A]	8,72	8,71	8,7	8,69

²⁾ NMOT (temperatura nominal de funcionamiento del módulo solar): Irradiación 800 W/m², temperatura ambiental 20 °C, velocidad del viento 1 m/s.

Figura 2.15.- Datos de un panel NeON R donde indican tanto condiciones STC y como NOCT [17].

Los fabricantes incluyen también en la hoja de características los coeficientes de corrección por temperatura. Estos valores indican cual es la variación de potencia, tensión o corriente que se produce en el panel para un valor distinto al medido en condiciones estándar. Estos coeficientes son:

- **Coefficiente potencia-temperatura:** Indica la variación de potencia según la variación de temperatura a la que está sometido el panel.
- **Coefficiente tensión-temperatura [K_{TV}]:** Representa la variación de la tensión suministrada por el panel en función de la variación de temperatura.
- **Coefficiente intensidad-temperatura [K_{TI}]:** Representa la variación de la corriente suministrada por el panel en función de la variación de temperatura.

Pérdidas del panel solar

También es necesario mencionar que los módulos solares están sometidos a pérdidas de rendimiento bajo ciertas condiciones.

Según la sección HE 5 del “Documento básico HE de ahorro de energía” se deben tener en cuenta las pérdidas de orientación e inclinación y las producidas por las sombras [18].

- **Pérdidas por orientación:** Pérdidas producidas en el panel solar por no disponer de la orientación óptima.
- **Pérdidas por inclinación:** Pérdidas producidas en el panel solar por no disponer de la inclinación óptima.
- **Pérdidas por sombras:** Pérdidas producidas por la exposición total o parcial del panel a las sombras, evitando que reciba toda la radiación que debería recibir.

La sección HE 5 además indica unos porcentajes máximos en función de la disposición de los captadores en el edificio.

Caso	Orientación e inclinación	Sombras	Total
General	10 %	10 %	15 %
Superposición	20 %	15 %	30 %
Integración arquitectónica	40 %	20 %	50 %

Tabla 2.1.- Pérdidas máximas según la disposición del panel (Tabla 2.2, documento HE 5) [18].



Figura 2.16.- Paneles solares en dispuestos de forma general [19].



Figura 2.17.- Paneles solares dispuestos en superposición [20].



Figura 2.18.- Integración arquitectónica de paneles solares [21].

Otro tipo de pérdidas que es interesante tener en cuenta, ya que suele afectar al desempeño de las instalaciones fotovoltaicas, son las **pérdidas por suciedad**. Estas pérdidas se producen cuando se deposita sobre los paneles una capa de suciedad que impide que la radiación incida en su totalidad sobre el panel. Por lo que resulta interesante realizar mantenimientos periódicos para asegurar una producción de energía eléctrica óptima y evitar fallos en los paneles.

Finalmente, además de las pérdidas anteriormente citadas, también hay que tener en cuenta las **pérdidas por temperatura** del propio panel. Estas pérdidas van implícitas en el material del propio panel. Se pueden calcular con la temperatura de trabajo de la célula. La fórmula para calcular la temperatura de trabajo de la célula es la siguiente.

$$T_c = T_a + E * \frac{TONC - 20}{800} \quad (2.1)$$

Siendo:

- T_c : Temperatura de trabajo de la célula ($^{\circ}\text{C}$)
- T_a : Temperatura ambiente ($^{\circ}\text{C}$)
- E : Irradiancia (W/m^2)
- $TONC$: La temperatura de operación nominal de la célula ($^{\circ}\text{C}$)

Una vez calculada la temperatura de trabajo se puede calcular la variación de potencia que sufrirá el panel para una temperatura dada multiplicando por el coeficiente de temperatura-potencia que facilitan los fabricantes de módulos solares.

Disposición, orientación e inclinación del panel solar

En la Tabla 2.1. se mostraban las pérdidas estimadas en función de la orientación e inclinación del panel y de su disposición. Estos tres parámetros deben ser tenidos en cuenta a la hora de planificar una instalación solar, ya que de ello depende aprovechar lo máximo posible la energía solar.

- **Inclinación:** Es el ángulo que forma la superficie de los módulos con la horizontal. Se define por el ángulo β (beta) [18].
- **Orientación:** Es el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar. Se define como ángulo de acimut o ángulo acimutal y se representa con la letra α (alfa). Los valores típicos son 0° para orientación sur, -90° para orientación este y 90° para orientación oeste [18].

Según el documento HE5, apartado 2.2, punto 6, se considera como inclinación óptima la latitud del emplazamiento menos 10° y como orientación óptima se considera dirección sur, es decir, un acimut de 0° [18].

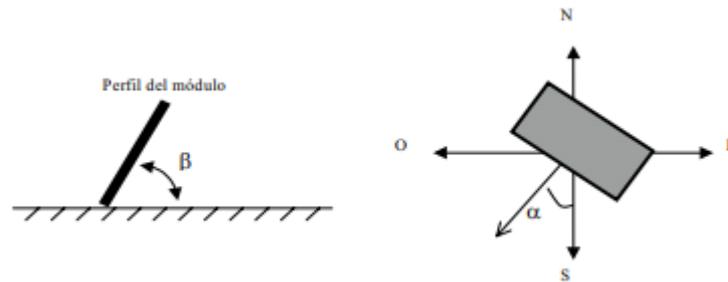


Figura 2.19.- Inclinación (izquierda) y orientación (derecha) del módulo solar [18].

2.4.2.- El inversor

El inversor es el elemento de la instalación encargado de transformar la energía eléctrica de continua a alterna. Además, también sirven para optimizar la energía que se extrae de los módulos fotovoltaicos y como protección frente a fallos eléctricos.

Según la naturaleza de la instalación donde se ubiquen, pueden ser **monofásicos** o **trifásicos**. Los inversores comerciales actuales, disponen de varias etapas. Las más importantes son tres:

- **Etapá MPPT** (*Maximun Power Point Track*): Esta etapa es un algoritmo que se implementa en los inversores solares para maximizar la energía que se extrae de la matriz de paneles solares. Estos algoritmos controlan la tensión para garantizar que el sistema funcione en el “punto de máxima potencia” [22]. Existen varios algoritmos matemáticos que se pueden emplear para realizar el seguimiento del punto de máxima potencia. Por simplicidad solo se citarán algunos de los más empleados [23]:
 - Perturbación y observación.
 - Conductividad incremental.
 - Algoritmos basados en lógica difusa.
 - Algoritmos basados en redes neuronales artificiales.
 - Control de correlación de ondulación (RCC).

- **Etapá de inversión**: Mediante el uso de IGBTs controlando la apertura y cierre de los mismos, se puede conseguir que la energía DC pase a una forma cuasi-senoidal AC. El mayor problema que presenta esta etapa es que

introduce bastantes perturbaciones en la forma de onda que posteriormente deben de ser filtradas.

- **Etapa de filtrado:** Con esta etapa se busca disminuir lo máximo posible cualquier interferencia que se pueda producir por la apertura y cierre de los IGBTs del inversor o de cualquier otra interferencia de carácter electromagnético.

2.4.3.- Baterías

Las baterías son un elemento que generalmente está presente en las instalaciones solares de autoconsumo y en las instalaciones solares aisladas debido a la necesidad almacenar la energía eléctrica excedente para su posterior uso en caso de que no sea posible producir electricidad mediante los paneles solares.



Figura 2.20.- Banco de baterías de una instalación solar [24].

Estas acumulan la energía eléctrica en las horas de sol donde hay una producción mayor de energía eléctrica y se descargan cuando hay menos producción de energía eléctrica, como puede ser durante la noche o en días muy nublados.

2.4.4.- Protecciones

Las protecciones son un elemento crítico de cada instalación, ya sea solar o de cualquier otro tipo. Estas protegen tanto a la instalación como al usuario que la manipula, por lo que se debe tener especial cuidado a la hora de dimensionar y seleccionar las protecciones de forma correcta.

Debido a que en una instalación solar conviven dos tipos de corrientes, se debe tener en cuenta la selección de las protecciones, tanto para DC (campo fotovoltaico) como para AC.

Protecciones circuito DC

- **Interruptor principal de corriente continua:** Se trata de un sistema de maniobra que permite la conexión y desconexión de los paneles solares y el inversor.
- **Fusibles de protección del circuito de continua:** Deben ser explícitamente aptos para corriente continua. Protegen de las sobreintensidades que se pueden producir.
- **Vigilancia permanente de aislamiento:** Permiten conocer si hay un defecto de aislamiento. En caso de existir un defecto de aislamiento en el campo de paneles, este dispositivo avisaría del defecto para poder solventarlo y evitar que se produzcan tensiones de contacto peligrosas.
- **Diodos de *bypass*:** Se conectan en paralelo con el panel fotovoltaico. No conducen cuando el panel opera en condiciones normales, pero permiten la circulación de corriente en caso de que algún módulo esté expuesto a sombras o a baja irradiancia con respecto al resto de paneles de la cadena.

Protecciones circuito AC

- **Interruptor automático general:** Dispositivo de protección general frente a sobrecargas y sobretensiones.
- **Interruptor automático para la desconexión:** Protección anti-isla que actúa desconectando la planta solar de la red en caso de detectar desajustes de amplitud y frecuencia de la tensión en el punto de acoplamiento. Responde de forma telemandada bajo las indicaciones que recibe de los relés de tensión y frecuencia.
- **Relé de máxima y mínima tensión:** Este dispositivo actúa en caso de que la tensión alcance valores muy elevados o valores excesivamente bajos.
- **Relé de máxima y mínima frecuencia:** Desconecta la instalación en caso de que los valores de frecuencia estén fuera de rango.
- **Interruptor diferencial:** Actúa en caso de que se produzcan contactos indirectos.

3. Estudio de los recursos solares de la zona con PVGIS

Antes de realizar el dimensionamiento y la simulación de la instalación fotovoltaica, se debe comprobar en qué condiciones va a funcionar la planta solar. Para ello se va a emplear la herramienta PVGIS.

Esta herramienta esta desarrollada por la Unión Europea. Se trata de una base de datos europea donde se pueden conocer datos de irradiancia y temperatura de cualquier zona, por lo que permite comprobar que ventajas o inconvenientes tiene instalar una planta fotovoltaica en una zona geográfica determinada.

3.1.- LOCALIZACIÓN

El lugar escogido para emplazar la instalación será en el **polígono de Silvota**. Particularmente no se ha elegido ninguna nave industrial ya construida, ya que este trabajo está destinado al estudio técnico y económico de una instalación de generación renovable mixta ubicada en Asturias, por lo que sería válido para cualquier empresa que se ubique en la zona. Se considera además que **el tejado de la nave es completamente plano**. A continuación, se muestra una imagen de la ubicación elegida.



Figura 3.1.- Vista aérea del polígono de Silvota [25].

Sus coordenadas son las siguientes:

Latitud (grados decimales)	43,423
Longitud (grados decimales)	-5,814

Tabla 3.1.- Coordenadas del emplazamiento escogido.

Para conocer los datos necesarios para evaluar la zona donde se ubicará la instalación solar, primero se debe acceder al sitio web de la herramienta [PVGIS](#). Una vez introducida la localización necesitamos obtener algunos valores para poder evaluar el funcionamiento de la instalación en esa localización concreta. A continuación, se muestra una imagen con los parámetros seleccionados en la herramienta PVGIS.

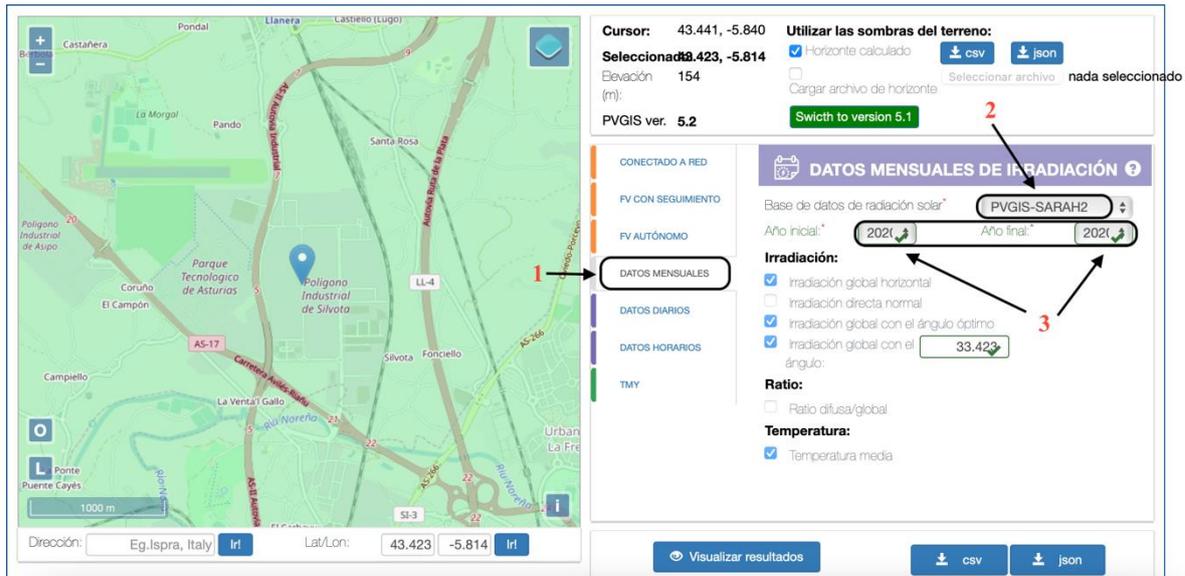


Figura 3.2.- Pantalla principal de la herramienta PVGIS [26].

En el **paso 1** seleccionamos el menú “Datos mensuales” de la herramienta. Una vez dentro de ese menú (**paso 2**), debemos elegir qué base de datos mensuales de irradiación queremos, en nuestro caso se elegimos la base de datos "PVGIS-SARAH2" ya que es la que tiene los datos más actualizados y nos permite elegir 2020 como el último año disponible (**paso 3**).

Marcamos las siguientes casillas:

- **Irradiancia global horizontal:** Se trata de la potencia de origen solar que llega por metro cuadrado a un plano horizontal. Es un dato necesario según exige el “Pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red” del IDAE [27].
- **Irradiancia global con el ángulo óptimo:** Es la potencia de origen solar que incide por metro cuadrado sobre un plano cuya inclinación permite maximizar la producción de energía eléctrica.
- **Irradiancia global con ángulo:** Permite definir un ángulo por el usuario. En este campo se introduce la latitud del lugar menos diez grados como se indica en el apartado 2.2. del documento HE5 [18].

Finalmente, marcamos las casillas de los datos que nos interesa conocer tal y como se muestra en la imagen y clicamos en “Visualizar resultados”.

La herramienta nos muestra datos de irradiación mensual y de la temperatura media de cada mes del año.

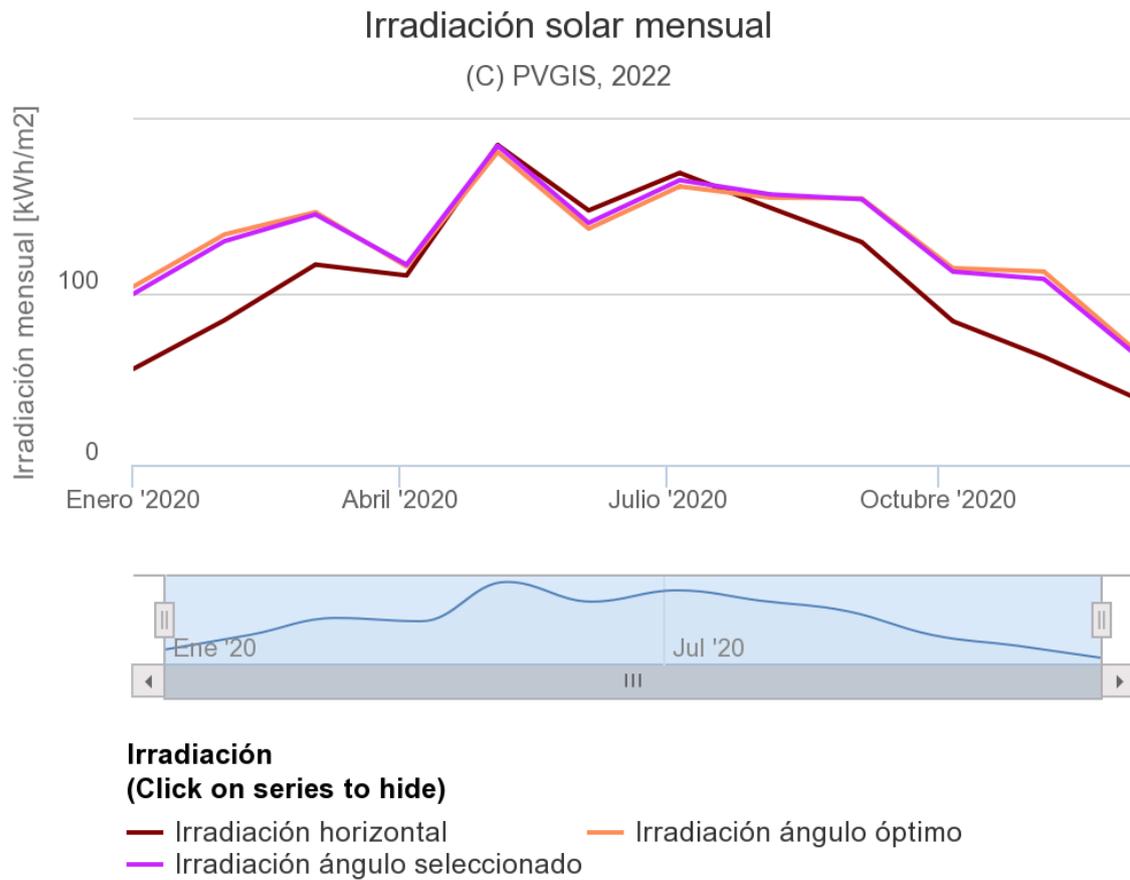


Figura 3.3.- Evolución de la irradiación mensual para el año 2020 [26].

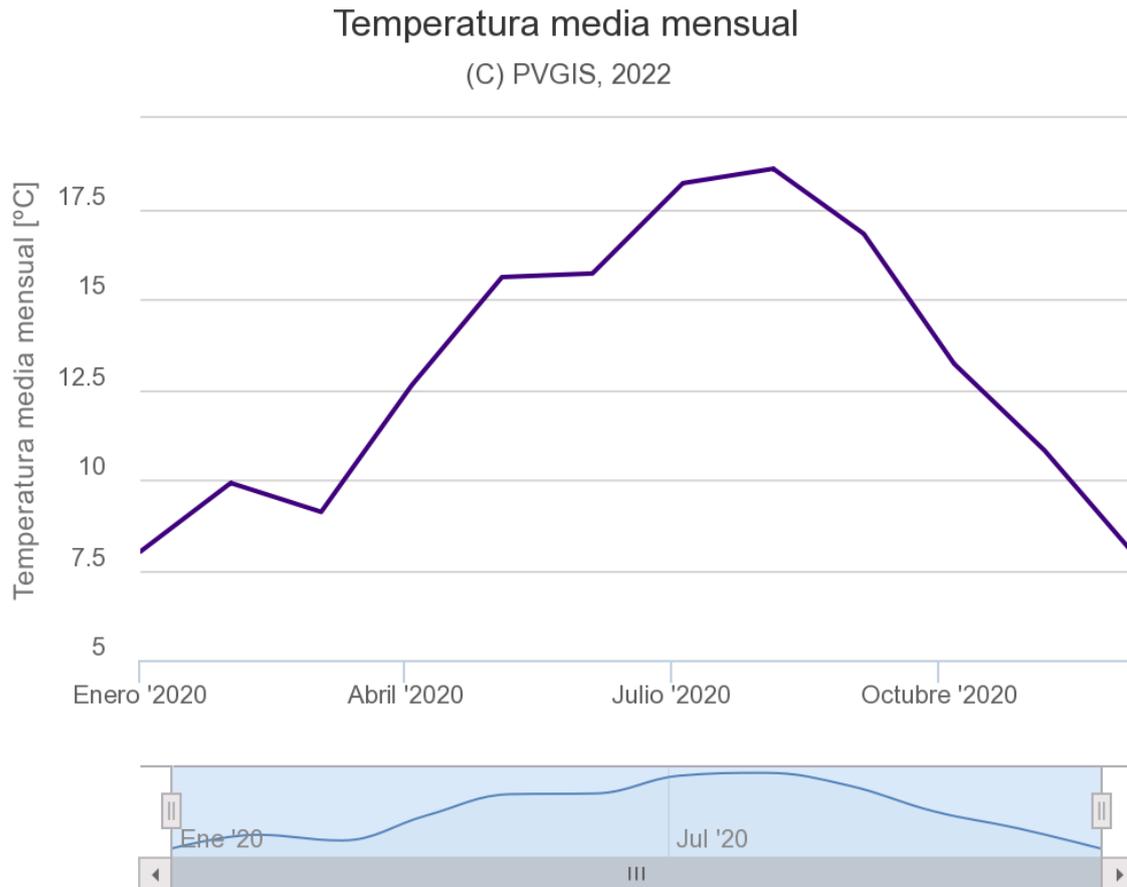


Figura 3.4.- Evolución mensual de las temperaturas medias mensuales durante 2020 [26].

Estos datos también se pueden obtener en formato numérico como se muestra en la siguiente tabla:

Año 2020			
Mes	Gdm (0) (kWh/m ² .mes)	Gdm ($\alpha=0^\circ$; $\beta=38^\circ$) (kWh/m ² .mes)	Gdm ($\alpha=0^\circ$; $\beta=33,423^\circ$) (kWh/m ² .mes)
Enero	55,58	103,31	99,08
Febrero	83,80	133,54	129,65
Marzo	116,08	146,45	145,13
Abril	109,77	115,00	116,08
Mayo	185,43	181,34	185,07
Junio	147,50	136,89	140,24
Julio	169,24	161,39	165,03
Agosto	148,93	154,91	156,77
Septiembre	129,12	154,49	153,99
Octubre	83,23	113,99	111,97
Noviembre	62,56	112,04	107,76
Diciembre	38,88	66,56	64,14
TOTAL	1330,12	1579,91	1574,91

Tabla 3.2.- Valores mensuales de irradiación para distintos ángulos.

En la tabla anterior se pueden apreciar los valores de irradiación para cada una de las tres configuraciones escogidas en la herramienta PVGIS. La primera columna corresponde a la irradiación sobre plano horizontal (Gdm0), la segunda columna corresponde con la irradiación para el ángulo óptimo calculado por el programa, y la tercera se corresponde para un ángulo definido que en este caso es la latitud menos diez grados.

Dado que se obtiene la mayor irradiación total para un ángulo de inclinación $\beta=38^\circ$ y $\alpha=0^\circ$ (orientación sur), **se empleará esa configuración en la instalación de la planta fotovoltaica.**

4. Diseño de la instalación fotovoltaica

En este capítulo se pretende seleccionar y dimensionar los elementos de la instalación fotovoltaica para la nave industrial. Esta podrá ser de hasta 1 MW y estará formada por plantas de 100 kW cada una. El estudio que se realizará en las siguientes páginas corresponde a una de esas plantas fotovoltaicas de 100 kW, pudiendo agruparse para formar una de mayor potencia si fuera necesario.

4.1.- SELECCIÓN DEL PANEL FOTOVOLTAICO

Dado que la instalación se realizará en el norte de España, donde la radiación solar es menor, se han tenido en cuenta varios factores a la hora de escoger los paneles:

- **Potencia del panel:** Dado que la superficie donde se va a ubicar la instalación es en el tejado de una nave industrial, lo que significa un espacio limitado, se han elegido paneles en torno a 400 Wp de potencia.
- **Eficiencia:** Este aspecto es clave ya que debido a que la ubicación es en el Principado de Asturias, se busca que los paneles tengan la máxima eficiencia posible para poder extraer la máxima energía posible de las horas de sol. Cuanta mayor sea la eficiencia del panel, menor será la superficie de captación necesaria.
- **Coefficiente de Potencia-Temperatura:** En este aspecto, se busca que la potencia varíe lo menos posible con los cambios de temperatura. A menor valor del coeficiente, menores son las variaciones.
- **Años previstos de vida útil:** Tiempo que tarda en panel en degradarse, perdiendo la eficiencia que tenía al inicio de su vida. Generalmente, los fabricantes ofrecen garantías de 25 años para sus productos asegurando una eficiencia por encima del 80% [28].

- **Coste económico:** Coste del módulo solar. Es un apartado importante a tener en cuenta en caso de disponer de un presupuesto ajustado. Dado que este trabajo es meramente académico, tendrá el mismo peso en la ponderación que el resto de las categorías.

Para la selección del panel fotovoltaico se han seleccionado 4 modelos de distintas marcas comerciales disponibles actualmente en el mercado. Todos los paneles tienen características similares y tienen una potencia de 400 Wp. A continuación, se muestra una tabla con la marca, la serie y el modelo escogido de cada fabricante.

Marca	Serie	Modelo
SunPower	Maxeon 3	SPR-MAX3-400-COM
BYD	MIK 36 -5BB	400MIK-36
Jinko Solar	Cheetah	JKM400M-72H-V
JA Solar	PR	JAM72S10-400/PR

Tabla 4.1.- Lista de paneles fotovoltaicos [29] [30] [31] [32].

La selección del panel fotovoltaico se hará ponderando las características técnicas más representativas. Esta ponderación puntuará de 1 a 4 cada característica del panel, siendo “1” la peor nota y “4” la mejor nota. Los valores intermedios se obtienen mediante interpolación lineal [33]. A continuación, se muestra cómo se han ponderado las notas según el precio de cada panel.

Marca	Precio (€)
SunPower	317,00
BYD	160,00
Jinko Solar	163,00
JA Solar	188,97

Tabla 4.2.- Precio de cada panel solar [34] [35] [36] [37].

Como se ha mencionado, la nota más baja será para el panel de la marca SunPower con un “1” por ser el panel más caro de todos y la más alta será para el panel de BYD que le corresponderá un “4” por ser el más barato.

Para obtener las notas de los otros dos se hace una interpolación lineal. Esta interpolación se puede realizar fácilmente en **Excel** con el siguiente comando:

`=PRONOSTICO.LINEAL(x;conocido_y;conocido_x)`

El primer campo es “x” que es el dato que nos interesa calcular. Introducimos el valor del precio del que queramos obtener la nota, por ejemplo 163,00 €.

En el segundo y tercer campo se introducen los valores conocidos para la interpolación, en este caso, “conocido_y” se refiere a las notas conocidas (en este caso 4 y 1) y “conocido_x” los precios a los que ya hemos asignado las notas (139,00 € y 317,00 €). Una vez calculadas las notas para cada precio nos quedan los siguientes valores.

Marca	Precio (€)	Nota
SunPower	317,00	1,00
BYD	160,00	4,00
Jinko Solar	163,00	3,94
JA Solar	188,97	3,45

Tabla 4.3.- Notas de los diferentes paneles según su precio.

Si hacemos lo mismo para el resto de los campos que se van a tener en cuenta, podemos obtener una nota para cada panel que nos indicará si es un buen candidato para emplearlo en la instalación.

Marca	Precio (€)	Nota	Eficiencia (%)	Nota	Coef. Pot - Temp (%/°C)	Nota	Total (Sobre 12)
SunPower	317,00	1,00	22,60	4,00	-0,290	4,00	9,00
BYD	160,00	4,00	19,88	1,00	-0,328	2,10	7,10
Jinko Solar	163,00	3,94	19,95	1,08	-0,350	1,00	5,49
JA Solar	188,97	3,45	19,88	1,00	-0,350	1,00	5,53

Tabla 4.4.- Ponderación de las 4 marcas de paneles solares [29] [30] [31] [32].

En la Tabla 4.4. se observa que el panel de la marca **SunPower** es con diferencia la mejor opción. Además de los datos anteriores, también es interesante tener en cuenta cada fabricante da una garantía de producto, de potencia lineal y de rendimiento mínimo

garantizado el primer año. Los datos ofrecidos por cada fabricante se muestran a continuación:

Marca	Garantía de producto en años	Garantía de potencia lineal en años	Rendimiento mínimo garantizado el primer año
SunPower	40-25	40-25	98,00 %
BYD	10	25	97,00 %
Jinko Solar	12	25	97,50 %
JA Solar	12	25	97,50 %

Tabla 4.5.- Garantía de producto, de potencia lineal y rendimiento mínimo garantizado de cada panel [29] [30] [31] [32].

En el caso de la garantía de producto, SunPower ofrece la mejor garantía con hasta 40 años, pero requiere suscripción y solo es válida bajo ciertas condiciones, por lo que se tendrá en cuenta la garantía estándar de 25 años en lugar de la de 40 años, mientras que el resto de los fabricantes ofrecen una garantía de producto de entre 10 y 12 años.

En el apartado de garantía de potencia lineal, todos los fabricantes ofrecen una garantía estándar de 25 años.

En el caso del rendimiento mínimo garantizado el primer año, SunPower es la mejor opción con un 98% frente al 97,5% de Jinko Solar y JA Solar y del 97% de BYD.

Finalmente, y a la vista de los resultados, **la opción más prometedora es el panel de la marca SunPower y por lo tanto será el que se emplee en la instalación de la planta solar.**

4.2.- SELECCIÓN DEL INVERSOR

A la hora de seleccionar un inversor que sea adecuado para la instalación, se deben tener en cuenta varios factores, entre ellos el rendimiento europeo, el THD máximo, potencia nominal, entre otros. Dado que la finalidad de este trabajo es meramente académica, se tendrán en cuenta cinco aspectos que se consideran clave.

- **Número de MPPT (Maximum Power Point Tracker):** El MPPT de un inversor busca siempre el punto de máxima potencia del campo solar que se

conecte a sus entradas. Por lo que, si un inversor dispone de varios MPPT, estos pueden buscar el punto de máxima potencia de varios campos solares, de forma independiente entre ellos.

- **Rango de tensiones de los MPPT:** Es el rango en el que los MPPT de los inversores son capaces de trabajar. Cuanto mayor sea el rango de estos, más puede variar la tensión de entrada sin que falle el MPPT.
- **Rendimiento:** Valor que muestra la efectividad del inversor para pasar de corriente DC a AC. En los inversores más modernos se alcanzan rendimientos de hasta el 99 %.
- **Rendimiento europeo:** A diferencia del rendimiento, que se calcula cuando el inversor trabaja con la potencia nominal, el rendimiento se calcula como una media para distintos niveles de carga inferiores a la potencia nominal.
- **THD (Total Harmonic Distortion):** En español distorsión armónica total. Es la cantidad de armónicos (medido en porcentaje) que el inversor inyecta a la red. Cuanto menor sea este valor, mayor calidad tendrá la onda de alterna obtenida y menor ruido se introducirá a la red.
- **Precio:** Es el coste económico de cada inversor. Al igual que en los módulos solares tendrá en mismo peso que el resto de las categorías.

Dado que se usarán para una instalación de 100 kW, los inversores escogidos tienen todos 100 kW de potencia nominal. Los inversores elegidos se muestran en la siguiente tabla además de los parámetros a tener en cuenta para la selección del inversor.

Marca	Modelo
Huawei	SUN2000-100KTL-M1
Ingecon	SUN 100TL
Fronius	Tauro ECO 100-3-D

Tabla 4.6.- Marca y modelo de los inversores elegidos.

Marca	Nº MPPT	Precio [€]	THD (%)	Rendimiento (%)	Rendimiento Europeo (%)	Rango MPPT (V)
Huawei	10	6875,04	< 3	98,8-98,6	98,6-98,4 ¹	200-1000
Ingecon	1	7521,15	< 3	99,1	98,5	570-850
Fronius	1	9642,33	< 3	98,5	98,2-97,3 ²	580-930

Tabla 4.7.- Datos de cada modelo de inversor [38] [39] [40] [41] [42] [43]

Para ponderarlos se repite el mismo procedimiento que en los paneles fotovoltaicos con la salvedad de que en esta ocasión la nota máxima es un 3 en lugar de 4.

Cabe mencionar que para evaluar tanto el rendimiento como el rendimiento europeo se ha tenido en cuenta el valor más pequeño del rango que ofrecen los fabricantes. Además, para evaluar el rango MPPT se ha tenido en cuenta la diferencia entre la tensión superior y la inferior.

Marca	Nota MPPT	Nota Precio	Nota THD	Nota Rendimiento	Nota Rendimiento Europeo	Nota Rango MMPT	Nota Total (Sobre 18)
Huawei	3,00	3,00	3,00	1,33	3,00	3,00	16,33
Ingecon	1,00	2,53	3,00	3,00	2,85	1,00	13,38
Fronius	1,00	1,00	3,00	1,00	1,00	1,27	8,27

Tabla 4.8.- Ponderación de los inversores.

A la vista de los resultados, el inversor de la marca Huawei es superior en casi todos los ámbitos que se han tenido en cuenta. Aunque sea el segundo mejor en rendimiento, el número de MPPT disponibles y su rango de MPPT lo hacen un candidato más atractivo que sus competidores además de ser el más barato de los tres.

Las características técnicas del inversor escogido se muestran a continuación en la siguiente tabla (la hoja de características completa se muestra en el Anexo II):

¹ 98,6% @ 480 V, 98,4% @ 380/400V

² 98,2% @ 580 V, 97,7% @ 800 V, 97,3% @ 930 V

SUN2000-100KTL-M1	
Máxima eficiencia	98,8% @480V, 98,6% @380V/400V
Eficiencia europea ponderada	98,6% @480V, 98,4% @380V/400V
Tensión máxima de entrada	1100 V
Corriente de entrada máxima por MPPT	26 A
Corriente de cortocircuito máxima	40 A
Tensión de arranque	200 V
Tensión de funcionamiento MPPT	200 V ~ 1000 V
Tensión nominal de entrada	720 V @480 Vac, 600 V @400, 570V @380 Vac
Cantidad MPPTs	10
Cantidad máxima de entradas por MPPT	2
Potencia activa	100.000 W
Max. Potencia activa de CA (cos ϕ=1)	110.000 W
Tensión nominal de salida	480 V/ 400 V/ 380 V
Intensidad nominal de salida	120,3 A @480 V/ 144,4 A @400 V/ 152,0 A @380 V
Distorsión armónica total máxima	< 3%

Tabla 4.9.- Datos del inversor seleccionado [38].

4.3.- SELECCIÓN DEL CABLEADO

Los conductores empelados en una instalación solar deben tener una serie de requisitos especiales dada la naturaleza de la propia instalación a la que están destinados:

- Deben ser capaces de aguantar altas temperaturas durante varios años sin que su aislamiento se degrade.
- Deben soportar la radiación UV procedente del Sol.
- Deben estar libres de halógenos.
- No deben ser propagadores de llama.
- Deben ser flexibles, dado que facilita la instalación y se pueden emplear en instalaciones con seguimiento solar.

Para este cometido se ha elegido la marca General Cable, puesto que disponen de cables en su catálogo como los “EXZHELLENT Class Solar” que cumplen con todas las condiciones anteriormente citadas.

4.4.- DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

En este apartado se realizarán los cálculos necesarios para el dimensionamiento de la instalación fotovoltaica. Partimos de los datos proporcionados por el fabricante del panel que se muestran en la siguiente tabla:

Sunpower Maxeon 3	SPR-MAX3-400-COM
Potencia nominal [W]	400
Tensión nominal (V_{mpp}) [V]	65,8
Intensidad nominal (I_{mpp}) [A]	6,08
Tensión de circuito abierto (V_{oc}) [V]	75,6
Intensidad de cortocircuito (I_{sc}) [A]	6,58
Coef. Tensión-Temperatura [$\%/^{\circ}C$]	-0,236
Coef. Intensidad-Temperatura [$\%/^{\circ}C$]	0,058

Tabla 4.10.- Datos panel Sunpower Maxeon 3 [32].

Además de los datos proporcionados por el fabricante, se han generado las curvas I-V y P-V del panel fotovoltaico en Matlab para distintas irradiancias a una temperatura ambiente de 25°C.

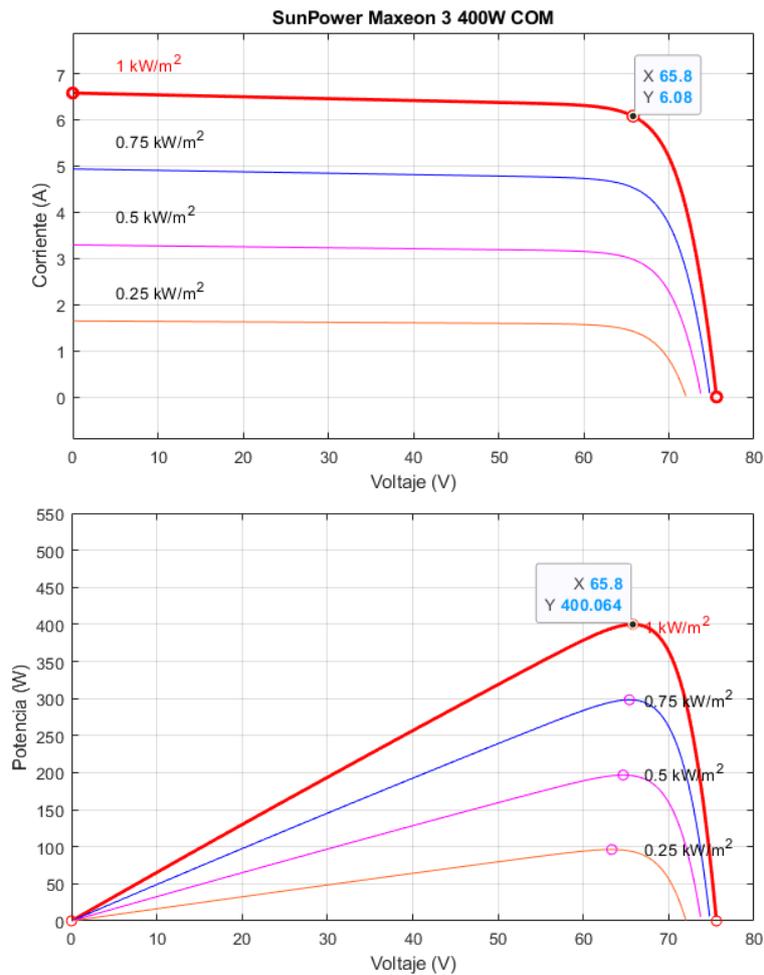


Figura 4.1.- Curvas I-V y P-V del módulo solar para diferentes irradiancias.

En primer lugar, debemos calcular cual será la potencia pico de nuestra instalación. En este caso, se hará una estimación inicial donde el rendimiento aproximado de la instalación es del 90%, por lo que para que el inversor trabaje al 100% se debe sobredimensionar la instalación fotovoltaica.

$$Pp_{Instalación} = \frac{Pn_{Inversor}}{0,9} \quad (4.1)$$

Siendo:

- $Pp_{Instalación}$ = Potencia pico de la instalación solar (Wp).
- $Pn_{Inversor}$ = Potencia nominal del inversor (W)

$$Pp_{Instalación} = \frac{100.000 W}{0,9} = 111.111 Wp$$

Una vez calculada la potencia pico, se calcula el número de módulos necesarios para alcanzar esa potencia. El cálculo se realiza tomando la potencia pico de la instalación y dividiéndola entre la potencia nominal del módulo seleccionado.

$$N^{\circ} \text{módulos} = \frac{Pp_{Instalación}}{Pn_{Módulo}} \quad (4.2)$$

Siendo:

- N° módulos= Número de módulos solares.
- $Pp_{Instalación}$ = Potencia pico de la instalación solar (Wp).
- $Pn_{Módulo}$ = Potencia nominal del módulo solar (W)

$$N^{\circ} \text{módulos} = \frac{111.111 Wp}{400 W} \approx 277,78 \rightarrow 278 \text{módulos}$$

Una vez calculados los módulos necesarios, se calculan los valores de V_{oc} , V_{mpp} e I_{sc} para los valores de temperatura más adversos.

Los fabricantes dan dos tipos de valores, estos son STC^3 y en $NOCT^4$, la primera se refiere a condiciones estándar de ensayo del módulo y la segunda se refiere a condiciones nominales de funcionamiento. Para el cálculo de las condiciones más desfavorables se emplean los valores STC .

Los valores de temperatura que se suelen emplear son de $70^{\circ}C$ para la más elevada y $-10^{\circ}C$ para la más baja. A continuación, se muestran los cálculos para la corrección de los valores eléctricos del módulo por temperatura:

³ STC (Estandar Test Conditions): Son condiciones estándar que se usan para ensayar los módulos, estas condiciones son: Irradiancia ($1000 W/m^2$); Temperatura ($25^{\circ}C$); Masa de Aire (1,5 G).

⁴ $NOCT$ (Nominal Operating Cell Temperature): Son las condiciones de funcionamiento nominal de la célula, estas condiciones son: Irradiancia ($800 W/m^2$); Temperatura ($20^{\circ}C$); Masa de aire (1,5 G); Velocidad del viento ($1m/s$).

▪ **Tensión de circuito abierto:**

$$V_{oc}(T_c) = V_{oc}(25^\circ C) + K_{TV} * V_{oc}(25^\circ C) * (T_c - 25) \quad (4.3)$$

Siendo:

- $V_{oc}(T_c)$ = La tensión de circuito abierto de la célula a la temperatura T_c (V).
- $V_{oc}(25^\circ C)$ = La tensión de circuito abierto en condiciones estándar (V).
- K_{TV} = Coeficiente tensión-temperatura ($^\circ C^{-1}$).
- T_c = Temperatura del módulo ($^\circ C$).

$$V_{oc}(-10^\circ C) = 75,6 + \left(\frac{-0,236}{100}\right) * 75,6 * (-10 - 25) \cong 81,84 V$$

▪ **Tensión nominal:**

$$V_{mpp}(T_c) = V_{mpp}(25^\circ C) + K_{TV} * V_{mpp}(25^\circ C) * (T_c - 25) \quad (4.4)$$

Siendo:

- $V_{mpp}(T_c)$ = La tensión nominal de la célula a la temperatura T_c (V).
- $V_{mpp}(25^\circ C)$ = La tensión nominal de la célula en condiciones estándar (V).
- K_{TV} = Coeficiente tensión-temperatura ($^\circ C^{-1}$).
- T_c = Temperatura del módulo ($^\circ C$).

$$V_{mpp}(-10^\circ C) = 65,8 + \left(\frac{-0,236}{100}\right) * 65,8 * (-10 - 25) \cong 71,24 V$$

$$V_{mpp}(70^\circ C) = 65,8 + \left(\frac{-0,236}{100}\right) * 65,8 * (70 - 25) \cong 58,81 V$$

▪ **Corriente de cortocircuito:**

$$I_{sc}(T_c) = I_{sc}(25^\circ C) + K_{TI} * I_{sc}(25^\circ C) * (T_c - 25) \quad (4.5)$$

Siendo:

- $I_{sc}(T_c)$ = Corriente de cortocircuito a la temperatura de la célula T_c .
- $I_{sc}(25^\circ\text{C})$ = Corriente de cortocircuito en condiciones estándar.
- K_{TI} = Coeficiente corriente-temperatura ($^\circ\text{C}^{-1}$).
- T_c = Temperatura del módulo ($^\circ\text{C}$)

$$I_{sc}(70^\circ\text{C}) = 6,58 + \left(\frac{0,058}{100}\right) * 6,58 * (70 - 25) \cong 6,75\text{A}$$

▪ **Corriente nominal:**

$$I_{mpp}(T_c) = I_{mpp}(25^\circ\text{C}) + K_{TI} * I_{mpp}(25^\circ\text{C}) * (T_c - 25) \quad (4.6)$$

Siendo:

- $I_{mpp}(T_c)$ = Corriente nominal a la temperatura T_c (A).
- $I_{mpp}(25^\circ\text{C})$ = Corriente nominal en condiciones estándar (A).
- K_{TI} = Coeficiente corriente-temperatura ($^\circ\text{C}^{-1}$).
- T_c = Temperatura del módulo ($^\circ\text{C}$)

$$I_{mpp}(70^\circ\text{C}) = 6,08 + \left(\frac{0,058}{100}\right) * 6,08 * (70 - 25) \cong 6,24\text{ A}$$

Una vez calculados los valores corregidos para las temperaturas más desfavorables, se deben organizar los módulos para que entren dentro de los parámetros que nos da el fabricante del inversor.

$$N_{max_1} = \frac{\text{Max. tensión de entrada}}{V_{oc}(-10^\circ\text{C})} \quad (4.7)$$

$$N_{max_1} = \frac{1100\text{ V}}{81,84\text{ V/módulo}} = 13,44 \rightarrow 13\text{ módulos}$$

$$N_{max_2} = \frac{\text{Max. tensión MPPT}}{V_{mpp}(-10^\circ\text{C})} \quad (4.8)$$

$$N_{max_2} = \frac{1000 V}{71,24 V/módulo} = 14,04 \rightarrow 14 \text{ módulos}$$

$$N_{min} = \frac{\text{Min. tensión MPPT}}{V_{mpp}(70^\circ C)} \quad (4.9)$$

$$N_{min} = \frac{200 V}{58,81 V/módulo} = 3,4 \rightarrow 4 \text{ módulos}$$

De los dos resultados el más restrictivo es el de 13 módulos, por lo que ese valor será nuestro número máximo de paneles que se pueden poner en serie en cada entrada del inversor. Por otro lado, el número mínimo de módulos que se deben poner en serie para cumplir con el rango del MPPT del inversor será de 4 módulos.

Para calcular el **número máximo de cadenas** (denotado por la letra **m**) que se pueden poner en cada entrada, se procede de igual manera que para calcular el número de paneles serie. Hay que tener en cuenta, que a cada MPPT le corresponden 2 entradas en paralelo, por lo que los valores máximos que admite cada MPPT de corriente son para las dos entradas, por lo que el valor máximo para una sola entrada será la mitad.

$$N_{maxcad_1} = \frac{\left(\frac{\text{Max. intensidad corto.}}{2}\right)}{I_{sc}(70^\circ C)} \quad (4.10)$$

$$N_{maxcad_1} = \frac{\frac{40}{2} A}{6,75 A/módulo} = 2,96 \rightarrow 2 \text{ cadenas}$$

$$N_{maxcad_2} = \frac{\left(\frac{\text{Max. intensidad MPPT}}{2}\right)}{I_{mpp}(70^\circ C)} \quad (4.11)$$

$$N_{maxcad_2} = \frac{\frac{26}{2} A}{6,24 A/módulo} = 2,08 \rightarrow 2 \text{ cadenas}$$

Dado que ambos valores son igualmente restrictivos, ambos marcan el número máximo de cadenas que se pueden disponer en paralelo en una entrada sin exceder los valores dados por el fabricante para el inversor.

Finalmente, si consideramos que **n es el número de paneles serie** que puede tener una sola cadena, la horquilla de la que disponemos es la siguiente:

$$4 \leq n \leq 13$$

Cálculo de los módulos por entrada del inversor y su configuración:

$$N^{\circ} \text{ módulos por entrada} = \frac{N^{\circ} \text{ módulos}}{N^{\circ} \text{ entradas inversor}} \quad (4.12)$$

$$N^{\circ} \text{ módulos por entrada} = \frac{278 \text{ módulos}}{20 \text{ entradas}} = 13,9 \rightarrow 14 \text{ módulos por entrada}$$

Una configuración que nos permite esta distribución sería la siguiente:

$$\begin{cases} m = 2 \text{ Cadenas por entrada} \\ n = 7 \text{ Módulos por cadena} \end{cases} \rightarrow 280 \text{ módulos}$$

Si se hacen los cálculos se puede comprobar que, efectivamente, la configuración elegida es válida y entra dentro de los valores permitidos por el inversor:

- Tensión máxima de entrada:

$$V_{\text{max. entrada}} = V_{\text{oc}}(-10^{\circ}\text{C}) * n = 81,84 \text{ V} * 7 = 572,88 \text{ V} < 1100 \text{ V}$$

- Tensión MPPT máxima:

$$V_{\text{max. MPPT}} = V_{\text{mpp}}(-10^{\circ}\text{C}) * n = 71,24 \text{ V} * 7 = 498,68 \text{ V} < 1000 \text{ V}$$

- Tensión MPPT mínima:

$$V_{\text{min. MPPT}} = V_{\text{mpp}}(70^{\circ}\text{C}) * n = 58,81 \text{ V} * 7 = 411,67 \text{ V} > 200 \text{ V}$$

- Corriente máxima de entrada:

$$I_{max. entrada} = I_{sc}(70^{\circ}C) * m * n^{\circ}entradas = 6,75A * 2 * 2 = 27 A < 40 A$$

- Corriente MPPT máxima:

$$I_{max. MPPT} = I_{mpp}(70^{\circ}C) * m * n^{\circ}entradas = 6,24A * 2 * 2 = 24,96 A < 26 A$$

Finalmente, **la potencia pico de la instalación fotovoltaica** será de:

$$P_{pico} = P_{ico_{panel}} * N^{\circ}paneles = 400 Wp * 280 = 112000 Wp \rightarrow 112 kWp$$

4.5.- DISTANCIA ENTRE FILAS DE PANELES

Como se ha mencionado en apartados anteriores, las sombras son un problema que debe evitarse, ya que provocan entre otras cosas, que la instalación no funcione como debería. Para asegurarse de que los paneles no se hacen sombra unos con otros, se debe calcular la distancia mínima a la que se disponen las filas unas de otras para evitar que se hagan sombra.

Según el “Pliego de condiciones técnicas para instalaciones conectadas a red” del IDAE, la distancia mínima que a la que deben estar las filas unas de otras pueden calcularse con la siguiente expresión:

$$d \geq k * h \tag{4.13}$$

Siendo:

- d= La distancia entre filas (m).
- k= Constante adimensional.
- h= Altura desde la parte alta de un módulo hasta la base (m).

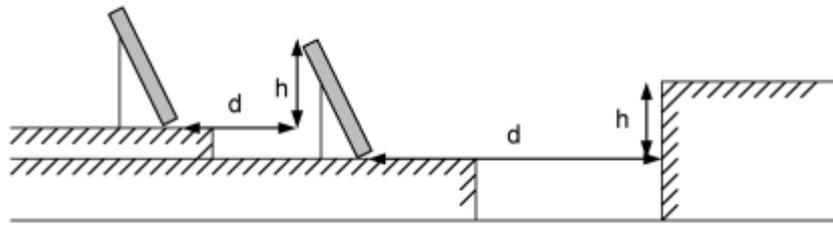


Figura 4.2.- Esquema para el cálculo de la distancia entre filas de módulos y otros objetos [27].

En el solsticio de invierno, día en el que el Sol está más bajo y la sombra que proyecta es más alargada, se supone que la altura solar es de valor 61° -latitud del emplazamiento. Para calcular la distancia mínima necesaria, primero se deben calcular “k” y “h”. La constante “k” se puede calcular con la siguiente expresión:

$$k = \frac{1}{\tan(61^\circ - \text{latitud})} \quad (4.14)$$

En nuestro caso, el emplazamiento elegido tiene una latitud de $43,423^\circ$, por lo tanto:

$$k = \frac{1}{\tan(61^\circ - 43,423^\circ)} \cong 3,157$$

Para calcular la altura simplemente se emplea trigonometría, ya que se conoce el ángulo con el que se dispondrán los paneles y también se conocen las dimensiones del propio panel.

Ángulo de inclinación	38°
Dimensiones del panel (largo x ancho)	1690x1046 mm

Tabla 4.11.- Ángulo de inclinación y dimensiones del panel.

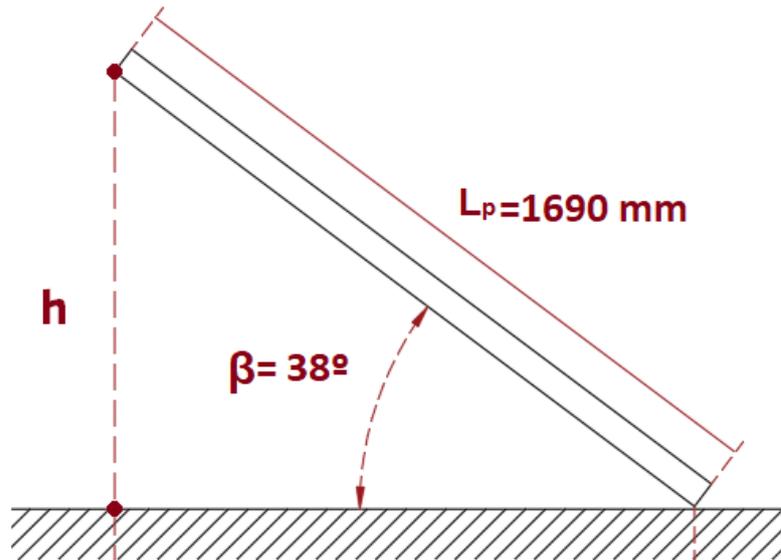


Tabla 4.12.- Esquema con datos de la disposición del panel [44].

$$h = \text{sen}(\beta) * L_p \quad (4.15)$$

$$h = \text{sen}(38^\circ) * 1690 \cong 1040,47 \text{ mm}$$

Conocidos todos los datos, se calcula finalmente la distancia entre filas “d”.

$$d = 3,157 * 1040,47 = 3284,76 \text{ mm} \rightarrow 3,3 \text{ metros}$$

Por lo tanto, se necesita una distancia de 3,3 metros entre la proyección de la parte superior de la fila de paneles sobre la horizontal y la parte inferior de la fila de paneles siguientes para que las filas de módulos no proyecten sombra sobre otras filas.

4.6.- DIMENSIONAMIENTO DEL CABLEADO DC

Para la conexión de los distintos paneles al inversor, es necesario el empleo de un conductor eléctrico especialmente diseñado para una instalación solar. Estos conductores deben de ser capaces de soportar la exposición continua al Sol, ser fácilmente manipulables y estar libres de halógenos.

Los criterios que se emplearán para dimensionar el cableado que conectará las cadenas de los paneles con la caja de conexiones de la instalación serán los expuestos en el

REBT en la **ITC-BT-40**. Esta norma técnica dice que los cables deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125 % de la máxima intensidad del generador y que la caída de tensión hasta el punto de conexión no debe ser superior al 1,5% para la intensidad nominal.

En el estudio que se realizará en las próximas páginas se ha impuesto una **caída de tensión más restrictiva, del orden del 1%**, mejorando ligeramente el rendimiento del cableado en la parte de continua.

Dado que no se tienen datos precisos sobre la longitud de cable que se necesita para conectar cada cadena a la caja de conexiones, se estima que **la longitud necesaria para realizar la conexión de una cadena a la caja de conexiones es de 50 metros**. Los cables elegidos son los “EXZHELLENT Class Solar” de la empresa General Cable. Sus datos se muestran a continuación.

EXZHELLENT® CLASS SOLAR

exZellent^{class}SOLAR

H1Z2Z2-K - Libre de halógenos

1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.) -

1,5/1,5 kVdc (1,8/1,8 kVdc máx.)



CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS:

Número de conductores x sección mm ²	Diámetro máximo del conductor mm (1)	Diámetro exterior del cable (valor máximo) mm	Radio mínimo de curvatura dinámica mm	Radio mínimo de curvatura estática mm	Peso kg/km (1)	Resistencia del conductor a 20 °C Ω/km	Intensidad máxima admisible al aire (2) A	Intensidad máxima admisible al aire. Ambiente 60 °C y t conductor 120 °C (3)	Caída de tensión V/(A·km) (2)
1 x 1,5	1,8	5,4	22	16	33	13,7	24	30	27,4
1 x 2,5	2,4	5,9	24	18	45	8,21	34	41	16,42
1 x 4	3	6,6	26	20	61	5,09	46	55	10,18
1 x 6	3,9	7,4	30	22	80	3,39	59	70	6,78
1 x 10	5,1	8,8	35	26	124	1,95	82	98	3,90
1 x 16	6,3	10,1	40	30	186	1,24	110	132	2,48
1 x 25	7,8	12,5	63	50	286	0,795	140	176	1,59
1 x 35	9,2	14	70	56	390	0,565	182	218	1,13
1 x 50	11	16,3	82	65	542	0,393	220	276	0,786
1x 70	13,1	18,7	94	75	742	0,277	282	347	0,554
1 x 95	15,1	20,8	125	83	953	0,210	343	416	0,42
1 x 120	17	22,8	137	91	1206	0,164	397	488	0,328
1 x 150	19	25,5	153	102	1500	0,132	458	566	0,264
1 x 185	21	28,5	171	114	1843	0,108	523	644	0,216
1 x 240	24	32,1	193	128	2394	0,0817	617	775	0,1634

[1] Valores aproximados.

[2] Instalación monofásica o corriente continua en bandeja perforada al aire (40 °C). → XLPE2 con instalación tipo F → columna 13. [UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52].
Con exposición directa al sol, multiplicar por 0,85.

[3] Instalación de conductores separados con renovación eficaz del aire en toda su cubierta (cables suspendidos).
Temperatura ambiente 60 °C (a la sombra) y temperatura máxima en el conductor 120 °C.
Valor que puede soportar el cable, 20.000 h a lo largo de su vida estimada (25 años).

Figura 4.3.- Tabla con los datos eléctricos y físicos de los cables empleados [45].

Para dimensionar el cable, se deben tener en cuenta los tres criterios marcados en el REBT: la capacidad nominal del cable, la caída máxima de tensión admisible y la respuesta frente a cortocircuitos. Se supone una **temperatura prevista de servicio de 40°C**, que es la misma temperatura para la que el fabricante da los datos de la intensidad máxima admisible al aire. Además, se supone que los cables irán sobre bandejas perforadas al aire sin exposición al Sol.

Longitud del cable (m)	50
Temperatura de servicio (°C)	40
Resistividad del cobre a 20°C ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$)	0,01724
Coefficiente de temperatura del cobre a 20°C (1/K)	0,0039
Temperatura máxima del conductor sin degradar el aislamiento (°C)⁵	120

Tabla 4.13.- Datos físicos del cobre y del cable.

4.6.1.- Capacidad nominal (I_z)

$$I_z \geq 1,25 * I_{SC_{CEM}} \quad (4.16)$$

Siendo:

- I_z = Capacidad nominal del cable (A).
- $I_{SC_{CEM}}$: Corriente de cortocircuito del módulo solar en CEM (A).

$$I_z \geq 1,25 * 6,58 \text{ A} = 8,225 \text{ A}$$

Según la tabla que nos facilita el fabricante, y teniendo en cuenta solo este criterio, se podrían emplear cables con 1,5 mm² (en las condiciones marcadas por el fabricante), ya la intensidad máxima admisible para esa sección es de 24 A, muy superior a los 8,225 A calculados.

⁵ El fabricante marca 90°C como temperatura máxima de **servicio permanente**, aunque se pueden llegar a 120°C durante 20,000 horas.

4.6.2.- Caída de tensión máxima (ΔU)

La expresión de la caída de tensión es la que sigue:

$$\Delta U = R * I \leq \frac{1}{100} \quad (4.17)$$

Siendo:

- ΔU = Caída de tensión máxima admisible. (V)
- R= Resistencia del conductor a la temperatura de trabajo (Ω)
- I= Corriente que circulará por el conductor (A).

Dado que los datos que existen del cobre se dan a 20°C, debemos aplicar una corrección para obtener la resistencia del conductor a la temperatura de trabajo.

$$R = \rho * \frac{L}{s} * (1 + \alpha * (Tc - Tref)) \quad (4.18)$$

Siendo:

- R= Resistencia del conductor a la temperatura de trabajo (Ω)
- ρ = Resistividad del cobre a 20°C ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$)
- L= Longitud del conductor (m)
- s= Sección del conductor (mm^2)
- α = Coeficiente de temperatura del cobre (1/K)
- Tc= Temperatura máxima del conductor (°C)
- Tref= Temperatura de referencia para la que se calcula ρ (°C)

$$R = 0,01724 * \frac{50}{1,5} * (1 + 0,0039 * (120 - 20)) \cong 0,7988 \Omega$$

La caída de tensión máxima que podemos tener se calcula como:

$$\Delta U = \frac{1}{100} * Vmpp * n \quad (4.19)$$

Siendo:

- ΔU = Caída de tensión máxima admisible (V)
- V_{mpp} = Tensión en el punto de máxima potencia del panel (V)
- n = N° de paneles que forman la cadena.

$$\Delta U = \frac{1}{100} * 65,8 * 7 \cong 4,61 V$$

La caída de tensión que se tiene por emplear cable de 1,5 mm² de sección es:

$$\Delta U = 0,7988 * 8,225 \cong 6,57 V$$

La sección de 1,5 mm² no cumple con los requisitos que se han impuesto, por lo que se recalculará para la sección inmediatamente superior.

Recalculando para $s = 2,5$ mm²:

$$R = 0,01724 * \frac{50}{2,5} * (1 + 0,0039 * (120 - 20)) \cong 0,4793 \Omega$$

La nueva caída de tensión es:

$$\Delta U = 0,4793 * 8,225 \cong 3,942 V$$

Con la nueva sección se cumplen el criterio de la caída de tensión máxima admisible que fija el REBT para un circuito de corriente continua. Una vez obtenido el valor de la caída de tensión máxima, se calculan las pérdidas en los cables como:

$$Pérdidas_{cable}(\%) = \frac{\Delta U_{cable}}{Tensión\ cadena} * 100 \quad (4.20)$$

$$Pérdidas_{cable}(\%) = \frac{3,942 V}{65,8 \frac{V}{módulo} * 7 módulos} * 100 = 0,856 \%$$

4.6.3.- Respuesta frente a cortocircuito

$$(I^2 \cdot t)_{fus} \leq (k \cdot s)_{cable}^2 \quad (4.21)$$

Siendo:

- I= La corriente prevista de cortocircuito en amperios (A).
- t= Tiempo, en segundos, de duración máxima de cortocircuito.
- s= Sección del conductor en mm².
- k= Constante característica del tipo de conductor y aislamiento.

La energía específica que requiere el fusible para su fusión y extinción del arco debe ser menor que la que puede soportar el cable ya que en ese caso, el cable estaría protegido por el fusible. Esta condición se comprueba mediante la fórmula (4.21).

La constante “k” viene dada según el material del que está hecho el cable y de su aislamiento. En este caso particular, los conductores son de cobre (Cu) dado que la temperatura admisible de servicio es de 90°C, podemos concluir que el recubrimiento es un material termoestable (EPR o XLPE). En la siguiente tabla se muestran los valores típicos de la constante “k” para distintas configuraciones del conductor.

Tipo de cable	k
Cobre con PVC	115
Cobre con material termoestable	135
Aluminio con PVC	74
Aluminio con material termoestable	87

Tabla 4.14.- Tabla con valores de k en función del tipo de conductor [46].

Dado que todavía no se ha seleccionado el fusible, en este apartado se calculará solo la parte de la ecuación referente al cable y posteriormente se seleccionará un fusible en consonancia con los resultados obtenidos.

$$(I^2 \cdot t)_{fus} \leq (135 \cdot 2,5)_{cable}^2$$

Por lo tanto,

$$(I^2 \cdot t)_{fus} \leq 113906,25 A^2s$$

4.7.- SELECCIÓN DEL FUSIBLE

En el apartado anterior se ha calculado cuál es la energía específica máxima que debe soportar el fusible para proteger el cable frente a un cortocircuito. En este apartado se dimensionará el fusible necesario para proteger la cadena de paneles solares.

Para la selección del fusible que protege la cadena de paneles, se ha de verificar su correcta actuación en la protección frente a sobrecargas y cortocircuitos de la línea, además debe escogerse un fusible específico para trabajar en continua.

Para este apartado se han escogido fusibles de la marca “df Electric” ya que disponen en su catálogo de **fusibles de categoría gPv** ideales para trabajar en la zona de continua de una instalación solar.

La hoja de características completa se muestra en el Anexo III.

Tensión asignada (V)	1000
Corriente asignada (A)	1..20
Poder de corte (kA)	30

Tabla 4.15.- Datos de los fusibles elegidos [47].

El fusible elegido debe cumplir con los siguientes criterios:

4.7.1.- Calibre del fusible

La corriente asignada al fusible (I_u) se calcula con la siguiente expresión:

$$1,25 * I_{SC_{CEM}} \leq I_u \leq 2,5 * I_{SC_{CEM}}$$

Siendo:

- $I_{SC_{CEM}}$ = La corriente que circula por el conductor. En este caso la corriente de cortocircuito del panel en CEM (A).
- I_u = Corriente asignada del fusible (A).

En el caso de la $I_{SC_{CEM}}$ se mayor a un 25% con el fin de tener en cuenta las posibles variaciones que experimenta la I_{sc} si la temperatura fuese especialmente alta.

Además, el calibre del fusible debe ser inferior a 2,5 veces la corriente de cortocircuito prevista, ya que se entiende que una corriente inversa superior a ese valor podría dañar el panel solar.

Por lo tanto:

$$1,25 * 6,58 \leq I_u \leq 2,5 * 6,58$$

$$8,225 \leq I_u \leq 16,45$$

Los valores que satisfacen la expresión anterior son: 10A; 12 A; 15A; 16A.

Dado que se busca proteger la cadena en caso de sobrecarga, se elige el fusible con menor corriente asignada. En este caso el de **10 A**.

En la siguiente gráfica suministrada por el fabricante, muestra la **característica t-I del fusible**. Con ella se pueden obtener de forma aproximada el tiempo que tarda el fusible en abrir el circuito ante una determinada corriente.

CARACTERÍSTICAS t-I

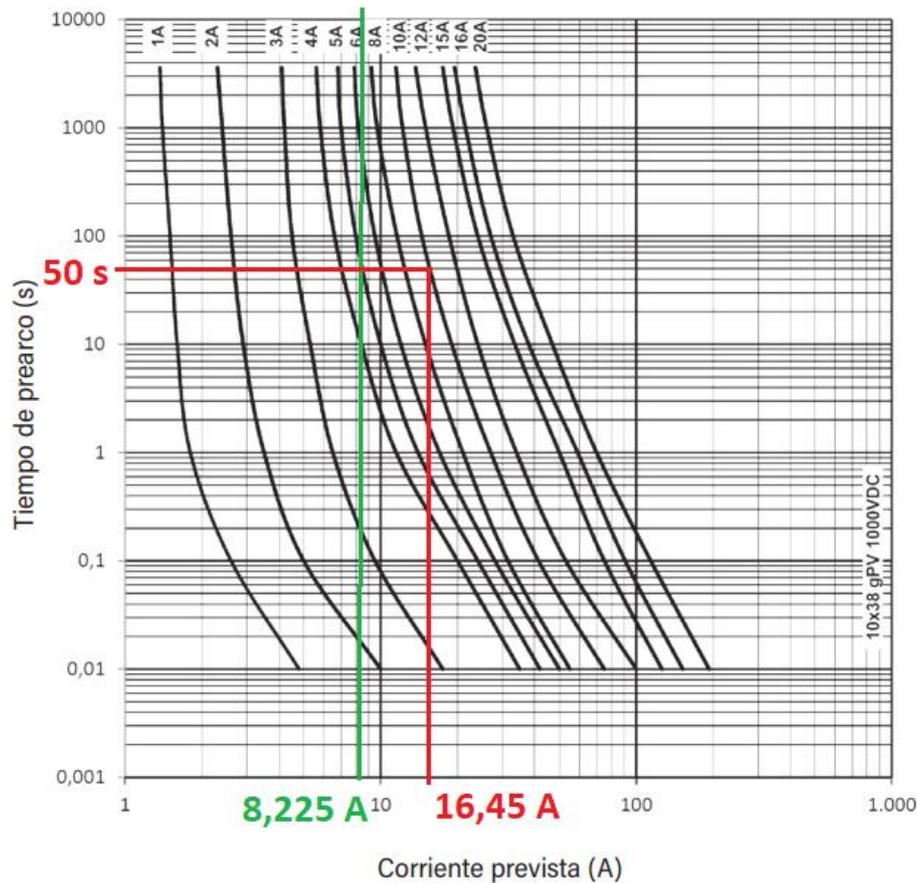


Figura 4.4.- Curva t-I y tiempo de actuación en función de la corriente que circula por el fusible [47].

En la Figura 4.4 se puede observar como para 8,225 amperios ($1,25 \cdot I_{SCCEM}$) el fusible no actúa, pero si lo hace para 16,45 amperios ($2,5 \cdot I_{SCCEM}$) actuando transcurridos 50 segundos.

4.7.2.- Tensión de empleo del fusible

$$n * 1,15 * U_{OCCEM} \leq U_E$$

Siendo:

- n= Número de paneles en serie que forman una cadena.
- U_{OCCEM} = Tensión de circuito abierto del panel en CEM (V).

- U_E = Tensión de empleo del fusible (V).

$$7 * 1,15 * 75,6 \leq U_E$$

Siendo la tensión asignada del fusible U_E de 1000 V queda,

$$608,58 V \leq 1000V$$

Por lo tanto, se cumple este criterio.

4.7.3.- Poder de corte último

$$(m - 1) * I_{SC_{CEM}} * 1,25 \leq I_{cu}$$

Siendo:

- m = Número de cadenas en paralelo conectadas a la entrada del inversor.
- $I_{SC_{CEM}}$ = Corriente de cortocircuito del panel solar en CEM (A).
- I_{cu} = Poder de corte último asignado del fusible (A)

Dado que en caso de que se produzca un cortocircuito en una de las cadenas, el resto de las cadenas conectadas en paralelo harían circular de forma inversa la corriente por la cadena donde se produjo el fallo se debe tener en cuenta las $m-1$ cadenas que estén en paralelo tal y como se muestra en la Figura 4.5.

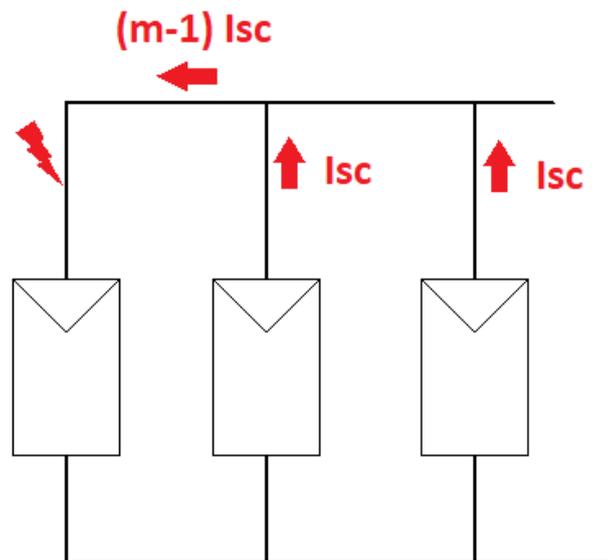


Figura 4.5.- Corrientes inversas ante un fallo en una de las cadenas.

Haciendo los cálculos nos queda,

$$(2 - 1) * 6,58 * 1,25 \leq I_{cu}$$

$$8,225 A \leq 30.000 A$$

Un valor muy por debajo del poder máximo de corte del fusible.

Antes de elegir definitivamente el fusible, se debe comprobar que la energía específica que es capaz de soportar el fusible elegido sea menor que la que puede soportar el cable calculado en apartados anteriores. Para calcular la energía específica del fusible, recurrimos a la Figura 4.4 empleando los datos de tiempo y corriente para los que se produce la apertura del fusible.

$$(I^2t)_{fus} = 16,45^2 * 50 = 13530,125 A^2s$$

Si lo comparamos con el del cable:

$$13530,125 A^2s < 113906,25 A^2s$$

Un valor bastante más pequeño que lo que soporta el cable. Por lo que, cumpliendo los cuatro criterios, **el fusible que se usará será el de 10 A.**

4.8.- RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN SOLAR

Para calcular el rendimiento energético de la instalación, o “performance ratio”, PR, se deben tener en cuenta los siguientes parámetros [46]:

- **Rendimiento de la célula con la temperatura:** Se calculan las pérdidas en las condiciones más altas de temperatura e irradiancia. Los valores obtenidos se muestran en la Tabla 4.16. Se representará como **Ltemp**.
- **Rendimiento del cableado:** Pérdidas producidas en el circuito de continua. Calculado en el apartado 4.6.-
- **Pérdidas por dispersión de parámetros entre módulos:** A falta de datos fiables, se puede considerar un valor del **2%**. Se representa como **Ldisp**. El valor asociado a ese porcentaje es de **0,02**.
- **Pérdidas por suciedad:** Varían entre el 0% después de un día de lluvia hasta un 8% si los paneles están muy sucios. También influye la cercanía a carreteras o zonas con mucha polución. A falta de un estudio que determine con más precisión este valor, se considerara un valor medio del **4%**. Se representa como **Lpol** y le corresponde un valor asociado a ese porcentaje de **0,04**.
- **Rendimiento del inversor:** Dato proporcionado por el fabricante del inversor. Dado que se va a trabajar a 400 V, el rendimiento será del 98,4 % tal como se indica en la Tabla 4.9.

En primer lugar, se deben calcular las pérdidas de temperatura que se producen en los paneles para cada mes. Las pérdidas de temperatura se calculan según la ecuación:

$$L_{Temp} = g * (Tc - 25) \quad (4.22)$$

Siendo:

- g= Constante de valor igual a 0,0035.
- Tc= Temperatura de trabajo de la célula solar (°C).

Para calcular la temperatura de la célula (T_c), se emplea la ecuación (2.1). En la siguiente tabla se muestran los datos empleados para calcular las pérdidas por temperatura, así como las propias pérdidas.

Mes	E (W/m ²)	Temperatura (°C)	T ^a Célula (°C)	Pérdidas T ^a
Enero	488,75	8,0	23,27	-0,0060
Febrero	560,46	9,9	27,41	0,0085
Marzo	618,49	9,1	28,43	0,0120
Abril	627,20	12,6	32,20	0,0252
Mayo	618,09	15,6	34,92	0,0347
Junio	588,81	15,7	34,10	0,0319
Julio	639,43	18,2	38,18	0,0461
Agosto	663,37	18,6	39,33	0,0502
Septiembre	700,83	16,8	38,70	0,0480
Octubre	604,78	13,2	32,10	0,0248
Noviembre	475,89	10,8	25,67	0,0024
Diciembre	507,60	7,9	23,76	-0,0043

Tabla 4.16.- Datos para el cálculo de las pérdidas por temperatura.

En segundo lugar, se calcula el rendimiento que se obtiene inmediatamente a la salida de los paneles solares. Los parámetros que intervienen son L_{pol} , L_{temp} y L_{disp} .

En la siguiente tabla se muestran los datos obtenidos al calcular el PR del campo solar para cada mes. La ecuación empleada para calcular el PR es la siguiente:

$$PR_{CS} = (1 - L_{pol}) * (1 - L_{temp}) * (1 - L_{disp}) \quad (4.23)$$

Siendo:

- L_{pol} = Coeficiente de pérdidas por polución/suciedad.
- L_{temp} = Coeficiente de pérdidas por temperatura.
- L_{disp} = Coeficiente de pérdidas por dispersión de parámetros.
- PR_{CS} = Rendimiento del campo solar.

Mes	L pol	Ltemp	Ldisp	PRcs
Enero	0,04	-0,0060	0,02	0,9465
Febrero	0,04	0,0085	0,02	0,9328
Marzo	0,04	0,0120	0,02	0,9295
Abril	0,04	0,0252	0,02	0,9171
Mayo	0,04	0,0347	0,02	0,9082
Junio	0,04	0,0319	0,02	0,9108
Julio	0,04	0,0461	0,02	0,8974
Agosto	0,04	0,0502	0,02	0,8936
Septiembre	0,04	0,0480	0,02	0,8957
Octubre	0,04	0,0248	0,02	0,9174
Noviembre	0,04	0,0024	0,02	0,9386
Diciembre	0,04	-0,0043	0,02	0,9449

Tabla 4.17.- Cálculo del coeficiente de rendimiento del campo solar.

Una vez calculado el PR del campo solar, se calcula el PR global de toda la instalación para conocer la energía que obtenemos a la salida del inversor.

Mes	PRcs	Rendimiento circ. DC	Rendimiento inversor	PR global
Enero	0,9465	0,9914	0,984	0,9234
Febrero	0,9328	0,9914	0,984	0,9101
Marzo	0,9295	0,9914	0,984	0,9068
Abril	0,9171	0,9914	0,984	0,8947
Mayo	0,9082	0,9914	0,984	0,8860
Junio	0,9108	0,9914	0,984	0,8886
Julio	0,8974	0,9914	0,984	0,8755
Agosto	0,8936	0,9914	0,984	0,8718
Septiembre	0,8957	0,9914	0,984	0,8738
Octubre	0,9174	0,9914	0,984	0,8950
Noviembre	0,9386	0,9914	0,984	0,9157
Diciembre	0,9449	0,9914	0,984	0,9218

Tabla 4.18.- Cálculo del rendimiento global de la instalación.

El rendimiento global (PR_{Global}) se ha calculado de acuerdo con la siguiente expresión:

$$PR_{global} = PR_{cs} * \eta_{CircuitoDC} * \eta_{Inversor} \quad (4.24)$$

Siendo:

- PR_{Global} = Rendimiento global de la instalación solar.
- PR_{CS} = Rendimiento del campo solar.
- $\eta_{CircuitoDC}$ = Rendimiento del circuito de continua entre el campo solar y el inversor.
- $\eta_{Inversor}$ = Rendimiento del inversor.

4.9.- ESTIMACIÓN DE LA ENERGÍA PRODUCIDA

Finalmente, con los datos obtenidos hasta ahora, se puede calcular la estimación de la energía obtenida para cada mes y un promedio anual. La energía mensual se calcula de acuerdo con la siguiente expresión.

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) * P_p * PR}{E_{CEM}} \quad (4.25)$$

Siendo:

- E_p = Energía mensual producida por la instalación (kWh/mes)
- $G_{dm}(\alpha, \beta)$ = Irradiación para el azimut y ángulo de inclinación seleccionados (kWh/m².mes).
- P_p = Potencia pico de la instalación (kW).
- PR = Rendimiento global de la instalación.
- E_{CEM} = Irradiancia en condiciones estándar (1kW/m²).

Potencia pico de la instalación= 112 kWp				
Mes	Gdm (0) (kWh/m ² .mes)	Gdm($\alpha=0^\circ, \beta=38^\circ$) (kWh/m ² .mes)	PR global	Ep (kWh/mes)
Enero	55,58	103,31	0,9234	10684,05
Febrero	83,80	133,54	0,9101	13611,40
Marzo	116,08	146,45	0,9068	14873,88
Abril	109,77	115,00	0,8947	11523,65
Mayo	185,43	181,34	0,8860	17994,14
Junio	147,50	136,89	0,8886	13623,56
Julio	169,24	161,39	0,8755	15824,84
Agosto	148,93	154,91	0,8718	15125,46
Septiembre	129,12	154,49	0,8738	15119,43
Octubre	83,23	113,99	0,8950	11426,57
Noviembre	62,56	112,04	0,9157	11490,21
Diciembre	38,88	66,56	0,9218	6871,75
Promedio	110,84	131,66	0,8969	13225,85

Tabla 4.19.- Datos de producción de energía estimada mensual.

Una vez obtenidos los datos teóricos de producción de energía, se compararán en el siguiente capítulo con los datos obtenidos mediante simulación.

Por lo tanto, si se suman todos los meses, se obtiene la **energía producida anual** por la planta fotovoltaica, siendo esta de **158168,94 kWh/año**

5. Simulación de la planta solar con Matlab-Simulink

Para la simulación tanto de la instalación como de la instalación eólica se empleará el programa Simulink de Matlab ®. Esta herramienta permite la simulación tanto de la planta solar como de la eólica antes de construirla en la vida real, ahorrando tiempo y dinero ya que permite ver si existen fallos de diseño o si su construcción no es viable económicamente.

En este capítulo se simulará la instalación fotovoltaica que se ha dimensionado en capítulos anteriores. El modelo empleado para la simulación de la instalación fotovoltaica se muestra a continuación.

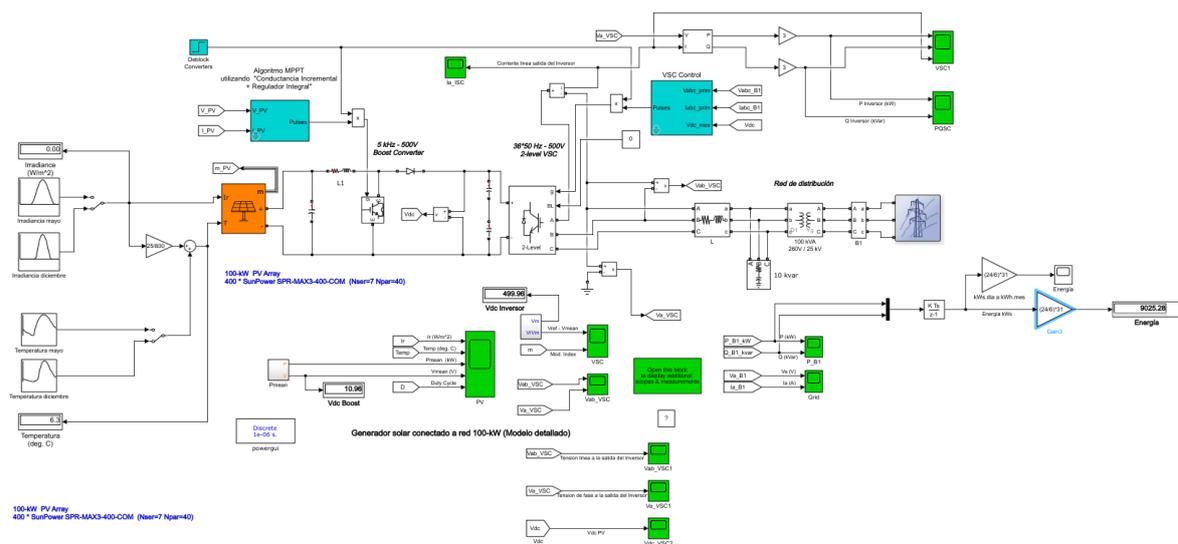


Figura 5.1.- Modelo completo de la planta fotovoltaica con conexión a la red de distribución.

En los apartados siguientes, se explicarán algunas de las partes del modelo, así como los datos introducidos para poder simular la planta solar en unas condiciones concretas.

5.1.- DATOS DE ENTRADA

5.1.1.- Irradiancia y temperatura

Para conocer cuál es la mayor y menor producción que se puede esperar de la planta solar, se simulará con los datos de irradiancia y temperatura de mayo, mes más favorable y diciembre, mes menos favorable para la producción de energía eléctrica.

En primer lugar, se introducen los datos de irradiancia y temperatura en un bloque de parámetros de Simulink. Se han introducido tanto los datos del mes de mayo como los de diciembre.

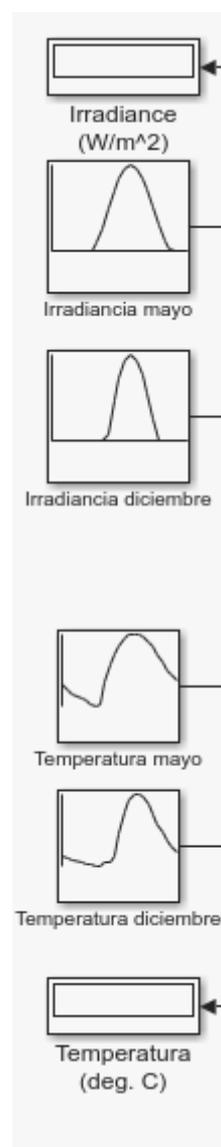


Figura 5.2.- Bloques de parámetros para la temperatura e irradiancia.

Los valores de irradiancia y temperatura se obtienen nuevamente de la herramienta PVGIS, en la sección de “Datos diarios” como se muestra a continuación.

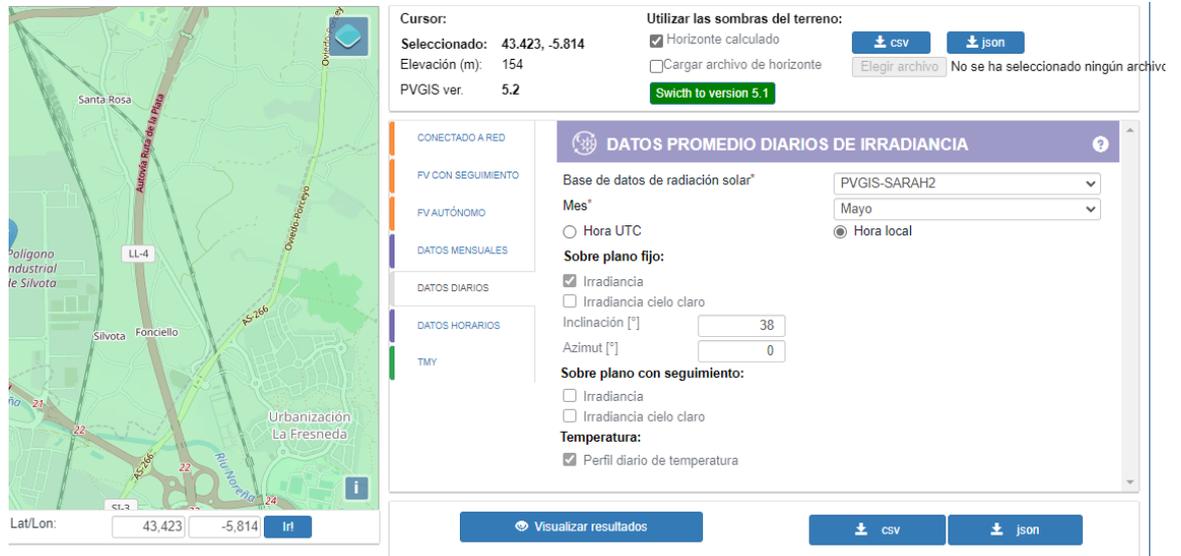


Figura 5.3.- Menú de "Datos Diarios" de la herramienta PVGIS con las opciones seleccionadas.

Los datos obtenidos de la irradiancia y temperatura media diarios en los meses de mayo y diciembre son los siguientes:

Hora (UTC+1:00)	Mayo		Diciembre	
	Irradiancia (W/m ²)	Temperatura (°C)	Irradiancia (W/m ²)	Temperatura (°C)
0:00	0,00	11,48	0,00	5,93
1:00	0,00	10,90	0,00	5,70
2:00	0,00	10,48	0,00	5,50
3:00	0,00	10,08	0,00	5,34
4:00	0,00	9,71	0,00	5,20
5:00	0,00	9,39	0,00	5,10
6:00	1,72	9,13	0,00	5,02
7:00	50,55	9,44	0,00	4,96
8:00	161,60	11,77	0,00	5,38
9:00	306,04	13,61	30,71	5,28
10:00	431,61	14,78	237,51	5,97
11:00	515,70	15,73	365,76	8,01
12:00	587,29	16,45	465,82	9,96
13:00	618,09	16,90	507,60	11,08
14:00	588,53	17,04	472,64	11,62
15:00	520,82	16,95	391,37	11,74
16:00	438,02	16,66	286,82	11,49
17:00	309,84	16,19	128,45	10,80
18:00	183,62	15,56	0,00	9,79
19:00	73,40	14,83	0,00	8,83
20:00	14,06	13,94	0,00	8,13
21:00	0,00	13,14	0,00	7,39
22:00	0,00	12,50	0,00	6,78
23:00	0,00	11,99	0,00	6,30

Tabla 5.1.- Datos de irradiancia y temperatura de mayo y diciembre.

5.1.2.- Campo fotovoltaico

Una vez obtenidos los datos de irradiancia y temperatura, se prosigue con los datos del campo fotovoltaico.

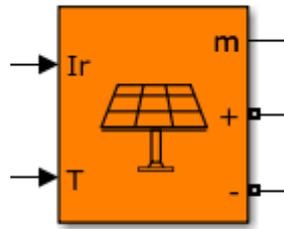


Figura 5.4.- Bloque de parámetros del campo fotovoltaico.

Los datos se obtienen de la hoja técnica de características que nos facilita el fabricante de los módulos solares.

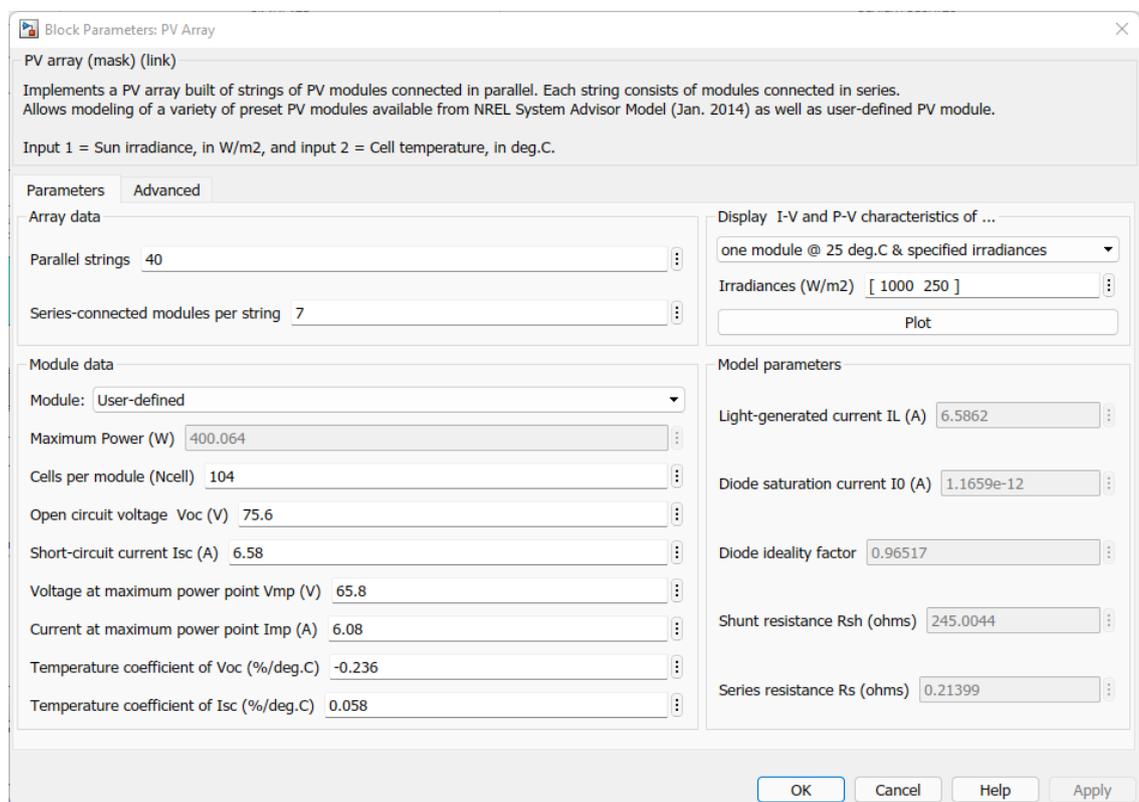


Figura 5.5.- Datos del panel fotovoltaico y distribución elegida.

En la Figura 5.5.- Datos del panel fotovoltaico y distribución elegida. se puede ver que se ha puesto 40 cadenas en paralelo en lugar de las 2 calculadas anteriormente. Esto se debe a que el programa considera que solo hay una entrada en lugar de las 20 del inversor, por lo que se deben poner esas dos cadenas de cada entrada en paralelo.

5.2.- RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN

5.2.1.- Potencia y energía

Una vez introducidos todos los datos de entrada necesarios, se arranca la simulación para comprobar cuál es la generación que podemos esperar en condiciones “reales”. La simulación tiene una duración total de 6 segundos, pero se ha adaptado el eje de tiempos para que represente horas en lugar de segundos.

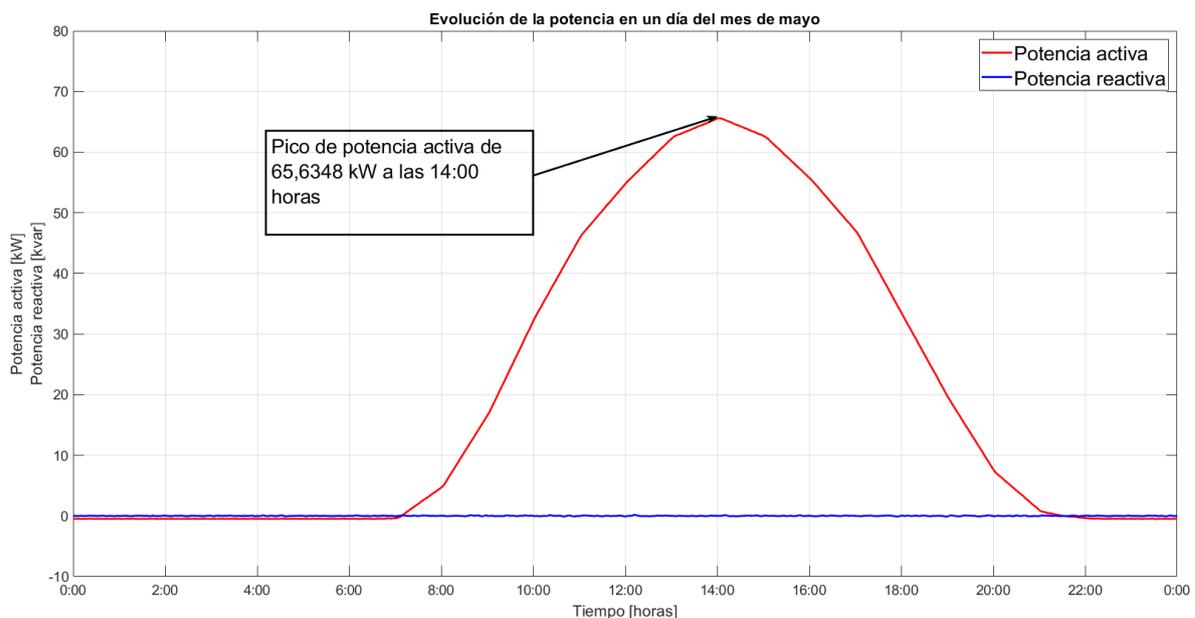


Figura 5.6.- Evolución de la potencia en un día en el mes de mayo.

La gráfica anterior, corresponde a la producción de energía para un día del mes de mayo. Una vez que empieza a recibir radiación, la producción solar empieza a aumentar hasta alcanzar un máximo de producción. Como se puede apreciar, **el pico de producción para el mes de mayo es de 65,6348 kW a las 14:04 horas**. Es importante indicar que los valores empleados de irradiancia son valores medios mensuales medidos en la localización escogida, lo cual plantea que habrá días en los que la irradiancia puede ser mayor o menor que la analizada y por tanto la potencia también.

Además de obtener el pico de producción, también es interesante obtener la energía mensual que produce la planta solar en unas condiciones determinadas. Para obtener la energía simplemente se integra la potencia a la entrada de la red de distribución.

En la figura siguiente se observa la parte del modelo que se encarga de obtener los datos de potencia y energía de la instalación.

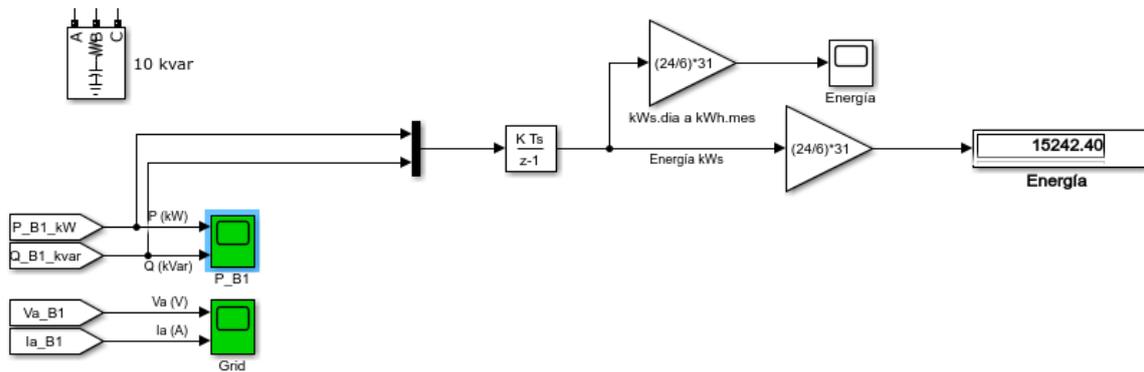


Figura 5.7.- Modelo para la obtención de los datos de potencia y energía (particularizado para el mes de mayo).

En la figura anterior se observa el modelo empleado para la obtención de los datos de potencia y energía.

Como se ha explicado antes, los datos de potencia, mediante un multiplexor, se integran para obtener los datos de energía. Cabe mencionar que, dado que el modelo simula un día completo en solo 6 segundos, los datos obtenidos son en kW.s en el caso de la potencia activa y de kvar.s en el caso de la reactiva. Para pasarlo a kW.h y kvar.h se debe multiplicar por 24 y dividir entre 6 para obtener los datos de energía diarios. Posteriormente se debe multiplicar el valor obtenido por el número de días del mes que se esté simulando para obtener la energía total producida mensual.

En este caso, para el mes de mayo se obtiene una producción mensual de 15242,40 kW.h que como es de suponer, es menor que la energía teórica calculada en apartados anteriores.

Pasando a diciembre, se realizan los mismos pasos que para mayo, obteniendo los resultados que se muestran a continuación.

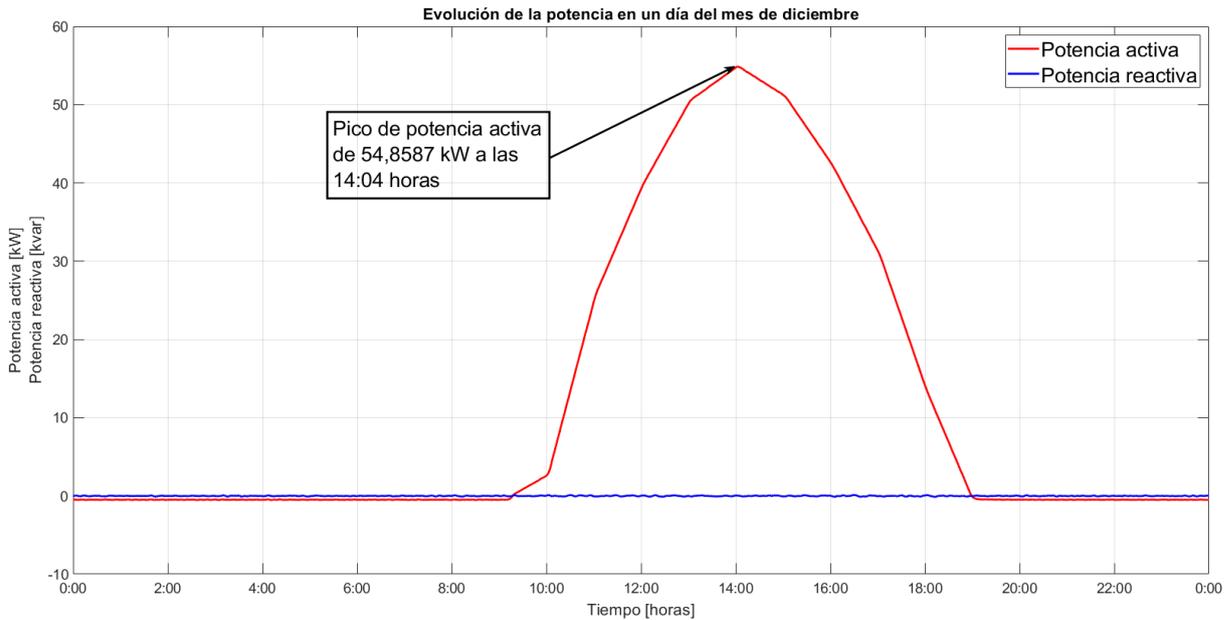


Figura 5.8.- Evolución de la potencia activa en un día del mes de diciembre.

La forma de onda obtenida es ligeramente inferior a la de mayo ya que la radiación que incide sobre los paneles obviamente es menor afectando también a la potencia pico que se alcanza. **El valor pico de potencia activa para diciembre es de 54,8587 kW produciéndose a las 14:04 horas.** Para la producción de energía mensual se obtiene lo siguiente.

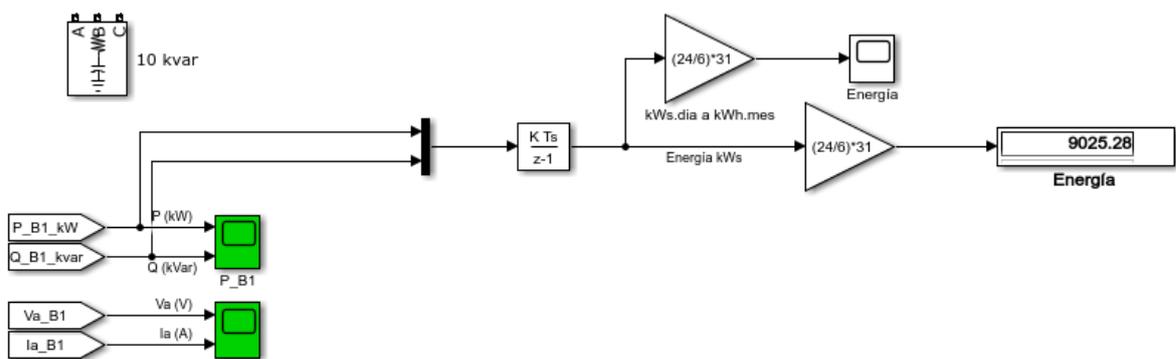


Figura 5.9.- Modelo para la obtención de los datos de potencia y energía (particularizado para el mes de diciembre).

Obviamente se puede apreciar una incongruencia de resultados, ya que la producción “real” para el mes de diciembre supera a la producción teórica que se ha calculado en apartados anteriores.

Para buscar una explicación a esto, se han simulado los meses de noviembre y enero, por ser los que disponen de datos similares a diciembre. A continuación, se muestran los datos de ambos meses junto con los de diciembre:

Hora (UTC+1: 00)	Noviembre		Diciembre		Enero	
	Irradiancia (W/m ²)	Temperatura (°C)	Irradiancia (W/m ²)	Temperatura (°C)	Irradiancia (W/m ²)	Temperatura (°C)
0:00	0,00	8,25	0,00	5,93	0,00	5,53
1:00	0,00	8,15	0,00	5,70	0,00	5,17
2:00	0,00	7,89	0,00	5,50	0,00	4,91
3:00	0,00	7,69	0,00	5,34	0,00	4,68
4:00	0,00	7,51	0,00	5,20	0,00	4,54
5:00	0,00	7,37	0,00	5,10	0,00	4,43
6:00	0,00	7,25	0,00	5,02	0,00	4,34
7:00	0,00	7,17	0,00	4,96	0,00	4,23
8:00	0,00	7,49	0,00	5,38	0,00	4,66
9:00	132,85	7,64	30,71	5,28	20,67	4,55
10:00	256,55	9,14	237,51	5,97	202,97	5,20
11:00	395,93	11,21	365,76	8,01	345,56	7,21
12:00	475,89	12,48	465,82	9,96	436,14	9,08
13:00	467,29	13,22	507,60	11,08	488,75	10,12
14:00	439,66	13,57	472,64	11,62	447,63	10,66
15:00	360,98	13,59	391,37	11,74	388,76	10,83
16:00	276,76	13,30	286,82	11,49	294,52	10,65
17:00	136,52	12,65	128,45	10,80	180,39	10,11
18:00	0,01	11,75	0,00	9,79	2,12	9,25
19:00	0,00	10,90	0,00	8,83	0,00	8,32
20:00	0,00	10,34	0,00	8,13	0,00	7,67
21:00	0,00	9,68	0,00	7,39	0,00	7,00
22:00	0,00	9,10	0,00	6,78	0,00	6,39
23:00	0,00	8,62	0,00	6,30	0,00	5,90

Tabla 5.2.- Datos de irradiancia y temperatura de noviembre y enero comparados con los de diciembre.

A simple vista, los datos de irradiancia media diaria no difieren demasiado entre los tres meses. A continuación, se simularán tanto noviembre como enero para comparar los resultados de energía obtenida. Los resultados obtenidos se indican en la tabla a continuación:

Mes	Potencia pico (kW)	Energía (kWh/mes)	Energía calculada (kWh/mes)
Noviembre	51,25	9166,61	11507,86
Enero	52,94	8778,86	10702,63

Tabla 5.3.- Potencia pico y energía para los meses de noviembre y enero.

Como se puede observar, los datos son coherentes, ya que la energía producida teórica es mayor que la simulada en condiciones reales. La explicación por la que los datos de diciembre no siguen esta línea se debe a que la herramienta PVGIS en la pestaña de “Datos diarios” emplea datos de varios años haciendo una media de todos ellos. Sin embargo, en la parte de “Datos mensuales”, PVGIS solo emplea datos del año concreto que se haya seleccionado, por lo que resulta que en 2020 se han dado las condiciones para que diciembre tenga una irradiación media más baja de la media histórica.

Para corroborar esta hipótesis, se han recopilado los datos de irradiación tanto de mayo como de diciembre de toda la serie histórica de la que dispone la herramienta PVGIS. Una vez obtenidos todos los datos, se calcula la media para cada mes y se repiten los cálculos realizados en el capítulo anterior para determina la energía mensual esperada.

	Mayo	Diciembre
Año	Irradiación (kWh/m ²)	Irradiación (kWh/m ²)
2005	152,07	88,68
2006	156,71	83,45
2007	143,96	104,32
2008	113,80	78,58
2009	142,83	81,47
2010	147,13	77,94
2011	112,89	102,33
2012	159,53	92,24
2013	121,02	108,85
2014	164,54	73,23
2015	154,66	95,90
2016	150,12	114,23
2017	155,85	84,36
2018	156,28	99,06
2019	173,51	79,80
2020	181,57	66,44
Media	159,10	95,39

Tabla 5.4.- Datos históricos de irradiación de mayo y diciembre.

Aplicando nuevamente la ecuación (4.25), se obtiene los datos de energía mensual esperada.

$$Ep_{Mayo} = \frac{159,10 * 112 * 0,8860}{1} = 15787,81 \text{ kWh/mes} > 15242,40 \text{ kWh/mes}$$

$$Ep_{Diciembre} = \frac{95,39 * 112 * 0,9217}{1} = 9847,15 \text{ kWh/mes} > 9025,26 \text{ kWh/mes}$$

Como se observa, en este caso si se cumple que la energía esperada calculada de forma teórica es mayor que la energía obtenida mediante simulación. Por lo que, en conclusión, de cara a la realización de un nuevo estudio, **es recomendable emplear una media de todos los datos históricos** para que los resultados sean coherentes entre sí.

5.2.2.- Salida del inversor

También resulta interesante mostrar otros datos del funcionamiento del modelo, como por ejemplo la tensión tanto de fase como de línea a la salida del inversor.

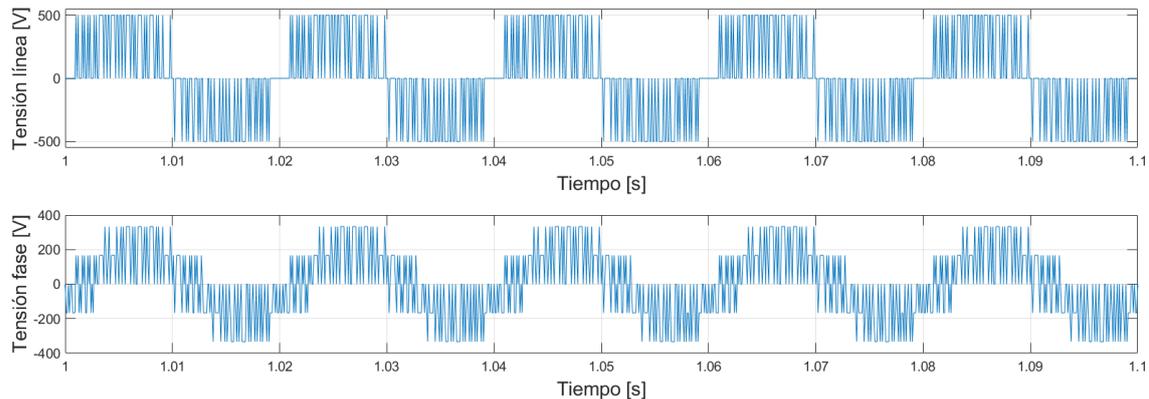


Figura 5.10.- Tensión de línea y de fase a la salida del inversor.

En la Figura 5.10. se observan las formas de onda de la tensión a la salida del inversor. La primera gráfica corresponde a la tensión de línea del inversor. Ese tipo de forma de onda se corresponde con un inversor SPWM (Senoidal Pulse Width Modulation) donde se emplea una señal portadora a alta frecuencia y una señal moduladora a la frecuencia a la que se desea obtener la señal final, en este caso 50 Hz.

Si se hace una descomposición de Fourier, se obtendría una componente fundamental a 50 Hz que sería la que establecería, con la tensión de 50 Hz de la red de distribución, el intercambio de potencias a esa misma frecuencia. Adicionalmente, el espectro contiene una serie de armónicos sobre los que se debe ejercer la acción de filtrado.

En la segunda gráfica se muestra la tensión de fase del inversor. Al igual que la de línea, tiene una componente fundamental a 50 Hz y una serie de armónicos que deben filtrarse. Pero a diferencia de la de línea, la forma de onda es más escalonada, este tipo de forma de onda se denomina “Six-Step”. Esta forma de onda se produce cuando en un inversor trifásico cada transistor (o IGBT) conduce durante un periodo de 180° . Dado que un inversor trifásico dispone de 6 transistores, se produce una nueva conmutación cada 60° , lo que

provoca que en un intervalo de 360° se produzcan 6 conmutaciones, dando lugar a los 6 escalones representados anteriormente.

Finalmente se muestra la evolución de la corriente en el punto de conexión a red. En la figura se observa como la corriente sigue el perfil de la irradiancia.

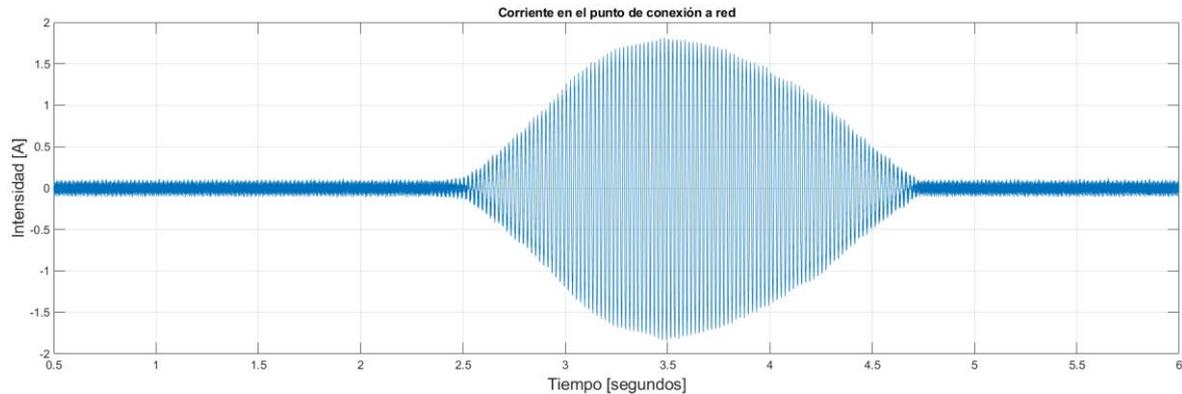


Figura 5.11.- Corriente de línea en el punto de conexión a red.

5.2.3.- Rendimiento del inversor

A continuación, se calculará el rendimiento del modelo para compararlo con el rendimiento del inversor. Para llevar a cabo esto, se medirá la energía a la salida del campo solar, donde ya se tienen en cuenta las pérdidas por temperatura y se medirá la energía a la salida del inversor, justo en el punto de conexión a la red. Los datos obtenidos para los meses estudiados son los siguientes:

Mes	Energía campo solar (kW)	Energía punto conexión a red (kW)	Rendimiento (%)
Enero	9155,70	8778,86	95,88
Mayo	15657,32	15242,40	97,35
Noviembre	9544,91	9166,61	96,04
Diciembre	9404,77	9025,26	95,96

Tabla 5.5.- Datos del rendimiento del inversor en la simulación.

El rendimiento facilitado por el fabricante del inversor elegido para la instalación solar es del 98,4 %, y a la vista de los resultados de la simulación, se puede concluir que el orden de magnitud de estos es similar al proporcionado por el fabricante.

5.3.- ANÁLISIS DE LAS CONDICIONES DE FUNCIONAMIENTO DE LA PLANTA SOLAR

En este apartado se analizarán las distintas variables eléctricas que intervienen en el funcionamiento de la instalación solar.

En las siguientes figuras, se muestran los valores de tensión del campo solar, su corriente y la irradiancia tanto para el mes de mayo como para diciembre.

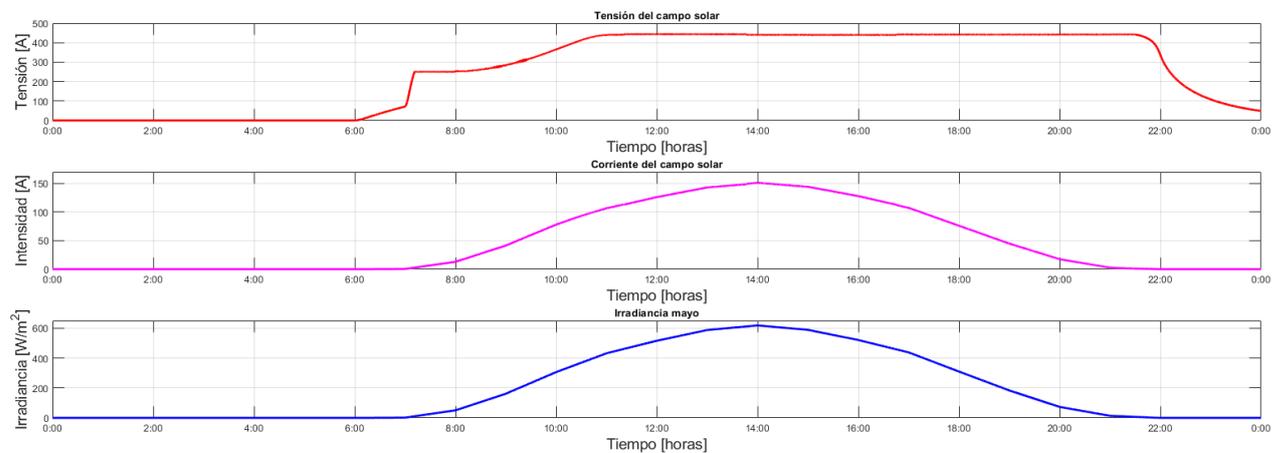


Figura 5.12.- Evolución de la tensión del generador solar, la corriente de este y la irradiancia para el mes de mayo.

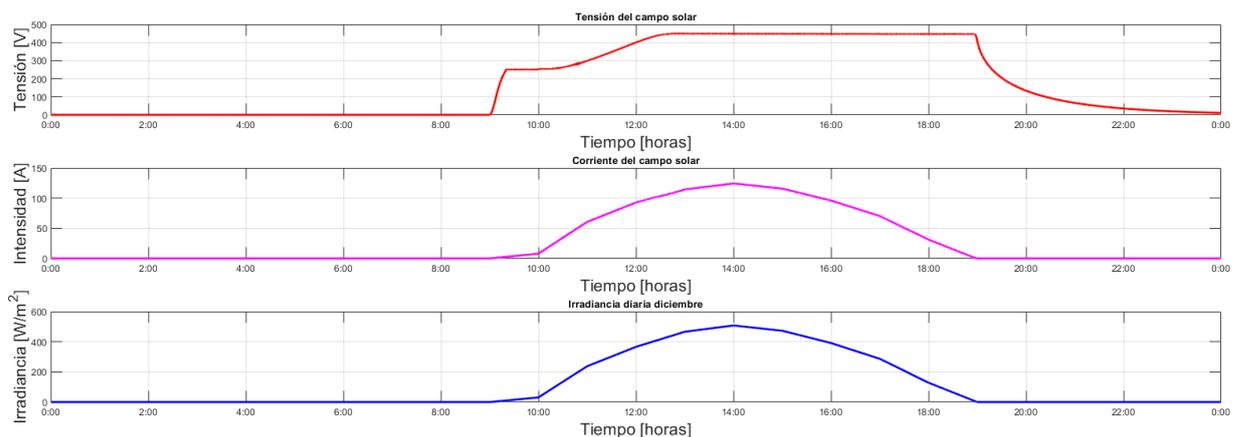


Figura 5.13.- Evolución de la tensión del generador solar, la corriente de este y la irradiancia para el mes de diciembre.

En ambas gráficas se aprecia la correlación que existe entre la corriente y la irradiancia diaria pues ambas tienen casi el mismo perfil. También es interesante ver como

la tensión del campo solar aumenta bruscamente cuando incide un mínimo de irradiancia solar y desciende casi de forma exponencial cuando deja de haber radiación.

Si se obtiene además la potencia del generador solar, se puede observar el paralelismo de la potencia DC a la salida del generador solar y la evolución de la potencia inyectada en red, representadas en la Figura 5.6 para el mes de mayo y en la Figura 5.8 para el mes de diciembre.

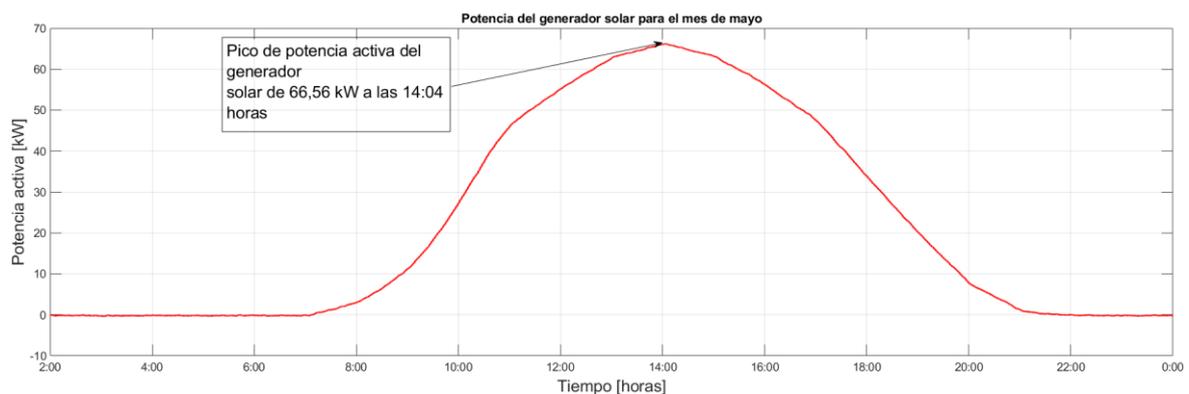


Figura 5.14.- Evolución de la potencia activa DC a la salida del generador solar para el mes de mayo.

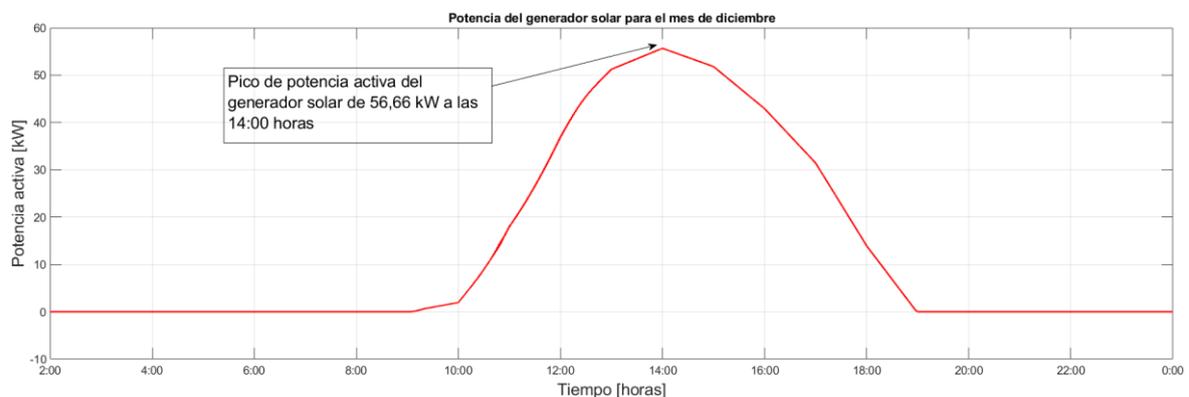


Figura 5.15.-Evolución de la potencia activa DC a la salida del generador solar para el mes de diciembre.

Si se comparan las gráficas de potencia DC del generador solar con las de potencia activa inyectada en red para cada mes, se observa un paralelismo total salvo por los valores de potencia que, obviamente debido a las pérdidas deben ser distintos.

Lo que se obtiene en conclusión es que la potencia que el inversor inyecta en la red es prácticamente la misma que produce el generador solar.

5.4.- ANÁLISIS DEL FILTRO

Para finalizar con el análisis de la instalación solar, en este apartado se pretende hacer un breve análisis sobre la capacidad de filtrado del modelo. Para ello, en las siguientes líneas se mostrarán los datos de armónicos a la salida del inversor y en el punto de conexión a red.

Para poder hacer el análisis de armónicos (o harmónicos), se hace uso de la herramienta que ofrece Simulink con el bloque “powergui”.

Dentro del bloque, en la sección “Tools” aparecen las opciones que se muestran en la figura siguiente:

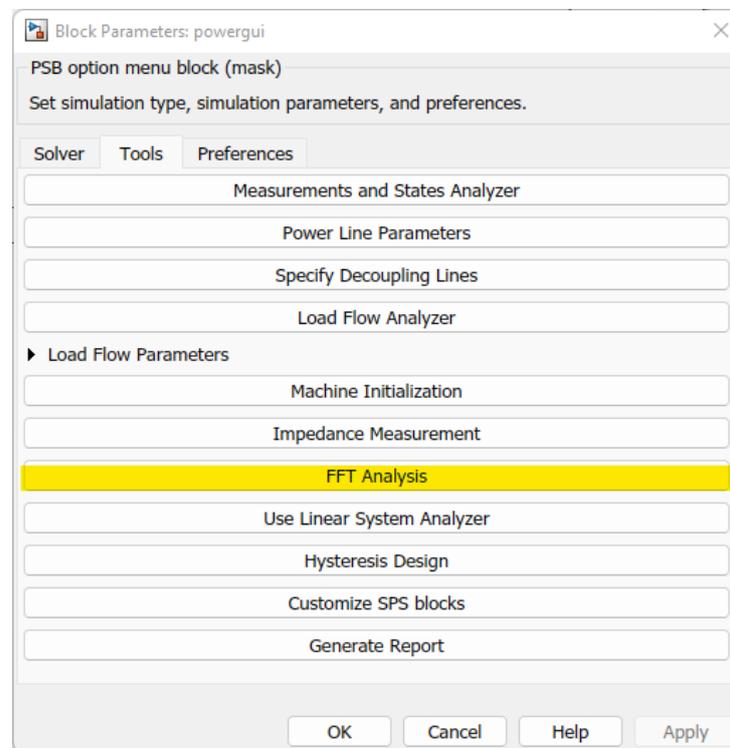


Figura 5.16.- Menú de herramientas de powergui (Simulink).

La opción subrayada es la que nos interesa para hacer el análisis de armónicos, una vez dentro, se selecciona la señal que se desea estudiar además del número de ciclos, la frecuencia fundamental y la frecuencia máxima.

El análisis para la corriente de línea a la salida del inversor es el siguiente.

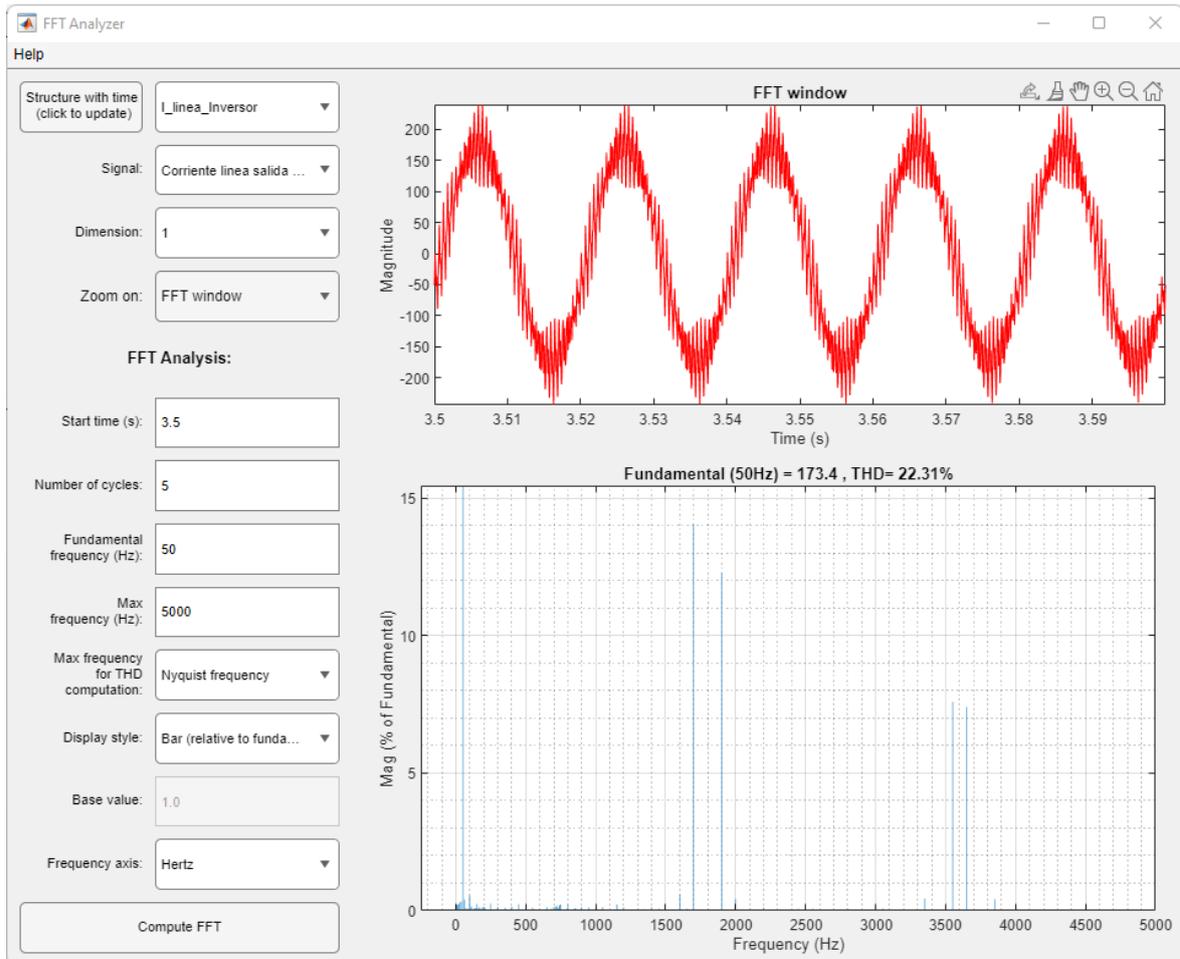


Figura 5.17.- Ventana con el análisis de armónicos de la corriente a la salida del inversor.

En la figura se aprecia un fuerte rizado de la onda y que el THD de la corriente a la salida del inversor es del 22,31% un valor inaceptable para inyectarlo en red. Por lo que la onda debe ser filtrada. Para ello, se emplea un filtro LCL que filtra las componentes de alta frecuencia. Además del filtro, la planta dispone de un transformador que adapta los valores de tensión y corriente para poder inyectarlos en red. Dado que el transformador es en esencia una serie de bobinas, también ayuda a filtrar las componentes de alta frecuencia que se producen durante la conmutación en el inversor y constituye la bobina de salida del filtro LCL.

Una vez filtrada la corriente, se repite el análisis de armónicos, pero esta vez en el punto de conexión a red para comprobar si se ha reducido el THD.

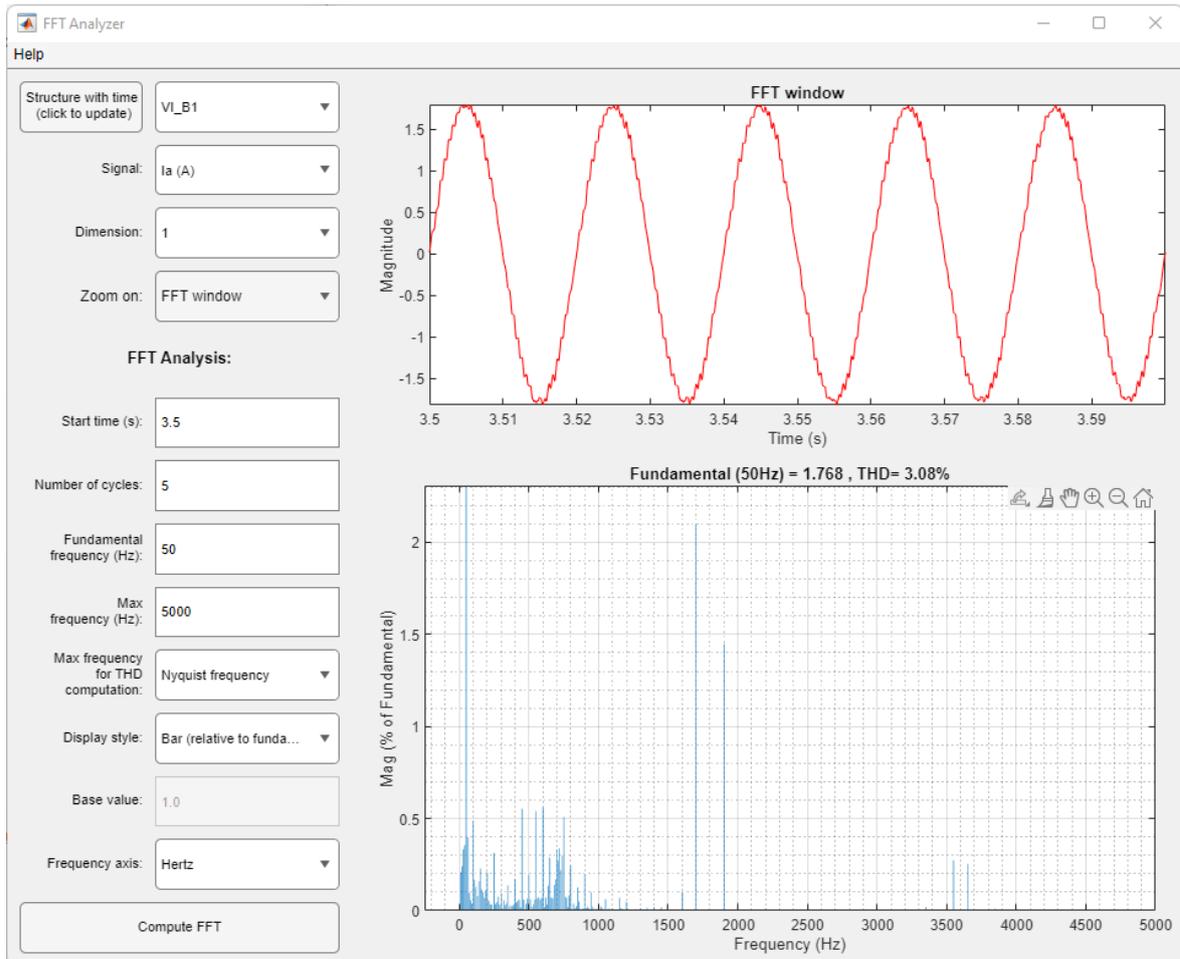


Figura 5.18.- Ventana con el análisis de armónicos de la corriente en el punto de conexión a red.

Efectivamente, como se muestra en el análisis, el THD se ha reducido hasta el 3,08%, un valor mucho más asumible y que si podemos inyectar en la red de distribución sin perjudicarla.

6. La instalación eólica

Las instalaciones eólicas se componen principalmente de aerogeneradores que aprovechan la energía del viento para mover sus palas. Estas palas a su vez mueven un eje que está conectado a un generador eléctrico para producir la energía eléctrica.

6.1.- INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA EÓLICA

La energía eólica es aquella que se sirve de la fuerza del viento para producir energía eléctrica, siendo una de las tecnologías más prometedoras para reducir las emisiones de CO₂. Actualmente es una de las energías renovables que mayor impulso está teniendo a escala global debido a que el viento es un recurso abundante y relativamente estable (en previsiones anuales), aunque requiere de cierta planificación por parte de las empresas generadoras para anticiparse a las previsiones de demanda en función de las previsiones de producción eólica a corto plazo.

La energía eólica tiene una serie de ventajas e inconvenientes que se citan a continuación:

Ventajas

- Es una fuente renovable e inagotable.
- No contamina.
- Se puede instalar en cualquier lugar del mundo.
- No dejan “huella”, ya que se pueden desmantelar sin dejar un impacto excesivo en el medio ambiente.

Inconvenientes

- El impacto sonoro y visual es alto. Solucionable en instalaciones “*Offshore*”
- Peligrosa para aves, ya que tienden a chocar con las palas.
- Las palas desechadas pueden convertirse en un problema, ya que actualmente no se reciclan.

6.1.1.- El viento

La radiación solar que incide sobre nuestro planeta no es completamente homogénea, por lo que hay partes de la superficie terrestre que se calienta en mayor cantidad que otras. Este calentamiento desigual provoca que las masas de aire que más se calientan, tengan una menor densidad que las masas de aire con menor temperatura. Cuando las masas de aire más cálido ascienden por diferencia de presión, se crean zonas de bajas presiones, mientras que, si las zonas frías descienden por tener una mayor densidad, se crean zonas de altas presiones.

Estas diferencias de presiones son las que crean las corrientes de aire que se emplean para mover las aspas de los molinos eólicos y generar electricidad.

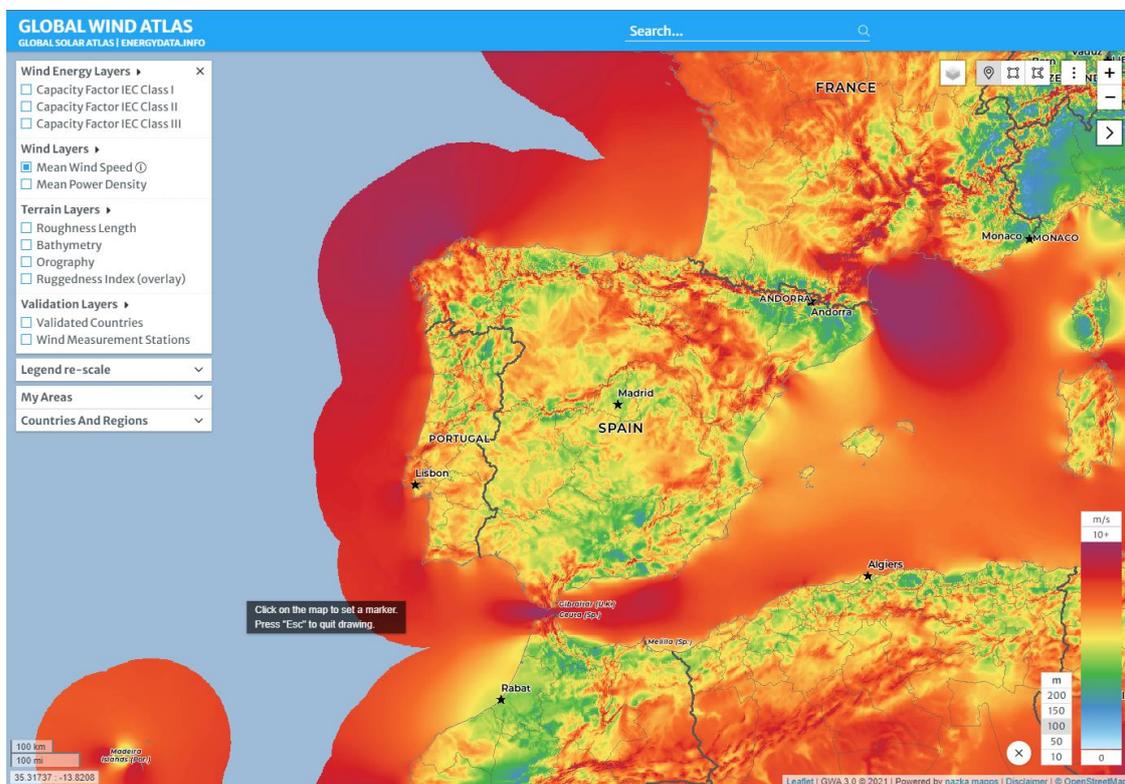


Figura 6.1.- Mapa de recursos eólicos de España [48].

En la anterior figura, se muestra un mapa con los recursos eólicos de España. En él se puede apreciar que en las zonas costeras hay mayor velocidad de viento y es más estable que en las zonas terrestres. Esto ha llevado a que muchas empresas se decanten por construir parques eólicos “*offshore*”, es decir, situados en el mar.

6.1.2.- Medición del viento

Para obtener los datos necesarios del viento en una zona, se precisan de ciertos equipos para medir magnitudes como la velocidad, la dirección y la temperatura.

Para medir la velocidad y la dirección del viento, se usan anemómetros y veletas respectivamente, mientras que para medir la temperatura se emplean termómetros.



Figura 6.2.- Anemómetro con veleta [49].

La medición del viento tiene tres objetivos:

1. **Evaluación de los recursos eólicos y disposición de los aerogeneradores.** En este proceso, se recogen datos durante un periodo suficiente de tiempo para caracterizar las condiciones del emplazamiento [50].
2. **Calibración de la curva de potencia de los aerogeneradores.** Se sitúa una torre meteorológica a la altura del rotor y otra torre de referencia a una distancia determinada para correlacionar los datos de la velocidad [50].
3. **Medida del viento durante la explotación del parque eólico.** Se recogen los datos mediante estaciones meteorológicas situadas en una o varias torres [50].

Dado que el viento es una fuente de energía irregular, se suelen emplear ciertas herramientas para predecir y caracterizar esas variaciones de forma estadística. Algunos de los métodos que se suelen emplear son:

- Rosa de los vientos
- Distribución de Weibull

- Variación vertical del viento

En apartados posteriores se explicará con más detalle en que consiste cada método y cuáles son los valores particularizados para la zona escogida.

6.1.3.- Parámetros adimensionales

Los elementos de análisis vistos en el apartado anterior tienen como objetivo definir los parámetros adimensionales que caracterizan el comportamiento que tendrá la turbina eólica.

Uno de los parámetros más importantes es el coeficiente de potencia del aerogenerador (C_p). Este parámetro indica con que eficiencia un aerogenerador convierte en energía eléctrica la energía que recibe del viento.

$$C_p = \frac{P}{0,5 * \rho * V^3 * A} \quad (6.1)$$

Siendo:

- P = Potencia que desarrolla el aerogenerador (W).
- ρ = Densidad del aire (kg/m^3).
- V = Velocidad del viento incidente (m/s).
- A = Área de barrido de las palas del aerogenerador (m^2).

Además de responder a la expresión anterior, el coeficiente de potencia depende de otros dos parámetros: el coeficiente de velocidad (λ) y el ángulo de ataque de las palas (β).

- Coeficiente de velocidad:

$$\lambda = \frac{\omega * D}{2 * V} \quad (6.2)$$

Siendo:

- ω = Velocidad de giro del rotor de la máquina (rad/s).
- D = Diámetro del rotor del aerogenerador (m).

- V = Velocidad del viento (m/s).

- Ángulo de ataque:

Se denomina al ángulo que forma la cuerda del perfil aerodinámico de la pala con la dirección del aire incidente.

6.1.4.- Límite de Betz

En 1926 el físico alemán Albert Betz demostró que la máxima energía que se puede obtener del viento es de $16/27$, es decir, aproximadamente un 59%. Este análisis es solo válido para turbinas eólicas de eje horizontal [50].

6.2.- TIPOS DE INSTALACIONES EÓLICAS

Según donde estén ubicadas, las instalaciones eólicas pueden ser:

- “*Onshore*”: Se sitúan en tierra firme y es el tipo de instalación más extendida y en el que más avances se han logrado. Aunque son en general más baratas que las “*offshore*”, tienen ciertas limitaciones e inconvenientes, como por ejemplo el impacto visual que producen, el peligro para las aves y un recurso eólico más limitado.
- “*Offshore*”: Cuando nos referimos a este tipo de instalaciones, nos estamos refiriendo a instalaciones ubicadas en el mar. Este tipo de instalaciones son relativamente nuevas, aunque son bastante prometedoras, ya que en el mar se dispone de mayor recurso eólico y no tiene los inconvenientes de la “*onshore*”. Su mayor inconveniente reside en la dificultad técnica, y por tanto coste económico para construirlas y mantenerlas.

6.3.- TIPOS DE GENERADORES EÓLICOS

Según su construcción, los aerogeneradores pueden ser clasificados en dos categorías: eje vertical y eje horizontal.

- **Eje vertical:** Existen varios aerogeneradores dentro de esta topología como el aerogenerador tipo “SAVONIOUS” o el “DARRIEUS”. Tienen la gran ventaja de que no necesitan mecanismos de orientación, aunque debido a sus

reducidas prestaciones no se emplean tan ampliamente como los aerogeneradores de eje horizontal.



Figura 6.3.- Aerogenerador de eje vertical tipo DARRIEUS [51].

- **Eje horizontal:** Son el tipo de generadores más extendidos ya que alcanzan velocidades de rotación muy apropiadas para la generación de energía eléctrica. Además, tienen un par de arranque reducido. Los aerogeneradores más utilizados son los de tres palas.



Figura 6.4.- Aerogenerador de eje horizontal de tres palas de la empresa Vestas [51].

6.4.- ESTRUCTURA Y COMPONENTES DE UN AEROGENERADOR

Como ya se comentó en el apartado anterior, los generadores más empleados para producir energía eléctrica a gran escala son los aerogeneradores de eje horizontal de tres palas. Por lo tanto, se analizará esa tipología en este apartado.

Comenzando con **la estructura**, un aerogenerador tiene 4 partes principales:

- **Aspas o palas:** Las aspas son los elementos encargados de captar la energía del viento. Son un elemento especialmente crítico, ya que en la punta de las aspas se llegan a alcanzar velocidades elevadas que pueden comprometer la estructura de estas.
- **Buje:** Es la parte encargada del aerogenerador de transformar la energía del viento en energía mecánica. El buje junto con las palas forma el rotor del aerogenerador.
- **Góndola:** Es la parte que alberga los elementos principales del aerogenerador. Desde la multiplicadora que adapta la velocidad de giro del eje hasta el generador eléctrico.
- **Torre:** Estructura en la que descansa la góndola. Debe ser capaz de soportar las turbulencias y el empuje del viento.



Figura 6.5.- Partes de un aerogenerador.

Los componentes más importantes del aerogenerador se ubican en la góndola. Lo más importantes se muestran en la siguiente figura.

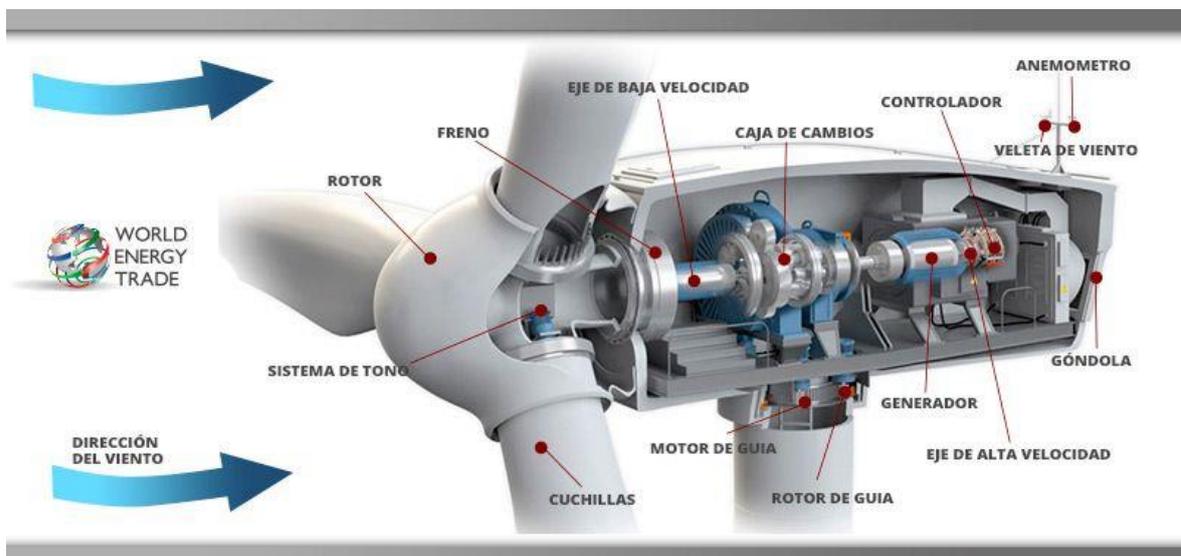


Figura 6.6.- Componentes de un aerogenerador [52].

- **Freno:** Sirve para frenar el rotor cuando la velocidad del viento es elevada, pudiendo provocar daños en el aerogenerador.
- **Eje de baja velocidad:** Es la parte del eje que está unido a las palas del aerogenerador, por lo que gira a la velocidad que lo hacen las palas.
- **Caja de cambios:** También se conoce como multiplicadora. Se trata de un sistema de engranajes cuya función es la de adaptar la velocidad de giro del eje que está unido al generador.
- **Eje de alta velocidad:** Parte del eje que sale de la caja multiplicadora hasta el generador eléctrico.
- **Generador:** Es el encargado de transformar la energía mecánica de rotación que transmite el eje de alta velocidad en energía eléctrica aprovechable.

6.4.1.- El generador eléctrico. Topologías.

Hoy en día se emplean casi exclusivamente máquinas de corriente alterna para la generación de energía eléctrica, ya que son capaces de generar tensiones elevadas y tienen una buena relación potencia/peso. En el caso de los aerogeneradores, se pueden emplear dos tipos de máquinas eléctricas: las máquinas síncronas y las asíncronas.

- **Máquinas síncronas:** Son máquinas rotativas en las que la velocidad de rotación de su eje y la frecuencia están relacionadas. Pueden conectarse de dos formas:
 - Conectadas a través de un convertidor (*Full Converter*)
 - Directamente a red
- **Máquinas asíncronas** (o de inducción): A diferencia de las síncronas, su velocidad no depende de la frecuencia. Una de las grandes ventajas de emplear generadores asíncronos es que son buenos trabajando con velocidades variables. Hay tres tipologías distintas [46]:
 - Directamente conectado a red “*Squirrel Cage Induction Generator*” (SCIG).
 - Con control dinámico del deslizamiento.
 - Rotor alimentado desde convertidor “*Doubly Feed Induction Generator*” (DFIG).

Aunque hay variedad de configuraciones y topologías en el diseño de aerogeneradores, en este trabajo se va a hacer hincapié en el generador doblemente alimentado (DFIG), ya que actualmente es la tecnología más extendida en los aerogeneradores modernos.

6.4.2.- Generador doblemente alimentado (DFIG)

Los DFIG son máquinas eléctricas de generación de corriente alterna. Tienen la particularidad de que pueden trabajar con velocidades por encima y por debajo de su velocidad de sincronismo, cuya ecuación se muestra a continuación.

$$n_s = \frac{60 * f}{p} \quad (6.3)$$

Siendo:

- n_s = Velocidad de sincronismo (en rpm).
- f = Frecuencia de la red a la que está conectada la máquina (Hz)
- p = Número de pares de polos de la máquina.

Los regímenes de trabajo que tienen un DFIG en función de su velocidad de giro son los siguientes:

- **Régimen subsíncrono:** La velocidad de giro de la máquina es menor que la de sincronismo. En este régimen el deslizamiento de la máquina es positivo y el rotor de la máquina absorbe potencia activa de la red mientras que el estátor la cede.
- **Régimen síncrono:** La velocidad de giro es idéntica a la de sincronismo, por lo que no hay deslizamiento y el rotor ni absorbe ni cede potencia activa de la red.
- **Régimen hipersíncrono:** La velocidad de giro es mayor que la de sincronismo, por lo que el deslizamiento es menor que cero. En este régimen, tanto el rotor como el estátor ceden potencia activa a la red.

6.4.3.- Control del DFIG

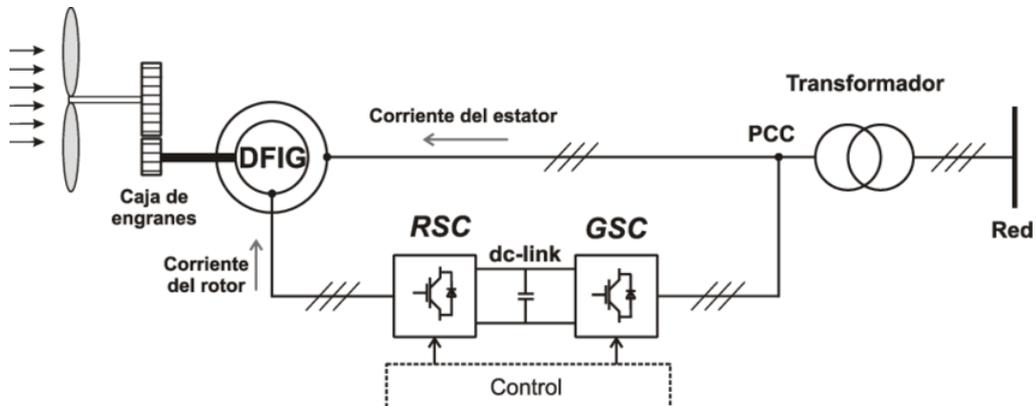


Figura 6.7.- Diagrama esquemático de un DFIG [53].

En la figura anterior se muestra un diagrama de un DFIG, en donde se muestra el convertidor “back-to-back”. Este convertidor consta de dos partes:

- **RSC (Rotor Side Converter):** Se trata de un convertidor de topología AC/DC, convirtiendo la corriente alterna producida en el rotor del generador a continua.
- **GSC (Grid Side Converter):** Convertidor de topología DC/AC encargado de pasar la corriente continua del bus de continua que une los dos convertidores a corriente alterna, que posteriormente será adaptada por un transformador para inyectarla en red.

Ambos convertidores son los encargados de controlar la potencia activa y reactiva del aerogenerador mediante control vectorial de las corrientes resultantes de las consignas de referencia.

Si denominamos la reactiva generada por el estátor como Q_s y la producida por el rotor a la salida del GSC como Q_g , se obtiene que:

$$Q_{Total} = Q_s + Q_g \quad (6.4)$$

Siendo Q_{Total} la reactiva total que es capaz de entregar el generador. Por lo que este control permite adaptar el valor de la potencia reactiva global a la consigna para

suministrar/absorber la potencia reactiva que se exija en ese momento o para satisfacer la reactiva que imponen los operadores de red.

7. Diseño de la instalación eólica

Para el diseño de la instalación eólica, se emplearán dos aerogeneradores SG 3.4-132 de la marca Siemens-Gamesa. Se trata de un generador de tecnología DGIF que cuenta con una potencia nominal de 3,4 MW y con un diámetro de rotor de 132 metros [54]. Las alturas disponibles que nos indica el fabricante son: 84 m, 97 m, 101,5m, 108 m, 114 m, 134m, 154 m y 165 metros.

7.1.- ESTUDIO DE LA ZONA

Al igual que se ha usado la herramienta PVGIS para obtener datos de los recursos solares en una zona determinada, ahora se va a usar otra herramienta para el estudio de los recursos eólicos disponibles en la zona donde se va a ubicar la instalación. Esta herramienta ha sido desarrollada por el [Centro Nacional de Energías Renovables](#) (CENER) [55].

Para la ubicación de la instalación eólica, se ha seleccionado el parque eólico **Peña del Cuervo**, construido por el grupo Ibereólica Renovables.

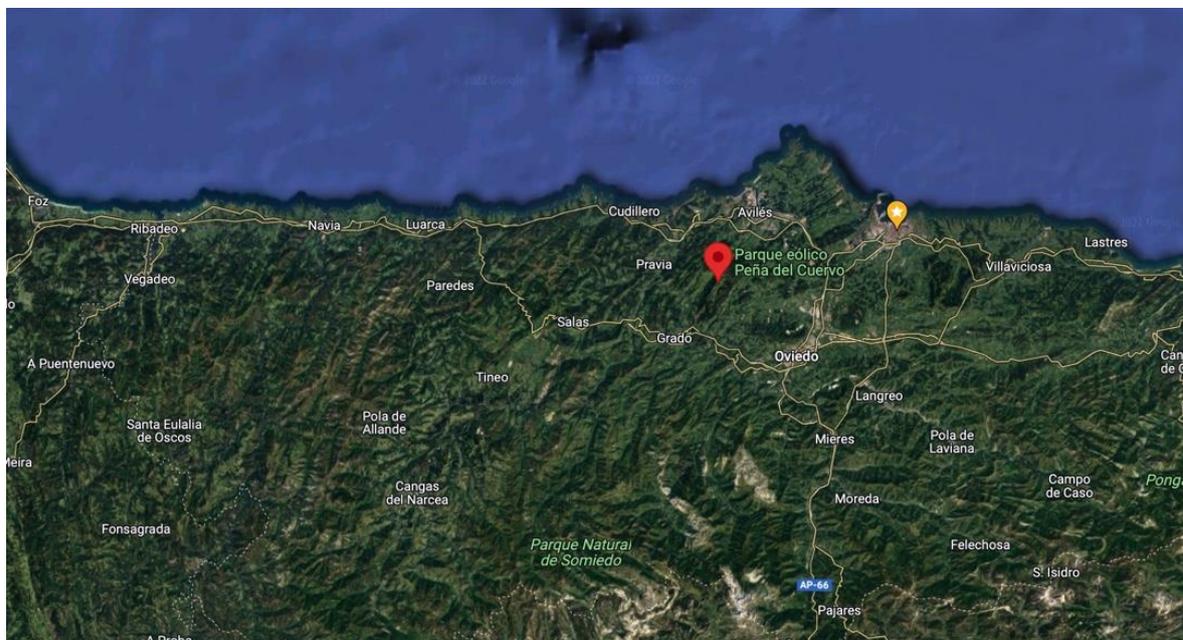


Figura 7.1.-Situación geográfica del parque eólico en Asturias [25].



Figura 7.2.- Parque eólico peña del cuervo. Grupo Ibereólica Renovables [56].

Las coordenadas del parque eólico son las siguientes:

Latitud	43,468°
Longitud	-5,992°

Tabla 7.1.- Datos de latitud y longitud de la ubicación elegida.

Una vez elegida la ubicación, se empleará la herramienta del CENER citada anteriormente para obtener los datos necesarios de cara al diseño y análisis.

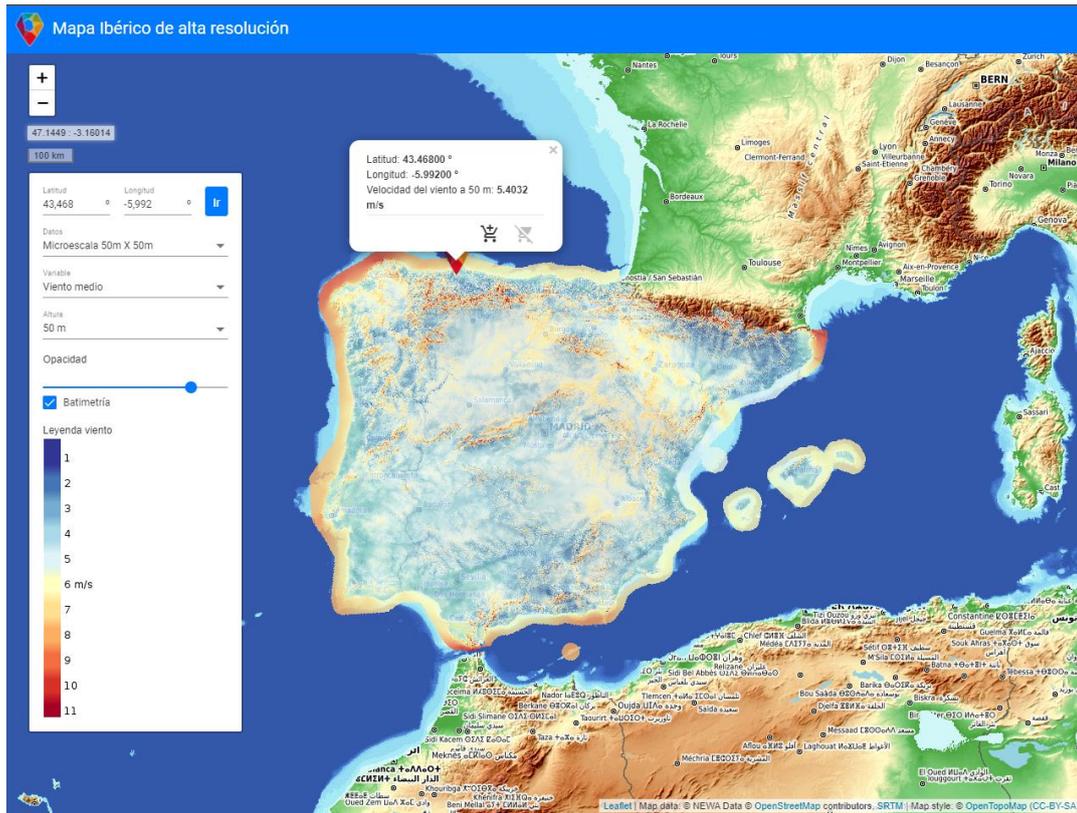


Figura 7.3.- Página principal del mapa eólico ibérico (CENER) [55].

Una vez dentro de la herramienta, se introducen los datos de latitud y longitud de la zona a consultar, se selecciona la variable que se desea conocer (en este caso viento medio) y la altura a la que queremos obtener el dato, por defecto 50 metros.

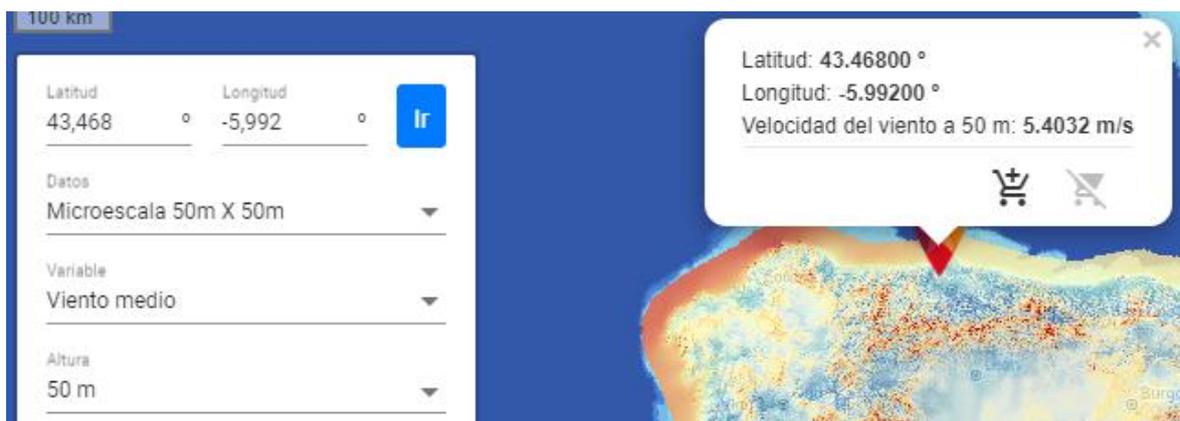


Figura 7.4.- Detalle de los datos introducidos y de los valores mostrados [55].

Como se aprecia en la figura anterior, para una altura de 50 metros, **la velocidad del viento es de 5,4032 m/s**. Más adelante se analiza esa misma velocidad a alturas superiores más adaptadas a la altura prevista del buje en el caso particular considerado.

Además del dato de velocidad media del viento, la herramienta da otros datos útiles, como la rosa de vientos, la distribución de Weibull y el perfil vertical medio de la velocidad del viento.

Rosa de vientos

La rosa de vientos es un gráfico que muestra información relativa a la intensidad y frecuencia del viento en una dirección dada. Es una herramienta útil ya que permite dirigir los generadores eólicos en esa dirección para maximizar la producción de energía eléctrica.

Rosa de vientos a la altura seleccionada

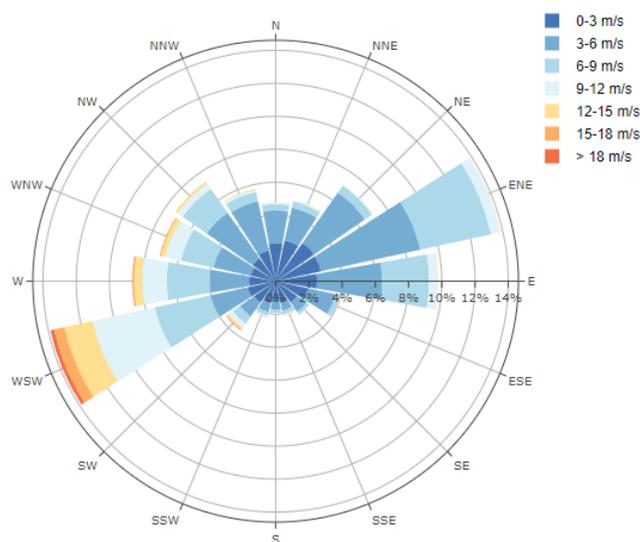


Figura 7.5.- Rosa de vientos de la ubicación escogida [55].

En la figura superior se representa la rosa de vientos de la zona seleccionada. De ella se obtiene que **la orientación óptima para los aerogeneradores es la oeste sudoeste (wsw)**.

Distribución de Weibull

La distribución de Weibull suele emplearse en el diseño de parques eólicos para conocer la distribución estadística de la velocidad media del viento. Es decir, probabilidad que existe de que se dé una velocidad determinada.

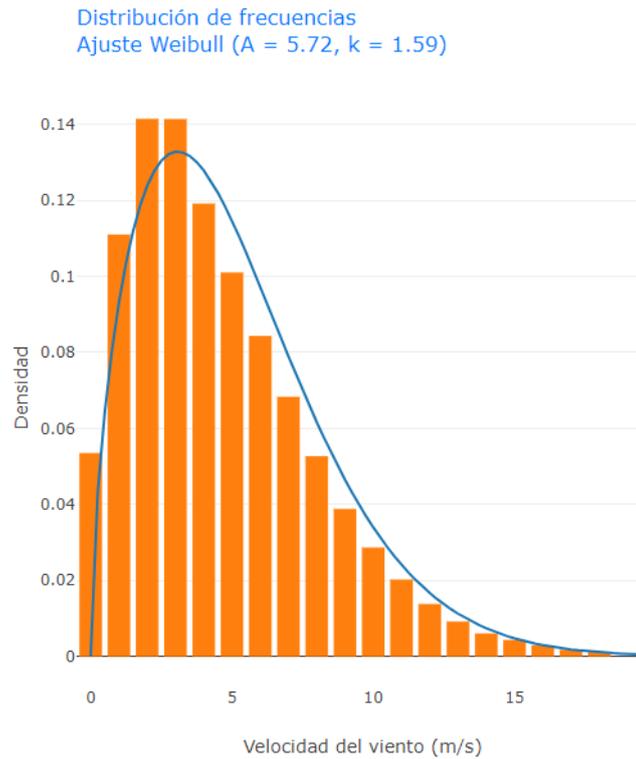


Figura 7.6.- Distribución de frecuencias de Weibull [55].

Perfil vertical medio de la velocidad del viento

Se trata de un gráfico que muestra la variación de la velocidad del viento en función de la altura. El módulo de la velocidad del viento disminuye según se aproxima a la superficie.

Perfil vertical medio de la velocidad del viento

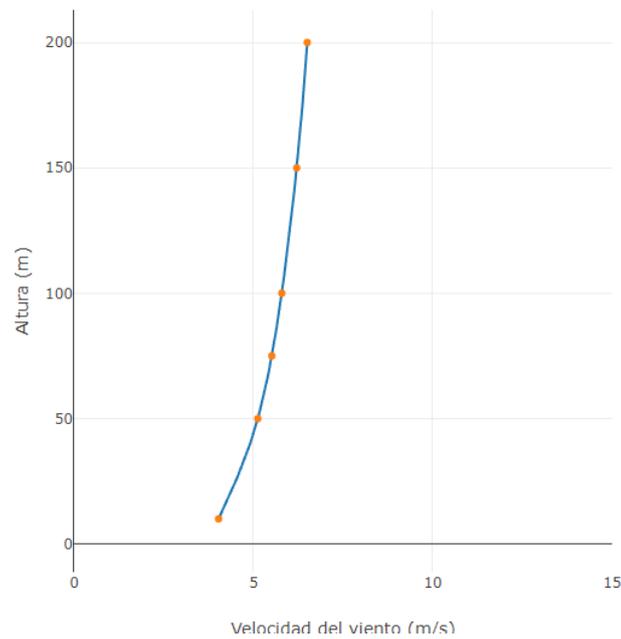


Figura 7.7.- Perfil vertical de la velocidad del viento [55].

Por debajo de los 100 metros se encuentra la capa superficial. En esta capa, si se supone atmósfera neutra, se puede estimar la velocidad media V a una altura Z , conocida una velocidad de referencia V_R a una altura de referencia Z_R [50].

$$V(Z) \approx V_R * \left(\frac{Z}{Z_R}\right)^\alpha \quad (7.1)$$

Siendo:

- $\alpha = \left(\frac{Z_0}{10}\right)^{0,2} * (1 - 0,55 * \log V_R)$
- Z_0 = Parámetro tabulado de la rugosidad del terreno (m).

A la vista de los resultados de la gráfica, parece interesante elegir una **altura de torre de 101,5 metros**, ya que, para alturas mayores, no hay un incremento significativo de intensidad del viento.

Por simplicidad, se tomarán los datos que facilita la herramienta web para 100 metros, ya que, aunque se haga la corrección, la diferencia de altura es pequeña y no se dispone de datos fiables de Z_0 .

Perfil vertical medio de la velocidad del viento

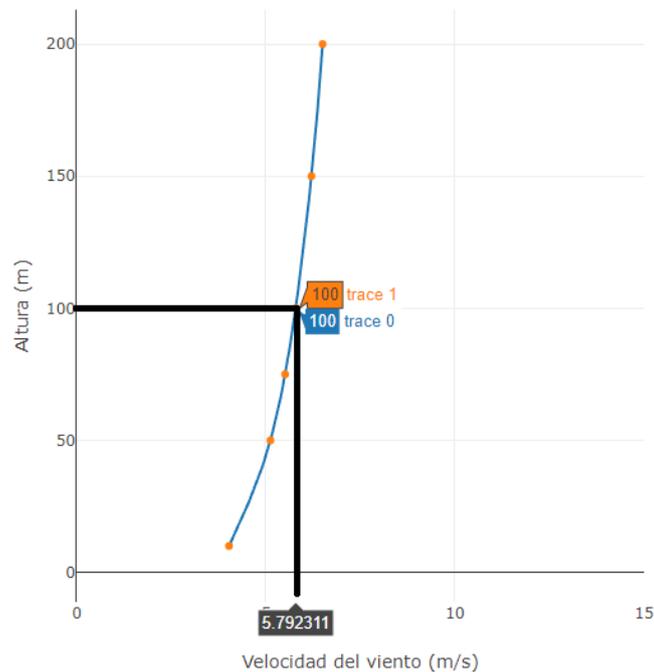


Figura 7.8.- Valor de la velocidad media del viento a una altura de 100 metros [55].

Además de los valores obtenidos para el viento, también resulta interesante conocer cuál es la densidad del aire en esas condiciones de altura. Para la densidad del aire, se emplea nuevamente la herramienta del CENER, esta vez seleccionando como variable la densidad del aire y a una altura de 100 metros.

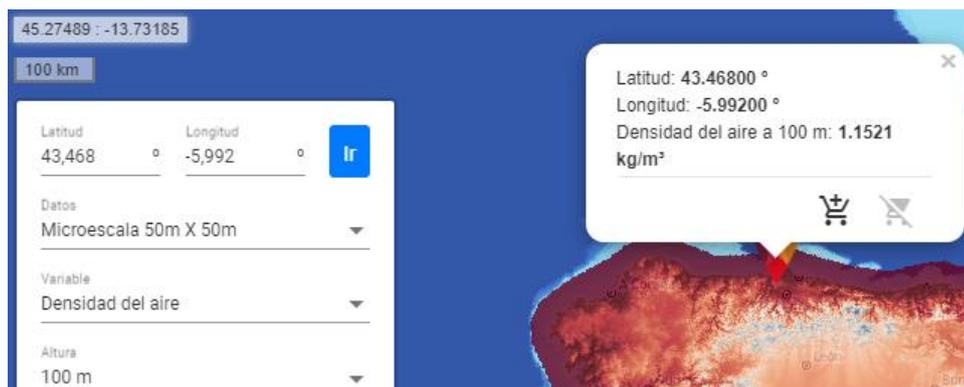


Figura 7.9.- Dato de la densidad del aire a una altura de 100 metros [55].

Es necesario mencionar que, aunque se haya obtenido una densidad de aire a 100 m de $1,1521 \text{ kg/m}^3$ se empleará la densidad de aire estándar de $1,225 \text{ kg/m}^3$ tanto para los cálculos como para las simulaciones con el fin de obtener resultados homogéneos.

Por lo tanto, los valores obtenidos de cara al diseño de la instalación eólica se muestran en la tabla siguiente.

Altura de la torre (m) ⁶	101,5
Densidad del aire a 100 metros (kg/m³)	1,1521 – 1,225
Velocidad del viento a la altura del buje (m/s)	5,792
Orientación	Oeste sudoeste
Diámetro del rotor (m)	132
Área de barrido (m²)	13.685
Potencia nominal (MW)	3,465

Tabla 7.2.- Datos del aerogenerador y de la zona donde se ubicará [55] [54].

7.2.- DETERMINACIÓN DEL MÁXIMO APROVECHAMIENTO EÓLICO

En este apartado se pretende calcular cual es la mayor cantidad de energía que podemos aprovechar del viento. Para ello, se emplea la siguiente ecuación:

$$P = \frac{1}{2} * \rho * A * V^3 * Cp(\lambda, \beta) \quad (7.2)$$

Siendo:

- P= Potencia obtenida (W)
- ρ = Densidad del aire (kg/m³)
- A= Área de barrido del rotor del aerogenerador (m²).
- V= Velocidad del viento (m/s)
- Cp= Coeficiente de potencia.

⁶ A falta de datos del fabricante, se supone que el dato de altura de la torre que se proporciona es desde la cimentación hasta el buje del aerogenerador.

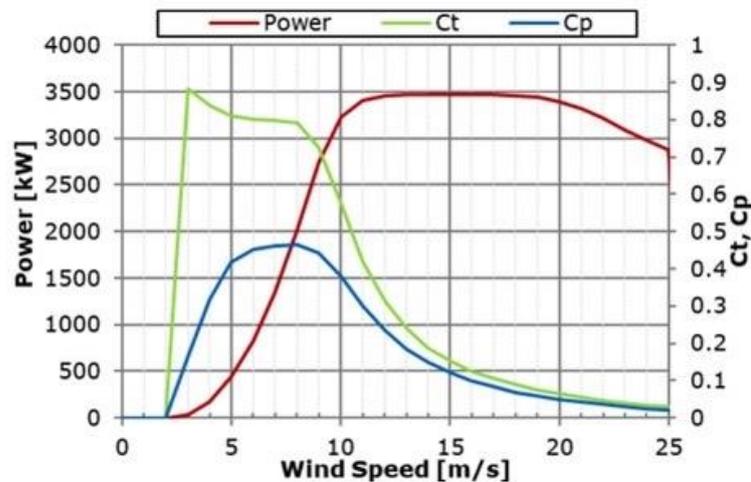


Figura 7.10.- Curva P-V del aerogenerador Siemens-Gamesa SG 3.4 132 [57].

En la Figura 7.10 se observa la evolución del C_p y de la potencia del aerogenerador en función de la velocidad del viento. Como puede apreciarse, existe una zona de operación donde se opera sobre el punto de máxima potencia MPPT del aerogenerador. La potencia aumenta, en esa zona, proporcionalmente al cubo de la velocidad de giro de la máquina. En esa zona, la velocidad específica (representada por la letra λ) es la máxima.

Alcanzada la velocidad nominal de funcionamiento, la potencia permanece prácticamente constante. El control del ángulo de paso de las palas modifica el ángulo de ataque en función de la velocidad incidente del viento y mantiene ajustada la potencia mecánica de la turbina para no exceder el valor nominal de potencia a la salida del generador.

De acuerdo con la Figura 7.10, para una velocidad de viento determinada se puede obtener el coeficiente de potencia del aerogenerador, que será de utilidad para estimar de forma numérica el valor de la potencia que entrega el aerogenerador en las condiciones dadas. Si la velocidad del viento incidente está en la zona de control MPPT, el ángulo de ataque de las palas del aerogenerador es cero grados.

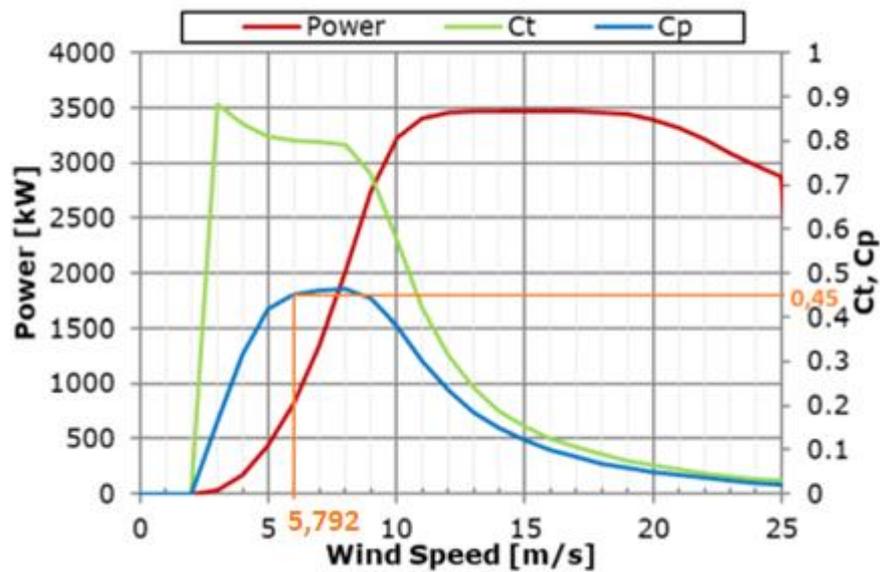


Figura 7.11.- Obtención gráfica del Cp.

Por tanto, la potencia teórica que se puede obtener para la velocidad media del viento estimada por cada aerogenerador será:

$$P = 0,5 * 1,225 * 13685 * 5,792^3 * 0,45 = 732907,33 \text{ W}$$

7.3.- DETERMINACIÓN DE LA ENERGÍA ESPERADA

Una vez calculada la potencia teórica que se puede aprovechar en las condiciones anteriormente citadas, es el turno de estimar cual es la energía que puede producir el generador eólico, así como también se puede obtener el factor de carga o “FC”.

Para obtener la energía, primero es necesario obtener la frecuencia con la que el viento sopla a una determinada velocidad. Para ello se hace un estudio estadístico de Weibull.

Partiendo de que la velocidad media obtenida es de 5,792 m/s, se calcula el parámetro “C”:

$$V_{avg} = C * \Gamma\left(1 + \frac{1}{K}\right) \quad (7.3)$$

Siendo:

- C = Factor de escala [m/s].
- V_{avg} = Velocidad media del viento [m/s].
- Γ = Función Gamma de Eurler (tabulada)
- K = Factor de forma [-]

El denominador depende de la función Gamma de Euler (tabulada) y del factor de forma K . Para valores de K comprendidos entre 1,3 y 3 se cumple de forma muy aproximada que $V_{avg} = 0,9 C$. Cumpliéndose particularmente para la distribución de Rayleigh [58]:

$$V_{avg} = \frac{\sqrt{\pi}}{2} * C = 0,886 * C \rightarrow K = 2 \quad (7.4)$$

Por tanto, conocida la velocidad media se puede calcular el valor de C .

$$C = \frac{V_{avg}}{0,886} = \frac{5,792}{0,886} = 6,573 \text{ m/s}$$

Una vez obtenido el valor de C , se puede obtener la curva de duración del viento. Esta curva muestra las horas de un año en la que se tiene una velocidad de viento determinada.

Para obtener la curva primero se debe obtener la frecuencia con la que se pueden dar dichas velocidades. Para ello se emplea la siguiente expresión:

$$f_i = e^{-\left(\frac{0,025*i}{c}\right)^2} * 8760 \quad (7.5)$$

Siendo:

- i = una variable que va desde 1 hasta 1000 con paso 1.
- C =Parámetro de la distribución de Weibull [m/s].

Para obtener la curva, se ha discretizado la velocidad, por lo que se emplea el valor de 0,025 multiplicado por la variable i para obtener varios valores de velocidad del viento, desde 0,025 m/s hasta 25 m/s.

Con respecto a la constante de valor 8760, se refiere a las horas que tiene un año de 365 días.

Si representamos en el eje de ordenadas la velocidad del viento y en el eje de abscisas el número de horas en las que se produce esa velocidad (f_i), se obtiene la siguiente curva.

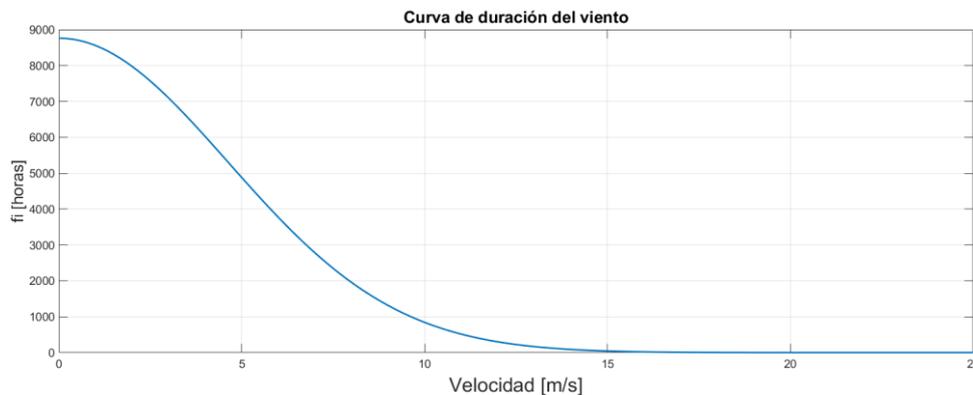


Figura 7.12.- Curva de duración del viento.

Posteriormente, es necesario obtener la curva de potencia del aerogenerador. Aunque en las páginas anteriores se muestra la curva de potencia del fabricante, se ha aproximado ésta por una donde su expresión analítica sea conocida. Por lo que haciendo uso de la ecuación (7.2) se obtiene la siguiente gráfica.

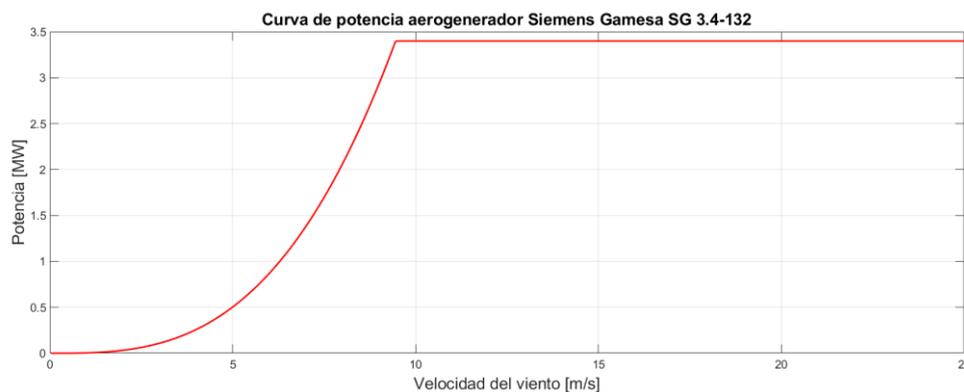


Figura 7.13.- Curva de potencia aerogenerador Siemens Gamesa SG 3.4-132.

Se puede observar que los cambios en la curva son más abruptos que en la Figura 7.10 y que no hay caída en la potencia a partir de una velocidad de viento de 19 m/s, aunque esto no interfiere ya que la probabilidad de que el viento en la zona sea de 19 m/s como se muestra en la Figura 7.12 es ínfima.

Si representamos la potencia de la figura anterior frente al número horas que se produce esa potencia, se obtiene la curva de duración de la potencia, que indica el número de horas en las que se puede obtener una determinada potencia.

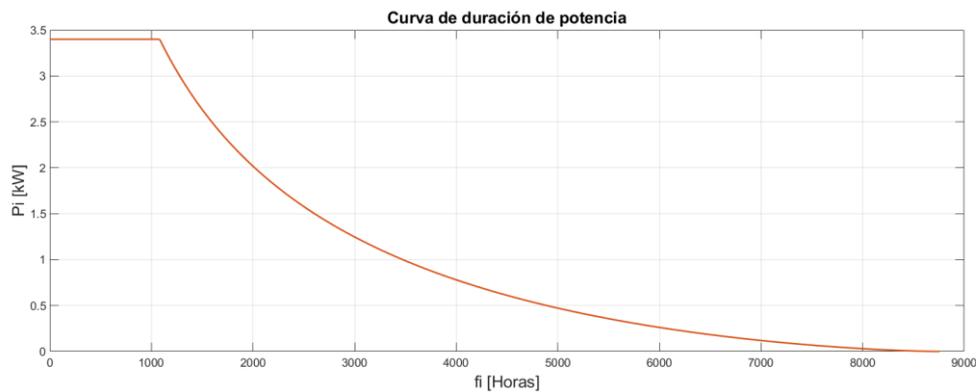


Figura 7.14.- Curva de duración de potencia.

Empleando la siguiente expresión se puede obtener el valor de la energía teórica que se puede esperar para el aerogenerador al cabo de un año.

$$E = \sum_{i=0}^{999} P_i * (f_i - f_{i+1}) \quad (7.6)$$

Siendo:

- E= Energía anual producida [Wh].
- Pi= La potencia para una velocidad de viento dada en función de “i” [W].
- fi= El número de horas en donde se da una velocidad de viento determinada en función de “i”.

Haciendo los cálculos,

$$E = 9,882 * 10^9 Wh \rightarrow 9,882 GWh$$

Una vez conocida la energía que puede generar el aerogenerador, es interesante conocer el factor de capacidad o FC para conocer como de aprovechado estaría para las condiciones dadas.

El factor de capacidad es el cociente de la energía producida por el aerogenerador en un año, entre la energía que sería capaz de producir durante un año a plena potencia. A continuación, se muestra la expresión del FC:

$$FC = \frac{E}{P_{nom} * N^{\circ} \text{ horas anuales}} \quad (7.7)$$

Siendo:

- E= Energía anual producida por el aerogenerador [Wh]
- P_{nom}= La potencia nominal del aerogenerador [W]
- N° horas anuales= Número de horas en un año de 365 días.

$$FC = \frac{9,882 * 10^9}{3,4 * 10^6 * 8760} \cong 0,332 \rightarrow 33,2\%$$

Es decir, el aerogenerador estaría empleando un 33,2 % de su máxima capacidad de producción.



Figura 8.2.- Medición de la distancia usando Google Maps.

Como se puede apreciar, la distancia es de 15,28 km, pero dado que puede presentar dificultades tender una línea de distribución en línea recta, debido a diversos factores, se ha sobredimensionado hasta 20 km.

Volviendo a la simulación, el parámetro de entrada que es necesario introducir es el de la velocidad del viento. En este caso particular, la velocidad del viento a la altura del buje para el aerogenerador en la localización escogida es de 5,792 m/s. Por lo que, una vez introducido ese dato, los resultados obtenidos son los siguientes:

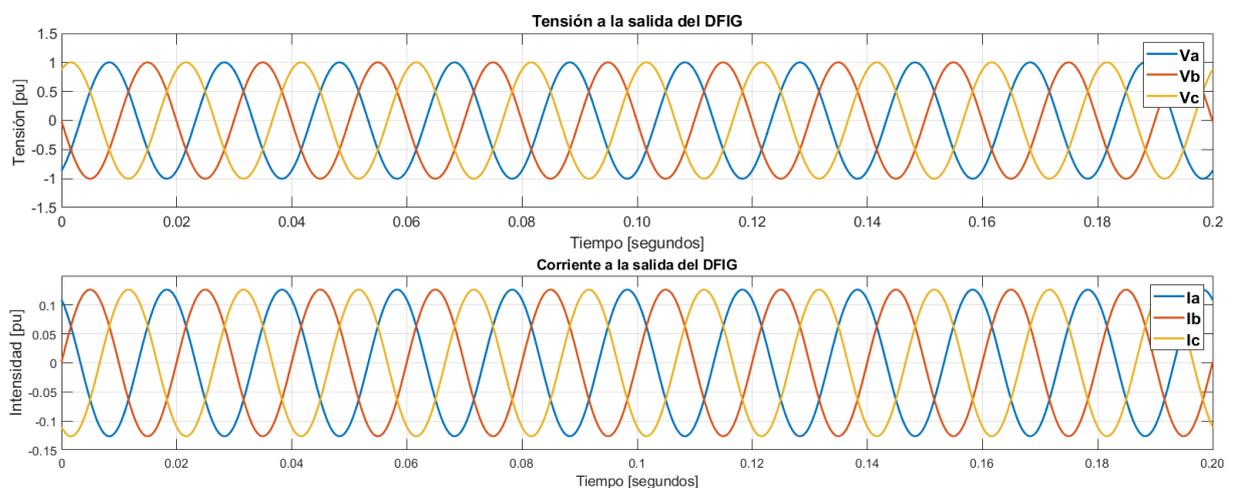


Figura 8.3.- Tensión (pu) y corriente (pu) a la salida del DFIG.

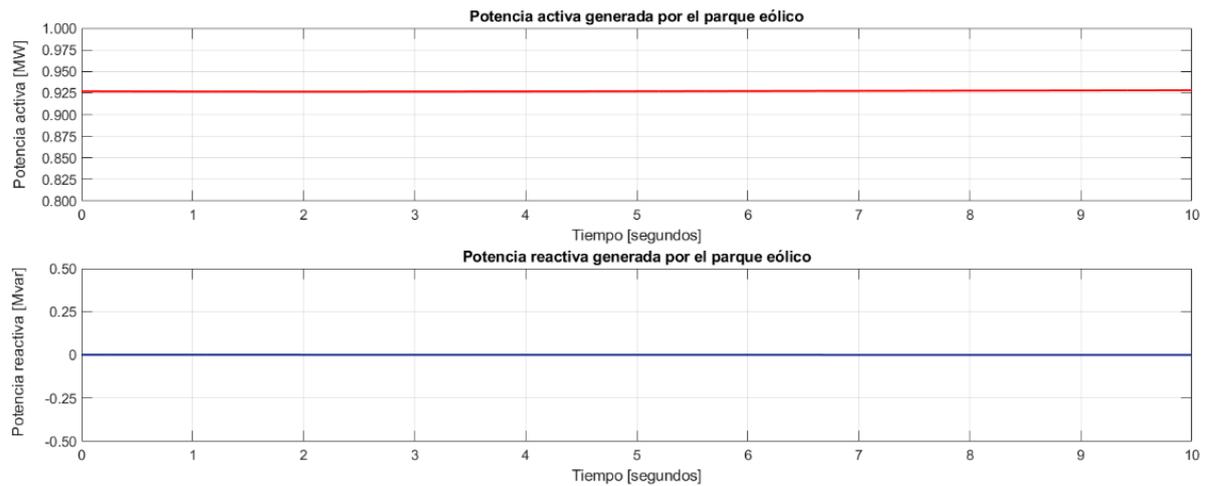


Figura 8.4.- Potencia activa y reactiva generadas por el parque eólico.

En la Figura 8.4 se muestra tanto la potencia activa como la reactiva generada por el parque eólico. Una vez alcanzado el régimen permanente, el parque eólico es capaz de producir aproximadamente 0,925 MW de potencia activa.

En el caso de la potencia reactiva esta se mantiene estable a 0 Mvar debido a que la consigna de referencia de reactiva se ha mantenido a cero durante la simulación.

Volviendo con la potencia activa, los resultados son coherentes con lo calculado en apartados anteriores ya que **cada generador es capaz de producir aproximadamente 0,7330 MW**, por lo que **dos generadores** (que es lo que se ha simulado) **como máximo serían capaces de producir en torno a 1,466 MW** aproximadamente.

También es necesario destacar que no se disponen de todos los datos del generador ni de su rendimiento, por lo que parte de la diferencia entre el resultado teórico y el simulado se debe a esta carencia de datos.

8.1.- ANÁLISIS DE LAS CORRIENTES DEL GENERADOR

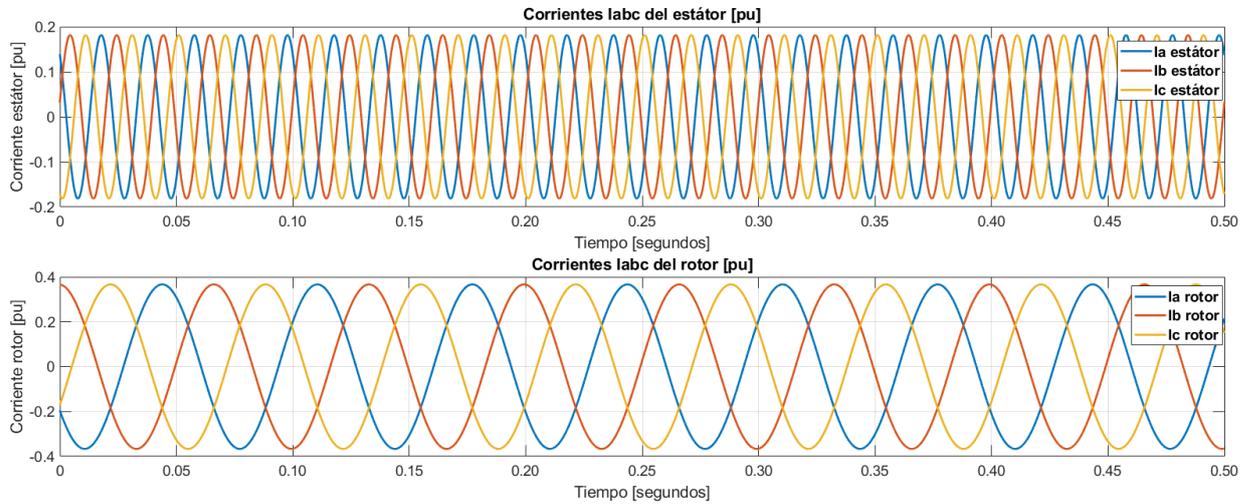


Figura 8.5.- Corrientes de estator y de rotor (en pu) para la velocidad media del viento prevista.

Encima de estas líneas se muestran las corrientes en el estator y en el rotor del DFIG en pu. Como se puede observar, la frecuencia de las corrientes en el estator es superior a la frecuencia de las corrientes en el rotor.

Si se hace un “zoom” en el eje de tiempos, se pueden obtener los periodos, y por tanto las frecuencias de cada una de las ondas.

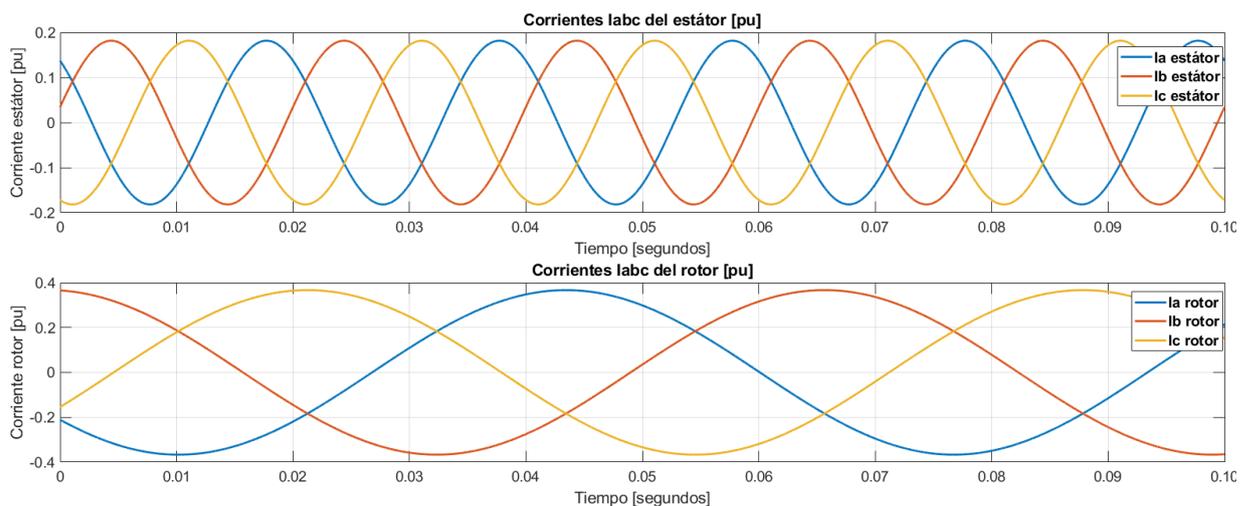


Figura 8.6.- Detalle de las corrientes del estator y del rotor.

Tanto la frecuencia como el periodo de **las corrientes del estátor** son sencillas de obtener, ya que se rigen por la **frecuencia de red**, es decir, tienen una **frecuencia de 50 Hz** y un **periodo de 0,02 segundos**.

Sin embargo, las corrientes del rotor son de frecuencia distinta a la de red, por lo que es necesario obtener el periodo de forma gráfica empleando la figura sobre estas líneas.

Fijándose en el valor máximo instantáneo de la forma de onda roja (I_a) que está sobre la marca temporal de 0 segundos se busca el valor máximo instantáneo siguiente, que está sobre la marca temporal de 0,065 segundos aproximadamente. Por lo tanto, el periodo será de:

$$T_{I_a} = 0,065 - 0 = 0,065 \text{ segundos}$$

Si se hace la inversa del periodo se obtiene la frecuencia en Hz:

$$f_{I_b} = \frac{1}{T_{I_b}} = \frac{1}{0,065} \cong 15,385 \text{ Hz}$$

Obtenidas las frecuencias de las corrientes estáticas y rotóricas, solo queda obtener la frecuencia mecánica de giro de la máquina.

Para llegar a obtener la frecuencia de la máquina, primero se debe calcular cual es la velocidad de sincronismo del DFIG. En este caso en particular el generador dispone de 3 pares de polos, por lo tanto, empleando la ecuación (6.3):

$$n_s = \frac{60 * 50}{3} = 1000 \text{ rpm}$$

Si observamos en la simulación la velocidad del rotor cuando llega a régimen permanente, se puede observar en la figura de abajo que el valor de velocidad de giro (en por unidad) se estabiliza en 0,7 pu.

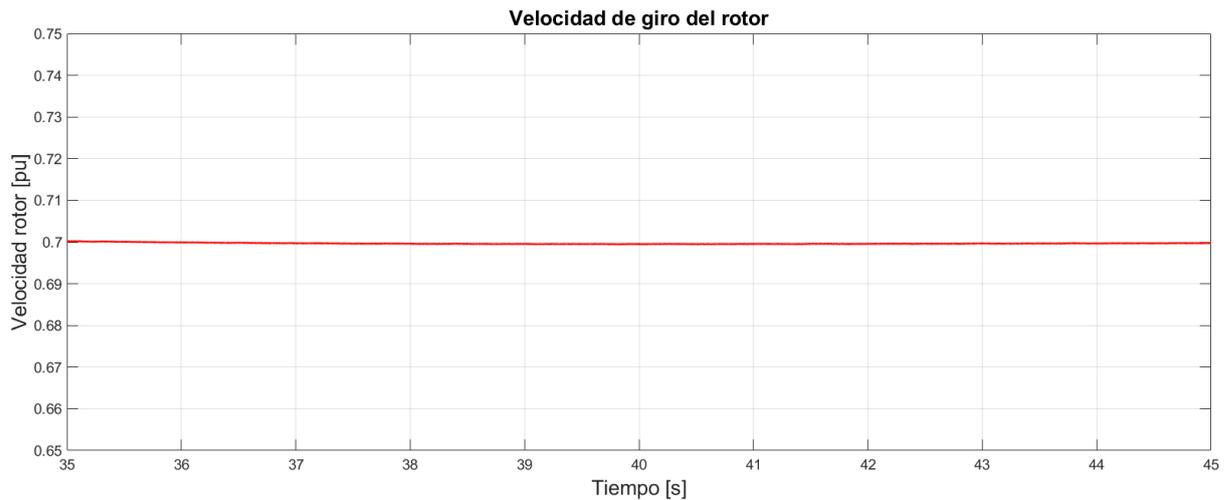


Figura 8.7.- Velocidad de giro del rotor en pu.

Por lo tanto, conociendo la velocidad nominal del giro y la velocidad en pu a la que realmente está girando se puede obtener la velocidad real.

$$n_{AV} = 0,7 * n_s = 700 \text{ rpm}$$

Una vez obtenida la velocidad de giro del rotor, se puede calcular la frecuencia mecánica de la máquina.

$$f_m = \frac{n_{AV} * p}{60} \quad (8.1)$$

Siendo:

- f_m = Frecuencia mecánica de la máquina [Hz]
- n_{AV} = Velocidad de giro del rotor (alta velocidad) [rpm]
- p = Número de pares de polos.

$$f_m = \frac{700 * 3}{60} = 35 \text{ Hz}$$

Las frecuencias involucradas responden a la siguiente relación:

$$f_s = f_m + f_r \quad (8.2)$$

Por lo que si se comprueban los datos obtenidos:

$$50 \text{ Hz} \approx 15,385 \text{ Hz} + 35 \text{ Hz}$$

El resultado es coherente, aunque no sea una equivalencia exacta, dado que la frecuencia de las corrientes rotóricas se ha obtenido de forma gráfica, lo que la hace susceptible de experimentar un pequeño error.

Con todos los resultados mostrados, se puede concluir, que la secuencia de las corrientes es de **secuencia positiva** y que el generador está trabajando en **régimen subsíncrono**, ya que la velocidad a la que está girando es menor que la velocidad de sincronismo. Por lo que, en este estado de funcionamiento, el rotor absorbería potencia de la red mientras que el estátor la cede.

8.2.- ANÁLISIS DE LA VARIACIÓN DEL ÁNGULO DE ATAQUE DE LAS PALAS

Los generadores eólicos cuentan con un sistema de servomotores capaces de modificar el ángulo de ataque de las palas. Generalmente, este ángulo, denominado por la letra griega β , se suele mantener a 0° cuando el generador trabaja en la zona lineal. Una vez que se sobrepasa la zona lineal y se alcanza la potencia nominal del aerogenerador, este ángulo comienza a variar para poder mantener la potencia constante y evitar que el generador experimente sobrecargas.

Para ilustrar este comportamiento a continuación se muestran tres gráficas con la evolución del ángulo de ataque de las palas.

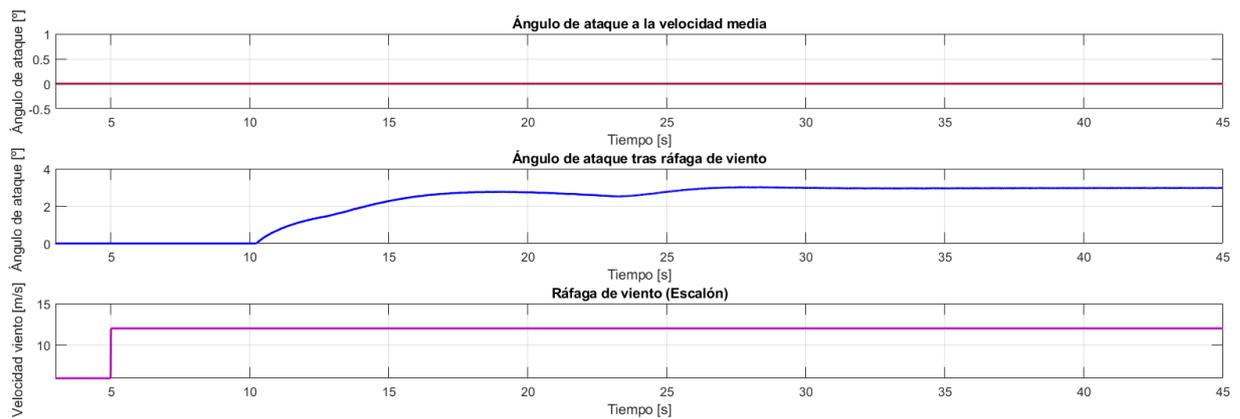


Figura 8.8.- Ángulo de ataque para distintas condiciones de viento

En la primera gráfica se muestra el ángulo de ataque de las palas para la velocidad media (5,792 m/s). En este caso, el ángulo de ataque de las palas permanece a 0° tal y como se indicó en párrafos anteriores.

En la segunda y tercera gráfica se muestra la evolución del ángulo de ataque y una señal escalón respectivamente. Como se puede apreciar, la “ráfaga” de viento se produce en el segundo 5 de simulación, pero sin embargo el sistema de control del ángulo de ataque aún no ha actuado. Esto tiene como explicación que el sistema de control va monitorizando la potencia que entrega el aerogenerador. Una vez que el aerogenerador empieza a aumentar su potencia, el sistema comienza a ajustar el ángulo de ataque.

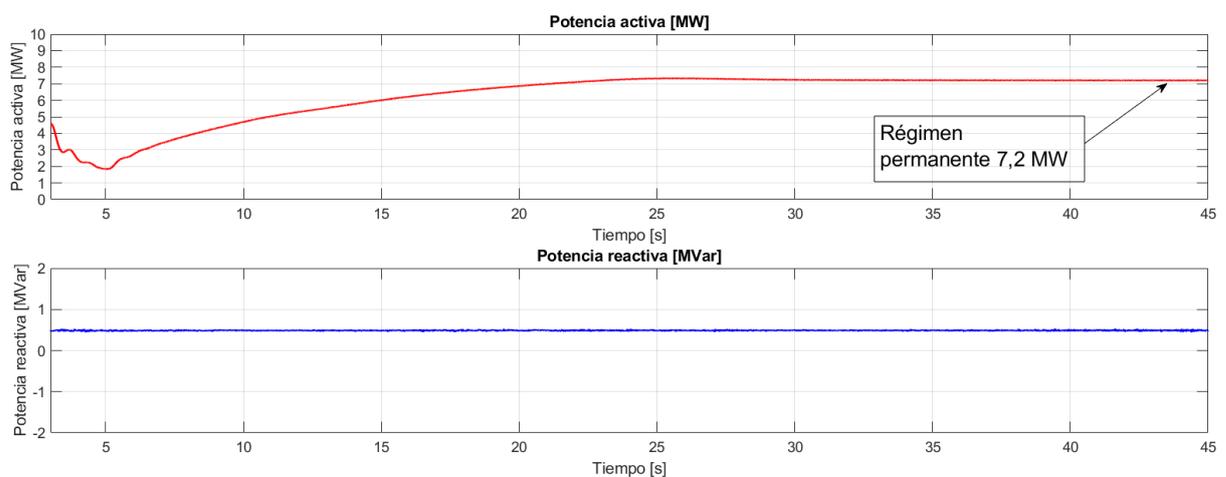


Figura 8.9.- Evolución de la potencia activa y reactiva tras una ráfaga de viento.

La Figura 8.9 muestra como a los 10 segundos, aproximadamente, ambos generadores producen en torno a 4,8 MW de potencia activa, lo que serían unos 2,4 MW por generador. Es decir, estarían produciendo al 70 % de su potencia nominal, por lo que con los datos de potencia y de viento, el sistema de control comienza a actuar de forma progresiva modificando el ángulo de ataque de las palas.

Una vez se llega al régimen permanente se observa que los dos aerogeneradores en conjunto producen 7,2 MW cuando la potencia nominal de ambos es de 3,4 MW y por lo tanto deberían ser 6,8 MW. Esto no es un problema ya que el propio fabricante nos indica en su página web que estos aerogeneradores pueden aumentar su potencia de forma transitoria hasta 3,75 MW [54].

9. Simulación de ambas plantas bajo condiciones de carga

Una vez obtenidas las condiciones de funcionamiento, tanto de la planta fotovoltaica como del parque eólico, es necesario hacer un estudio de su comportamiento integrando ambas plantas a la red de distribución de la planta industrial a la que abastecerán.

Como se dijo en un principio, la planta fotovoltaica puede llegar a ser de hasta 1 MW de potencia agrupando plantas más pequeñas de 100 kW. Por su parte, el parque eólico consta de 2 aerogeneradores con una potencia nominal de 3,4 MW de potencia cada uno, otorgando un total de 6,8 MW.

A continuación, se muestra el modelo final:

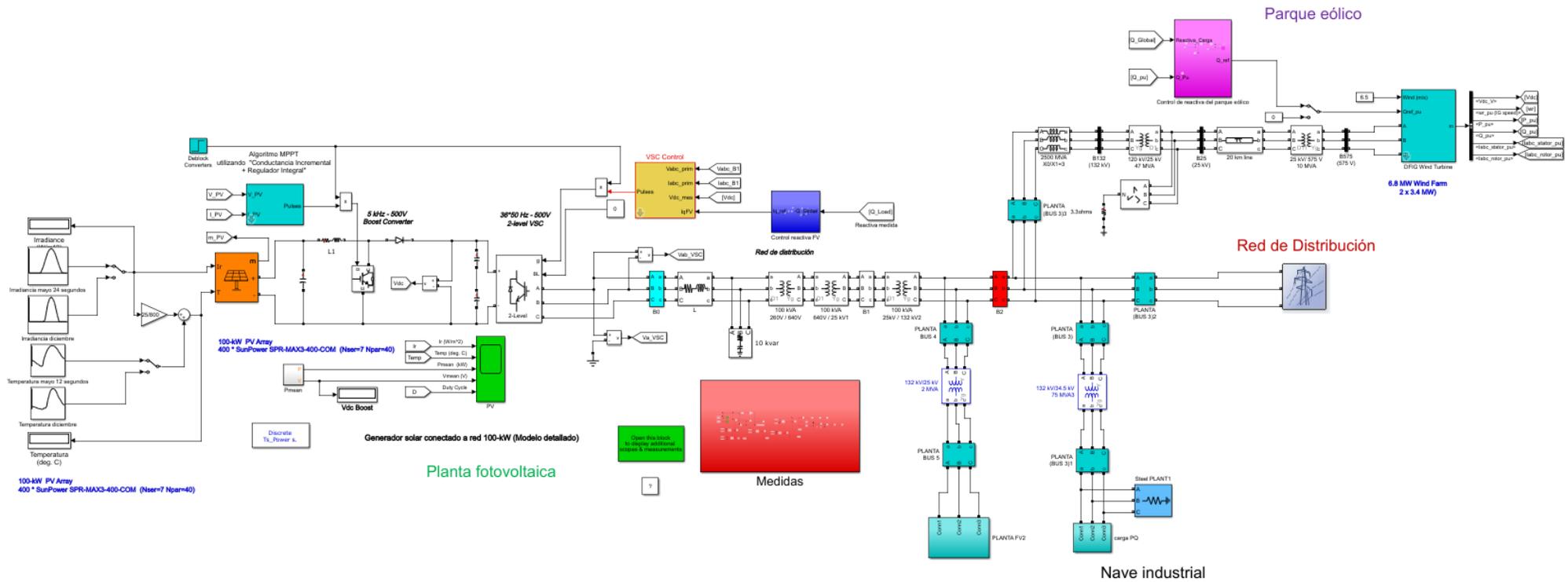


Figura 9.1.- Modelo de simulación de ambas plantas conectadas a la nave industrial y a la red de distribución.

9.1.- ANÁLISIS DE LA DEMANDA DE LA NAVE INDUSTRIAL

Antes de iniciar el análisis en condiciones de funcionamiento, es necesario conocer cuál es el perfil medio de demanda que tiene la nave industrial.

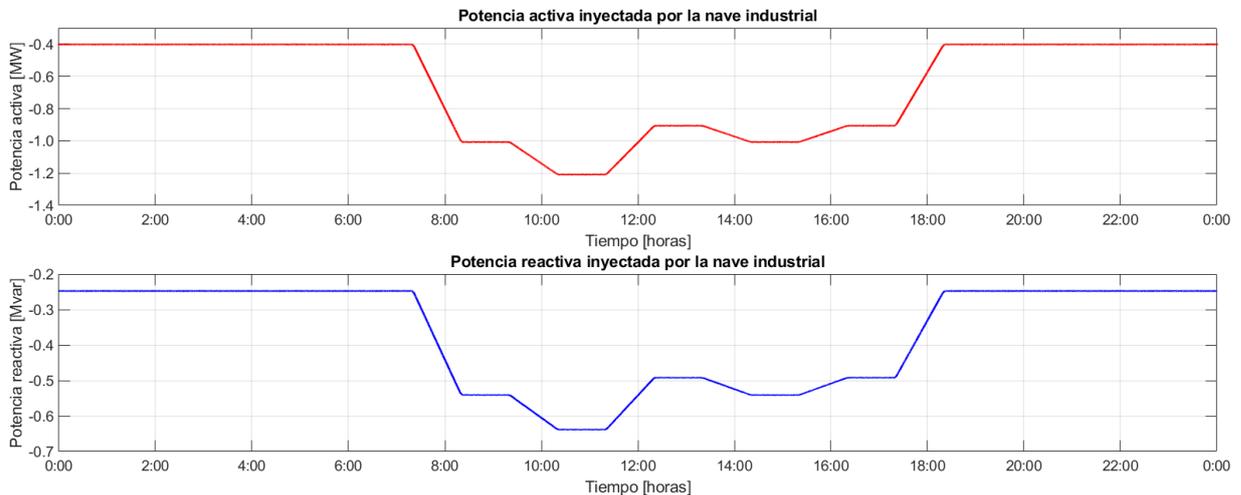


Figura 9.2.- Perfiles de demanda de potencias de la nave industrial.

En la Figura 9.2 se pueden apreciar los perfiles de demanda en MW y Mvar de la potencia activa y reactiva respectivamente. En la gráfica además se puede ver el horario que seguiría la nave, empezando la producción a las 7:00 de la mañana y finalizando la jornada laboral a las 18:00 horas.

Como es obvio en cualquier industria, siempre es necesario mantener ciertos equipos encendidos casi de forma permanente por lo que durante las horas que no está funcionando existen ciertos consumos, tanto de activa como de reactiva.

Es necesario aclarar que, aunque en la figura anterior se indica que los valores de potencia son inyectados, su valor es negativo, por lo que en realidad estarían absorbiendo potencia de la red.

9.2.- SIMULACIÓN DE LAS PLANTAS EÓLICA Y SOLAR EN CONDICIONES DE CARGA

En el apartado anterior se ha caracterizado la demanda de potencias de la carga. En este apartado se pretende simular todo el conjunto y obtener de forma aproximada el comportamiento que tienen las dos plantas (tanto la eólica como la solar) frente a unas condiciones de carga impuestas. Además de estar conectadas a la carga, también se conectarán a la red de distribución para poder analizar los flujos de potencia resultantes.

Para la simulación, los parámetros escogidos en cada planta son los mostrados en las siguientes líneas:

Para la planta fotovoltaica:

- Irradiancia y temperatura del mes de mayo (máxima producción).
- Referencia de reactiva en 0 var.

Para el parque eólico:

- Velocidad del viento de 6,5 m/s.
- Referencia de reactiva en 0 var.

El valor de velocidad de viento elegido se refiere a una velocidad de viento instantánea en lugar de la velocidad media que se ha venido empleando hasta ahora. La elección de esa velocidad de viento ha sido trivial, ya que viene a representar la velocidad de viento en un momento determinado del día (al igual que se podría haber elegido otro valor dentro de lo razonable).

Una vez hecha la simulación, se obtienen varias gráficas de la potencia activa y reactiva de las distintas partes del modelo. En particular se muestran a continuación las gráficas con la evolución de la potencia activa y reactiva de la planta fotovoltaica, el parque eólico, la nave industrial y la red de distribución.

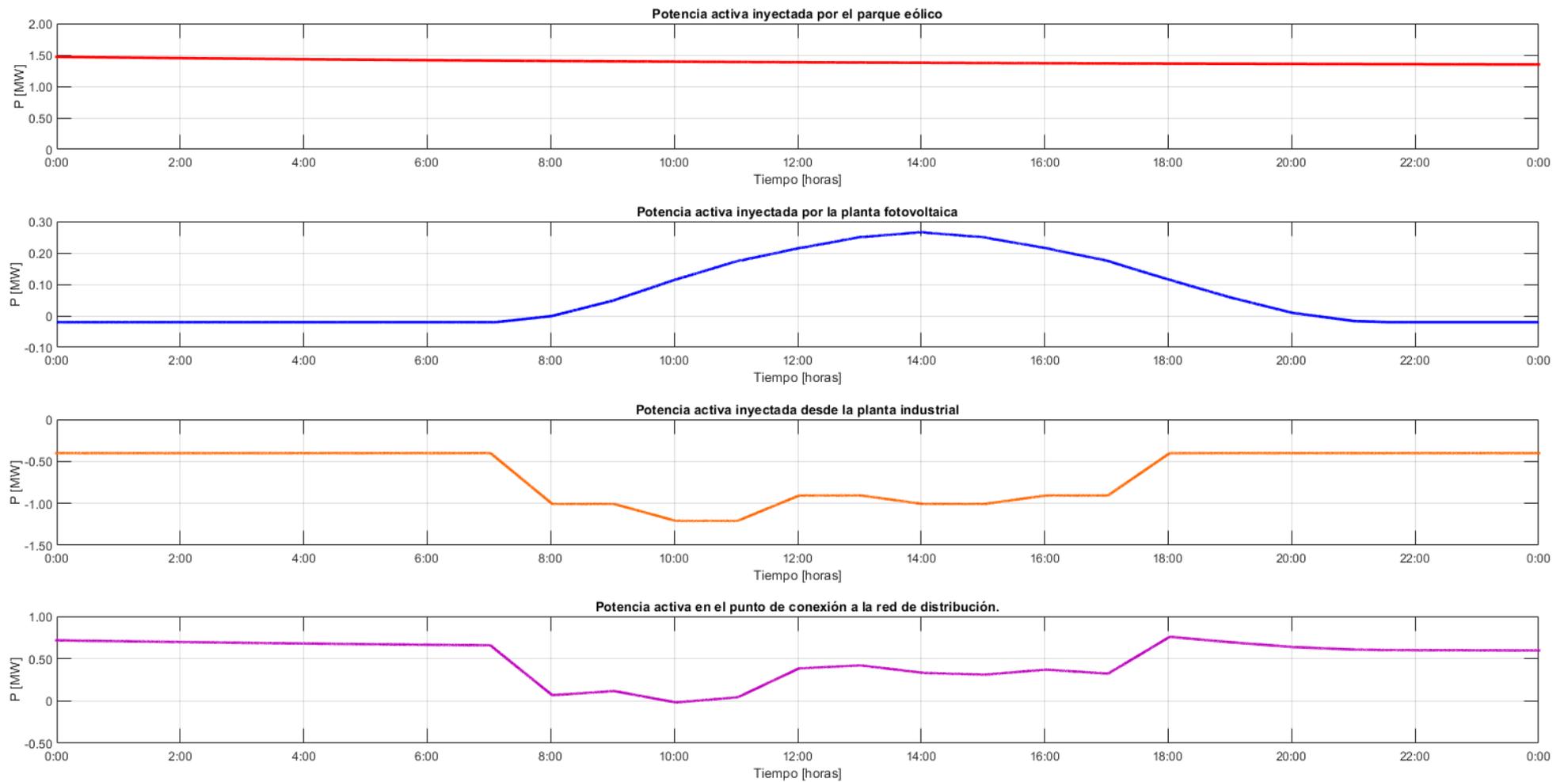


Figura 9.3.- Evolución de las diferentes potencias activas inyectadas en la red a lo largo de un día

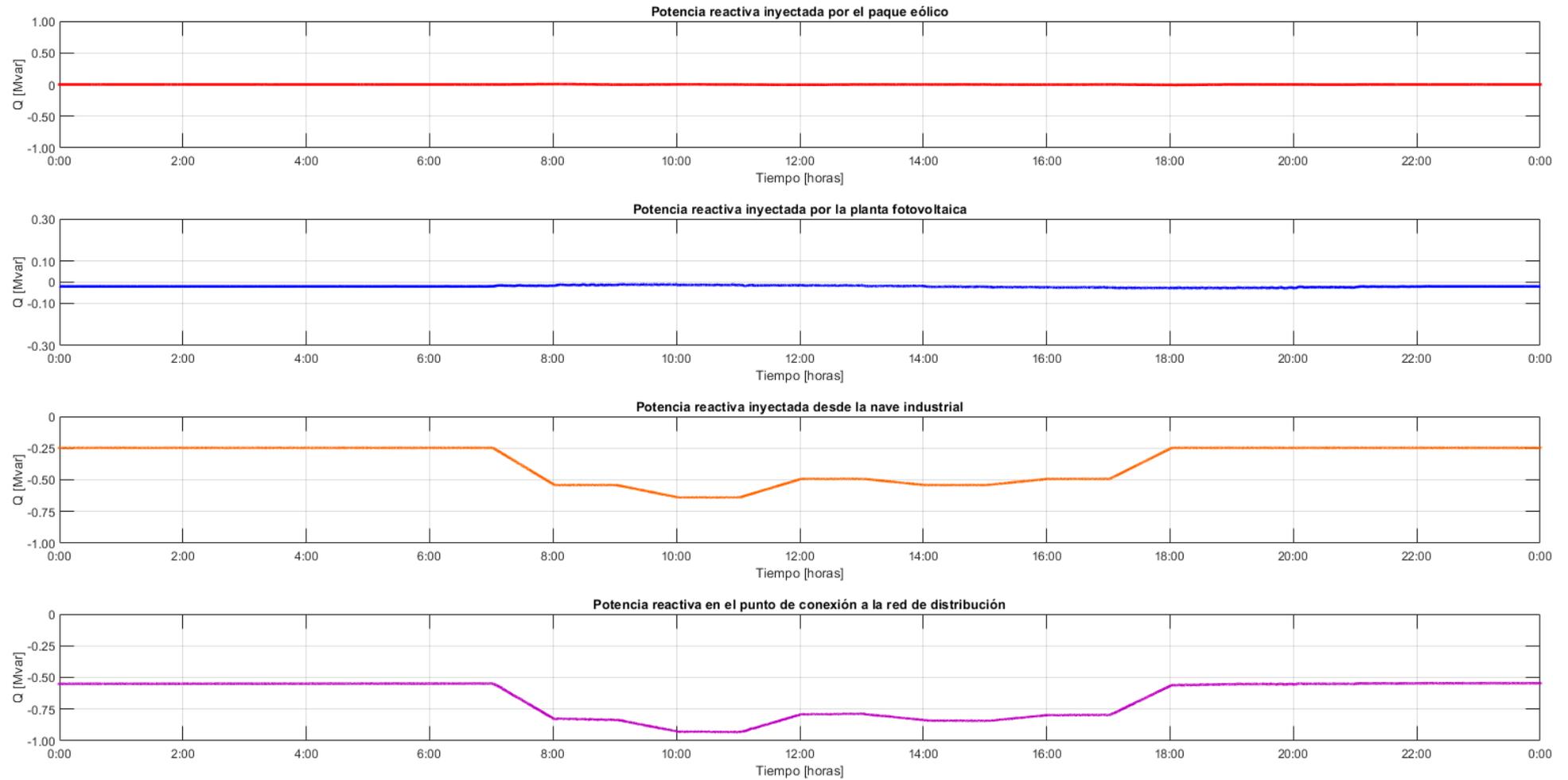


Figura 9.4.-Evolución de las diferentes potencias reactivas inyectadas en la red a lo largo de un día

Si comparamos la Figura 9.2 con la Figura 9.3, se observa que efectivamente sí se reduce parte de la potencia que la planta industrial toma de la red. Incluso en algunos tramos es la propia generación local la que inyecta potencia en la red.

Sin embargo, sigue existiendo un consumo bastante elevado de potencia reactiva, algo que no es deseable. Por lo tanto, en las próximas líneas se tratará de encontrar una solución al problema de la reactiva y sobre cómo se puede controlar la cantidad de reactiva que se tiene en el punto de conexión a red para aumentar o disminuir la tensión en ese punto.

9.3.- CANCELACIÓN DE LA POTENCIA REACTIVA EN EL PUNTO DE CONEXIÓN A RED.

En este apartado, como se ha mencionado anteriormente, se pretende conseguir que en el punto de conexión a red la inyección y/o absorción de reactiva sea la menor posible.

Este punto es importante, ya que las empresas distribuidoras suelen penalizar la inyección o absorción de reactiva cuando no se encuentra dentro de unos límites establecidos.

La filosofía que se ha seguido a la hora de desarrollar estos controles es la de emplear el control de reactiva del parque eólico para compensar lo máximo posible la demanda de reactiva de la nave industrial ya que tiene una dinámica más lenta como se verá posteriormente y emplear el control de reactiva de la planta eólica para controlar los desajustes que puedan existir ya que la dinámica es mucho más rápida.

9.3.1.- Control de reactiva del parque eólico

Para hacer un control efectivo de la potencia reactiva del parque eólico, se ha creado un subsistema donde se leen los datos de la carga (Q_{Load}) y la generación de reactiva del DFIG en pu (Q_{pu}).

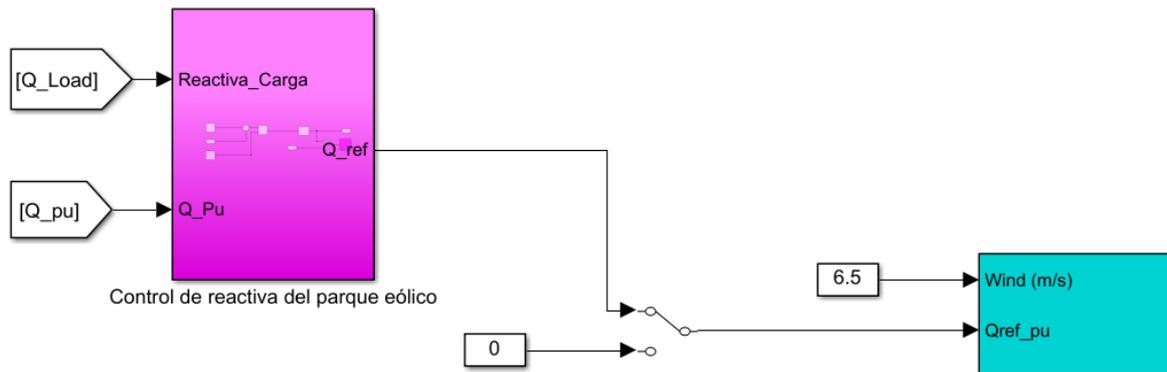


Figura 9.5.- Subsistema de control de reactiva del parque eólico.

Si se entra en el subsistema de control de reactiva se puede observar lo siguiente:

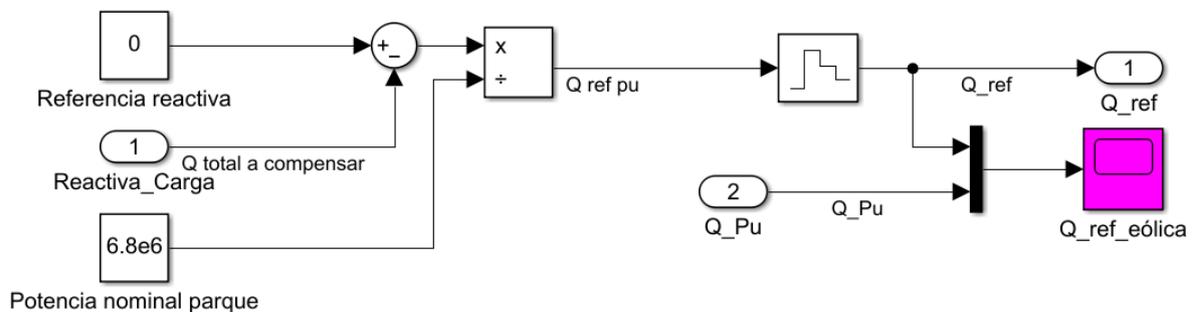


Figura 9.6.- Subsistema de control de potencia reactiva del parque eólico.

En primer lugar, se lee la potencia reactiva de la carga y se compara con la referencia de reactiva deseada. Una vez hecho esto, se divide ese valor por la potencia nominal del parque eólico para obtener el valor de la referencia de reactiva en por unidad.

Una vez obtenido el valor en pu, se mantiene un breve lapso la señal para evitar inestabilidades en el sistema y finalmente se envía la señal al sistema de control del bloque del parque eólico.

Como se puede apreciar, se compara esa referencia con la potencia generada por el parque eólico en por unidad con el fin de comprobar el buen funcionamiento del sistema de control y la capacidad que tiene de seguir la consigna. Debajo de estas líneas se muestra una figura con los resultados obtenidos.

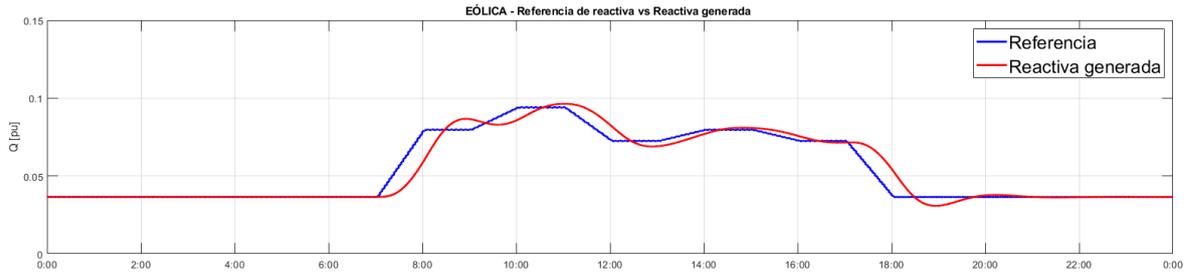


Figura 9.7.- Evolución de la señal de referencia y de la reactiva generada en el parque eólico.

En la figura anterior se puede ver en color azul la referencia de potencia reactiva que debe seguir el parque eólico, mientras que en rojo está la potencia reactiva en pu que genera el parque eólico. Se puede ver que debido a que la dinámica del control del parque eólico es lenta, existe un cierto desfase a la hora de seguir la referencia. Es importante señalar que la simulación no se hace en tiempo real. La escala de tiempo se ha cambiado en la representación hasta cubrir todas las horas del día. Al igual que las previsiones de demanda y de irradiancia, que se han adaptado al intervalo de simulación tratando de representar su variación en un día. Los tiempos empleados en la simulación son de 24 segundos con los que se cubren las 24 horas del día. De este modo se concluye que la dinámica de variación de la potencia reactiva es, en el caso simulado, mucho más rápida que la real, por lo que es de prever que el sistema eólico no tendría problemas en adaptarse a ella.

9.3.2.- Control de reactiva de la planta fotovoltaica

Para implementar el control de reactiva de la planta FV se ha desarrollado un sistema de control donde se lee como dato de entrada la potencia reactiva que consume la red, nombrada como “Q_Global” con el fin de obtener una señal de referencia que permita al control del inversor modificar la potencia reactiva según se requiera en ese momento.

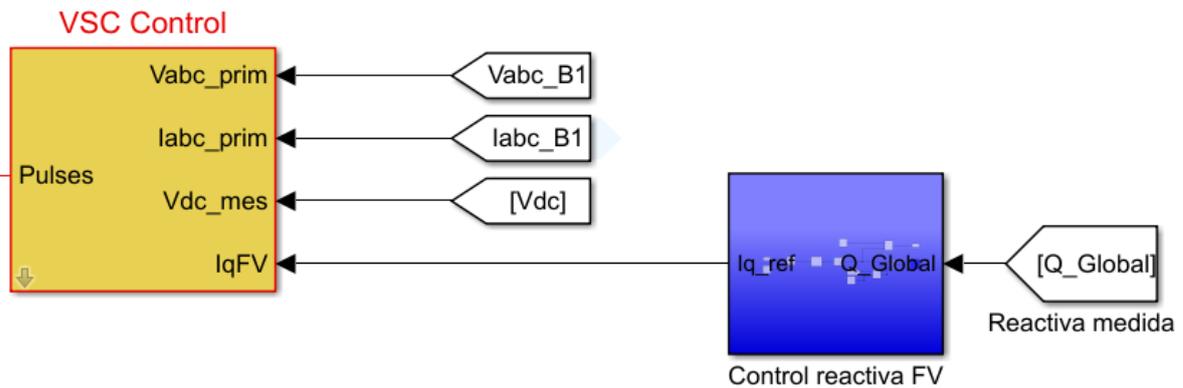


Figura 9.8.- Subsistema de control de potencia reactiva acoplado al control del inversor de la planta FV.

Entrando en el subsistema de control de reactiva FV nos encontramos con el siguiente modelo:

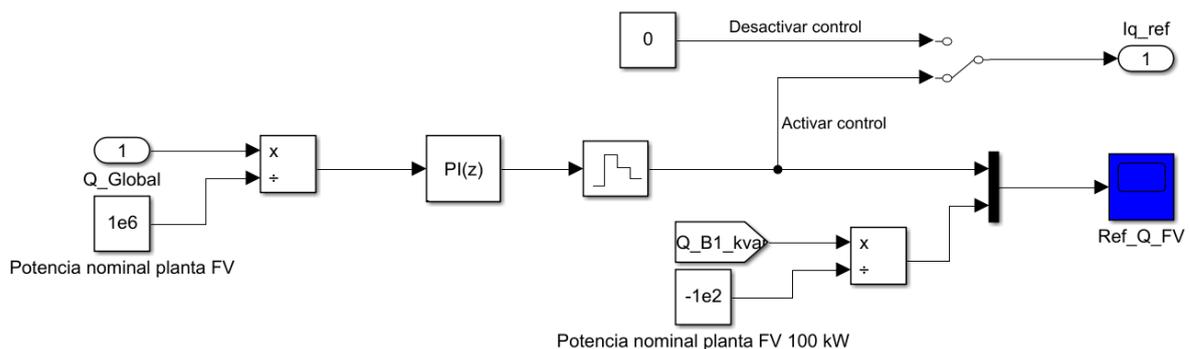


Figura 9.9.- Esquema del control de reactiva de la planta FV.

En la parte izquierda se encuentra la entrada, donde se lee el dato de la reactiva consumida por la red de distribución. Posteriormente, se divide por la potencia nominal de la planta fotovoltaica de 1 MW para obtener el valor en por unidad.

Una vez obtenido el valor en por unidad, se introduce en un regulador PI que ajusta el valor de la señal referencia que posteriormente se enviará al control del inversor para controlar la potencia reactiva.

Finalmente, se compara la señal de referencia que se envía al control del inversor con la Q generada por la planta fotovoltaica. En este caso se ha empleado la reactiva generada por la planta de 100 kW para obtener el valor en pu.

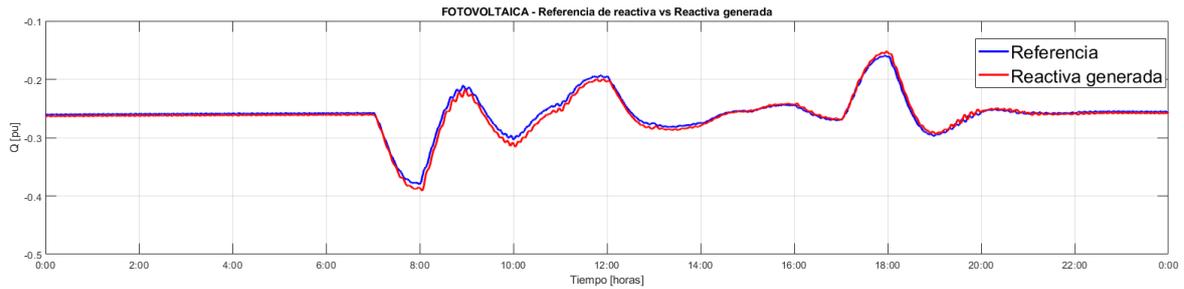


Figura 9.10.- Evolución de la señal de referencia y de la reactiva generada en la planta FV.

Como se ha explicado antes, la dinámica del control de reactiva de la planta FV es mucho más rápida que la del parque eólico, por lo que consigue seguir de forma más efectiva la referencia impuesta. Cualquier pequeño desajuste producido por la lenta dinámica del sistema de control del parque eólico sería siempre resuelto por la rápida dinámica del sistema FV, con lo que el control del factor de potencia estaría garantizado.

9.3.3.- Simulación en régimen de control de potencia reactiva

Una vez explicados los sistemas de control, se muestran a continuación los resultados obtenidos que demuestran el desempeño de los sistemas de control.

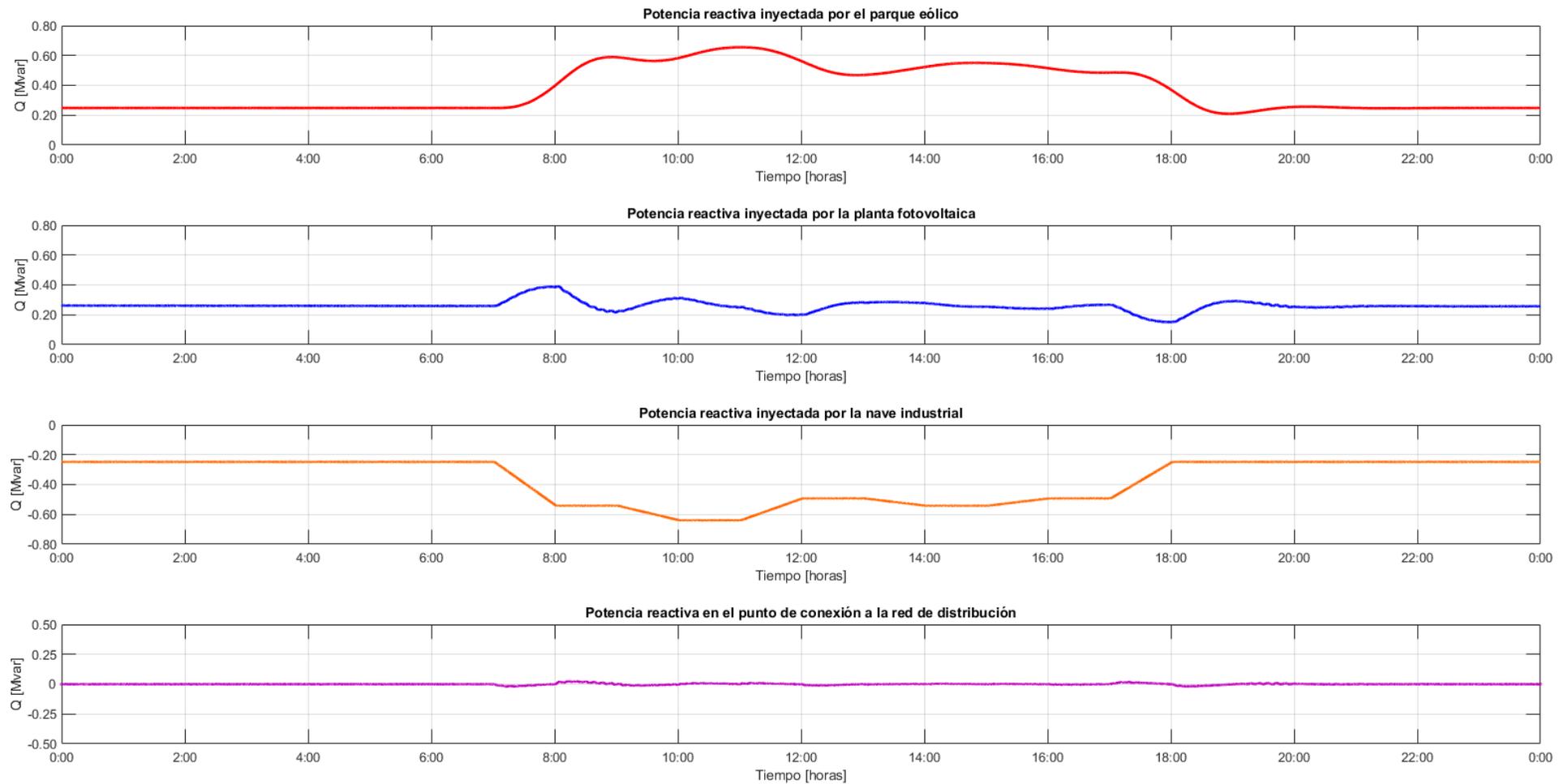


Figura 9.11.- Evolución de las potencias reactivas cuando actúa el control

La primera gráfica corresponde con la potencia reactiva que inyecta el parque eólico cuando gestiona el control de potencia reactiva. Se pueden apreciar ciertas oscilaciones cuando entra la carga ya que el propio sistema está tratando de compensar la reactiva que se consume aumentando la producción de reactiva.

En la segunda gráfica se muestra la producción de potencia reactiva por parte de la planta fotovoltaica de 1 MW. A diferencia del parque eólico, su control es mucho más rápido y se adapta de forma mucho más precisa a las condiciones de demanda.

La tercera y cuarta gráfica muestran el consumo de reactiva de la planta industrial y la reactiva en el punto de conexión a red respectivamente. Es esta última la que goza de interés, ya que comparada con la Figura 9.4 se puede apreciar una mejoría realmente notable en cuanto al consumo/inyección de reactiva a la red. Se pueden observar pequeños desajustes justo cuando arranca la nave industrial y cuando termina la jornada. Entre medias, el sistema consigue controlar la reactiva, manteniéndola en valores muy próximos a cero en comparación a la reactiva existente cuando no hay control de ningún tipo.

Entre los aspectos que cabría mejorar, están un control más rápido por parte del GSC del DFIG además de un cálculo más preciso del consumo de los elementos pasivos para ajustar aún más la reactiva en la red a cero.

9.3.4.- Corrección del factor de potencia

Una de las ventajas más importantes de disminuir en la medida de lo posible la reactiva tanto inyectada como absorbida de la red, es la de mantener el factor de potencia cercano a la unidad.

En la Figura 9.12 se puede apreciar en rojo el factor de potencia cuando actúa el control de reactiva en ambas plantas y en azul el factor de potencia cuando no existe control alguno. Como se puede ver, el factor de potencia se mantiene prácticamente en la unidad, salvo puntualmente en dos pequeños intervalos de tiempo. Uno de ellos es a las 8:00 h y el otro a las 10:00 h, justo en el momento de mayor consumo de potencia reactiva.

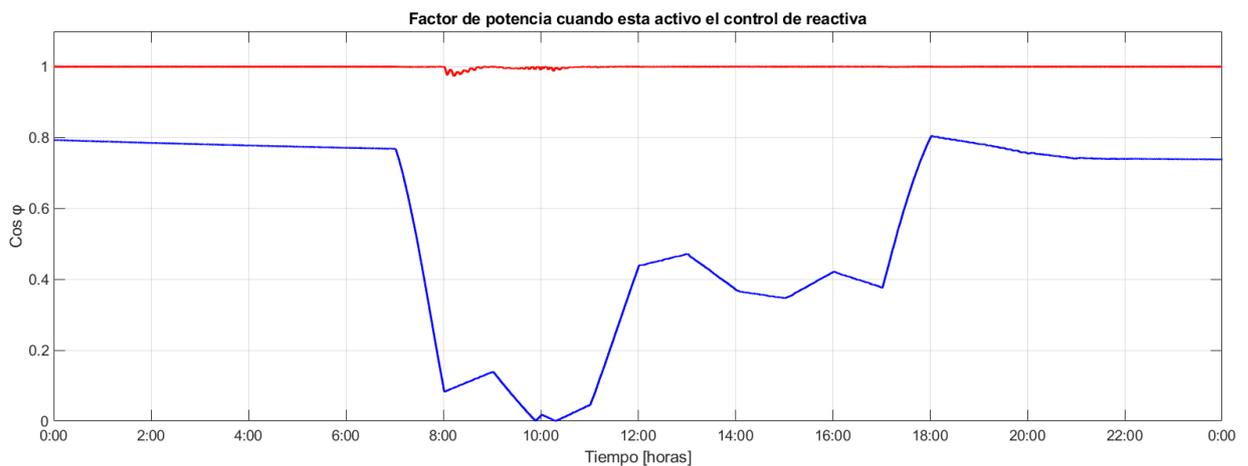


Figura 9.12.- Factor de potencia con control de reactiva comparado con el factor de potencia sin control de reactiva.

La regulación española, de acuerdo con el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, exige a este tipo de instalaciones mantener el factor de potencia entre 0,98 inductivo y 0,98 capacitivo. Las instalaciones deben mantener, considerando las medidas horarias, el factor de potencia dentro de dicho intervalo. En caso contrario, estarán sometidas a penalizaciones. Además, este tipo de instalaciones pueden participar voluntariamente en el control de la tensión en los nudos de la red de transporte, siguiendo las consignas del operador del sistema, por lo que pueden obtener una retribución económica por ello.

A continuación, se muestra nuevamente la evolución del factor de potencia de forma más detallada para poder analizarlo con más en detalle.

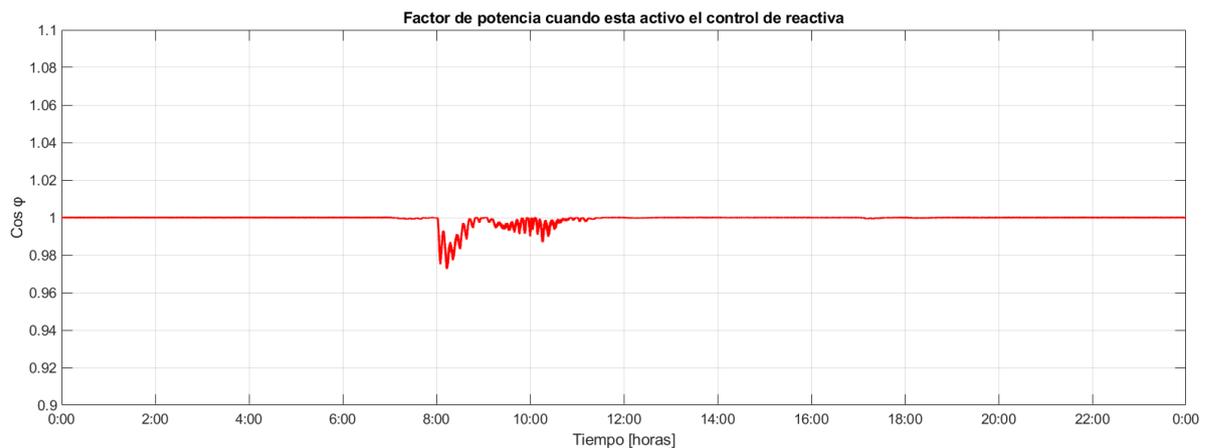


Figura 9.13.- Factor de potencia cuando el sistema de control de reactiva está activo.

Se aprecia un desajuste puntual justo a las 8:00 h donde el factor de potencia cae levemente por debajo del 0,98 inductivo. Las causas de este desajuste se deben principalmente al mayor peso de la potencia reactiva absorbida en ese instante, en el que la planta industrial demanda una elevada potencia. De nuevo hay que considerar que realmente se está reproduciendo el comportamiento a lo largo de un día en un tiempo de simulación de 24 segundos, por lo que es de prever que este pequeño desajuste no suponga ningún problema en el sistema real.

Naturalmente, este comportamiento se produce para unas condiciones específicas. El equilibrio entre la potencia reactiva consumida por la planta industrial y la potencia reactiva generada desde el sistema de producción eólico-fotovoltaico exige que este último disponga de suficiente margen de gestión de potencia reactiva en relación con su potencia nominal. Esta circunstancia obligaría a disponer de, o bien una batería de condensadores de respaldo o bien margen suficiente en los convertidores solar y eólico (GSC: grid side converter) para proporcionar ese extra de potencia reactiva si por cualquier circunstancia, tanto la planta FV como el parque eólico estuviesen produciendo la potencia activa nominal (condiciones de irradiancia, temperatura estándar y viento nominal).

Como se ha mencionado anteriormente, en el **Real Decreto 413/2014** existe una penalización para plantas generadoras que sobrepasen el factor de potencia de 0,98 inductivo y 0,98 capacitivo **durante una franja horaria**. Es decir, si se hace el promedio de los valores del factor de potencia durante el periodo de una hora y este resulta inferior a los anteriormente mencionados, existirá una penalización económica.

Por tanto, para conocer si existe o no penalización para el caso analizado, se ha hecho una media de los valores del factor de potencia para la franja horaria que abarca desde las 8:00 horas hasta las 9:00 horas. El resultado obtenido es de un **factor de potencia de 0,9908 inductivo**, por lo que **en las condiciones simuladas no existiría penalización alguna**.

9.4.- ANÁLISIS DE COBERTURA DE LA PLANTA INDUSTRIAL MEDIANTE RENOVABLES

En este apartado se abordará la cobertura que se puede conseguir en la planta industrial mediante el uso de la generación renovable local.

Para ello, es necesario obtener el primer lugar cuanta energía diaria, en condiciones estándar, es capaz de producir tanto la planta fotovoltaica como el parque eólico y cuanta energía consume la nave industrial de forma diaria.

En el caso de la planta fotovoltaica ya se han obtenido en el apartado 5.2.1.- los datos de producción de energía mensual, tanto para el mes de mayo como para el mes de diciembre. Estos datos corresponden a la producción de energía mensual, por lo que, si se quiere obtener la energía producida diaria, bastan con dividir los valores de ambos meses entre los días que tiene cada mes.

$$Epdía_{mayo} = \frac{Epmes_{mayo}}{N^{\circ} \text{ días mayo}} = \frac{15242,4 \text{ kWh/mes}}{31 \text{ días}} = 491,69 \text{ kWh/día}$$

Repetimos la misma operación para diciembre:

$$Epdía_{diciembre} = \frac{Epmes_{diciembre}}{N^{\circ} \text{ días diciembre}} = \frac{9025,28 \text{ kWh/mes}}{31 \text{ días}} \cong 291,14 \text{ kWh/día}$$

Obviamente esta producción es solo para una planta de 100 kW, por lo que para obtener la energía aproximada que se tendría con una planta de 1 MW es necesario multiplicar por 10 ambos valores. Los resultados obtenidos se muestran en la tabla a continuación.

	Planta 100 kW	Planta 1 MW
Energía producida mayo	491,69 kWh/día	4916,9 kWh/día
Energía producida diciembre	291,14 kWh/día	2911,4 kWh/día

Tabla 9.1.- Energía diaria producida en cada mes por la planta de 100 kW y la de 1 MW

Una vez obtenida la energía que produce la planta fotovoltaica viene el turno del parque eólico. En el capítulo 8 donde se evalúa el parque eólico, se obtuvo que el parque puede generar en condiciones estándar (con velocidad media del viento de 5,792 m/s) una potencia de 0,925 MW. Si esa potencia la integramos en un lapso de 24 horas nos da la energía diaria que es capaz de producir el parque en esas condiciones.

$$E_{diaria\ eólica} = P_{parque} * t = 0,925 \text{ MW} * 24 \text{ h} = 22,2 \text{ MWh/día}$$

Otra forma de hacer un cálculo promedio de la energía generada diariamente por el parque eólico es a partir de la energía anual producida y calculada con la distribución de Weibull. Se debería, en ese caso, dividir la energía anual entre 365 días. Resultando del orden de 27 MWh/día.

Por último, queda obtener cual es la energía que absorbe la planta industrial. Para obtenerlo, se integra la curva de demanda de la nave industrial para obtener el valor de la energía.

Esta operación se puede realizar fácilmente en Simulink mediante un integrador discreto al igual que se hizo anteriormente para obtener la energía fotovoltaica producida.

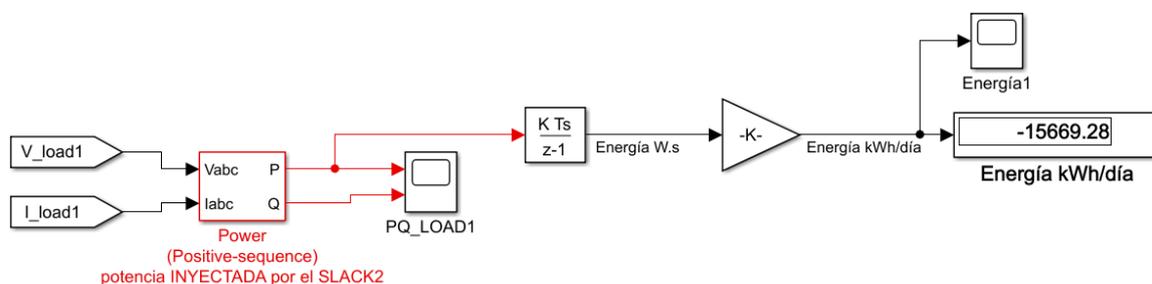


Figura 9.14.- Esquema en Simulink para la obtención de la energía diaria consuma por la nave industrial.

En la figura anterior se aprecia que el consumo diario de energía es de 15669,28 kWh/día o lo que es lo mismo, 15,67 MWh/día aproximadamente. Por tanto, conocida la producción diaria de la planta fotovoltaica y del parque eólico, se puede conocer el porcentaje de cobertura que se tiene de la planta. Los datos se muestran en la tabla a continuación.

Mes	Fotovoltaica [kWh/día]	Eólica [kWh/día]	Total renovable [kWh/día]	Consumo [kWh/día]	Cobertura [%]
Mayo	4916,9	22000	26916,9	15670	171,77
Diciembre	2911,4	22000	24911,4	15670	158,98

Tabla 9.2.- Datos de cobertura en los meses de mayo y diciembre.

Según los datos calculados en la tabla anterior, existe un superávit de producción. Es decir, se está produciendo más energía de la que se consume.

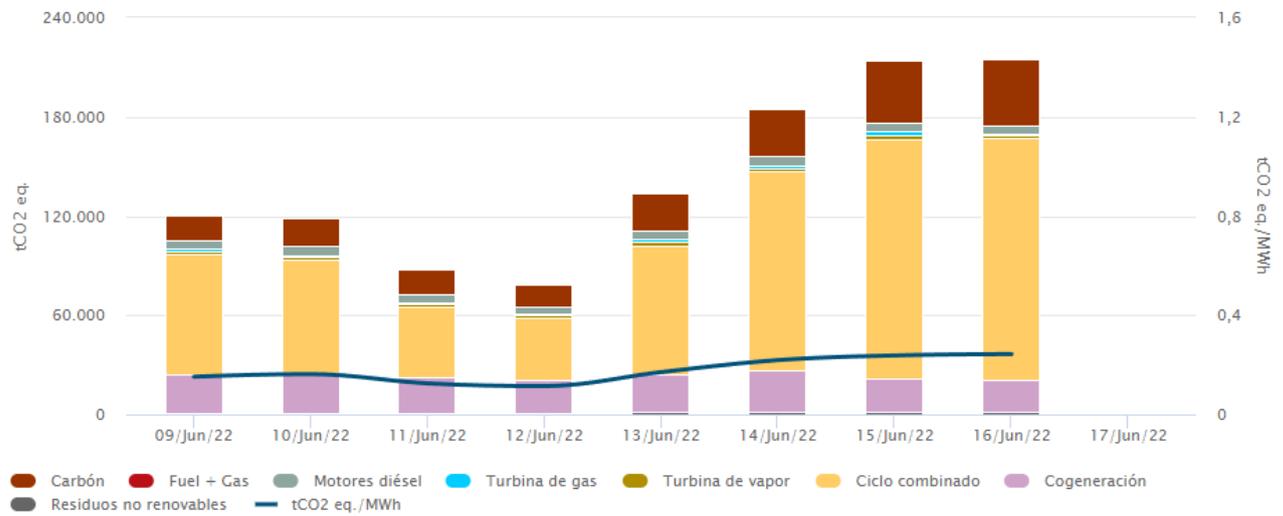
Efectivamente, si se observa de nuevo la Figura 9.3, se puede comprobar que durante las horas en las que la nave industrial no está produciendo se está inyectando energía a la red.

9.5.- ESTUDIO DE AHORRO DE EMISIONES DE CO₂

Dado el carácter de este trabajo sobre energías renovables, es apropiado hacer estudio sobre las emisiones de CO₂ que se evitan empleando generación local renovable frente a las emisiones que produce el mix energético de generación en España.

En la siguiente figura se muestran los datos de las toneladas de CO₂ equivalentes que se emiten por MWh desde el 9 de junio de 2022 hasta el 16 de junio de 2022.

Del 09/06/2022 al 16/06/2022



Estado de los datos

■ Datos programados: hasta el 15/06/22

■ Datos previstos: hasta el 16/06/22

Figura 9.15.- Datos de emisiones de CO2. (REE) [59].



Figura 9.16.- Detalle de las emisiones equivalente de CO2 por MWh para el 16/07/2022 [59].

En la Figura 9.16 se observa que las emisiones del mix energético son de 0,24 toneladas de CO2 equivalentes por MWh (240 g/kWh).

Para conocer cuáles serían los datos de emisiones de CO2 que se emitirían diariamente, basta con multiplicar ese valor por los MWh que consume la nave industrial.

Haciendo la operación:

$$Emisiones CO_{2mix} = Consumo_{nave industrial} * 0,24 \frac{t CO_{2eq}}{MWh} \quad (9.1)$$

$$Emisiones CO_{2mix} = 15,67 MWh/día * 0,24 \frac{t CO_{2eq}}{MWh} \cong 3,761 t CO_2/día$$

Según algunas fuentes [60], para un parque eólico de 800 kW (extrapolable a este caso) el 72% de las emisiones de gases de efecto invernadero provienen de la producción de los materiales, un 15 % son causados por el procesamiento de esos materiales, un 8% por los desechos y el resto por el transporte y la instalación. Se estima que las emisiones de CO₂ de un aerogenerador a la velocidad óptima alcanzan los 10 g CO₂ equivalentes/kWh.

En el caso de los paneles de silicio monocristalino, se puede asumir para paneles que no estén dispuestos en integración arquitectónica unas emisiones de 73 g CO₂ equivalente/kWh [60].

Fuente	Emisiones [g CO ₂ -equiv. /kWh]
Mix nacional	240
Eólica	10
Fotovoltaica	73

Tabla 9.3.-Datos de emisiones de CO₂ por tecnología.

En la tabla superior se puede ver que las emisiones de ambas plantas son ampliamente inferiores a las emisiones del mix nacional. Por lo que, además de compensar el factor de potencia, también se evita la emisión de gases de efecto invernadero.

A continuación, se hará una comparativa de las emisiones diarias que se tendrían si la nave industrial emplea íntegramente energía procedente del mix nacional frente a las que se tendrían con la generación local de origen renovable.

El porcentaje de cobertura para el mes de mayo de cada planta se calcula a continuación:

$$\% \text{ Energía}_{FV} = \frac{\text{Energía}_{FV}}{\text{Energía}_{Total}} * 100 \quad (9.2)$$

$$\% \text{ Energía}_{FV} = \frac{4916,9 \text{ kWh/día}}{26916,9 \text{ kWh/día}} * 100 \cong 18,27\%$$

$$\% Cobertura_{Eólica} = \frac{Energía_{Eólica}}{Energía_{Total}} * 100 \quad (9.3)$$

$$\% Cobertura_{FV} = \frac{22000 \text{ kWh/día}}{26916,9 \text{ kWh/día}} * 100 \cong 81,73\%$$

Una vez obtenido con qué porcentaje participa cada planta en la generación energética, se multiplica este porcentaje por el consumo de la nave industrial para obtener la cantidad de energía que cada planta aporta a la nave industrial.

$$Energía_{FV} = 0,1827 * 15670 \frac{\text{kWh}}{\text{día}} \rightarrow 2862,91 \text{ kWh/día}$$

$$Energía_{Eólica} = 0,8173 * 15670 \frac{\text{kWh}}{\text{día}} \rightarrow 12807,91 \text{ kWh/día}$$

Finalmente, se obtienen las emisiones de CO₂ de cada planta con los datos de la Tabla 9.3 y los datos que se acaban de calcular.

$$EmisionesCO_{2FV} = 2862,91 * 73 = 208992,43 \text{ g } CO_2 \text{ eq} \approx 209 \text{ kg } CO_2 \text{ eq/día}$$

$$EmisionesCO_{2Eólica} = 12807,91 * 10 = 128079,1 \text{ g } CO_2 \text{ eq} \approx 128,1 \text{ kg } CO_2 \text{ eq/día}$$

Una vez obtenidos los resultados de las emisiones de cada planta, se comparan con las emisiones obtenidas con el mix nacional.

	Fotovoltaica	Eólica	Total Renovable	Mix nacional
Emisiones [kg CO₂/día]	209	128,1	337,1	3761

Tabla 9.4.- Total de emisiones de CO₂ de origen renovable vs mix nacional.

A la vista de los resultados, se puede concluir que **las emisiones de CO₂ de origen renovable reducen hasta 10 veces las que se obtendrían abasteciéndose con energía del mix nacional.**

10. Análisis económico

En este capítulo se pretende hacer un primer análisis económico para conocer la viabilidad o no del proyecto que se plantea en estas páginas.

Ambas plantas pueden producir de media suficiente energía para poder suplir completamente la demanda de potencia activa de la red de distribución interna y además el conjunto puede darse de alta como instalación generadora de electricidad, lo que permitiría vender los excedentes de energía al precio de mercado. Adicionalmente, el control sobre la potencia reactiva evita penalizaciones, permite reducir pérdidas en la instalación y permite participar en el ajuste de las tensiones en nudos del sistema, siguiendo las consignas del operador de red, lo que podría suponer cierta compensación económica.

10.1.- PRESUPUESTO

Para obtener un presupuesto aproximado, primero se identificarán los precios unitarios de cada elemento analizado que compone la instalación. Una vez obtenido el valor para cada elemento, se evaluará un presupuesto para cada instalación teniendo en cuenta los siguientes aspectos:

- **Total de Ejecución Material:** Es el precio que se debe pagar por los materiales, mano de obra, etc. Dada la falta de datos al respecto, se estiman los gastos de elementos no contemplados en este trabajo de la siguiente forma:
 - Infraestructura eléctrica: Son los elementos no contemplados en estas páginas, como soportes, transformadores de medida, etc. Se estima su coste en un 25 % sobre el total de los elementos evaluados.
 - Obra civil: Engloba la mano de obra y el montaje. Se estima en un 8% sobre el total de los elementos evaluados.
 - Otros gastos: Gastos varios derivados de la construcción, trámites administrativos, etc. Se estima en un 3 % sobre el total de los elementos evaluados.
- **Total de Ejecución por Contrata:** Es el importe que recibe el contratista por la ejecución de la obra por el añadido de los siguientes gastos:
 - Gastos generales: Gastos de carácter general para la realización de la obra. Se estiman en un 13% sobre el total de la Ejecución Material.

- Beneficio industrial: Beneficio que recibe el contratista por realizar la obra. Se estima en un 6 % sobre el total de la Ejecución Material.

Concepto	Valor unitario	Nº Unidades	Total
SUNPOWER Maxeon 3 400 W	337,00 €/ud.	2800 ud.	943.600,00 €
Huawei SUN2000-100KTL-M1	6875,04 €/ud.	10 ud.	68.750,40 €
Cable EXZHELLENT Class Solar H1Z2Z2-K	1243,88 €/1000 m	20000 m	24.697,60 €
Fusibles gPV 10A 10x38 1000 VDC	98€/pack 10 ud.	800 ud.	7.840,00 €
Siemens Gamesa SG 3.4-132	1,24 M€/MW	2ud= 6,8 MW	8.432.000,00 €

Tabla 10.1.- Precio unitario, cantidad necesaria y total de los elementos que componen la instalación [37] [41] [61] [62] [63].

Presupuesto de ejecución de la planta fotovoltaica	
Concepto	Coste
SunPower Maxeon 3 400W-COM	943.600,00 €
Huawei SUN2000-100KTL-M1	68.750,40 €
Cable EXZHELLENT Class Solar H1Z2Z2-K	24.697,60 €
Fusibles gPV 10A 10x38 1000 VDC	7.840,00 €
Total materiales	1.044.888,00 €
Infraestructura eléctrica (25%)	261.222,00 €
Obra civil (8%)	83.591,04 €
Otros gastos (3%)	31.346,64 €
Total de Ejecución Material	1.421.047,68 €
Gastos generales (13%)	184.736,20 €
Beneficio Industrial (6%)	85.262,86 €
Total de Ejecución por Contrata	1.691.046,74 €

Tabla 10.2.- Presupuesto de ejecución material de la planta fotovoltaica.

Presupuesto de ejecución del parque eólico	
Concepto	Coste
Siemens Gamesa SG 3.4-132	8.432.000,00 €
Infraestructura eléctrica (25%)	2.108.000,00 €
Obra civil (8%)	674.560,00 €
Otros gastos (3%)	252.960,00 €
Total de Ejecución Material	11.467.520,00 €
Gastos generales (13%)	1.490.777,60 €
Beneficio Industrial (6%)	688.051,20 €
Total de Ejecución por Contrata	13.646.348,80 €

Tabla 10.3.- Presupuesto de ejecución del parque eólico.

Si sumamos ambos presupuestos de ejecución, tenemos el presupuesto total de ejecución de ambas plantas.

Presupuesto total de ejecución	
Presupuesto de ejecución de la planta fotovoltaica	1.691.046,74 €
Presupuesto de ejecución del parque eólico	13.646.348,80 €
Presupuesto de Ejecución Total	15.337.395,54 €
El presupuesto suma la cantidad de quince millones trescientos treinta y siete mil trescientos noventa y cinco euros con cincuenta y cuatro céntimos.	

Tabla 10.4.- Presupuesto total de ejecución.

10.2.- ANÁLISIS DE VIABILIDAD ECONÓMICA

Una vez obtenido el coste total es necesario hacer un estudio económico para conocer la viabilidad económica del proyecto. Para ello se tendrá en cuenta en el lado de los gastos la inversión inicial y los gastos de operación y mantenimiento de ambas plantas (O&M), además de la compra de energía en caso de déficit de producción. Por otro lado, se tendrá en cuenta en el lado de los beneficios, la energía excedente que se inyecta a la red, vendiéndola a precio de mercado, el ahorro que supone no comprar energía a la compañía distribuidora y el beneficio económico por el control de tensión en nudos y por el ajuste del factor de potencia. Después de obtener dichos valores, se hará un balance económico sencillo mediante el cálculo del TIR y el VAN para comprobar la viabilidad del proyecto.

Del lado de los gastos tenemos lo siguiente:

- **Gastos de O&M:** Se ha estimado de forma hipotética un coste de 20.000 €/MW para la planta eólica y 2.000 €/MW para la planta fotovoltaica. Se estima además que estos gastos aumentan un 1,5% anualmente. Los 4 primeros años el contratista se encarga del mantenimiento.
- **Compra de energía:** En caso de no tener suficiente producción se debe demandar energía de la red. Se ha supuesto un precio de compra de 150 €/MWh.

Del lado de los beneficios tenemos:

- **Energía excedente inyectada en la red:** Se ha fijado un valor de 100 €/MWh, ya que la energía se vendería a precio de mercado. Durante el primer año, la energía inyectada es cero, debido a la construcción de ambas plantas.
- **Control de tensión en nudos y ahorro de reactiva no consumida:** Una empresa generadora que disponga de una potencia de más de 5 MW puede acogerse voluntariamente a esta modalidad. Se estima que los beneficios económicos por el control de tensión en nudos y el ahorro de reactiva no consumida son del 1% de los beneficios obtenidos con la energía excedente inyectada en red. Durante el primer año no existe control de tensión en nudos debido a la construcción de la planta.
- **Ahorro por energía no consumida desde la red:** Beneficio obtenido al no tener que pagar por la energía consumida desde la red. Se supone un precio de compra de la energía de 150 €/MWh. Durante el primer año la nave industrial no puede abastecerse de la generación local, por lo que debe consumir directamente desde la red.

Otras consideraciones que se han tenido en cuenta:

- Se estima que un 1% de la energía total producida se pierde en elementos de la infraestructura eléctrica. Se ha definido como pérdidas energéticas.
- Debido a la degradación de los elementos generadores, se pierde cada año un 0,8% de la energía producida.
- La vida útil del proyecto se ha estimado en 25 años. Coincidiendo con la vida útil de los módulos fotovoltaicos.

- Se estima que los impuestos por la venta de energía son del 25% sobre el total de los beneficios.
- El ahorro que supone no abastecerse desde la red de distribución es un beneficio íntegro, que no está sujeto a impuestos.

Antes de calcular el TIR y el VAN se debe obtener cuál es el balance neto de energía que se puede inyectar en la red, teniendo en cuenta las consideraciones anteriormente citadas.

Generación	
Planta FV 100 kW [MWh/año]	158,17
Planta FV 1 MW [MWh/año]	1581,70
Parque eólico [MWh/año]	19764,00
Total [MWh/año]	21345,70
Consumos	
Nave industrial [MWh/año]	5719,30
Pérdidas energéticas (1%) [MWh/año]	213,46
Balance	
15412,94 MWh/año	

Tabla 10.5.- Datos de generación, consumo anuales y balance.

A continuación, se muestra una tabla con un resumen de los principales parámetros empleados en el cálculo del VAN y el TIR.

Coste total de la inversión [€]	15.337.395,54
Periodo de amortización [años]	25
Amortización anual [€]	613.495,82
Energía producida anualmente [MWh]	15412,94
Energía perdida anualmente (degradación) [%]	0,8
Costes anuales O&M planta fotovoltaica [€/MW]	2.000
Costes anuales O&M parque eólico [€/MW]	20.000
Aumento anual de costes O&M [%]	1,5
Precio compra energía [€/MWh]	150
Precio venta energía [€/MWh]	100
Impuesto sobre beneficios [%]	25

Tabla 10.6.- Resumen de los datos empleados en el cálculo del VAN y el TIR.

Una vez mostrados los datos que se han empleado en el cálculo del VAN y el TIR del proyecto, se muestran los datos relativos a dicho estudio económico en la siguiente tabla. En el Anexo VI se muestra el estudio económico realizado con más detalle.

VAN	11.995.460,23 €
TIR	8 %
Tiempo en recuperar la inversión	10 años

Tabla 10.7.- VAN, TIR y tiempo necesario para recuperar la inversión inicial.

Tanto el **VAN** como el **TIR** obtenidos tienen un valor positivo, por lo que indica que el proyecto es rentable. Además, se recuperaría la inversión inicial en un periodo de diez años.

10.3.- CONCLUSIÓN SOBRE EL ESTUDIO DE VIABILIDAD

Los datos reflejan que el proyecto tiene una buena rentabilidad, con una tasa de retorno del 8%.

Aunque es necesario mencionar que, dada la propia naturaleza de las energías renovables, la producción eléctrica y por tanto el beneficio económico que se obtiene es muy dependiente del precio de la energía eléctrica en el mercado.

Actualmente, los precios del MWh en el mercado eléctrico son muy superiores a los fijados en el estudio, debido a las condiciones coyunturales existentes.

Además de eso, cabe mencionar que, el precio de la energía juega un papel importante. Ya que si el precio de la energía aumenta cuando la generación es alta, el proyecto será mucho más rentable. Sin embargo, si la producción es baja y el precio de la energía disminuye, lo que parece bastante improbable a corto plazo, el beneficio obtenido se verá reducido en consonancia.

Otro detalle importante es la probabilidad de fallo de alguno de los elementos encargados de la generación eléctrica, siendo más sensibles los aerogeneradores, ya que la avería de uno de ellos disminuiría considerablemente la producción de energía, pudiendo ocasionar pérdidas.

11. Conclusiones

Debido a la situación actual de cambio climático que estamos viviendo, ha aumentado la preocupación por aumentar la generación de origen renovable con el fin de frenar la emisión de gases de efecto invernadero y otros desechos nocivos para la naturaleza y el ser humano.

Además, tanto empresas como pequeños consumidores están optando por instalar plantas generadoras de origen renovable con el fin de obtener una reducción de su factura eléctrica.

Estas dos premisas han sido el eje principal de este trabajo, donde se ha tratado de buscar una solución para estos problemas, empleando como objetivo reducir lo máximo posible el consumo de una empresa con generación local.

A la vista de los resultados, se ha conseguido no solo reducir, sino además tener los suficientes excedentes como para poder inyectar la energía en la red de distribución. Unido a esto, gracias al carácter renovable de la generación local se evita la emisión de gases de efecto invernadero a la atmósfera.

Sumado a lo anterior, también es necesario mencionar los hitos conseguidos en este trabajo:

- Se ha diseñado una instalación FV de 1 MW, empleando plantas fotovoltaicas de 100 kW. Para su ejecución se propone la utilización de 280 paneles solares de 400 Wp del fabricante SunPower y un inversor de 100 kW de la marca Huawei.
- Se han seleccionado los aerogeneradores con los que construir un parque eólico de 6,8 MW.
- Se ha desarrollado un modelo de simulación para la planta solar FV de 100 kW capaz de proporcionar la evolución dinámica a lo largo de 1 día de las principales variables implicadas en el funcionamiento.
- Se ha simulado el funcionamiento de una planta solar de 100 kW ubicada en el polígono industrial de Silvota durante los días de máxima y mínima irradiancia media solar.

- Se ha desarrollado un modelo de simulación de un parque eólico de 6,8 MW capaz de proporcionar la evolución dinámica de las principales variables implicadas en el funcionamiento de este.
- Se ha desarrollado un modelo de simulación donde se conectan la planta FV de 1MW y el parque eólico de 6,8 MW a la red de distribución de la nave industrial. Además, se ha modelado el perfil diario de carga de la nave industrial.
- Se han modelado sistemas capaces de hacer un ajuste efectivo de la potencia reactiva, mejorando el factor de potencia en el punto de conexión a la red.
- Se ha hecho un presupuesto inicial y analizado los principales factores económicos del proyecto.

12. Bibliografía

- [1] e4e Soluciones, [En línea]. Available: <https://www.e4e-soluciones.com/blog-eficiencia-energetica/renovables-espana>. [Último acceso: 25 Marzo 2022].
- [2] Red Eléctrica de España, «REE,» [En línea]. Available: <https://www.ree.es/es>. [Último acceso: 25 Marzo 2022].
- [3] Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico, [En línea]. Available: <https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/el-proceso-internacional-de-lucha-contra-el-cambio-climatico/naciones-unidas/elmentos-acuerdo-paris.aspx>. [Último acceso: 2022 Marzo 25].
- [4] Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico, «Plan Nacional Integrado de Energía y Clima,» 2020.
- [5] AreaTecnología, [En línea]. Available: <https://www.areatecnologia.com/electricidad/efecto-fotovoltaico.html>. [Último acceso: 28 Marzo 2022].
- [6] AEMET, «Atlas de Radiación Solar en España utilizando datos del SAF de Clima de EUMETSAT».
- [7] I. Martil, «La energía solar fotovoltaica,» 2015.
- [8] Wikipedia, [En línea]. Available: https://es.wikipedia.org/wiki/Uni%C3%B3n_PN. [Último acceso: 27 Marzo 2022].
- [9] Solarfam, [En línea]. Available: <https://solarfam.com/tecnologias-y-tipologias-de-paneles-fotovoltaicos/>. [Último acceso: 29 Marzo 2022].
- [10] Solaris Shop, [En línea]. Available: <https://www.solaris-shop.com/blog/crystalline-vs-thin-film-solar-panels/>. [Último acceso: 29 Marzo 2022].
- [11] TechnoSun, [En línea]. Available: <https://www.technosun.com/es/blog/conocimiento/celulas-partidas-y-multibusbar-paneles-solares-alta-eficiencia/>. [Último acceso: 29 Marzo 2022].

- [12] TecnoSol, [En línea]. Available: <https://tecnosolab.com/noticias/tecnologia-perc-y-half-cell-en-paneles-solares/>. [Último acceso: 29 Marzo 2022].
- [13] Tu Tienda Solar, [En línea]. Available: <https://www.tutiendasolar.es/iluminacion-urbana-farolas-solares/365-farola-solar-ttsvilla-p-casco-historico-solar.html>. [Último acceso: 28 Marzo 2022].
- [14] Helioesfera, [En línea]. Available: <https://www.helioesfera.com/instalacion-fotovoltaica-aislada/>. [Último acceso: 25 Marzo 2022].
- [15] Boletín Oficial del Estado, «BOE,» [En línea]. Available: <https://www.boe.es/eli/es/rd/2019/04/05/244>. [Último acceso: 29 Marzo 2022].
- [16] Selectra, «El blog de la Energía,» [En línea]. Available: <https://elblogenergia.com/energia/instalaciones-fotovoltaicas-aisladas-vs-conexion-red>. [Último acceso: 29 Marzo 2022].
- [17] LG Business, [En línea]. Available: <https://www.lgbusiness.es/energia-solar/paneles-lg-neon/lg370q1c-a5/>. [Último acceso: 25 Marzo 2022].
- [18] COIT, [En línea]. Available: https://www.coit.es/system/files/link_group/he_5_contribucion_fotovoltaica_minima_de_energia_electrica_77f479a7.pdf. [Último acceso: 5 Abril 2022].
- [19] Autoconsumo FV, [En línea]. Available: <https://autoconsumofv.com/instalaciones-autoconsumo/tejado-plano-con-paneles-solares-bloques-hormigon/>. [Último acceso: 9 Mayo 2022].
- [20] Autosolar, [En línea]. Available: <https://autosolar.es/instalaciones-fotovoltaicas/instalacion-fotovoltaica-granada>. [Último acceso: 9 Mayo 2022].
- [21] Energía Solar, [En línea]. Available: <https://www.energiasolar.lat/integracion-arquitectonica-solar/>. [Último acceso: 9 Mayo 2022].
- [22] Mathworks - Matlab, [En línea]. Available: <https://es.mathworks.com/solutions/power-electronics-control/mppt-algorithm.html>. [Último acceso: 5 Abril 2022].
- [23] AC Fotovoltaica, [En línea]. Available: <https://acfotovoltaica.es/punto-maximo-de-potencia-mppt/>. [Último acceso: 9 Mayo 2022].
- [24] Quetzal Ingeniería, [En línea]. [Último acceso: 26 Marzo 2022].

- [25] «Google Maps,» [En línea]. Available: <https://www.google.es/maps>. [Último acceso: 21 Marzo 2022].
- [26] Unión Europea, «PVGIS,» [En línea]. Available: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/. [Último acceso: 28 Marzo 2022].
- [27] IDAE, 2011. [En línea]. Available: https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_5654_FV_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_C20_Julio_2011_3498eaaf.pdf. [Último acceso: 11 Abril 2022].
- [28] Energía solar SURYA, [En línea]. Available: <https://cursovirtual.energiasolarsurya.com/cual-es-la-vida-util-de-un-panel-solar/>. [Último acceso: 6 Abril 2022].
- [29] BYD, [En línea]. Available: https://www.olasolar.com/index.php?controller=attachment&id_attachment=149. [Último acceso: Marzo 2022].
- [30] JA Solar, [En línea]. Available: <https://jasolar.com/uploadfile/2019/0812/20190812040615169.pdf>. [Último acceso: Marzo 2022].
- [31] Jinko Solar, [En línea]. Available: [https://www.jinkosolar.com/uploads/CheetahPerc%20JKM390-410M-72H-\(V\)-A3-EN.pdf](https://www.jinkosolar.com/uploads/CheetahPerc%20JKM390-410M-72H-(V)-A3-EN.pdf). [Último acceso: Marzo 2022].
- [32] SunPower , [En línea]. Available: <https://sunpower.maxeon.com/es/products/paneles-solaressunpower-maxeon-0>. [Último acceso: 25 Marzo 2022].
- [33] La guía, [En línea]. Available: <https://matematica.laguia2000.com/general/interpolacion-lineal>. [Último acceso: 26 Marzo 2022].
- [34] Ola Solar, [En línea]. Available: <https://www.olasolar.com/paneles-solares/byd-mik-36-5bb-half-cell-400-wp-.html>. [Último acceso: Marzo 2022].
- [35] Descuento Solar, [En línea]. Available: <https://descuentosolar.com/panel-solar-ja-solar-400-w-silver-frame-half-cut/>. [Último acceso: Marzo 2022].

- [36] Tienda Solar, [En línea]. Available: <https://tienda-solar.es/es/productos/895-modulo-solar-jinko-mono-72-celulas-partidas-H>. [Último acceso: Marzo 2022].
- [37] Tienda Solar, [En línea]. Available: <https://tienda-solar.es/es/paneles-solares/1100-panel-solar-sunpower-maxeon-3-com-400wp-silver-frame>. [Último acceso: Marzo 2022].
- [38] Huawei Solar, [En línea]. Available: <https://solar.huawei.com/es/Products/FusionSolar>. [Último acceso: 4 Abril 2022].
- [39] Ingecon. [En línea]. Available: https://www.ingeteam.com/en-us/sectors/photovoltaic-energy/p15_24_624_450/ingecon-sun-100tl.aspx. [Último acceso: 4 Abril 2022].
- [40] Fronius, [En línea]. Available: <https://www.fronius.com/es-es/spain/energia-solar/instaladores-y-socios/datos-tecnicos/todos-los-productos/inversor/fronius-tauro-eco/tauro-eco-100-3-d>. [Último acceso: 4 Abril 2022].
- [41] AutoSolar, [En línea]. Available: <https://autosolar.es/inversores-de-red-trifasicos/inversor-huawei-sun2000-100ktl-m1-trifasico-100kw>. [Último acceso: 20 Junio 2022].
- [42] Solar Consum, [En línea]. Available: <https://www.solarconsum.com/solar/inversores/413-ingecon-sun-3play-100tl-version-pro-100kw.html>. [Último acceso: 30 Junio 2022].
- [43] Cambio Energético, [En línea]. Available: <https://www.cambioenergetico.com/inversores-de-red/3257-inversor-trifasico-fronius-tauro-eco-100-3-d.html>. [Último acceso: 30 Junio 2022].
- [44] Teclisa, [En línea]. Available: <https://www.teclisa.com/post/instalaciones-fotovoltaicas-cubierta-plana-como-evitar-las-sombras-entre-paneles-fotovoltaicos>. [Último acceso: 10 Mayo 2022].
- [45] General Cable, [En línea]. Available: <https://es.prysmiangroup.com/sites/default/files/atoms/files/CAT-SOLAR-GC-2020-ES.pdf>. [Último acceso: 7 Abril 2022].
- [46] G. A. A. Orcajo, «Apuntes Sistemas fotovoltaicos y eólicos de producción de energía eléctrica,» 2021.

- [47] df Electric, [En línea]. Available: <https://www.dfelectric.es/documentacion/documentos-fotovoltaicos/fusibles-y-bases-fotovoltaicos.pdf>. [Último acceso: 25 Abril 2022].
- [48] Global Wind Atlas, [En línea]. Available: <https://globalwindatlas.info/>. [Último acceso: 14 Abril 2022].
- [49] Proviento, [En línea]. Available: <https://proviento.com.ec/anemometros/95-anemometroveleta-fijo-para-meteorologia-lsi-lastem.html>. [Último acceso: 14 Abril 2022].
- [50] R. B. Perotti, «Apuntes de fuentes y aprovechamiento de energías renovables.» 2020.
- [51] Abanto s.l.u., [En línea]. Available: <http://www.abantosl.com/fotos/>. [Último acceso: 14 Abril 2022].
- [52] World Energy Trade, [En línea]. Available: <https://www.worldenergytrade.com/energias-alternativas/energia-eolica/5-componentes-cruciales-para-reducir-las-fallas-en-turbinas-eolicas-en-tierra>. [Último acceso: 14 Abril 2022].
- [53] Research Gate, [En línea]. Available: https://www.researchgate.net/figure/Diagrama-esquemático-del-WECS-basado-en-DFIG_fig1_314334288. [Último acceso: 17 Abril 2022].
- [54] Siemens Gamesa, [En línea]. Available: <https://www.siemensgamesa.com/es-es/products-and-services/onshore/aerogenerador-sg-3-4-132>. [Último acceso: 15 Abril 2022].
- [55] Centro Nacional de Energías Renovables., [En línea]. Available: <https://www.mapaeolicoiberico.com/map;latitude=42.81953;longitude=-1.63290;altura=50;dato=micro>. [Último acceso: 4 Abril 2022].
- [56] Grupo Ibereólica Renovables, [En línea]. Available: <https://www.grupoibereolica.com/desarrollo/parque-eolico-pena-del-cuervo/>. [Último acceso: 5 Abril 2022].
- [57] F. A. Hassan, «Multi-criteria Approach and Wind Farm Site Selection Analysis for Improving Power Efficiency,» 2020.

- [58] J. B. D. S. A. G. J.L. Rodríguez Amenedo, Sistemas eólicos de producción de energía eléctrica, Rueda S.L..
- [59] Red Eléctrica de España, [En línea]. Available: <https://www.ree.es/es/datos/generacion/no-renovables-detalle-emisiones-CO2>. [Último acceso: 16 Junio 2022].
- [60] R. Dones, T.Heck y S.Hirschberg, «Greenhouse gas emissions from energy systems: Comparison and overview».
- [61] Guarconsa, [En línea]. Available: <https://www.guarconsa.com/Articulo/general-cable/20303007/cable-exzhellent-class-solar-h1z2z2-k-1x6-negro>. [Último acceso: 20 Junio 2022].
- [62] Poweralia.com, [En línea]. Available: <https://www.poweralia.com/fusible-cilindrico-fotovoltaica-dfelectric-491620>. [Último acceso: 20 Junio 2022].
- [63] Weather Guard, [En línea]. Available: <https://weatherguardwind.com/how-much-does-wind-turbine-cost-worth-it/>. [Último acceso: 20 Junio 2022].

ANEXO I:
FICHA TÉCNICA DEL PANEL FOTOVOLTAICO

MAXEON 3 PANEL SOLAR

380-400 W | Hasta un 22,6% de eficiencia



Idóneo para uso comercial



Marco plateado, lámina trasera blanca

Más energía de por vida

Diseñado para maximizar la generación de energía mediante una eficiencia líder del sector, un desempeño mejorado a altas temperaturas y una mayor conversión de energía en condiciones de poca luz, como por la mañana, por la noche y en días nublados.

Durabilidad sin concesiones

Diseñado para funcionar en todo tipo de condiciones meteorológicas, desde células anti-grietas y conexiones reforzadas que protegen frente al desgaste y la corrosión, hasta una arquitectura eléctrica que mitiga el impacto de la sombra y evita la formación de puntos calientes.



Sostenibilidad superior

Los ingredientes limpios, la fabricación responsable y la producción de energía duradera para 40 años hacen de los paneles SunPower Maxeon la opción más sostenible del sector de la energía solar.

SUNPOWER



La garantía más larga del sector

Los paneles SunPower Maxeon están cubiertos por una garantía de 40 años¹ respaldada por exhaustivas pruebas de terceros y datos de campo de más de 33 millones de paneles desplegados en todo el mundo.

Cobertura de producto y de potencia	40 años
Salida mínima garantizada año 1	98,0%
Degradación máxima anual	0,25%



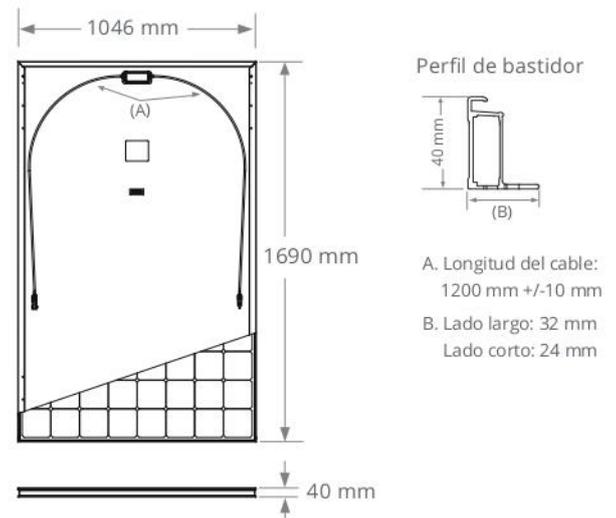
Más información sobre SPR-MAX3-XXX-COM
sunpower.maxeon.com

MAXEON 3 POTENCIA: 380–400 W | EFICIENCIA: Hasta un 22,6%

	Datos eléctricos		
	SPR-MAX3-400-COM	SPR-MAX3-390-COM	SPR-MAX3-380-COM
Potencia nominal (P _{nom}) ²	400 W	390 W	380 W
Tolerancia de potencia	+5/0%	+5/0%	+5/0%
Eficiencia de los paneles	22,6%	22,1%	21,5%
Tensión nominal (V _{mpp})	65,8 V	64,5 V	63,1 V
Intensidad nominal (I _{mpp})	6,08 A	6,05 A	6,02 A
Tensión de circuito abierto (V _{oc}) (+/-3)	75,6 V	75,3 V	75,0 V
Intensidad de cortocircuito (I _{sc}) (+/-3)	6,58 A	6,55 A	6,53 A
Máx. tensión del sistema	1000 V IEC		
Fusible de serie máxima	20 A		
Coef. potencia-temperatura	-0,27% / °C		
Coef. tensión-temperatura	-0,236% / °C		
Coef. intensidad-temperatura	0,058% / °C		

Condiciones de funcionamiento y datos mecánicos	
Temperatura	-40°C a +85°C
Resistencia a impactos	Granizo de 25 mm de diámetro a 23 m/s
Células solares	104 Maxeon Gen 3 monocristalino
Cristal templado	Templado antirreflejante de alta transmisión
Caja de conexión	IP-68, Stäubli (MC4), 3 diodos de derivación
Peso	19 kg
Máx. carga ⁶	Viento: 2400 Pa, 244 kg/m ² en cara frontal y posterior Nieve: 5400 Pa, 550 kg/m ² en cara frontal
Bastidor	Anodizado plata de clase 2

Garantías, certificaciones y conformidad	
Pruebas estándar ³	IEC 61215, IEC 61730
Certificados de gestión de calidad	ISO 9001:2015, ISO 14001:2015
Prueba de amoníaco	IEC 62716
Prueba de soplado de arena	IEC 60068-2-68, MIL-STD-810G
Prueba de niebla salina	IEC 61701 (máxima severidad)
Prueba PID	1000 V: IEC 62804
Normas disponibles	TUV
Etiqueta Declare IFLI	Primer panel solar con etiquetado para la transparencia de ingredientes y el cumplimiento de LBC. ⁴
Cradle to Cradle Certified™ Bronze.	Primera línea de paneles solares con certificado por la salud de los materiales, administración del agua, reutilización de materiales, uso de energía renovable y manejo de carbono y justicia social. ⁵
Contribución a la certificación del Green Building Council	Los paneles pueden aportar puntos adicionales para la obtención de las certificaciones LEED y BREEAM.
Conformidad con EHS	RoHS (pendiente), OHSAS 18001:2007, sin plomo, REACH SVHC-163 (pendiente)



Lea las instrucciones de seguridad e instalación. Visite www.sunpower.maxeon.com/int/PVInstallGuideIEC. La versión en papel se puede solicitar a través de soportetecnico@maxeon.com.



Declare.



1 La garantía de 40 años no está disponible en todos los países ni para todas las instalaciones y requiere registro; de lo contrario, se aplica nuestra garantía de 25 años.

2 Condiciones de prueba estándar (irradiancia de 1000 W/m², AM 1,5, 25 °C). Estándar de calibración de NREL: intensidad según SOMS, tensión según LACCS FF.

3. Calificación antiincendios de clase C según IEC 61730.

4 Los paneles Maxeon DC fueron los primeros en recibir la etiqueta Declare del International Living Future Institute en 2016.

5 Los paneles SunPower Maxeon DC cuentan con la certificación Cradle to Cradle Certified™ Bronze - www.c2ccertified.org/products/scorecard/e-series_x-series_solar_panels_-_sunpower_corporation.

Cradle to Cradle Certified™ es una marca de certificación con licencia del Cradle to Cradle Products Innovation Institute.

6 Factor de seguridad 1.5 incluido.

Fabricado en Filipinas (células)

Montado en México (módulos)

Las especificaciones incluidas en esta ficha técnica están sujetas a cambios sin previo aviso.

©2022 Maxeon Solar Technologies. Todos los derechos reservados. Consulte la información sobre la garantía, patentes y marcas comerciales en maxeon.com/legal.

SUNPOWER
FROM MAXEON SOLAR TECHNOLOGIES

544454 REV A / A4_ES

Fecha de publicación: Marzo 2022

ANEXO II:
FICHA TÉCNICA DEL INVERSOR SOLAR

SUN2000-100KTL-M1 Smart String Inverter



10
MPP. Seguidor



98.8% (@ 480V)
Max. Eficiencia



Gestión de
nivel de cadena



Diagnóstico inteligente
de curvas I-V admitido



MBUS
Soportado



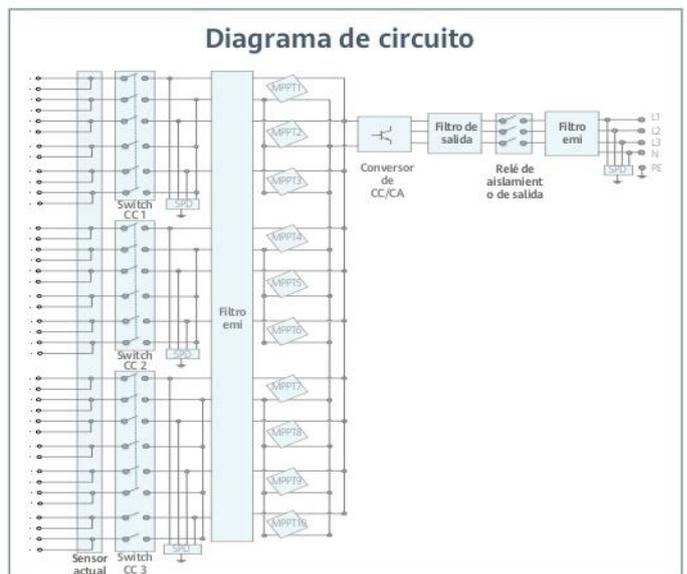
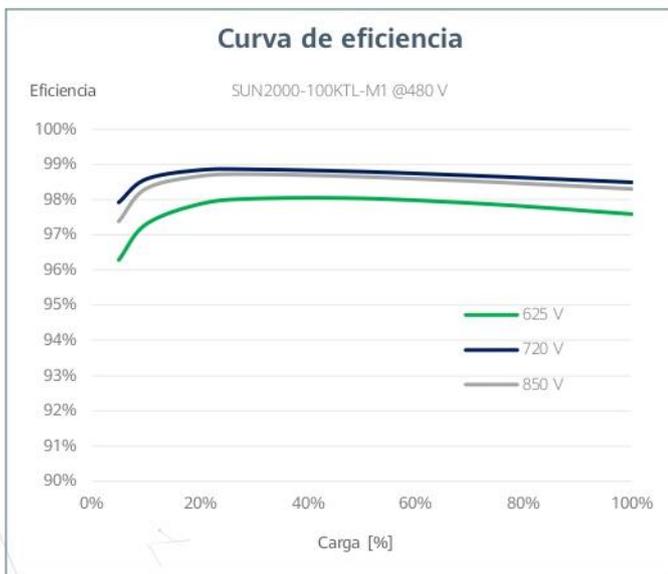
Diseño
Sin fusible



Protección contra rayos
Para DC y AC



IP66
Proteccion



Especificaciones técnicas	SUN2000-100KTL-M1
Eficiencia	
Máxima eficiencia	98.8% @480 V, 98.6% @380 V / 400 V
Eficiencia europea ponderada	98.6% @480 V, 98.4% @380 V / 400 V
Entrada	
Tensión máxima de entrada ¹	1,100 V
Corriente de entrada máxima por MPPT	26 A
Corriente de cortocircuito máxima	40 A
Tensión de arranque	200 V
Tensión de funcionamiento MPPT ²	200 V ~ 1,000 V
Tensión nominal de entrada	720 V @480 Vac, 600 V @400 Vac, 570 V @380 Vac
Cantidad de MPPTs	10
Cantidad máxima de entradas por MPPT	2
Salida	
Potencia activa	100,000 W
Max. Potencia aparente de CA	110,000 VA
Max. Potencia activa de CA (cosφ = 1)	110,000 W
Tensión nominal de salida	480 V/ 400 V/ 380 V, 3W+(N)+PE
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz
Intensidad nominal de salida	120.3 A @480 V, 144.4 A @400 V, 152.0 A @380 V
Max. intensidad de salida	133.7 A @480 V, 160.4 A @400 V, 168.8 A @380 V
Factor de potencia ajustable	0,8 capacitivo ... 0,8 inductivo
Distorsión armónica total máxima	< 3%
Protecciones	
Dispositivo de desconexión del lado de entrada	Sí
Protección anti-isla	Sí
Protección contra sobreintensidad de CA	Sí
Protección contra polaridad inversa CC	Sí
Monitorización a nivel de string	Sí
Descargador de sobretensiones de CC	Type II
Descargador de sobretensiones de CA	Type II
Detección de resistencia de aislamiento CC	Sí
Monitorización de corriente residual	Sí
Comunicación	
Display	Indicadores LED, Bluetooth + APP
RS485	Sí
USB	Sí
Monitorización de BUS (MBUS)	Sí (transformador de aislamiento requerido)
Datos generales	
Dimensiones (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm
Peso (incluida ménsula de montaje)	90 kg
Rango de temperatura de operación	-25°C ~ 60°C
Enfriamiento	Enfriamiento de aire inteligente
Max. Altitud de operación	4,000 m
Humedad de operación relativa	0 ~ 100%
Conector CC	Staubli MC4
Conector CA	Terminal PG impermeable + conector OT/DT
Grado de protección	IP66
Topología	Sin transformador
Consumo de energía durante la noche	< 3.5 W

Cumplimiento de estándares (más opciones disponibles previa solicitud)

Seguridad EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 61727, IEC 60068, IEC 61683
Estándares de conexión a red eléctrica VDE-AR-N4105, EN 50549-1, EN 50549-2, RD 661, RD 1699, C10/11

* 1 El voltaje de entrada máximo es el límite superior del voltaje de CC. Cualquier voltaje DC de entrada más alto probablemente dañaría el inversor.

* 2 Cualquier voltaje de entrada de CC más allá del rango de voltaje de funcionamiento puede provocar un funcionamiento incorrecto del inversor.

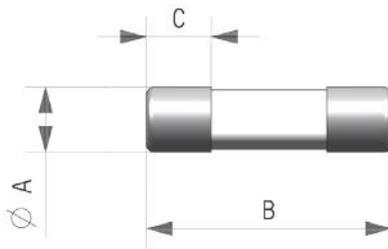
**ANEXO III:
FICHA TÉCNICA DE LOS FUSIBLES EMPLEADOS.**

CIL 10x38 | **gPV**
CILINDRICOS
fusibles

TENSION ASIGNADA: 1000V DC
 CORRIENTE ASIGNADA: 1A...20A
 PODER DE CORTE: 30kA

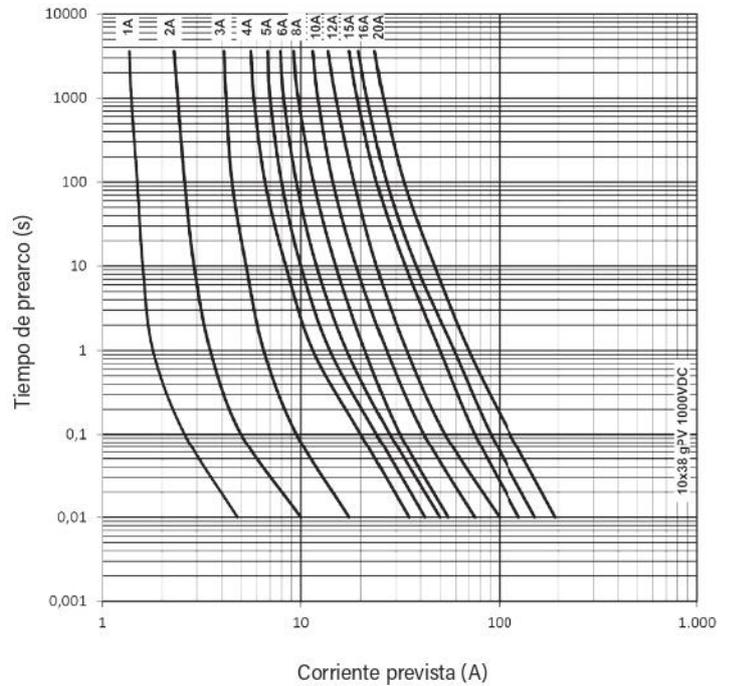


DIMENSIONES



A 10,3
B 38
C 10

CARACTERISTICAS t-I



POTENCIAS DISIPADAS

CORRIENTE ASIGNADA (A)	REFERENCIA	POTENCIAS DISIPADAS (W @ 0,7 I _n)	POTENCIAS DISIPADAS (W @ I _n)	I ² t PREARCO (A ² s)	I ² t TOTAL (A ² s)
1	491601	0,31	0,76	0,35	1,30
2	491602	0,78	1,45	0,62	1,00
3	491604	0,66	1,66	1,90	3,10
4	491605	0,64	1,57	6,90	11
5	491606	0,60	1,65	14	22
6	491610	0,77	1,84	24	38
8	491615	0,82	2,00	7	17
10	491620	0,94	2,20	15	38
12	491625	0,98	2,40	27	68
15	491629	1,05	2,65	62	115
16	491630	1,10	2,70	89	165
20	491635	1,33	3,20	158	294

**ANEXO IV:
SCRIPTS DE MATLAB**

CURVA DE DURACIÓN DEL VIENTO

```
%% ISAAC PARRA FERNÁNDEZ - TFG

Vavg=5.792; %Velocidad media del viento [m/s]
i=1:1000; % Vector desde 0 hasta 1000
c=Vavg/0.886; %Calculo del factor de forma "C" de Weibull
h_anual=8760; %Numero de horas anuales

Vvel= i*0.025; %Velocidad del viento desde 0.025 m/s hasta 25 m/s

f(i)=8760./exp((Vvel./c).^2); %Calculo de la distribución de frecuencias

plot(Vvel,f) %Gráfica Velocidad del viento vs dist. de frecuencias
```

CURVA DE POTENCIA DEL AEROGENERADOR Y CURVA DE POTENCIAS

```
%% ISAAC PARRA FERNÁNDEZ - TFG

for n=1:1:1000 %Se recorre el vector desde 1 hasta 1000 con paso 1
    Pgen(n)=0.5.*1.225.*13685.*(0.025.*n).^3.*0.48; %Fórmula de la potencia
    if Pgen(n)<=3.4e6 %Si Pgen menor de Pnom se sigue la fórmula
        Pgen(n)=0.5.*1.225.*13685.*(0.025.*n).^3.*0.48;
    else %Si Pgen mayor que Pnom, se mantiene en Pnom
        Pgen(n)=3.4e6;
    end
end

subplot(2,1,1)
plot(Vvel,Pgen) %Gráfica Velocidad del viento vs Potencia generada
subplot(2,1,2)
plot(f,Pgen) %Gráfica Distribución frecuencias vs Potencia generada
```

**ANEXO V:
TABLA FUNCIÓN GAMMA DE EULER**

n	y(n)	n	y(n)	n	y(n)	n	y(n)	n	y(n)
1,00	1,00000	1,20	0,91817	1,40	0,88726	1,60	0,89352	1,80	0,93138
1,01	0,99433	1,21	0,91558	1,41	0,88676	1,61	0,89468	1,81	0,93408
1,02	0,98884	1,22	0,91311	1,42	0,88636	1,62	0,89592	1,82	0,93685
1,03	0,98355	1,23	0,91075	1,43	0,88604	1,63	0,89724	1,83	0,93969
1,04	0,97844	1,24	0,90852	1,44	0,88581	1,64	0,89864	1,84	0,94261
1,05	0,97350	1,25	0,90640	1,45	0,88566	1,65	0,90012	1,85	0,94561
1,06	0,96874	1,26	0,90440	1,46	0,88560	1,66	0,90167	1,86	0,94869
1,07	0,96415	1,27	0,90250	1,47	0,88563	1,67	0,90330	1,87	0,95184
1,08	0,95973	1,28	0,90072	1,48	0,88575	1,68	0,90500	1,88	0,95507
1,09	0,95546	1,29	0,89904	1,49	0,88595	1,69	0,90678	1,89	0,95838
1,10	0,95135	1,30	0,89747	1,50	0,88623	1,70	0,90864	1,90	0,96177
1,11	0,94740	1,31	0,89600	1,51	0,88659	1,71	0,91057	1,91	0,96523
1,12	0,94359	1,32	0,89464	1,52	0,88704	1,72	0,91258	1,92	0,96877
1,13	0,93993	1,33	0,89338	1,53	0,88757	1,73	0,91467	1,93	0,97240
1,14	0,93642	1,34	0,89222	1,54	0,88818	1,74	0,91683	1,94	0,97610
1,15	0,93304	1,35	0,89115	1,55	0,88887	1,75	0,91906	1,95	0,97988
1,16	0,92980	1,36	0,89018	1,56	0,88964	1,76	0,92137	1,96	0,98374
1,17	0,92670	1,37	0,88931	1,57	0,89049	1,77	0,92376	1,97	0,98768
1,18	0,92373	1,38	0,88854	1,58	0,89142	1,78	0,92623	1,98	0,99171
1,19	0,92089	1,39	0,88785	1,59	0,89243	1,79	0,92877	1,99	0,99581

**ANEXO VI:
ESTUDIO ECONÓMICO: VAN Y TIR.**

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6
Gastos							
Inversión Inicial	- 15.337.395,54 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Amortización	- €	- 613.495,82 €	- 613.495,82 €	- 613.495,82 €	- 613.495,82 €	- 613.495,82 €	- 613.495,82 €
Costes O&M	- €	- €	- €	- €	- 22.000,00 €	- 22.330,00 €	- 22.664,95 €
Energía demandada [MWh]	-5719,30	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Precio de compra de energía	150,00 €	150,00 €	150,00 €	150,00 €	150,00 €	150,00 €	150,00 €
Total gastos	- 16.195.290,54 €	- 613.495,82 €	- 613.495,82 €	- 613.495,82 €	- 635.495,82 €	- 635.825,82 €	- 636.160,77 €
Beneficios							
Generación energía [MWh]	- €	15412,94	15289,64	15167,32	15045,98	14925,61	14806,21
Precio de venta de la energía	100,00 €	100,00 €	100,00 €	100,00 €	100,00 €	100,00 €	100,00 €
Total venta energía	- €	1.541.294,00 €	1.528.963,65 €	1.516.731,94 €	1.504.598,08 €	1.492.561,30 €	1.480.620,81 €
Control de reactiva	- 161.952,91 €	15.412,94 €	15.289,64 €	15.167,32 €	15.045,98 €	14.925,61 €	14.806,21 €
Total beneficios	- 161.952,91 €	1.556.706,94 €	1.544.253,28 €	1.531.899,26 €	1.519.644,06 €	1.507.486,91 €	1.495.427,02 €
Balance							
Margen bruto	- 16.357.243,45 €	943.211,12 €	930.757,46 €	918.403,44 €	884.148,24 €	871.661,09 €	859.266,24 €
Impuestos	- €	- 235.802,78 €	- 232.689,37 €	- 229.600,86 €	- 221.037,06 €	- 217.915,27 €	- 214.816,56 €
Beneficio neto	- 16.357.243,45 €	707.408,34 €	698.068,10 €	688.802,58 €	663.111,18 €	653.745,82 €	644.449,68 €
Ahorro consumo energía	- €	857.895,00 €	857.895,00 €	857.895,00 €	857.895,00 €	857.895,00 €	857.895,00 €
Flujo de caja	- 16.357.243,45 €	1.565.303,34 €	1.555.963,10 €	1.546.697,58 €	1.521.006,18 €	1.511.640,82 €	1.502.344,68 €

	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13
Gastos							
Inversión Inicial	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Amortización	- 613.495,82 €	- 613.495,82 €	- 613.495,82 €	- 613.495,82 €	- 613.495,82 €	- 613.495,82 €	- 613.495,82 €
Costes O&M	- 23.004,92 €	- 23.350,00 €	- 23.700,25 €	- 24.055,75 €	- 24.416,59 €	- 24.782,84 €	- 25.154,58 €
Energía demandada [MWh]	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Precio de compra de energía	150,00 €	150,00 €	150,00 €	150,00 €	150,00 €	150,00 €	150,00 €
Total gastos	- 636.500,75 €	- 636.845,82 €	- 637.196,07 €	- 637.551,57 €	- 637.912,41 €	- 638.278,66 €	- 638.650,40 €
Beneficios							
Generación energía [MWh]	14687,76	14570,26	14453,69	14338,06	14223,36	14109,57	13996,70
Precio de venta de la energía	100,00 €	100,00 €	100,00 €	100,00 €	100,00 €	100,00 €	100,00 €
Total venta energía	1.468.775,84 €	1.457.025,64 €	1.445.369,43 €	1.433.806,47 €	1.422.336,02 €	1.410.957,33 €	1.399.669,68 €
Control de reactiva	14.687,76 €	14.570,26 €	14.453,69 €	14.338,06 €	14.223,36 €	14.109,57 €	13.996,70 €
Total beneficios	1.483.463,60 €	1.471.595,89 €	1.459.823,12 €	1.448.144,54 €	1.436.559,38 €	1.425.066,91 €	1.413.666,37 €
Balance							
Margen bruto	846.962,85 €	834.750,07 €	822.627,05 €	810.592,97 €	798.646,97 €	786.788,25 €	775.015,97 €
Impuestos	- 211.740,71 €	- 208.687,52 €	- 205.656,76 €	- 202.648,24 €	- 199.661,74 €	- 196.697,06 €	- 193.753,99 €
Beneficio neto	635.222,14 €	626.062,55 €	616.970,29 €	607.944,72 €	598.985,23 €	590.091,19 €	581.261,98 €
Ahorro consumo energía	857.895,00 €	857.895,00 €	857.895,00 €	857.895,00 €	857.895,00 €	857.895,00 €	857.895,00 €
Flujo de caja	1.493.117,14 €	1.483.957,55 €	1.474.865,29 €	1.465.839,72 €	1.456.880,23 €	1.447.986,19 €	1.439.156,98 €

	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Gastos							
Inversión Inicial	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Amortización	- 613.495,82 €	- 613.495,82 €	- 613.495,82 €	- 613.495,82 €	- 613.495,82 €	- 613.495,82 €	- 613.495,82 €
Costes O&M	- 25.531,90 €	- 25.914,88 €	- 26.303,60 €	- 26.698,15 €	- 27.098,63 €	- 27.505,11 €	- 27.917,68 €
Energía demandada [MWh]	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Precio de compra de energía	150,00 €	150,00 €	150,00 €	150,00 €	150,00 €	150,00 €	150,00 €
Total gastos	- 639.027,72 €	- 639.410,70 €	- 639.799,42 €	- 640.193,98 €	- 640.594,45 €	- 641.000,93 €	- 641.413,50 €
Beneficios							
Generación energía [MWh]	13884,72	13773,65	13663,46	13554,15	13445,72	13338,15	13231,44
Precio de venta de la energía	100,00 €	100,00 €	100,00 €	100,00 €	100,00 €	100,00 €	100,00 €
Total venta energía	1.388.472,32 €	1.377.364,54 €	1.366.345,62 €	1.355.414,86 €	1.344.571,54 €	1.333.814,97 €	1.323.144,45 €
Control de reactiva	13.884,72 €	13.773,65 €	13.663,46 €	13.554,15 €	13.445,72 €	13.338,15 €	13.231,44 €
Total beneficios	1.402.357,04 €	1.391.138,19 €	1.380.009,08 €	1.368.969,01 €	1.358.017,26 €	1.347.153,12 €	1.336.375,89 €
Balance							
Margen bruto	763.329,32 €	751.727,49 €	740.209,66 €	728.775,03 €	717.422,81 €	706.152,19 €	694.962,39 €
Impuestos	- 190.832,33 €	- 187.931,87 €	- 185.052,41 €	- 182.193,76 €	- 179.355,70 €	- 176.538,05 €	- 173.740,60 €
Beneficio neto	572.496,99 €	563.795,62 €	555.157,24 €	546.581,27 €	538.067,11 €	529.614,14 €	521.221,79 €
Ahorro consumo energía	857.895,00 €	857.895,00 €	857.895,00 €	857.895,00 €	857.895,00 €	857.895,00 €	857.895,00 €
Flujo de caja	1.430.391,99 €	1.421.690,62 €	1.413.052,24 €	1.404.476,27 €	1.395.962,11 €	1.387.509,14 €	1.379.116,79 €

	Año 21	Año 22	Año 23	Año 24	Año 25
Gastos					
Inversión Inicial	- €	- €	- €	- €	- €
Amortización	- 613.495,82 €	- 613.495,82 €	- 613.495,82 €	- 613.495,82 €	- 613.495,82 €
Costes O&M	- 28.336,45 €	- 28.761,49 €	- 29.192,92 €	- 29.630,81 €	- 30.075,27 €
Energía demandada [MWh]	- €	- €	- €	- €	- €
Precio de compra de energía	150,00 €	150,00 €	150,00 €	150,00 €	150,00 €
Total gastos	- 641.832,27 €	- 642.257,32 €	- 642.688,74 €	- 643.126,63 €	- 643.571,09 €
Beneficios					
Generación energía [MWh]	13125,59	13020,59	12916,42	12813,09	12710,59
Precio de venta de la energía	100,00 €	100,00 €	100,00 €	100,00 €	100,00 €
Total venta energía	1.312.559,29 €	1.302.058,82 €	1.291.642,35 €	1.281.309,21 €	1.271.058,73 €
Control de reactiva	13.125,59 €	13.020,59 €	12.916,42 €	12.813,09 €	12.710,59 €
Total beneficios	1.325.684,89 €	1.315.079,41 €	1.304.558,77 €	1.294.122,30 €	1.283.769,32 €
Balance					
Margen bruto	683.852,62 €	672.822,09 €	661.870,03 €	650.995,67 €	640.198,23 €
Impuestos	- 170.963,15 €	- 168.205,52 €	- 165.467,51 €	- 162.748,92 €	- 160.049,56 €
Beneficio neto	512.889,46 €	504.616,57 €	496.402,52 €	488.246,75 €	480.148,67 €
Ahorro consumo energía	857.895,00 €	857.895,00 €	857.895,00 €	857.895,00 €	857.895,00 €
Flujo de caja	1.370.784,46 €	1.362.511,57 €	1.354.297,52 €	1.346.141,75 €	1.338.043,67 €