

TRABAJO FIN DE MÁSTER

Máster en Energía Solar

UNIVERSIDAD DE ALMERIA

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA

“Diseño y evaluación de una planta solar fotovoltaica para el suministro energético de una planta piloto de regeneración de aguas mediante Foto FentonSolar”



Curso 2020/2021

Alumno/a:

Alejandro Jamil Esteban Martínez Martínez

Director/es:

Dr. Manuel Pérez García
Dr. José Luis Casas López





UNVIERSIDAD DE ALMERÍA

MÁSTER OFICIAL EN ENERGÍA SOLAR

DISEÑO Y EVALUACIÓN DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA
PARA EL SUMINISTRO ENERGÉTICO DE UNA PLANTA PILOTO DE
REGENERACIÓN DE AGUAS MEDIANTE FOTO-FENTON-SOLAR

AUTOR:

ALEJANDRO JAMIL ESTEBAN MARTÍNEZ MARTÍNEZ

DIRECTORES:

MANUEL PÉREZ GARCÍA

JOSÉ LUIS CASA LÓPEZ

JULIO 2021

“Believe in yourself”

“El mundo es mío, el mundo es tuyo”

“Limit Less”

AGRADECIMIENTOS

A mi familia, mi madre Carmen, mi padre Alejandro, hermana Yoyi, hermano Fabian, sobrinas Aranza y Emma, sobrino Renato, cuñado Robert, cuñada Nela, vecino, mejor amigo, hermano Rafael, Tía Rebeca. Abuelo José y abuela Gladys. Al Duque, Mbappé y Flaca, los mejores.

A mi novia Kali, Te amo. To my girlfriend Kali, I love you.

A mis amigos y amigas de Chile y el mundo, a Patricia, Gonzalo, Benjamín, Gustavo, Matías, Michael, Macarena, Mackenna, Rigo, Valentina, Javiera, Andrés, Sebastián, Diego, Jaime, Lalo, Bastián, Ignacio, Reynaldo, Benoit, Cheyenne, Franco, Leonardo, Tassilo, Paco, Narjis, Neil, Saed, Arantxa y Andrés.

A Lorena, Edgar, Camilo Flores y el LIMZA. A Manuel Pérez, José Luis Casas y Eduardo Zarza.

A los que creyeron en mí y a los que no también.

Bendiciones para todo el mundo.

RESUMEN

En las instalaciones de la Estación de Depuración de Aguas residuales “El Bobar” se encuentra en desarrollo el proyecto europeo LIFE ULISES, a través del cual se ha montado y se está evaluando la primera planta piloto de regeneración de efluentes secundarios mediante la tecnología de tratamiento terciario foto Fenton solar.

Así pues, con el objetivo de diseñar una planta solar fotovoltaica que contribuya al abastecimiento de la demanda de energía eléctrica de la instalación piloto de regeneración de aguas residuales foto Fenton solar, en primer lugar, se determinó el perfil de carga horaria estacional y el consumo anual. Además, se realizó una campaña de mediciones en terreno utilizando el analizador de redes MYeBOX 1500 a los equipos más críticos de la planta de regeneración de aguas residuales con el fin de obtener recomendaciones sobre eficiencia energética, gestionabilidad de los equipos y la planta en general. Establecida la demanda anual de la planta de regeneración de aguas residuales en 14,55 MWh y establecido también el recurso solar disponible en el emplazamiento seleccionado, se diseñaron 3 propuestas de configuración de plantas solares FV con funcionamiento híbrido, esto es, con opción de apoyo de energía auxiliar tanto por conexión a red como por almacenamiento en baterías realizándose el análisis tecno-económico de la idoneidad de cada una de ellas. Adicionalmente y dado el perfil marcadamente diurno de la demanda de este tipo de plantas, se estudió la opción de operación de las instalaciones fotovoltaicas sin baterías con el objetivo de reducir los costes y simplificar el esquema de integración del aporte energético renovable al proceso.

Finalmente, como conclusión del trabajo se recomendó implementar una planta solar fotovoltaica conectada a la red sin almacenamiento energético de 10,4 kWp con una configuración de inversor central de 8,2 kWac. Además, se recomendó utilizar contador bidireccional Smart meter y analizador de redes MYeBOX 1500 para medir el consumo de la planta de regeneración de aguas residuales y la generación de energía FV respectivamente.

ABSTRACT

Currently under development and evaluation at the “El Bobar” WasteWater treatment station, the European LIFE ULISES Project aims to implement the first pilot secondary effluent regeneration plant using solar photo-Fenton tertiary treatment technology.

With the objective of designing a photovoltaic (PV) solar plant on grid that provides the required electricity for the solar photo-Fenton wastewater regeneration plant, the profile for seasonal hourly workload and annual consumption was determined as a first step. Furthermore, a series of measurements were carried out in the field using a power analyzer MYeBOX 1500 to monitor and record activity for critical components of the wastewater regeneration plant in order to obtain guidance about the energy efficiency, and the feasibility of the equipment and the plant overall. Given the annual 14,55 MWh energy consumption of the wastewater regeneration plant and the available solar resources in the selected location, three configurations of PV plant on grid with storage were designed with hybrid function, that is, with the option of auxiliary energy support both for the grid connection and for storage into batteries. A technological and economic analysis was performed to determine the suitability of each of these configurations. Additionally, and given the profile showing daily energy demand for this particular type of plant, operating the PV installations without batteries in order to reduce cost and simplify the integration of the renewable energy input was studied as to provide an alternative option for implementing the system.

Based on the conclusions, implementing a 10,4 kW photovoltaic solar plant on grid with an 8,2kWac central inverter configuration without storage was (is) recommended. Additionally, it is recommended to use a bidirectional Smart counter and power analyzer MYeBOX 1500 for measuring the wastewater regeneration plant consumption and the PV energy generation respectively.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	1
OBJETIVOS	3
FASES DE DESARROLLO Y CRONOGRAMA ASOCIADO	4
MEMORIA	6
1. MARCO TEÓRICO	6
1.1 ENERGÍA SOLAR	6
1.1.1 ESPECTRO SOLAR.....	7
1.1.2 HORA SOLAR PICO	8
1.2 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	8
1.2.1 TEORÍA DE SEMICONDUCTORES.....	8
1.2.2 MÓDULO FOTOVOLTAICO	12
1.2.3 GENERADOR FOTOVOLTICO	13
1.3 TIPOS DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS	13
1.3.1 INSTALACIONES FOTOVOLTAICA CONECTADA A LA RED (ON GRID).....	13
1.3.2 INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS AUTÓNOMAS (OFF GRID)	14
1.1.1 INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS HÍBRIDAS	15
1.2 ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO	16
1.2.1 PROFUNDIDAD DE DESCARGA Y ESTADO DE CARGA	17
1.3 TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES	18
1.3.1 PRETRATAMIENTO.....	19
1.3.2 TRATAMIENTO PRIMARIO	19
1.3.3 TRATAMIENTO SECUNDARIO O BIOLÓGICO	19
1.4 TRATAMIENTO TERCIARIO	20
1.4.1 PROCESOS DE OXIDACIÓN AVANZADO (PPOA)	20
1.4.2 PROCESO DE OXIDACIÓN AVANZADA MEDIANTE FOTO FENTON	20
2. NEXO AGUA - ENERGÍA	22
2. METODOLOGÍA	23
2.1 ESTUDIOS PREVIOS Y CAMPAÑAS DE MEDIDAS	23
2.2 DIMENSIONAMIENTO DE PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA	24
2.3 SIMULACIÓN DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA DE PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA	24
2.4 VALORIZACIÓN DE PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA	24
2.5 MONITORIZACIÓN	24
2.6 DOCUMENTACIÓN	24

3. MATERIALES Y MÉTODOS	25
3.1 ANALIZADOR DE REDES PORTÁTILES MYeBOX 1500	25
3.2 SENSOR FLEXIBLE DE CORRIENTE FLEX-R	26
3.3 POWER VISIÓN PLUS	26
3.4 SOFTWARE COMERCIAL PVSYST	27
3.5 SOFTWARE COMERCIAL DMELECT, CIEBT	27
4. ESTUDIOS PREVIOS Y CAMPAÑA DE MEDICIONES	28
4.1 PADDLE WHEEL	30
4.1.1 PADDLE WHEEL A 10 CM DE PROFUNDIDAD	30
4.1.2 PADDLE WHEEL A 18 CM DE PROFUNDIDAD	33
4.1.3 ANÁLISIS CRUZADO.....	35
4.2 BOMBA DE ALIMENTACIÓN	38
4.3 BOMBA DE RECHAZO	38
5. DISEÑO DE PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA	39
5.1 LOCALIZACIÓN Y DEMANDA ENERGÉTICA	39
5.2 RECURSO SOLAR DISPONIBLE	50
5.3 ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN	52
5.4 INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	52
5.4.1 CONFIGURACIÓN "A"	53
5.4.2 CONFIGURACIÓN "B"	56
5.4.3 CONFIUGRACIÓN "C"	58
6. SIMULACIÓN PVSYST	60
6.1 SIMULACIÓN PLANTA FOTOVOLTAICA LIFE ULISES, CONFIGURACIÓN "A"	60
6.2 SIMULACIÓN PLANTA FOTOVOLTAICA LIFE ULISES, CONFIGURACIÓN "B"	63
6.3 SIMULACIÓN PLANTA FOTOVOLTAICA LIFE ULISES, CONFIGURACIÓN "C"	65
6.4 ANALISIS DE SENSIBILIDAD	67
6.5 SIMULACIÓN DINÁMICA	68
6.5.1 CONFIGURACIÓN "A"	68
6.5.2 CONFIGURACIÓN "B"	76
6.5.3 CONFIGURACIÓN "C"	79
7. ANALISIS ECONÓMICO	86
7.1 CONFIGURACIÓN ALTERNATIVA (SFCR SIN ALMACENAMIENTO)	90

8. MONITORIZACIÓN	93
8.1 MONITORIZACIÓN CONSUMO ENERGÉTICO	93
8.2 MONITORIZACIÓN GENERACIÓN DE ENERGÍA	94
8.3 COMPLEMENTO EN LA MONITORIZACIÓN	96
9. CABLEADO	96
9.1 MALLA A PUESTA A TIERRA	98
9.2 PROTECCIONES ELÉCTRICAS	102
10. CONCLUSIONES	103
BIBLOGRAFÍA	105
PRESUPUESTO	107
PLANOS, MEDICIONES, ESPECIFICACIÓN TÉCNICAS Y ANEXOS	109

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Cronograma de actividades de TFM	5
Tabla 2. Tipos de materiales [9]	9
Tabla 3. Equipos que componen la planta de regeneración de aguas residuales foto fenton	29
Tabla 4. Intensidad de corriente del Paddle Wheel a 10 cm de profundidad	31
Tabla 5. Intensidad de corriente del Paddle Wheel a 18 cm de profundidad	33
Tabla 6. Comparación de energía y tiempo en reactor con diferentes volúmenes de agua y frecuencia de giro	35
Tabla 7. Ubicación geográfica de la planta de regeneración de aguas del proyecto ULISES	40
Tabla 8. Cuadro de carga Escenario primavera	42
Tabla 9. Cuadro de carga, escenario verano.....	42
Tabla 10. Cuadro de Carga escenario Otoño	43
Tabla 11. Cuadro de carga, escenario invierno.....	43
Tabla 12. Perfil de carga horario de planta de regeneración de aguas residuales, escenario primavera, en kWh.....	44
Tabla 13. Perfil de cara horario de planta regeneración de aguas residuales, escenario Verano, en kWh	45
Tabla 14. Perfil de carga horario de planta de regeneración de aguas residuales, escenario otoño, en kWh	46
Tabla 15. Perfil de carga horario de planta regeneración de aguas residuales, escenario Invierno, en kWh	47
Tabla 16. Ubicación geográfica “Planta FV ULISES”	50
Tabla 17. Características técnicas más relevantes de módulo fotovoltaico Canadian Solar CS1U-400MS	53
Tabla 18. Características técnicas de inversor FRONIUS	54
Tabla 19. Características técnicas batería US2000C	55
Tabla 20. Planta Solar Fotovoltaica LIFE ULISES, configuración “A”	56
Tabla 21. Especificaciones técnicas Inversor Fronius Symo 5.0 – 3M	57
Tabla 22. Planta Solar Fotovoltaica LIFE ULISES, configuración “B”	58
Tabla 23. Características técnicas de Planta Solar Fotovoltaica LIFE ULISES, configuración "C"	59
Tabla 24. Parámetros energéticos de Planta FV “LIFE ULISES”	60
Tabla 25. Performance Ratio, %.....	60
Tabla 26. Parámetros energéticos de “Planta FV LIFE ULISES”, con inversor cadena.....	63
Tabla 27. Performance Ratio	64
Tabla 28. Parámetros energéticos de “Planta FV LIFE ULISES”, con inversor cadena.....	65
Tabla 29. Performance Ratio	65
Tabla 30. Configuraciones de Planta FV.....	67
Tabla 31. Parámetros diarios en días claves durante el año, en kWh/día	68
Tabla 32. Días promedio o característicos [10]	68
Tabla 33. Precios de venta de energía de distribuidoras.....	86
Tabla 34. Costes por configuración de plantas fotovoltaicas	86
Tabla 35. Parámetros económicos.....	90
Tabla 36. Parametros energéticos	91
Tabla 37. Análisis económico.....	91

Tabla 38. Densidad de corriente de cortocircuito, en A/mm ² , para conductores de cobre [ITC-BT-07]	97
Tabla 39. Sección de cableado	98
Tabla 40. Relación entre conductores de instalación y conductores de tierra [31]]	99
Tabla 41. Valores medios aproximados de resistividad en función del terreno [31]	99
Tabla 42. Parámetros eléctricos de las protecciones	102
Tabla 43. Presupuesto de instalación fotovoltaica, configuración "A"	107
Tabla 44. Presupuesto instalación fotovoltaica, configuración "B"	107
Tabla 45. Presupuesto instalación fotovoltaica, configuración "C"	108
Tabla 46. Presupuesto de instalación fotovoltaica, configuración A'	108
Tabla 47. Presupuesto instalación fotovoltaica, configuración B'	108
Tabla 48. Presupuesto instalación fotovoltaica, configuración C''	108

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Esquema de principio del proceso de regeneración de aguas residuales	1
Figura 2. Esquema del Proyecto	2
Figura 3. Estructura de Sol	6
Figura 4. Espectro Solar	7
Figura 5. Semiconductores dopados	10
Figura 6. Unión p-n	10
Figura 7. Polarización en directa unión p-n	11
Figura 8. Corriente vs Tensión, Potencia vs Tensión[10]	12
Figura 9. Composición modulo fotovoltaico mono facial [11]	12
Figura 10. Generador Fotovoltaico[10]	13
Figura 11. Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red en modo distribución	14
Figura 12. Configuraciones clásicas de Sistemas Fotovoltaicos Autónomos	15
Figura 13. Esquema SFCR con baterías y un sistema multi flujo	16
Figura 14. SOC y DOD	17
Figura 15. SOC y DOD	18
Figura 16. Esquema de una planta depuradora de aguas con sistema de lodos activos	19
Figura 17. Reactor tipo raceway [16]	22
Figura 18. Nexus Agua – Energía[19]	23
Figura 19. MYeBOX 1500	25
Figura 20. Sensor Flexible de corriente Flex-R	26
Figura 21. Power Vision Plus	27
Figura 22. PVsyst	27
Figura 23. Interfaz de Software dmELECT - CIEBT	28
Figura 24. Diagrama de flujo del proceso de regeneración de aguas residuales del proyecto LIFE ULISES	28
Figura 25. Instalación de sensores flexibles de corriente Flex R en cuadro de protecciones	29
Figura 26. Paddle Wheel montado en reactor raceway	30
Figura 27. Intensidad de Corriente máxima vs Intensidad de corriente promedio vs Diferencia porcentual	31
Figura 28. Intensidad de corriente a 18 cm de profundidad a diferentes frecuencias de giro desde PowerVision Plus	32

Figura 29. Intensidad de Corriente vs Intensidad de Corriente máxima a 18 cm de profundidad	33
Figura 30. Intensidad de Corriente a 18 cm de profundidad a diferentes frecuencias de giro desde PowerVision Plus.....	34
Figura 31. Intensidad de corriente vs frecuencia	35
Figura 32. Estabilización de intensidad de corriente	36
Figura 33. Intensidad de corriente a lo largo de la campaña de mediciones, en 10 cm y 18 cm de profundidad de reactor.....	37
Figura 34. Intensidad de corriente en Bomba de Alimentación	38
Figura 35. Intensidad de corriente en Bomba de Rechazo	38
Figura 36. Estación de Depuración de Aguas Residuales "El Bobar" (Fuente: Google Earth)	39
Figura 37. Reactor Raceway de la Planta de regeneración de aguas foto Fenton proyecto ULISES ..	39
Figura 38. Solar foto Fenton tratamiento terciario de aguas residuales.....	41
Figura 39. Perfil de carga horario, escenario primavera	48
Figura 40. Perfil de carga horario, escenario verano	48
Figura 41. Perfil de carga horario, escenario otoño	49
Figura 42. Perfil de carga horario, escenario invierno.....	49
Figura 43. Recurso solar disponible	50
Figura 44. Perfil mensual de temperatura ambiente y Velocidad de viento.....	51
Figura 45. GHI vs G inclinada 30° vs G inclinada 36,2°	51
Figura 46. Perfil horario Irradiancia solar	51
Figura 47. Optimizador de captación de Irradiación solar de PVsyst	52
Figura 48. Batería Pylontech US2000C	55
Figura 49. Generación de energía.....	60
Figura 50. Distribución uso de energía planta de regeneración de aguas residuales foto Fenton	61
Figura 51. Tasa de autosuficiencia y fracción no cubierta respecto a la demanda total	62
Figura 52. Diagrama de pérdidas de energía anual	63
Figura 53. Generación de energía FV vs Demanda de energía.....	64
Figura 54. Generación FV vs Demanda vs inyección a la red vs energía de la red	64
Figura 55. Tasa de autosuficiencia y fracción no cubierta respecto a la demanda total	65
Figura 56. Generación FV vs demanda de energía	66
Figura 57. Generación FV vs Demanda vs Inyección a la red vs Energía de la red	66
Figura 58. Tasa de autosuficiencia vs Fracción no cubierta respecto a la demanda.....	67
Figura 59. Perfil horario del día 15 marzo, configuración "A"	69
Figura 60. Perfil horario 10 junio, configuración "A"	69
Figura 61. Perfil horario 18 septiembre, configuración "A"	70
Figura 62. Perfil horario 13 diciembre, configuración "A"	70
Figura 63. Generación vs Demanda, temporada invierno.....	71
Figura 64. Generación vs Demanda, temporada verano.....	71
Figura 65. SOC y DOD horario del 15 marzo, configuración "A"	72
Figura 66. SOC y DOD horario, 10 junio, configuración "A"	72
Figura 67. SOC y DOD horario, 18 septiembre, configuración "A"	73
Figura 68. SOC y DOD horario, 13 diciembre, configuración "A"	73
Figura 69. Perfil horario de carga y descarga del banco de baterías, 15 marzo, configuración "A" ..	74
Figura 70. Perfil de horario de carga y descarga de banco de baterías, 10 junio, configuración "A"	74
Figura 71. Perfil horario carga y descarga del banco de baterías, 18 septiembre, configuración "A"	75

Figura 72. Perfil horario carga y descarga del banco de baterías, 13 diciembre, configuración "A" .	75
Figura 73. Perfil horario 15 marzo, configuración "B"	76
Figura 74. Perfil horario 10 junio, configuración "B"	76
Figura 75. Perfil horario 18 septiembre, configuración "B"	77
Figura 76. Perfil horario 13 diciembre, configuración "B"	77
Figura 77. Generación vs Demanda, Temporada invierno, Configuración "B"	78
Figura 78. Generación vs Demanda, temporada verano, configuración "B"	78
Figura 79. Perfil horario 15 marzo, configuración "C"	79
Figura 80. Perfil horario 10 junio, configuración "C"	79
Figura 81. Perfil horario 18 septiembre, configuración "C"	80
Figura 82. Perfil horario, 13 diciembre, configuración "C"	80
Figura 83. Generación vs Demanda, temporada invierno, configuración "C"	81
Figura 84. Generación vs Demanda, temporada verano, configuración "C"	81
Figura 85. SOC y DOD, 15 marzo, configuración "C"	82
Figura 86. Estado de carga y descarga, 15 marzo, configuración "C"	82
Figura 87. SOC y DOD, 10 junio, configuración "C"	83
Figura 88. Estado de carga y descarga, 10 junio, configuración "C"	83
Figura 89. SOC y DOD, 18 septiembre, configuración "C"	84
Figura 90. Estado de carga y descarga de banco de baterías, 18 septiembre, configuración "C"	84
Figura 91. SOC y DOD, 13 diciembre, configuración "C"	85
Figura 92. Estado de carga y descarga, 13 diciembre, configuración "C"	85
Figura 93. Valor Actual Neto, Configuración A, Endesa	87
Figura 94. Valor Actual Neto, Configuración B, Endesa	87
Figura 95. Valor Actual Neto, Configuración C, Endesa	87
Figura 96. Valor Actual Neto, Configuración A, Repsol	88
Figura 97. Valor Actual Neto, configuración B, Repsol	88
Figura 98. Valor Actual Neto, Configuración C, Repsol.....	88
Figura 99. Valor Actual Neto, configuración A, Naturgy.....	89
Figura 100. Valor Actual Neto, Configuración B, Naturgy	89
Figura 101. Valor Actual Neto, configuración C, Naturgy.....	89
Figura 102. Valor Actual Neto, VAN	92
Figura 103. Payback simple.....	92
Figura 104. Costo Nivelado de la Energía LCOE, VAN	92
Figura 105. Esquema de configuración Fronius Smart Meter	93
Figura 106. Interfaz MYeBOX 1500 en el ordenador	94
Figura 107. Interfaz en aplicación móvil MYeBOX.....	95
Figura 108. Conexión de sensores de intensidad de corriente no invasivos.....	95
Figura 109. Solar.web de Fronius.....	96
Figura 110. Cable Unifilar.....	98
Figura 111. Cables Pylontech LV Batería-Inversor	98

NOMENCLATURA Y SIMBOLOGÍA

P	Fosforo	hh:mm:ss	Horas:minutos:segundos
Si	Silicio	m.s.n.m	Metros sobre el nivel del mar
AM	Masa de aire	V_{mp}	Voltaje de máxima potencia
θ	Angulo cenital	I_{mp}	Intensidad de corriente de máxima potencia
E_g	Banda prohibida	L_{ac}	Largo en corriente alterna
Isc	Intensidad de corto circuito	I_{ac}	Intensidad de corriente en corriente alterna
Voc	Voltaje de circuito abierto	ΔV_{ac}	Diferencia de voltaje en corriente alterna
Np	Número de paneles en paralelo	L_{3ac}	Largo en corriente alterna 3 fases
Ns	Número de paneles en serie	I_{3ac}	Intensidad de corriente en corriente alterna 3 fases
PV	Photovoltaic	ΔV_{ac}	Diferencia de voltaje en corriente alterna 3 fases
STC	Condiciones estándar de testeo	R_p	Resistencia de pica
SFCR	Sistema fotovoltaico conectado a la red	R_{4p}	Resistencia en 4 picas
PWM	Modulación por ancho de pulso	ρ	Resistividad del terreno
MPPT	Seguidor de Punto de máxima potencia	Kr	Resistencia de la tierra
SFA	Sistema fotovoltaico autónomo	DP	Diferencia Porcentual
CC o DC	Corriente continua	HSP	Hora Solar Pico
AC	Corriente alterna	L_D	Demanda de energía
Wh	Watts hora	E_{RED}	Energía de la red
kW	Kilo Watts hora	E_{FV}	Energía fotovoltaica
Ah	Amper hora	RPR	Reactor Raceway
DOD	Profundidad de descarga	β	Angulo de inclinación
SOC	Estado de carga	GHI	Irradiancia Global Horizontal
EDAR	Estación de Depuración de Aguas Residuales	DNI	Irradiancia Normal Directa
PPOA	Procesos de Oxidación Avanzado	GHI	Irradiancia Difusa Horizontal
CEC	Contaminantes de preocupación emergente	FV	Fotovoltaica

INTRODUCCIÓN

Los múltiples requerimientos e interrelaciones existentes entre las diferentes tecnologías dedicadas a cubrir las demandas de agua y energía de nuestra sociedad -sostenibilidad, gestión óptima de los recursos e impacto ambiental- han determinado la aparición de un nuevo ámbito de trabajo denominado Nexo Energía-Agua. Este ámbito está favoreciendo la aparición de muchos estudios y soluciones técnicas de naturaleza combinada a problemas como la refrigeración de los ciclos de potencia en las centrales energéticas, la desalación y las energías renovables o el tratamiento avanzado de las aguas residuales [1], [2]. Este tipo de aproximación conjunta se está ampliando incluso a otras problemáticas básicas como la alimentación [3].

En este contexto, hay que añadir también la contrastada factibilidad técnica y económica de la energía solar fotovoltaica para el suministro eléctrico de comunidades o núcleos productivos aislados que hace que sean muchos los avances técnicos y científicos en este campo. Muchos de los ejemplos del desarrollo de proyectos de sistemas de riego y bombeo, desaladoras y potabilizadoras de agua alimentadas por módulos fotovoltaicos, haciendo frente tanto a cada una de estas demandas por separado, así como de forma conjunta [4], [5]

Este Trabajo de Fin de Máster (TFM) abordará el análisis del consumo de energía y el diseño de una instalación fotovoltaica conectada a la red para el suministro autónomo de una planta piloto de regeneración de aguas residuales que se ubica en la EDAR “El Bobar” en el marco del proyecto europeo LIFE de innovación tecnológica denominado ULISES (LIFE18 ENV/ES/000165).

Como particularidades de la instalación se establecen su modularidad y potencial escalado, concordantes con la aproximación que está actualmente bajo estudio en el proyecto LIFE ULISES que cuenta con un contenedor-demostrador bajo estudio en la EDAR de “El Bobar” en la ciudad de Almería y la consideración tanto de suministros eléctricos convencionales (bombeos, iluminación, rotación, instrumentación y control, entre otros) como de suministros específicos del proceso de tratamiento innovador basado en la combinación de tratamiento UV-A-Foto Fenton [6]. En el diseño del sistema también se incluirán los elementos de medida y control necesarios para la monitorización y gestión eficiente de la energía del proceso.

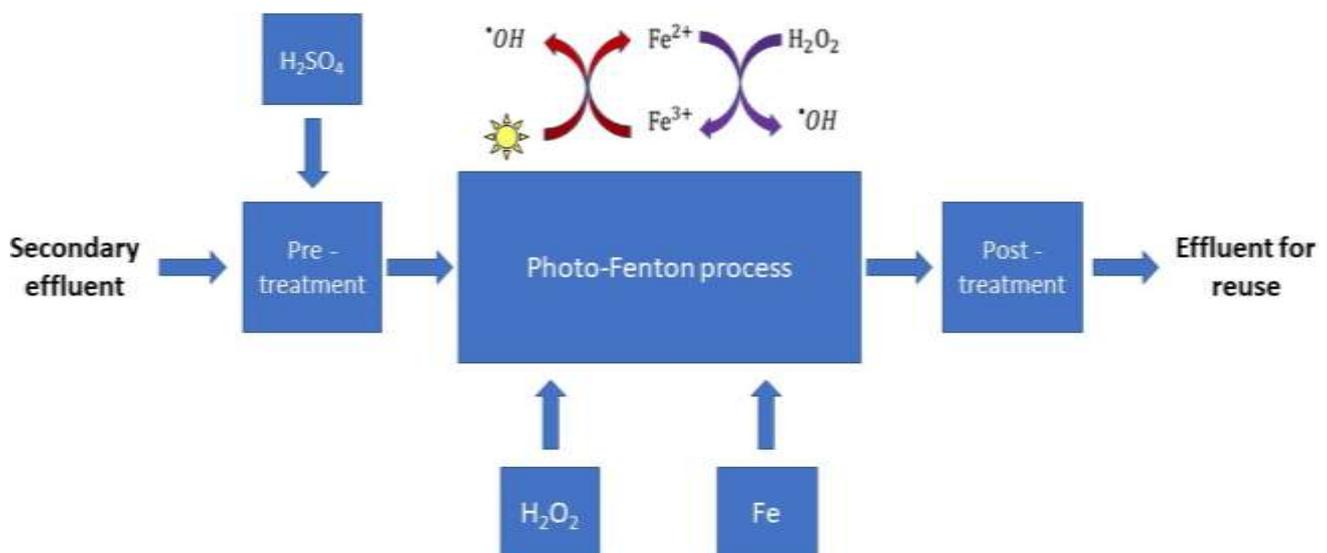


Figura 1. Esquema de principio del proceso de regeneración de aguas residuales

Por tanto, el objetivo de este TFM es diseñar una planta solar fotovoltaica conectada a la red que satisfaga la demanda eléctrica de la planta piloto regeneradora de aguas residuales de “El Bobar” y así, contribuir con una solución energética, práctica, efectiva y baja en emisiones de gases efecto invernadero. Este proyecto se ejecutará realizando una campaña de medidas en terreno en las instalaciones de la planta piloto regeneradora de aguas residuales de “El Bobar”, donde se analizará el perfil de consumo de esta. Posteriormente, se realizará una propuesta detallada del diseño de la planta solar fotovoltaica, se cuantificará el costo de la planta, se simulará el desempeño técnico, se propondrá una serie de sensores adecuados para cuantificar la generación de la planta solar fotovoltaica y el consumo eléctrico de la planta purificadora de agua residual. Finalmente, se recomendarán acciones para el uso eficiente de la energía en el proceso de regeneración de aguas residuales.

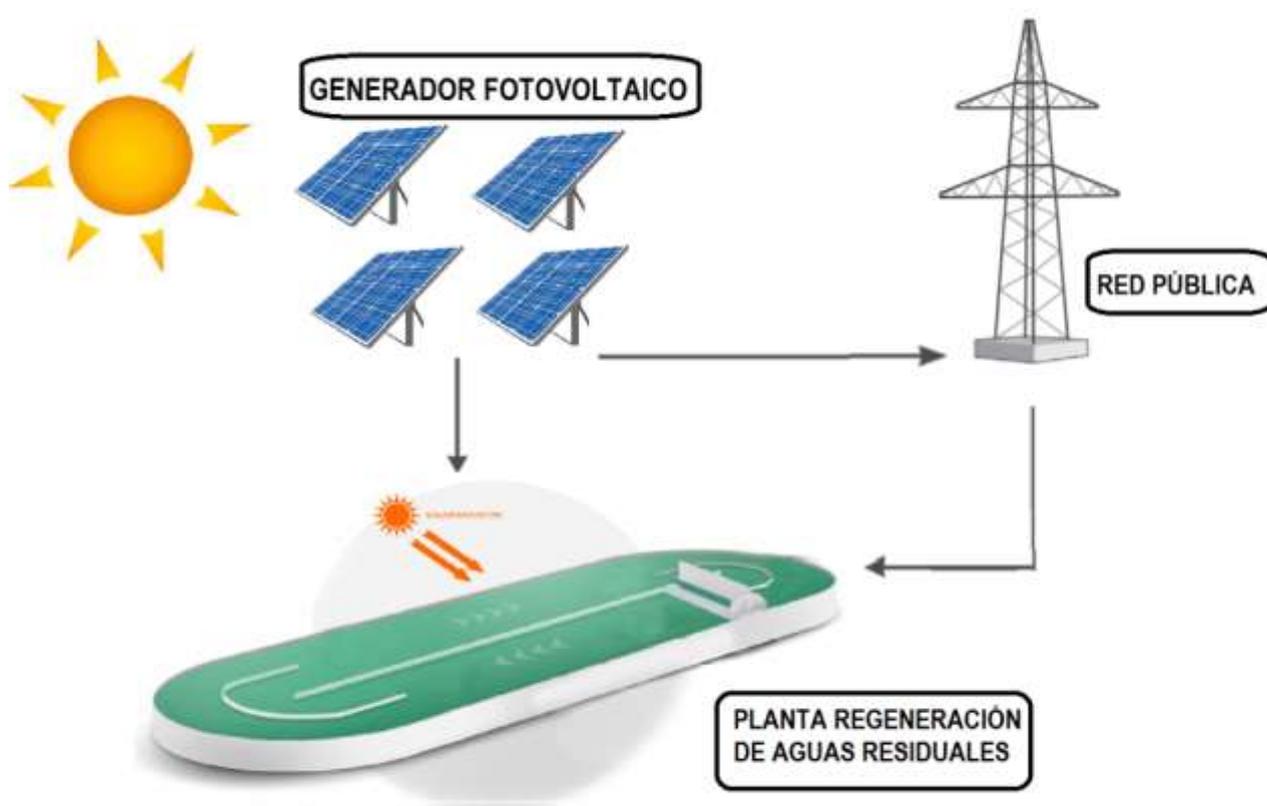


Figura 2. Esquema del Proyecto

OBJETIVOS

Objetivo general

- Diseñar una planta solar fotovoltaica conectada a la red para satisfacer la demanda eléctrica de la planta regeneradora de aguas residuales mediante foto-Fenton solar ubicada en la Estación de Depuración de Aguas Residuales “El Bobar”.

Objetivos específicos

- Valorar a través de estimaciones y de campañas de medidas específicas los consumos eléctricos de los equipos que componen la planta piloto de depuración de agua residual bajo estudio en el proyecto europeo LIFE ULISES en la Estación de Depuración de Aguas Residuales “El Bobar”.
- Dimensionar una planta solar fotovoltaica acorde con las demandas energéticas de la planta piloto de depuración de agua residual.
- Simular desempeño de planta solar fotovoltaica, utilizando el software PVsyst.
- Determinar y proponer instrumentos para realizar la monitorización de la planta solar fotovoltaica y la planta purificadora de agua residual.

FASES DE DESARROLLO Y CRONOGRAMA ASOCIADO

Se proponen las siguientes fases de desarrollo en la realización del trabajo de fin de máster (TFM) a realizar. A continuación, se expone el listado de fases detallado.

- Estudios Previos con respecto a la viabilidad de integrar una instalación fotovoltaica para el suministro eléctrico de una planta piloto de regeneración de aguas residuales foto Fenton,
- Campaña de mediciones de los equipos críticos de la planta de regeneración de aguas residuales
- Estudio sobre el perfil de carga de la planta de regeneración de aguas residuales estacional, tanto para temporada de verano, primavera, invierno y otoño.
- Dimensionamiento de planta solar fotovoltaica
- Diseño de protecciones eléctricas
- Diseño de cableado
- Diseño de puesta a tierra y sistemas de seguridad
- Exposición de diferentes configuraciones de plantas fotovoltaicas conectadas a la red pública, tanto con almacenamiento energético mediante un banco de baterías como sin almacenamiento.
- Simulación mediante software PVsyst de las configuraciones de plantas solares fotovoltaicas 'propuestas
- Análisis técnico de las configuraciones propuestas, determinar performance ratio, fracción solar, tasa de auto consumo, tasa de autosuficiencia, fracción no cubierta, entre otros parámetros. Análisis dinámicos, horarios y mensuales.
- Valorización de plantas solares fotovoltaicas
- Análisis económico de las configuraciones propuestas, determinación del valor actual neto (VAN), amortización de la inversión y/o payback simple y costo nivelado de la energía (LCOE).
- Análisis técnico económico de las plantas solares fotovoltaicas a partir de los resultados de cada aspecto, buscar la mejor planta solar fotovoltaica a través de análisis de sensibilidad.
- Estudios sobre la monitorización de plantas solares fotovoltaicas
- Estudio sobre monitorización de instalaciones eléctricas
- Propuesta de sensores y/o equipos capaces de monitorizar de buena manera la instalación fotovoltaica e instalación eléctrica de la planta de regeneración de aguas residuales foto Fenton.
- Elaborar un diagrama unifilar de la instalación fotovoltaica
- Documentación de cálculos, fotografías, tablas importantes e información técnica de los equipos que componen la planta solar fotovoltaica y la planta de regeneración de aguas residuales foto Fenton.
- Discusión de resultados acerca de la configuración fotovoltaica más adecuada para abastecer la demanda eléctrica de la planta de regeneración de aguas residuales foto Fenton.
- Concluir y recomendar soluciones eficientes respecto a los resultados obtenidos.

Así pues, se expone el cronograma de actividades para la realización del TFM.

Tabla 1. Cronograma de actividades de TFM

Mes	Duración	Actividad
Marzo	1 día	- Reunión con director Manuel Pérez
Marzo	1 día	- Reunión con directores Manuel Pérez y José Luis Casas
Abril	5 días	- Realización Anteproyecto
Mayo	10 días	- Reuniones con Marina Martínez para colaboración y capacitación en el equipo analizador de redes MYeBOX1500
Mayo	10 días	- Estudios y pruebas en casa con analizador de redes MYeBOX1500. - Capacitación en webinar online de la empresa Cricutor, empresa dedicada al diseño y fabricación de equipos destinados a mejorar la eficiencia energética, equipos de medida, control de la energía eléctrica.
Mayo	10 días	- Reuniones con José Luis Casas - Reuniones con Manuel Pérez - Mediciones en campo de la energía eléctrica que consume la planta de regeneración de aguas residuales foto Fenton en colaboración con Elizabeth Gualda - Interpretación de mediciones - Redacción de marco teórico de TFM
Junio	10 días	- Mediciones en campo de la energía eléctrica que consume la planta de regeneración de aguas residuales en colaboración con Elizabeth Gualda - Interpretación de mediciones
Junio	20 días	- Reuniones con Manuel Pérez y contactos con José Luis Casas - Generación de Perfil de carga diario de la demanda de planta de regeneración de aguas residuales foto Fenton en temporada verano, primavera, invierno y otoño - Diseño de planta solar fotovoltaica - Redacción del TFM
Julio	9 días	- Reuniones con Manuel Pérez y contactos con José Luis Casas - Realización de Diagrama unifilar - Análisis de resultados - Discusión de resultados - Conclusiones y recomendaciones - Redacción del TFM - Revisión de borradores con directores - Entrega de TFM

MEMORIA

1. MARCO TEÓRICO

1.1 ENERGÍA SOLAR

El sol es una esfera de materia gaseosa intensamente caliente con un diámetro de 1.390.000 km y en promedio, una distancia de 150.000.000 km respecto al planeta tierra (1 unidad astronómica). Al mismo tiempo, el sol tiene una temperatura efectiva de cuerpo negro de 5.777 K. La temperatura en la región central interior varía entre 8.000.000 K y 40.000.000 K y la densidad se estima que es 100 veces más que el agua. El sol es, en efecto, un reactor de fusión continua con sus gases constituyentes, los cuales son en un 75% Hidrogeno, 24% Helio y el restante en trazas de Oxígeno, Carbono, Neón, Nitrógeno, Magnesio, Hierro y Silicio.

La energía producida en el interior de la esfera solar a temperaturas de muchos de millones de grados debe transferirse a la superficie y posteriormente ser irradiada al espacio. Esto se produce mediante procesos radiativos y convectivos con sucesivas emisiones, tales como absorción y radiación. La radiación en el núcleo del sol se encuentra en las zonas del espectro de rayos X y rayos gamma, con longitudes de onda de la radiación que va aumentando a medida que la temperatura desciende a distancias radiales mayores. Así pues, la frecuencia es inversamente proporcional a la longitud de onda y las ondas más energizadas poseen una alta frecuencia.

Una estructura esquemática del sol se expone la Figura 3. Esta expone que el 90% de la energía del sol es generada por la región 0 a 0,23R, donde R es el radio del sol, así pues, esta zona contiene el 40% de la masa del sol, sin embargo, solo abarca el 15% del volumen total del sol. A una distancia de 0,7R respecto al centro del sol, la temperatura ha descendido a 130.000 K y la densidad a 70 kg/m³, así pues, en esta zona los procesos convectivos comienzan a ser importantes. Por último, la zona que comprende los radios desde 0,7R a 1R es conocida como la zona convectiva, donde la temperatura es 5.000 K y la densidad 10⁻⁵ kg/m³ [7].

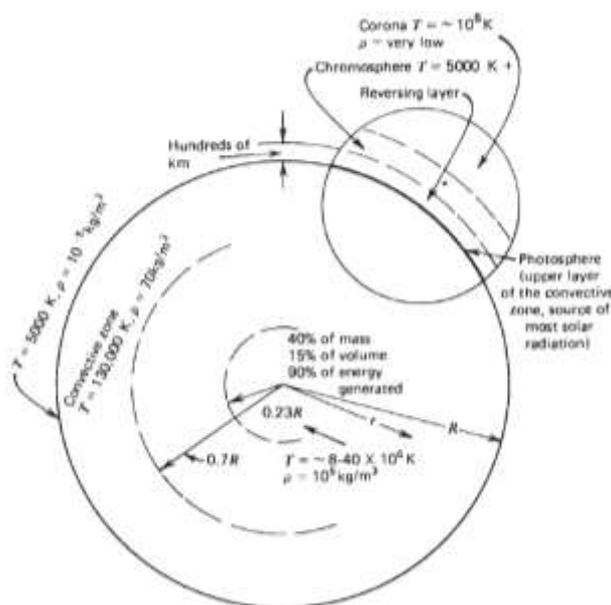


Figura 3. Estructura de Sol

La superficie del sol parece estar compuesta por gránulos con dimensiones que están en el rango de 1.000 km a 3.000 km. Otra característica de la superficie del sol son las pequeñas áreas oscuras llamadas poros, las cuales, son del mismo orden de magnitud como las células convectivas. La capa externa de la zona convectiva es denominada fotosfera. Es esencialmente opaca, como los gases que la componen, además, estos son fuertemente ionizados y son capaces de absorber y emitir un espectro continuo de radiación. En efecto, la fotosfera es el recurso más importante de la radiación solar. Fuera de la fotosfera existe una atmosfera solar más o menos transparente, que se puede observar durante un eclipse solar total o por instrumentos que ocultan el disco solar. sobre la fotosfera hay una capa de gases fríos, que está a cientos de kilómetros denominada capa reversible. Fuera de esta hay una capa llamada cromosfera, a una profundidad de 10.000 km. Esta es una capa gaseosa con temperaturas superiores a la fotosfera, pero con menor densidad. Aún más lejos se encuentra la corona, una región la cual posee una muy baja densidad y una temperatura muy elevada, aproximadamente 1.000.000 K.

Así pues, este apartado con la estructura simplificada del sol, su temperatura y su gradiente de densidades busca exponer el sol como un cuerpo negro trabaja dentro de una mixtura de temperaturas y no a una temperatura fija. De hecho, la radiación solar emitida por el sol es el resultado de la composición de varias capas que emiten y absorben radiación de variadas longitudes de onda [7].

1.1.1 ESPECTRO SOLAR

El espectro de la radiación solar queda determinado por los distintos valores de irradiancia espectral ($\lambda_{e\lambda}$) asociados al flujo espectral de fotones $\phi_{ph}(\lambda)$ correspondiente a cada longitud de onda (λ) [8]. Dicho espectro puede observarse en la Figura 4.

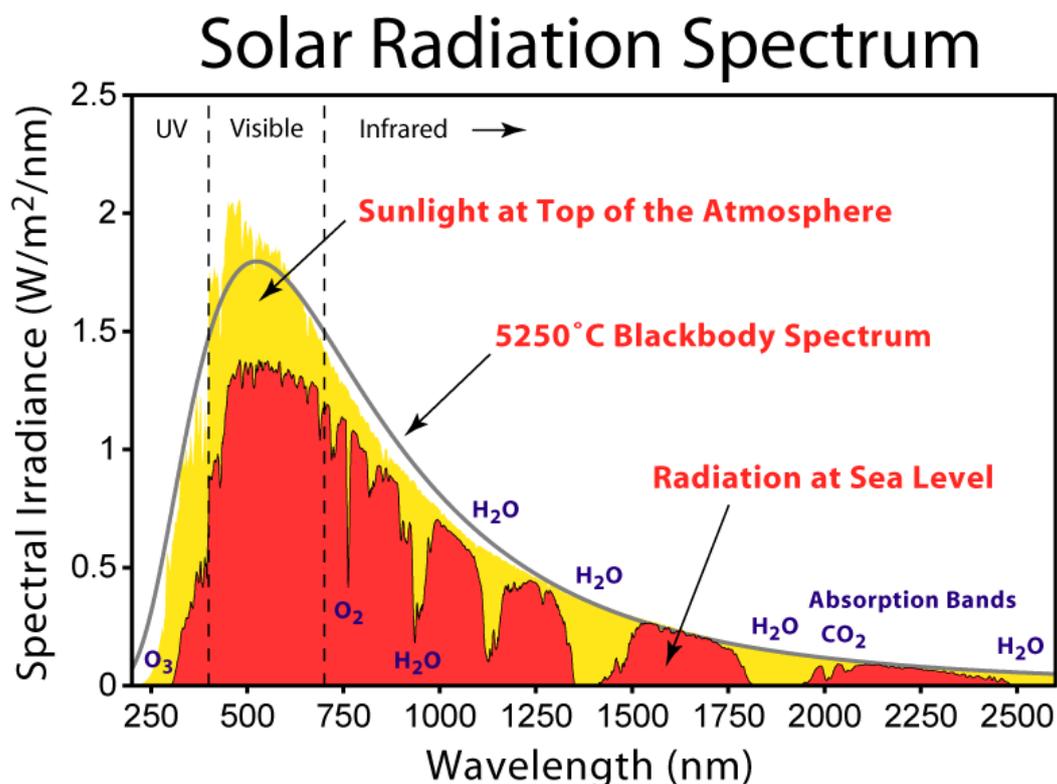


Figura 4. Espectro Solar

Antes de alcanzar la atmósfera terrestre y ser atenuada, se considera que la radiación solar tiene un valor aproximadamente estable, denominado constante solar correspondiente a la energía del sol por unidad de tiempo recibido en un área unitaria de superficie perpendicular a la dirección de propagación de la radiación a distancia media tierra-sol fuera de la atmósfera determinado por el World Radiation Centre (WRC) en un valor de $B_o = 1367 \text{ W/m}^2$, con una incertidumbre del orden del 1% [7]. Dicho esto, el parámetro más importante para determinar la radiación solar bajo condiciones de cielo claro en la superficie terrestre es la distancia que la luz solar debe viajar a través de la atmósfera. Esta distancia es la más corta cuando el sol está en el zenith. La relación entre la longitud de la trayectoria de la luz solar y esta distancia es conocida como masa óptica de aire. Así pues, cuando el sol está en su zenith, la masa óptica de aire es 1 y se denomina espectro de masa de aire (AM 1). Sin embargo, cuando el sol no está en su zenith, la masa óptica de aire se obtiene a partir de la siguiente expresión: [8]

$$AM = \frac{1}{\cos\theta} \quad \text{Ecuación (1)}$$

Dependiendo de la posición de la tierra y la posición del sol en el cielo, la radiación solar varía tanto en intensidad como en su distribución espectral. La atenuación de la radiación solar es debido a la dispersión y absorción de moléculas de aire, partículas de polvo y aerosoles en la atmósfera. Especialmente, vapor de agua, oxígeno y dióxido de carbono provocan absorción. Dado que la absorción es selectiva con la longitud de onda, produce brechas en la distribución espectral de la radiación solar. Específicamente, el ozono absorbe radiación con longitudes de onda menores a 300 nm, asimismo, el agotamiento del ozono desde la atmósfera permite que más radiación ultravioleta llegue a la tierra [8].

1.1.2 HORA SOLAR PICO

Es un concepto muy utilizado en el diseño de instalaciones fotovoltaicas y representa el número de horas efectivas de sol durante un periodo de tiempo determinado capaces de producir el máximo de la potencia disponible en los módulos de acuerdo a sus especificaciones. Se calculan valorando la relación entre la irradiación solar total acumulada para el periodo bajo estudio sobre la irradiancia solar bajo condiciones estándar de testeo (STC), 1000 W/m^2 [9]

1.2 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

1.2.1 TEORÍA DE SEMICONDUCTORES

Según los postulados de la mecánica cuántica, los electrones de un átomo aislado pueden existir únicamente en determinados estados de energía. A medida que disminuye la distancia interatómica comienza a observarse la interacción mutua entre los átomos hasta formarse un sistema electrónico único.

En un sólido el número de átomos es tan elevado que los niveles de energía forman bandas continuas de energía. Los electrones asociados a los átomos del sólido llenan estas bandas en orden ascendente. La banda de mayor energía completamente ocupada se denomina banda de valencia, la cual se refiere a los electrones ligados a átomos. La siguiente banda, parcialmente ocupada o vacía, se denomina banda de conducción (electrones desligados de átomos). Así pues, estas bandas

pueden estar separadas por otra banda de energía que corresponde a estados no permitidos, denominada banda prohibida (Bandgap, E_g). La anchura de la Bandgap permite clasificar a los sólidos en conductores, aislantes y/o semiconductores. En un conductor la E_g es muy baja y los electrones circulan fácilmente por la banda de conducción. Por otro lado, un aislante necesita una cantidad de energía muy alta para que los electrones puedan acceder a la banda de conducción, dado que la E_g es muy alta. Sin embargo, en un material semiconductor la E_g es baja, de forma tal que los electrones pueden acceder a la banda de conducción con un aporte energético [10]. El silicio, el material más utilizado en la industria fotovoltaica es un material semiconductor que posee una bandgap $E_g = 1,12$ eV. Se presenta la Tabla 2.

Tabla 2. Tipos de materiales [9]

ELEMENTO	CONDUCTIVIDAD ELÉCTRICA
AISLANTE	$E_g > 5$ eV
SEMICONDUCTOR	$E_g < 5$ eV
CONDUCTOR	$E_g \approx 0$ eV

Es importante destacar la unión p-n, ocurre en el dopaje de semiconductores, el cual consiste en introducir de forma controlada impurezas en el cristal. Se considera que en primer lugar el empleo de átomos de fósforo (P). Estos átomos de fósforo tienen cinco electrones de valencia, los cuales al impurificar un cristal de Silicio (Si) con átomos de P, el quinto electrón no queda bien integrado en la red y, por tanto, la rotura de este enlace se produce con una aportación energética menor que la anchura de la banda prohibida del semiconductor intrínseco. De esta forma, este quinto electrón queda libre en la banda de conducción, sin embargo, la carga positiva asociada permanece ligada a la red cristalina sin poder contribuir a la conducción eléctrica.

En estas condiciones la densidad de electrones es superior a la de los huecos, y a este semiconductor se le clasifica como tipo n. Dada su mayor concentración el portador mayoritario en un semiconductor tipo n es el electrón. Así pues, estas impurezas como el P son denominadas donadoras, se expone esta situación en la Figura 5-b.

Por otro lado, cuando se impurifica un cristal de Si con átomos de Boro (B), que posee tres electrones de valencia, quedará una vacante en los enlaces en los que participe, es decir, un hueco. La rotura de este enlace se produce con una aportación energética menor que la anchura de la banda prohibida del semiconductor intrínseco. Así pues, el hueco queda libre para contribuir a la corriente eléctrica pero la carga negativa permanecerá ligada a la red cristalina. A diferencia al dopaje con Fósforo, la densidad de huecos es superior a la de los electrones, denominándose a este semiconductor como tipo p, donde el portador mayoritario es el hueco. Se expone esta situación en la Figura 5-a [10].

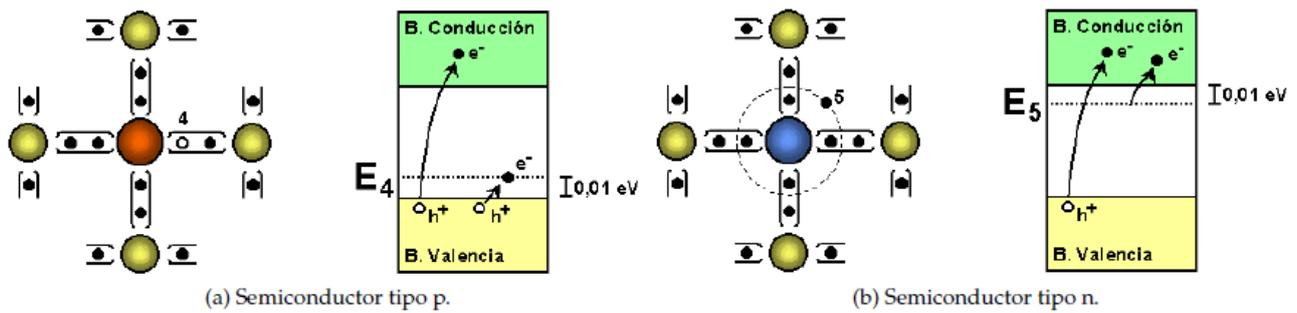


Figura 5. Semiconductores dopados

Así pues, se busca la unión física de dos semiconductores, uno tipo p y otro tipo n. al unirlos físicamente se produce un desequilibrio dada la diferente concentración de electrones y huecos en cada cristal [10].

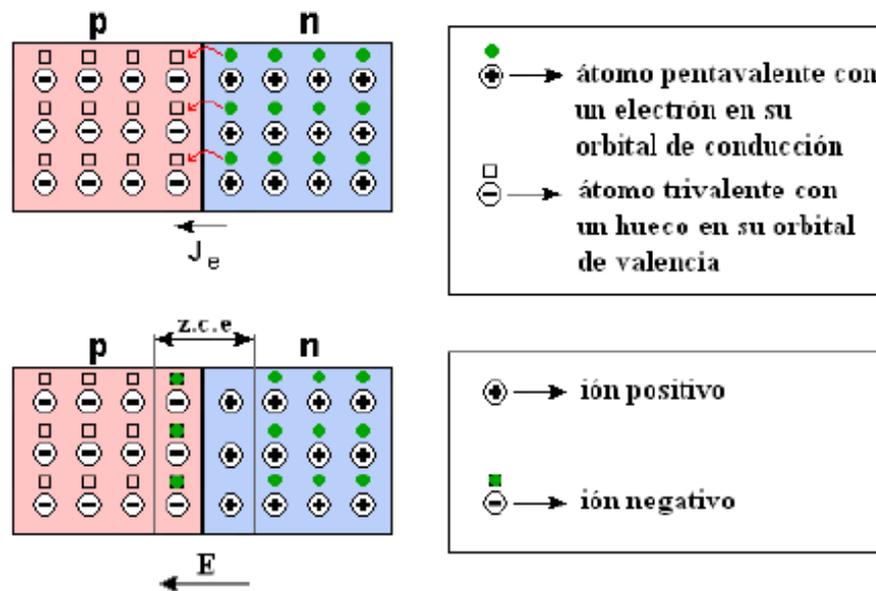


Figura 6. Unión p-n

Para compensar esto, se produce una difusión de portadores mayoritarios entre los dos semiconductores, es decir, un movimiento de huecos desde el semiconductor tipo p al tipo n, al mismo tiempo que se produce otro movimiento de electrones desde el semiconductor tipo n al tipo p. Así pues, el semiconductor tipo p queda cargado negativamente y el tipo n queda cargado positivamente, formándose un campo eléctrico orientado desde el semiconductor tipo n hacia el tipo p [10]. Así pues, se dice que la unión p-n está polarizada en directa. En estas condiciones se reduce la barrera de potencial y por consiguiente el valor del campo eléctrico de la zona de unión. De esta forma se dice que la corriente de arrastre disminuye y no puede compensar la corriente de difusión. El equilibrio ya no existe y aparece un flujo neto de corriente, donde los huecos del lado p pueden atravesar la zona de carga de espacio y son inyectados en la zona n, donde son portadores minoritarios. Aquí, sucede un proceso de difusión y recombinación al igual que los electrones de la zona n. Así, aparecen dos corrientes que dan origen a una corriente total aprovechable [8].

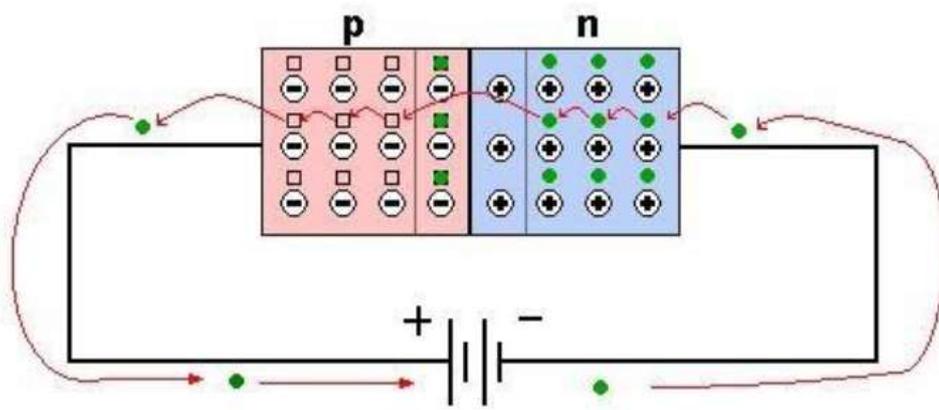


Figura 7. Polarización en directa unión p-n

Así pues, el efecto fotoeléctrico es el fundamento del funcionamiento de las células solares, dispositivos basados en la unión p-n, cuyos electrones se desplazan a la banda de conducción por el aporte energético de fotones incidentes. Donde, el dispositivo electrónico basado en una unión p-n se denomina diodo. La energía de un fotón se cuantifica mediante la siguiente ecuación, donde h es la constante de Planck, c es la velocidad de la luz y λ es longitud de onda.

$$E_f = \frac{h * c}{\lambda} \quad \text{Ecuación (2)}$$

De esta forma, el fenómeno de generación de portadores debido al efecto fotoeléctrico depende de la frecuencia de los fotones incidentes. Los fotones más energéticos (Baja longitud de onda y alta frecuencia) provocan una rotura de un enlace en la superficie del semiconductor. En consecuencia, la unión p-n aprovecha adecuadamente aquellos fotones suficientemente energéticos para provocar la rotura de un enlace. Así pues, desde la perspectiva de la intensidad de corriente y la tensión de la célula se presenta la curva de corriente – tensión y potencia – tensión de una célula solar (Temperatura ambiente a 20°C y una radiación solar de 800 W/m²) y se expone en la Figura 8. Además, la corriente de cortocircuito (I_{sc}) ocurre cuando el voltaje es cero, donde m es el factor de idealidad del diodo, V es la tensión aplicada al diodo. Para una temperatura de 300 K, $K_T = \frac{k * T}{e} = 25,85 \text{ mV}$, conocido como potencial térmico, donde k es la constante de Boltzmann, T la temperatura del diodo, en grados Kelvin, y e es la carga del electrón.

$$I_{sc} = I_L - I_0 \left[\exp\left(\frac{V}{m * V_T}\right) - 1 \right]; \quad V = 0 \quad \text{Ecuación (3)}$$

$$I = I_L \quad \text{Ecuación (4)}$$

Así pues, la corriente de cortocircuito será la fotocorriente (I_L). Por otro lado, la tensión de circuito abierto (V_{oc}) se deduce con la condición intensidad de corriente igual a cero.

$$V_{oc} = (V(I = 0)) = m * \frac{k * T_c}{e} * \ln\left(\frac{I_L}{I_0} + 1\right) \quad \text{Ecuación (5)}$$

Donde T_c es la temperatura de la célula solar y I_0 es intensidad de corriente de saturación en oscuridad del diodo. En la Figura 8 también se expone el punto de máxima potencia MPP por sus siglas en inglés (Maximum Power Point), el cual es un punto muy importante para una operación eficiente de células solares [10].

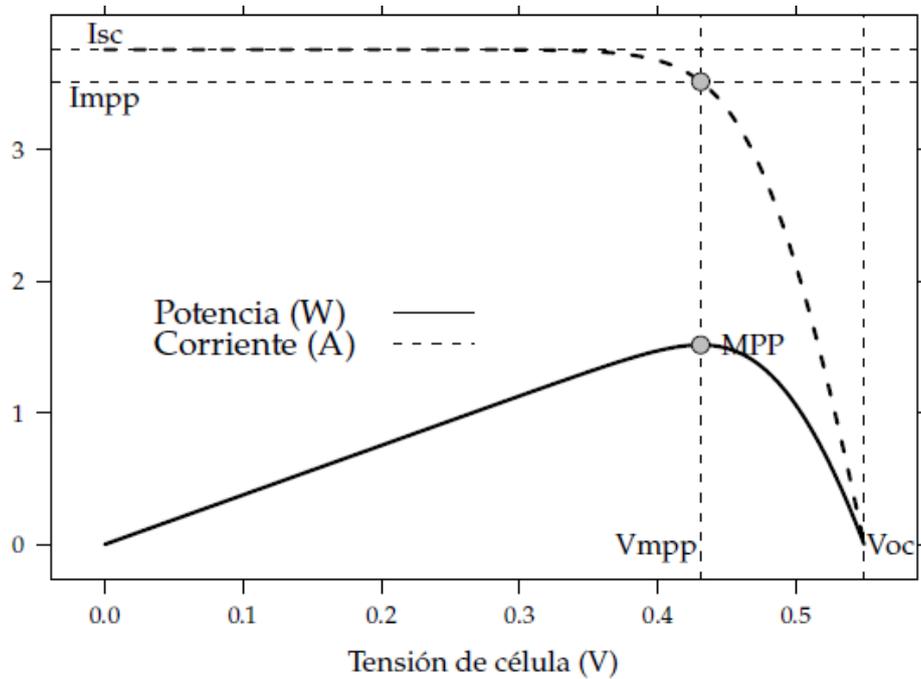


Figura 8. Corriente vs Tensión, Potencia vs Tensión[10]

1.2.2 MÓDULO FOTOVOLTAICO

Un módulo fotovoltaico es básicamente un conjunto de células solares agrupadas en disposición serie-paralelo. También es el encargado de proteger físicamente de la intemperie y aislar eléctricamente del exterior, dando rigidez mecánica al conjunto de células solares. En general, el conjunto de células es encapsulada en dos capas de EVA (Etileno – Vinilo – Acetato), entre una lámina frontal de vidrio y una capa posterior de un polímero termoplástico (Módulos mono-faciales). Cuando son módulos bifaciales, tanto la capa frontal como la posterior están encapsuladas de vidrio [11].

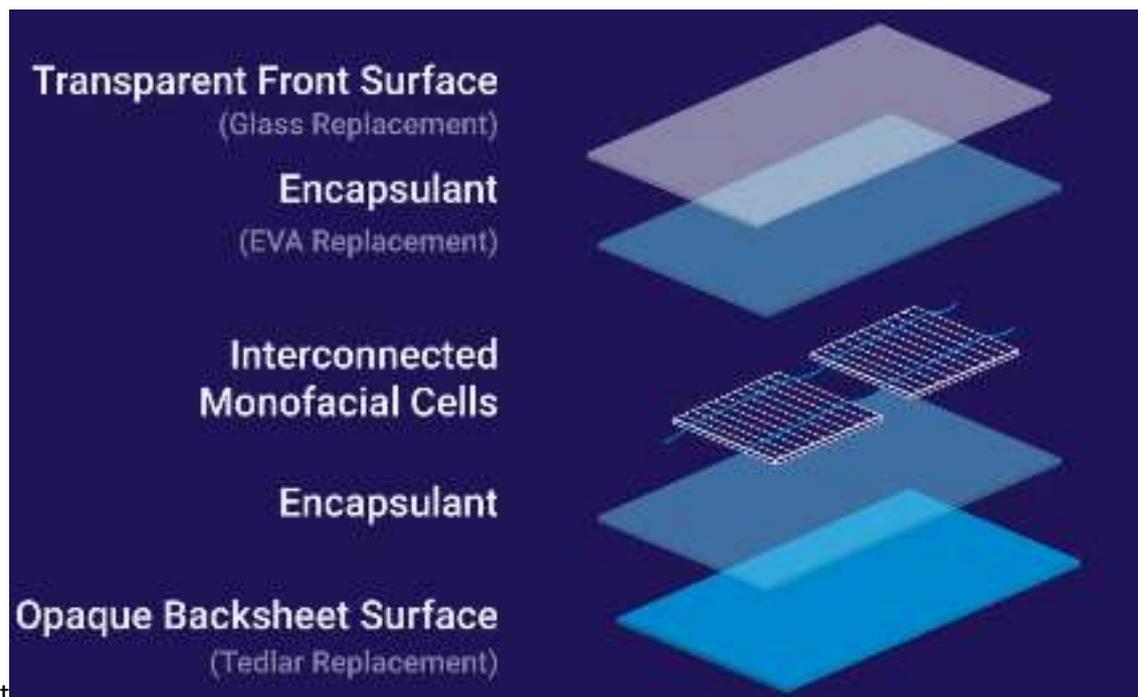


Figura 9. Composición modulo fotovoltaico mono facial [11]

1.2.3 GENERADOR FOTOVOLTAICO

Denominamos generador fotovoltaico a un conjunto de módulos fotovoltaicos que requieren abastecer energéticamente a una aplicación determinada. Un generador fotovoltaico se compone de N_p y N_s módulos. El número de módulos en paralelo define la intensidad de corriente del generador FV, por otro lado, el número de módulos en serie define la tensión del generador FV. La Figura 10 expone un generador fotovoltaico compuesto por 6 módulos FV en disposición 2 líneas en paralelo con 3 módulos fotovoltaicos conectados en serie por línea. Además, incluye la protección de fusibles y diodos de paso incluidos en cada módulo, los cuales son los encargados de proteger los módulos cuando hay sombreadamiento y así habilitar un camino alternativo de la corriente, básicamente su funcionamiento consiste en abrir el circuito en la sección del módulo donde existe sombreadamiento sin anular la intensidad de todas las celdas, en caso de que el panel, así pues, el módulo fotovoltaico sigue funcionando de forma continua [8][9]

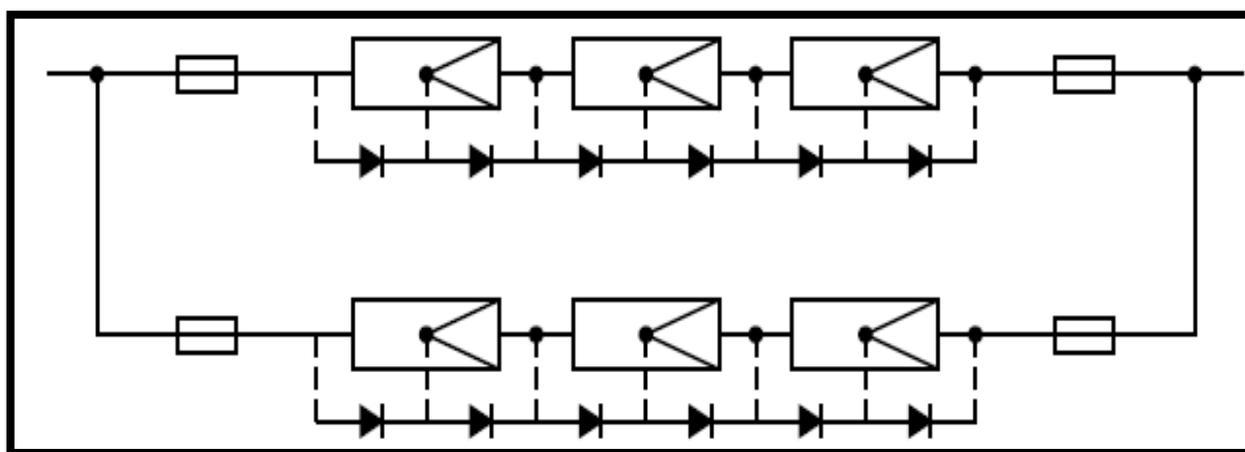


Figura 10. Generador Fotovoltaico[10]

1.3 TIPOS DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

1.3.1 INSTALACIONES FOTOVOLTAICA CONECTADA A LA RED (ON GRID)

Este tipo de instalaciones fotovoltaicas tienen como función producir energía eléctrica en condiciones adecuadas para poder ser inyectadas a la red convencional. Existen diferentes mecanismos para utilizar un sistema fotovoltaico conectado a la red (SFCR), puesto que, la energía producida por este sistema puede ser consumida parcial o totalmente en las cercanías, y la energía sobrante será inyectada a la red para su distribución a otros puntos de consumo. Generalmente existen mecanismos de retribución que compensan al propietario del sistema por la energía que su sistema intercambia con la red. Se suelen denominar:

- **Retribución con prima (Feed-in tariff)**

Generalmente el propietario del SFCR recibe ingresos de la energía total producida, independientemente si fue consumida en las cercanías de la planta fotovoltaica). Así pues, el diseñador no necesita ajustarse a una demanda de energía en específico, si no que a generar la mayor cantidad de energía [10].

- Balance Neto (Net-metering)

Este mecanismo compensa los saldos de energía eléctrica entre el SFCR y un sistema de consumo asociado. Cuando la producción del SFCR supera al consumo, la red eléctrica absorbe el excedente puntual, generándose derechos de consumo diferido para el propietario del SFCR. Así pues, cuando ocurre la situación inversa, es decir, la generación fotovoltaica es inferior a la demanda, el SFCR se apoya de la energía que proviene de la red para complementar la energía faltante para satisfacer la demanda. Dicho esto, el diseño de un SFCR en el contexto de este mecanismo debe incluir el consumo asociado como una variable adicional que condicionará el tamaño del generador fotovoltaico [10].

Los SFCR básicamente están compuestos por módulos fotovoltaicos, inversor on-grid (encargado de transformar la corriente continua en corriente alterna, cumpliendo con determinados requisitos de tensión eficaz, frecuencia, distorsión armónica de las ondas de tensión y corriente, eficiencia y rendimiento, seguridad eléctrica, etc.) [10], regulador de carga (encargado de distribuir la energía y encontrar el mejor punto de operación respecto al voltaje y la intensidad, existen de tipo PWM y MPPT), cargas, medidor bidireccional o contador (encargado de medir los flujos de energía, tanto los positivos como negativos), caja de protecciones eléctricas y la red eléctrica. La Figura 11 expone una configuración de un SFCR.

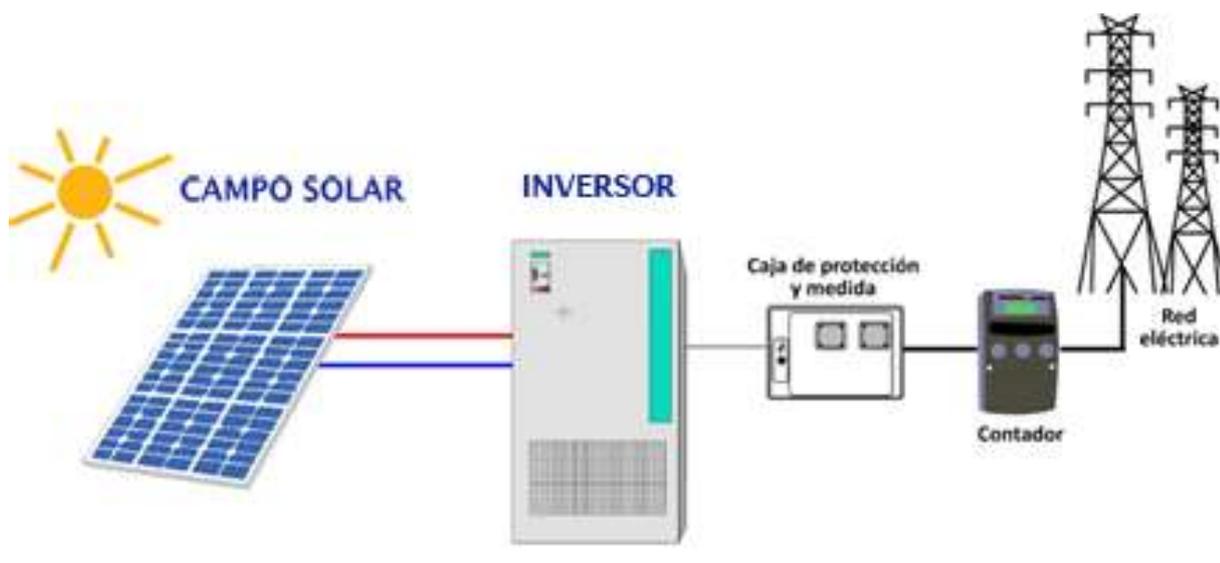


Figura 11. Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red en modo distribución

1.3.2 INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS AUTÓNOMAS (OFF GRID)

Este tipo de instalaciones producen energía para satisfacer un consumo de cargas eléctricas específicas no conectadas a la red eléctrica, es decir, aisladas. Además, para satisfacer las necesidades energéticas en periodos en los que la generación es inferior al consumo y durante la demanda nocturna, poseen un sistema de almacenamiento energético, suelen ser baterías electroquímicas [10]

En estos sistemas fotovoltaicos autónomos (SFA) existen 4 configuraciones clásicas.

- **Domésticos en CC:** Suelen incorporar únicamente cargas en corriente continua (CC), estos sistemas solo están compuestos por el generador fotovoltaico, acumulador electroquímico y un regulador de carga y descarga.
- **Domésticos en AC:** Se adiciona un inversor para suministrar las cargas en corriente alterna.
- **Domésticos en CC y AC:** Similar al anterior, sin embargo, debe incluir un inversor para que suministre energía eléctrica en corriente alterna (AC) a las demandas en que son en AC. Se recomienda que el inversor esté conectado directamente a las baterías y no a la salida del regulador de carga, debido a que pueden ocurrir circulación de transitorios de corriente que el regulador no es capaz de gestionar correctamente. El inversor que se utiliza en este tipo de instalaciones es diferente al inversor en SFCR.
- **Instalaciones Híbridas:** Esta configuración tiene la peculiaridad de utilizar combustible como fuente de respaldo ante emergencias debido a intermitencias en la generación de energía eléctrica proveniente del generador FV, puesto que, existe la posibilidad no nula de fallo de suministro.

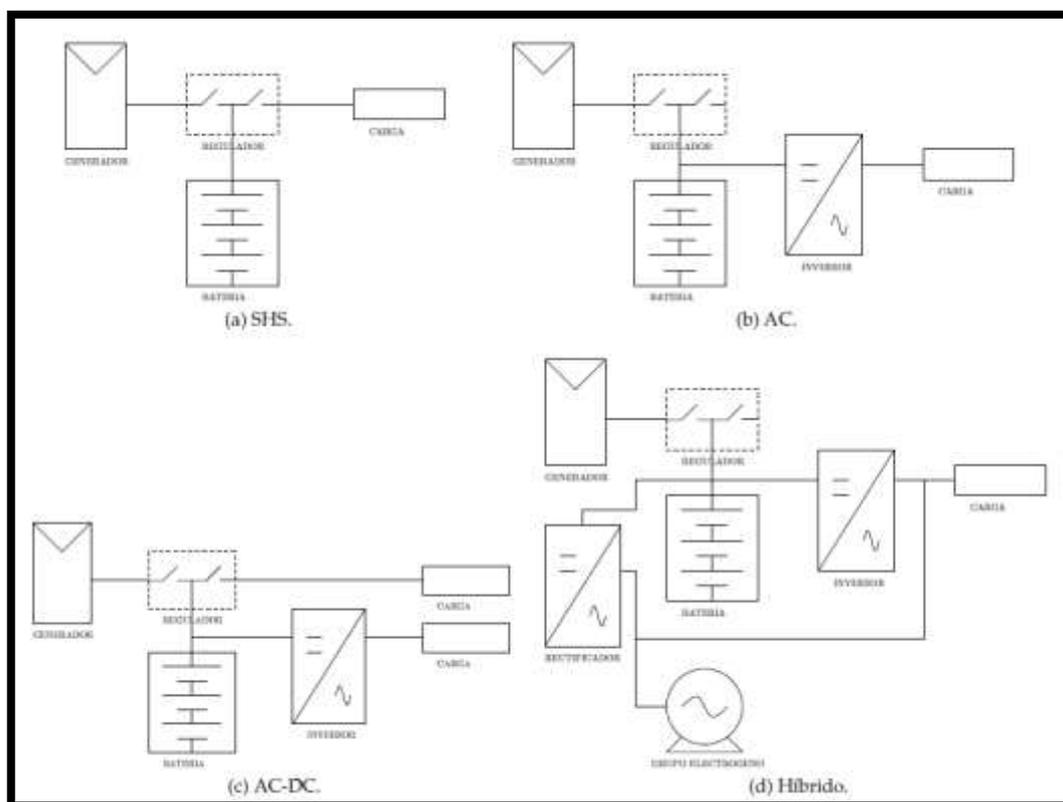


Figura 12. Configuraciones clásicas de Sistemas Fotovoltaicos Autónomos

1.1.1 INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS HÍBRIDAS

Tradicionalmente las instalaciones off y on-grid han tenido desarrollos y mercados diferenciados pero el desarrollo actual de las tecnologías de almacenamiento y de la electrónica de potencia permite abordar la integración de bancos de baterías en los propios Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Red aportando a los mismos las ventajas de 1) mejorar la cobertura dinámica de la demanda eléctrica en situaciones de baja radiación o consumos nocturnos, 2) garantizar el

suministro ante cortes de suministro eventuales y 3) realizar una gestión óptima del despacho de energía en función de criterios económicos en entornos de tarifas eléctricas por periodos. [12]. Los inversores utilizados en estos sistemas comúnmente poseen un regulador de carga en su interior y utilizan tecnología multi flujo (Multi Flow), para así generar flujos en diferentes sentidos de acuerdo con las necesidades de demanda de energía, cargar baterías y/o inyectar energía eléctrica en la red eléctrica. Se expone un esquema en la Figura 13 **Error! No se encuentra el origen de la referencia.**

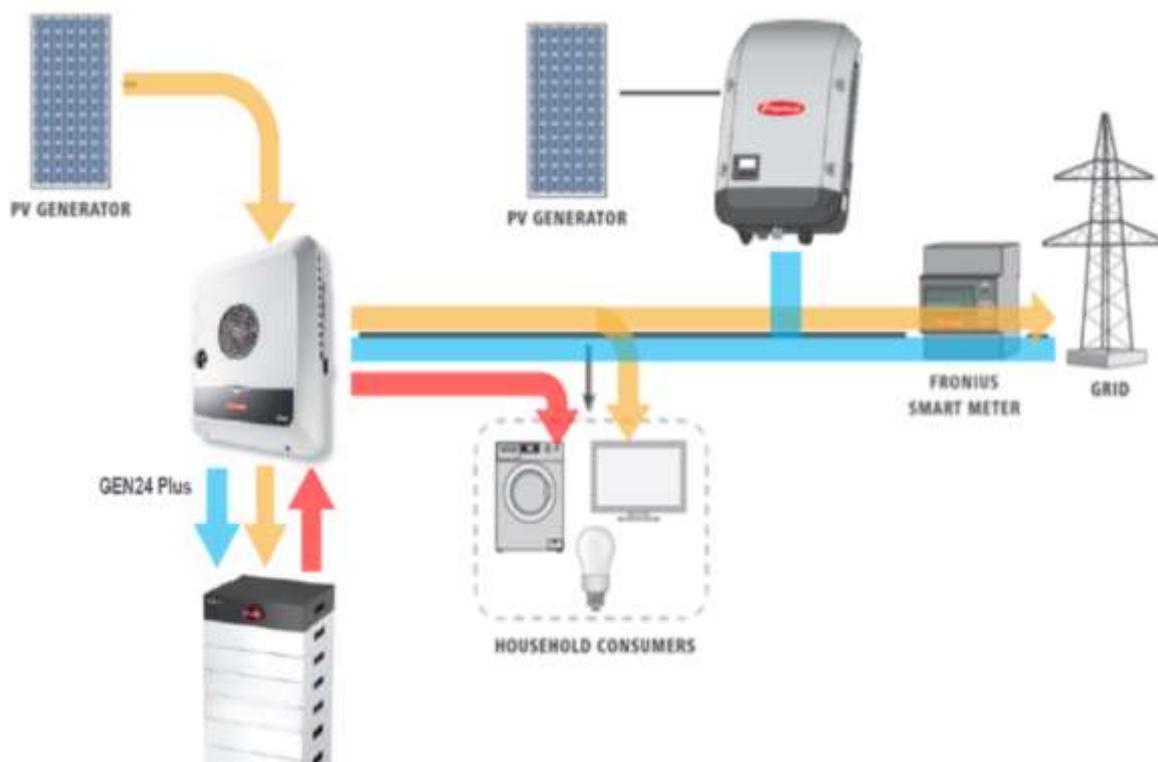


Figura 13. Esquema SFCR con baterías y un sistema multi flujo

1.2 ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO

Existen diversos tipos de almacenamiento energético, sin embargo, para aplicaciones fotovoltaicas se utilizan almacenamientos electroquímicos mediante baterías secundarias o recargables.

Existen baterías primarias, las cuales no son recargables, debido a esto tienen una vida útil reducida. Por otro lado, existen las baterías secundarias o también llamadas recargables, las cuales tienen la capacidad vaciar su almacenamiento energético y volver a cargarlo posteriormente. Generalmente, son para móviles, ordenadores, computadores, cepillo de dientes eléctrico, etc.

Existen 3 principales funciones que realizan las baterías en sistemas fotovoltaicos

- **Funcionan como almacenador de energía para eliminar la discordancia entre la energía disponible en el generador fotovoltaico y la demanda de energía a base de cargas eléctricas.**

La potencia entregada por el generador fotovoltaico es irregular durante el día, puesto que, depende de forma directamente proporcional a la irradiancia solar disponible y durante la noche es cero la generación. Por otro lado, la mayoría de las cargas eléctricas tienen un régimen constante o algunas solo trabajan por la noche, esto quiere decir que, el banco de baterías proporciona energía cuando el generador FV produce cero (Durante la noche) o bien, cuando su generación es menor que la demanda eléctrica requerida. Es importante mencionar que, cuando la generación de energía del generador FV es mayor a las demandas, el banco de baterías almacena para cuando se presenten situaciones adversas.

- ***El banco de baterías provee una reserva de energía (Sistema Autónomo)***

Puede ser utilizado durante algunos días de mucha nubosidad o como sistema de emergencia, si algún elemento del generador FV esta averiado.

- ***El banco de baterías previene de altas fluctuaciones de voltaje, las cuales suelen ser perjudiciales para el sistema***

Un generador FV puede liberar potencia en cualquier punto ubicado entre su corto circuito y su circuito abierto, dependiendo de la demanda. Por ejemplo, un sistema de 12 V nominal, quiere decir que cualquier valor entre 0 V y 20 V es posible desde la serie FV (array), así pues, algunas cargas no pueden operar sobre ese rango de voltajes por lo que implementar un banco de baterías asegura que las cargas no trabajen a esos voltajes fuera de su rango, evitando fluctuaciones perjudiciales para el sistema.

Respecto al rendimiento de la batería podemos decir que la energía almacenada es medida en Watt- hora (Wh) o kilowatt-hora (kWh). La eficiencia energética de una recarga de batería está definida por el cociente entre la energía descargada, en Wh y la energía requerida para completar una recarga, también en Wh, y usualmente está en el rango de 70% - 80%-

Por otro lado, la capacidad de la batería es medida en Amper-hora (Ah), así pues, la eficiencia en la carga está definida por el cociente entre la descarga, en Ah y los Ah requeridos para completar la recarga y tiene un valor aproximado del 95% generalmente para una batería plomo-Acido.

1.2.1 PROFUNDIDAD DE DESCARGA Y ESTADO DE CARGA

La profundidad de descarga (DOD) es la fracción o porcentaje que ha sido removido de la batería, considerando que la capacidad de la batería inicialmente está totalmente cargada. Por otro lado, el estado de carga (SOC) es la fracción o porcentaje de la capacidad de la batería que aún está disponible. Así, estos dos conceptos trabajan inversamente. Así se expone en la Figura 14.

SOC (%)	DOD (%)
100	0
75	25
50	50
25	75
0	100

Figura 14. SOC y DOD

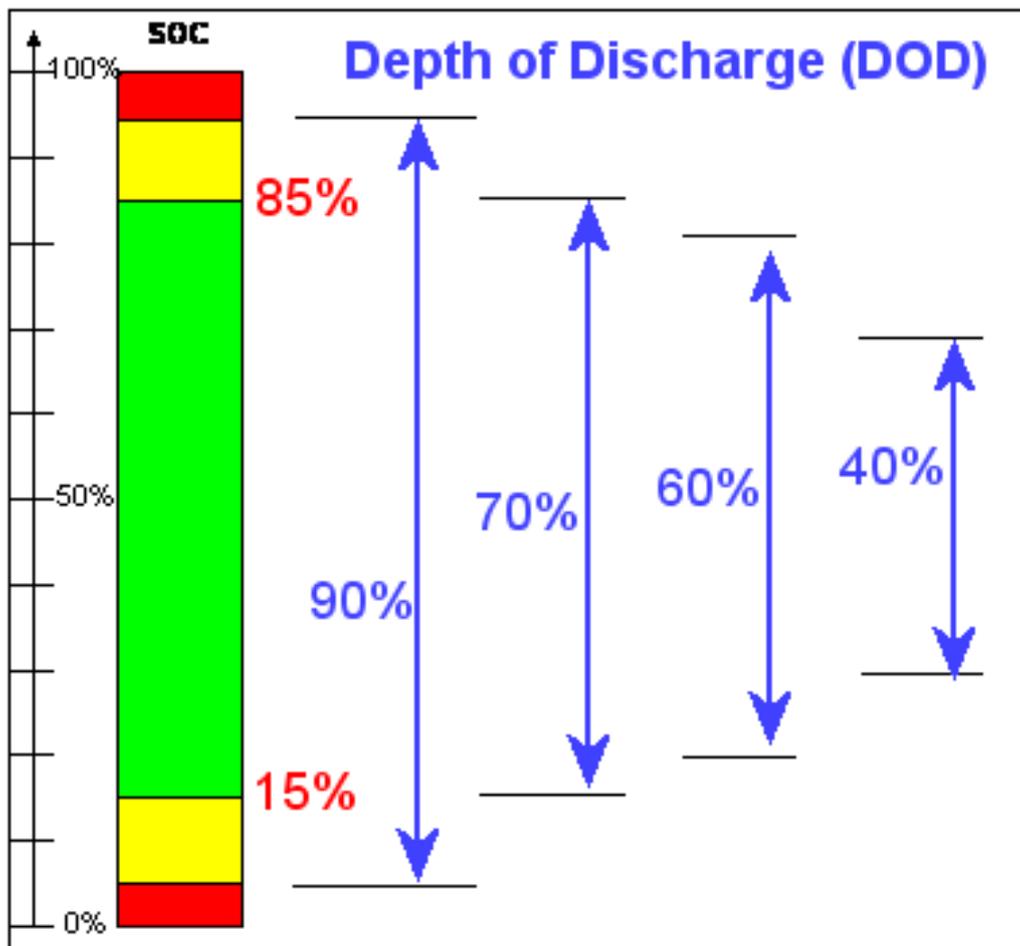


Figura 15. SOC y DOD

Cada batería comercial recomienda una profundidad de descarga de acuerdo con las características de la batería [12]

1.3 TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES

Existen Estaciones de Depuración de Aguas Residuales (EDAR), las cuales son las encargadas de reducir la contaminación producida por dos de los componentes mayoritarios en los vertidos residuales: Los sólidos en suspensión y la materia orgánica biodegradable. Esto es posible debido a diferentes fases de tratamientos de aguas, primarios y secundarios o bien algunas EDAR poseen un tratamiento terciario [13].

Cada EDAR consta de una serie de tratamientos, tales como, el pretratamiento, tratamiento primario, tratamiento secundario o biológico y el tratamiento terciario. Estos tratamientos son denominados línea de aguas de la depuradora, la cual se debe completar con la línea de fangos. Solo el tratamiento terciario no es muy común, puesto que, depende de la legislación de cada país o bien, de la utilidad del efluente.

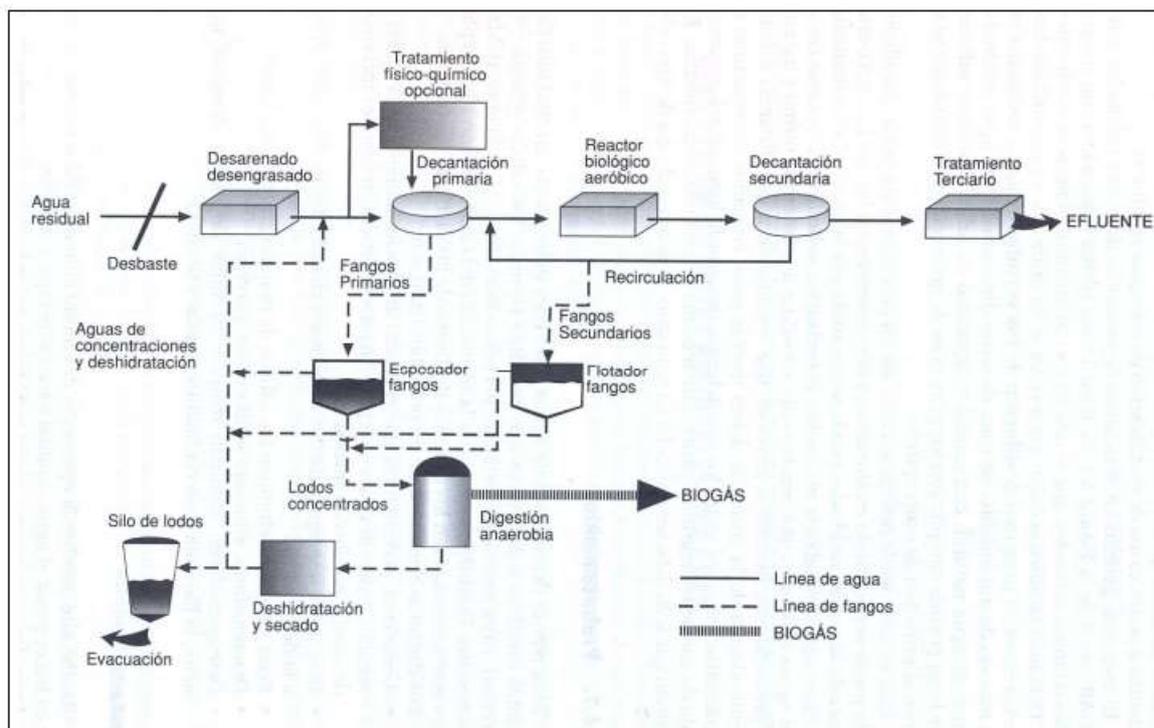


Figura 16. Esquema de una planta depuradora de aguas con sistema de lodos activos

1.3.1 PRETRATAMIENTO

Esta etapa es física, es decir, para pretratar las aguas se incluyen elementos estáticos o dinámicos que tienen como objetivo eliminar los sólidos gruesos y finos (Arenas), también se retira materia insoluble de menor densidad (grasas y aceites), cuyo paso a los tratamientos posteriores puede ocasionar dificultades, obstrucción del paso de aguas y daños en los equipos.

La primera operación del pretratamiento se denomina desbaste y tiene la función de eliminar los sólidos gruesos. A continuación, está el pretratamiento que consiste en dirigir el caudal de agua hacia desarenadores. Las partículas con mayor granulometría ($>200\mu\text{m}$) sedimentan [13].

1.3.2 TRATAMIENTO PRIMARIO

Busca eliminar los sólidos en suspensión de carácter sedimentable, que no se han eliminado en el pretratamiento, pero es ineficaz contra la mayoría de los MC [13]. Además, permiten el paso del agua, pero no de la basura, tales como trapos o palos. La basura es recolectada y luego se dispone de ella. La basura va a una moledora o pulverizadora y es luego desaguada antes de disponerse de ella [14].

En el caso de que se trabaje con aguas de carácter industrial y urbano, se suele añadir aditivos químicos para conseguir el proceso de coagulación – floculación, consiguiendo de esta forma, un aumento en la eficiencia de la sedimentación [13].

1.3.3 TRATAMIENTO SECUNDARIO O BIOLÓGICO

El objetivo de este tratamiento es eliminar la materia orgánica biodegradable presente de forma disuelta y coloidal. Consta de dos procesos, uno de naturaleza bioquímica, en el que las bacterias, a través de reacciones metabólicas como el catabolismo y el anabolismo llevan a cabo la

degradación y mineralización de la materia orgánica [13]. El equipo utilizado es un tanque de aireación que proporciona enormes cantidades de aire a la mezcla de aguas residuales, bacterias y MC. Este oxígeno generado acelera el crecimiento de MC útiles que consumen la materia orgánica dañina en el agua residual. Así pues, el tanque de sedimentación secundario permite a los MC y a los residuos sólidos crear cúmulos y asentarse. Estas mezclas se suelen llamar lodo activado y puede mezclarse nuevamente con aire y reutilizarse en el tanque de aireación. Los lodos son bombeados a un digestor de lodos donde se destruyen los materiales degradables y de mal olor, convirtiendo esto en gas que contiene metano [14].

1.4 TRATAMIENTO TERCIARIO

Este tratamiento consiste en procesos físicos y químicos especiales con los que se limpia el agua de contaminantes concretos como el fósforo, nitrógeno, minerales, metales pesados, virus, compuestos orgánicos, etc. Es el más costoso de todos los tratamientos y solo se usa para aplicaciones específicas. La última parte del proceso se realiza mediante desinfección, la cual consiste en la adición de desinfectante antes de que salga de la planta de tratamiento (Puede ser Cloro). Entre los nuevos tratamientos terciarios en fase de desarrollo se encuentran los Procesos de Oxidación Avanzada (PPOA), a los cuales se le puede acoplar etapas de filtración por membranas o adsorción, también se destaca el PPOA Foto Fenton [14].

1.4.1 PROCESOS DE OXIDACIÓN AVANZADO (PPOA)

Después del tratamiento secundario o biológico, los micro contaminantes no se eliminan de la mejor manera o en su totalidad, es por este motivo que, los PPOA han ganado interés en el ámbito del post tratamiento de aguas residuales [13].

Así pues, los PPOA se basan en la generación de radicales hidroxilos HO^\bullet , también en radicales libres como en radicales hidroperoxilo, HO_2^\bullet y en radicales aniónicos superóxidos $\text{O}_2^{\bullet-}$, donde todos estos son altamente oxidantes y poseen al menos un electrón libre. La función de estos radicales es la degradación de micro contaminantes presentes en las aguas a otras moléculas orgánicas más simples hasta su completa mineralización [13]. Además, se pueden mencionar variados métodos de activación y generación de estos radiales, tales como, combinado de oxidantes (H_2O_2 , O_3), catalizadores ($\text{Fe}^{2+}/\text{Fe}^{3+}$, TiO_2) y radiación ultravioleta-visible (UV-Vis). Estos métodos mencionados son similares, sin embargo, tienen en común 2 importantes similitudes:

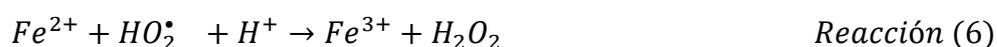
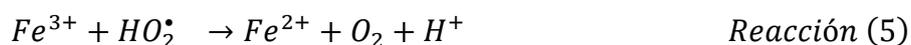
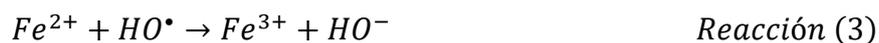
- (1) Producen una generación de especies oxidativas
- (2) Reaccionan con el contaminante presente en el agua

Cabe destacar que, en el procedimiento hay un aspecto que influye positivamente en el tratamiento de las aguas residuales y es que los radicales no son selectivos colaborando así a la solución de problemas de contaminación [13].

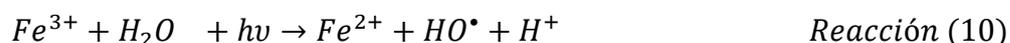
1.4.2 PROCESO DE OXIDACIÓN AVANZADA MEDIANTE FOTO FENTON

Es uno de los procesos de oxidación avanzada más exitosos y con grandes proyecciones, puesto que, este proceso elimina contaminantes recalcitrantes encontrados frecuentemente en efluentes industriales y es ambientalmente sostenible [13], [15]. Por otro lado, el hecho de basar su

proceso de oxidación mediante fotones abre la posibilidad de utilizar luz solar en él, reduciendo los costos de operación del proceso. Este proceso se destaca por sobre los otros PPOA por su mayor efectividad a la hora de eliminar micro contaminantes y también por su poco consumo de energía eléctrica [13]. Este proceso se basa en la reacción entre el hierro ferroso (Fe^{2+}) actuando como catalizador, y el H_2O_2 como oxidante, generando así hierro férrico (Fe^{3+}) y radicales OH^\bullet mediante reacciones en cadena que se presentan a continuación.



Como hemos mencionado, el proceso se puede llevar a cabo mediante luz solar, así pues, el hierro férrico (Fe^{3+}) se foto conduce a hierro ferroso, lo cual se expone en la reacción (1). Posteriormente, es oxidado nuevamente por el peróxido de hidrógeno, generándose de esta forma el ciclo ReDox [13]



El pH para que se realice el proceso Foto Fenton debe ser ácido, comprendido entre 2 y 4. Puesto que, si el pH es alto, el peróxido de hidrógeno se descompone en oxígeno y agua y, de esta forma, pierde sus capacidades oxidativas [13]. Por otro lado, con pH bajo, se consigue una mayor inactivación de microorganismos. Así pues, la presencia de bicarbonatos es algo que influye negativamente, puesto que, en condiciones alcalinas la eficiencia del proceso se ve reducida considerablemente.

Cabe destacar que la Universidad de Almería es pionera en la investigación científica del proceso de oxidación avanzado foto Fenton a escala piloto. La universidad está trabajando en remover tres abundantes contaminantes de preocupación emergente (CECs) detectados en el efluente secundario de la planta de tratamiento de agua "El Toyo", ubicada en la ciudad de Almería, España. Los CECs son O-desmetiltramadol (O-DSMT), O-desmetilvenlafaxina (O-DSMV) y gabapentina (GBP) [15].

Este proceso de oxidación avanzado se lleva a cabo en reactores, en los cuales ocurren las reacciones químicas. Así pues, recientemente se ha comenzado a estudiar y trabajar con reactores tipo raceway (RPR), puesto que, son reactores eficientes desde el punto de vista técnico-económico, tanto en escala piloto como a nivel de laboratorio. Este tipo de reactores se caracteriza por su bajo consumo de energía, bajo costo de instalación (US\$10/m² – US\$30/m²), su fácil construcción y operación continua [15]. Además, otra de las ventajas de utilizar reactores tipo raceway para

tratamiento de aguas residuales es el costo por volumen de agua que se puede tratar (US\$0,76/m³ – US\$1/m³) para la inactivación de bacterias, tratamientos de tinturas, pesticidas y micro contaminantes [15][15].

Dicho esto, aunque los reactores raceway para la realización del proceso de oxidación avanzada foto Fenton se considera una alternativa prometedora para tratar los efluentes recalcitrantes debido a sus ventajas tanto técnicas como medioambientales, no hay suficiente información disponible para a escala industrial para evaluar los aspectos ambientales y los impactos potenciales asociados con su operación.



Figura 17. Reactor tipo raceway [16]

2. NEXO AGUA - ENERGÍA

Se informa que existe un alto riesgo de escases de agua, lo que provocará un desbalance entre la oferta y demanda de energía que interferirá en la vida de casi 4,8 millones de personas [17]. Agua y energía son 2 recursos indispensables para el desarrollo de la humanidad y que son comúnmente utilizados en todos los sectores de la sociedad, tanto desde un uso residencial como también en procesos industriales[17][19]. Dicho esto, día a día se vuelve más prioritario la conservación de estos recursos, la optimización de sistemas que incluyan estos recursos. Así pues, la optimización de estos recursos es crucial para generar y operar sistemas que sean energéticamente eficientes [18].

El uso de la energía y el agua con una interacción compleja y desafiante están vinculados para las actividades de producción y consumo. La demanda de agua en las cadenas de producción implica que los procesos exploten recursos tanto en refrigeración de centrales eléctricas y mantenimiento y operación de sistemas. Por otro lado, las aplicaciones de agua necesitan energía, así como, la acumulación, bombeo hidráulico y deposición de este recurso. Por lo tanto, se estableció el nexo “Agua – Energía” para estudiar el mecanismo de acoplamiento de estos dos elementos [20].

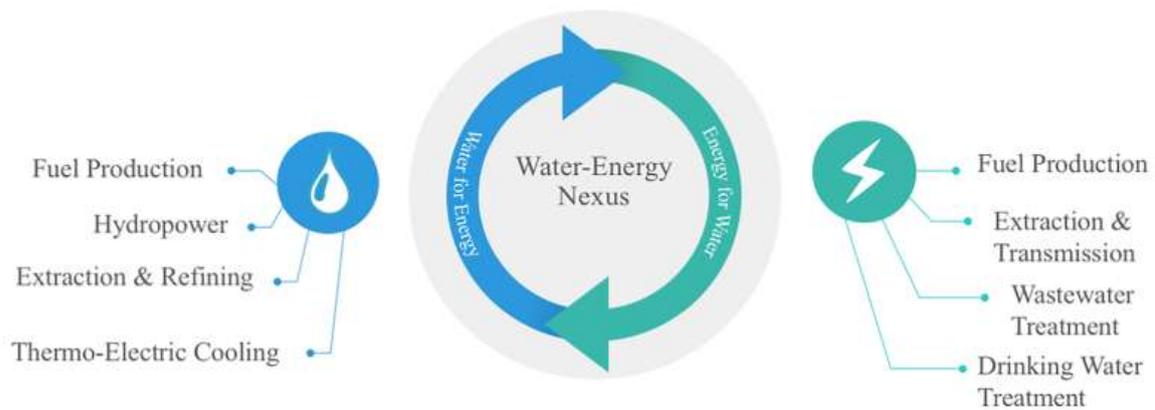


Figura 18. Nexus Agua – Energía[19]

La situación anteriormente mencionada se acentúa en climas áridos y desérticos, puesto que, no existe una amplia disponibilidad de agua. En este contexto, el tratamiento de aguas residuales es una opción válida para la producción de agua para uso agrícola [21]. Además, cabe destacar que generalmente en climas desérticos los índices de irradiancia solar suelen ser elevado, así pues, se genera un buen nexo respecto a la necesidad del recurso hídrico debido a su escases y también, los índices de irradiancia solar que pueden facilitar la generación de energía eléctrica mediante la tecnología fotovoltaica y/o tecnología termo solar de forma competitiva.

Por ejemplo, se presentan los casos del desierto de Atacama que registra una irradiancia solar global horizontal promedio diaria (GHI) que excede los 7,6 kWh/m² y 9 kWh/m² de Irradiancia Solar Directa (DNI) [22]. Por otro lado, en Sevilla se registró promedios anuales diarios de GHI 5 kWh/m² [23]. En el caso de la ciudad de Almería, esta registra promedios anuales diarios de GHI de 5,4 kWh/m² según la base de datos de ADRASE [23]. Estos niveles de GHI y DNI son favorables para una generación de energía eléctrica competitiva para suplir las necesidades energéticas para el tratamiento de aguas, extracción y refinación, entre otros.

2. METODOLOGÍA

2.1 ESTUDIOS PREVIOS Y CAMPAÑAS DE MEDIDAS

Realizar visitas en terreno a la planta de regeneración de aguas residuales foto Fenton del proyecto LIFE ULISES, ubicada dentro de las instalaciones de la Estación de Depuración de Agua Residual “El Bobar”, ubicada en el sector sureste de la ciudad de Almería capital.

En las visitas se realizará un catastro de todos los equipos eléctricos que componen la planta, así pues, mediante la utilización del analizador de redes portátiles MYeBOX 1500 se medirá la magnitud de las variables energéticas como la intensidad de corriente eléctrica, además, conocer la intensidad de corriente pico de los equipos eléctricos al momento de encender estos. Por otro lado, se estudiará el comportamiento del equipo principal de la planta de regeneración de aguas residuales foto Fenton, el paddle Wheel, variando la frecuencia de giro mediante un variador de frecuencia que está montado en el cuadro de protecciones eléctricas de la planta.

2.2 DIMENSIONAMIENTO DE PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA

A partir de las estimaciones respecto a las horas de funcionamiento de la planta de regeneración de aguas residuales del proyecto ULISES en modo continuo, tanto en temporada de verano como en invierno, se estimará el consumo de energía en ambos escenarios y adicionalmente, se diseñará un perfil de carga diario correspondiente a cada escenario descrito.

Luego, se determinará las necesidades energéticas que debe suplir la planta solar fotovoltaica, se determinará la potencia máxima de funcionamiento, orientación y cantidad de módulos fotovoltaicos, así como la capacidad del inversor y cables solares. Además, se dimensionará un sistema de almacenamiento energético mediante un banco de baterías, identificando la capacidad de almacenamiento, horas de autonomía, cantidad de baterías y disposición serie-paralelo de estas. Posteriormente, se seleccionarán los equipos que compondrán esta planta solar fotovoltaica y se cuantificará el costo de la planta solar fotovoltaica.

2.3 SIMULACIÓN DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA DE PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA

Una vez diseñada la planta solar fotovoltaica, se optimizarán parámetros importantes de esta y se simulará su desempeño, identificando parámetros como el performance ratio, factor de capacidad, generación de energía y se analizará el comportamiento de la planta solar fotovoltaica versus la demanda de energía de la planta de regeneración de aguas residuales foto Fenton del proyecto ULISES. Así pues, se utilizará una base de datos histórica de radiación solar que posee la Universidad de Almería o bien, la base de datos propia del software a utilizar. Esta actividad se desarrollará utilizando el software comercial PVsyst versión 6.8.

2.4 VALORIZACIÓN DE PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA

Una vez optimizada la planta solar fotovoltaica, se valorizará cada componente de este, se hará un presupuesto de acuerdo con precios del mercado actual.

2.5 MONITORIZACIÓN

Se realizará un estudio y análisis acerca de los tipos de sensores de monitorización que sean más adecuados técnicamente para monitorizar la planta solar fotovoltaica y el consumo de la planta de regeneración de aguas residuales foto Fenton. Se pretende monitorizar la generación de energía, estado de carga de baterías. Por otro lado, identificará el sensor más adecuado para monitorizar el consumo de energía de la planta purificadora de agua.

2.6 DOCUMENTACIÓN

Sobre la base de los resultados de las fases previas se realizará la correspondiente memoria, incluyendo en la misma el diagrama unilineal, esquemas de instalación y cálculos necesarios para una correcta documentación del trabajo realizado.

3. MATERIALES Y METÓDOS

3.1 ANALIZADOR DE REDES PORTÁTILES MYeBOX 1500

El MYeBOX es un analizador portátil que mide, calcula y visualiza los principales parámetros de cualquier instalación eléctrica (monofásica, dos fases con y sin neutro, trifásica equilibrada o desequilibrada y mediante conexión en ARON) MYeBOX permite la configuración total de forma remota y la visualización de parámetros eléctricos en un Smartphone o tableta gracias una aplicación móvil que se conecta a su red Wi-Fi. Específicamente el MYeBOX 1500 dispone de 5 entradas para la medida de tensión, L1, L2, L3, N y tensión de referencia, URef, 5 entradas para la medida de corriente, L1, L2, L3, N y corriente de fuga, 5 teclas y 2 botones, que permiten moverse por las diferentes pantallas y realizar la programación del equipo, 21 LED de indicación: encendido, estado de la batería, registro, conexión de las entradas de medida, estado de la memoria, conexión Wi-Fi y conexión 3G, Display LCD, para visualizar los parámetros, 2 entradas digitales, 2 salidas de transistor, Comunicaciones 3G, Comunicaciones Wi-Fi y 1 conector μ USB para poder conectarse y descargar datos a un PC [25].

Además, la aplicación móvil MYeBOX permite la programación completa del MYeBOX de forma remota, la configuración de la medida, la visualización de los parámetros más importantes y el envío de los registros a MYeBOX Cloud [25]. Además, posee señal de muestre, medición y agregación de parámetros. El equipo puede mostrar cada señal de tensión y corriente a razón de 128 muestras por ciclo, lo que equivale a una frecuencia de muestre o de 6400 Hz por señal para 50 Hz y una frecuencia de 7680 Hz por señal para 60 Hz. Los periodos de tiempo de medición están basados en la norma IEC 61000-4-30 clase A y son:

- Valores cada 1 segundo
- Valores cada 1 minuto
- Valores cada 5 minutos
- Valores cada 10 minutos
- Valores cada 10 minutos
- Vales cada 1 hora
- Vales cada 1 día



Figura 19. MYeBOX 1500

3.2 SENSOR FLEXIBLE DE CORRIENTE FLEX-R

Es un sensor flexible de corriente que permite realizar mediciones de corriente alterna en cualquier instalación con total rechazo de componentes CC, muy bajo consumo de potencia, sin problema de saturación, baja dependencia de la temperatura y muy buena linealidad. El sensor flexible, basado en el principio de bobina Rogowsky, permite la medida de corriente alterna con relativa independencia de la posición del conductor [26].



Figura 20. Sensor Flexible de corriente Flex-R

3.3 POWER VISIÓN PLUS

Es un software de lectura, descarga y análisis de ficheros generados por equipos CIRCUTOR con memoria interna. Permite la comunicación con equipos, descarga de los archivos de la memoria para el posterior análisis y la parametrización remota de los mismos. Es una herramienta de altas prestaciones que eleva la potencia de información registrada por los equipos. Así pues, posee las siguientes prestaciones:

- Descarga en modo local mediante comunicaciones de datos registrados por los equipos portátiles o fijos con memoria
- Descarga en modo remoto con programación horaria de equipos especiales como los QNA y CVM-BDM
- Cálculo automático de los ficheros aplicando la Norma EN 50160 u otra definida por el usuario
- Posibilidad de aplicar filtros en las gráficas de los armónicos, comparando con la norma EN 50160 u otros niveles definidos por el usuario
- Creación automática de informes de calidad de suministro
- Herramienta para generación de informe

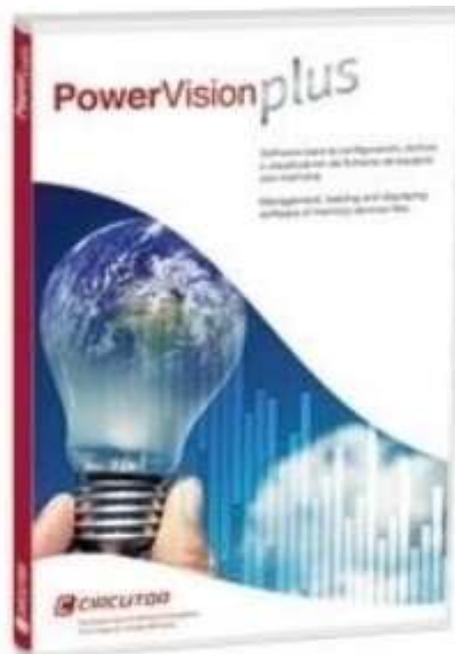


Figura 21. Power Vision Plus

3.4 SOFTWARE COMERCIAL PVSYST

Es un software comercial que sirve para desarrollar el diseño de instalaciones fotovoltaicas que permite el estudio, simulación y análisis de los sistemas fotovoltaicos. Además, permite dimensionar el tamaño de instalaciones teniendo en cuenta la radiación solar disponible en función de la ubicación del emplazamiento seleccionado gracias a una base de datos meteorológica, permite su diseño en 3D y considera proyección de sombras gracias a la simulación del movimiento del sol durante el día. Cabe destacar que, permite el análisis económico de sistemas fotovoltaicos, considerando condiciones de inversión, en cualquier moneda.



Figura 22. PVsyst

3.5 SOFTWARE COMERCIAL DMELECT, CIEBT

Es un software para el diseño de instalaciones eléctricas de baja tensión para edificios singulares, locales e industria. Posee un menú donde hay opciones para crear un proyecto, editar, ver cálculos y resultados. También, como visión general el software permite:

- Control total de la instalación, puesto que, es posible visualizar el esquema unifilar completo.
- Diseño de esquema unifilar de forma sencilla e intuitiva.

- Accesibilidad instantánea a todas las opciones y funciones que incorpora el programa.
- Modificación de cualquier dato o parámetro de un circuito de forma directa.

Por otro lado, es posible optimizar la instalación, trabajando en modo de cálculo diseño, o comprobación de instalaciones existentes. Además, expone la caída de tensión máxima en alumbrado y fuerza motriz, reactancia y tensiones del proyecto. Así pues, software posee opciones de para caracterizar aislamiento, canalización y polaridad de redes aéreas (bajo ITC-BT-06), redes subterráneas (bajo ITC-BT-07 y UNE 211435) e instalaciones interiores ITC-BT-19 y norma UNE-HD 60364-5-52.

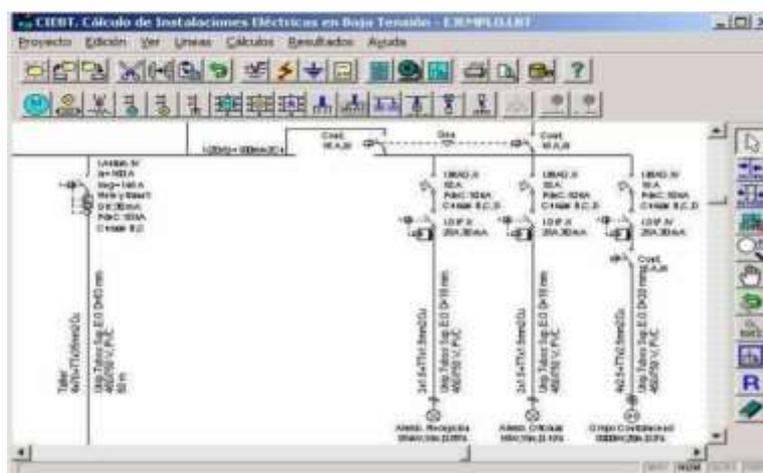


Figura 23. Interfaz de Software dmELECT - CIEBT

4. ESTUDIOS PREVIOS Y CAMPAÑA DE MEDICIONES

A modo de comprender, analizar e identificar el proceso y los equipos que componen la planta de regeneración de aguas residuales en estudio, se realizaron visitas a terreno y una campaña de mediciones respecto al consumo energético, utilizando el analizador de redes portátiles MYeBOX 1500. Así pues, se identificó los equipos que componen la planta de regeneración de aguas residuales, los cuales se presentan a continuación.

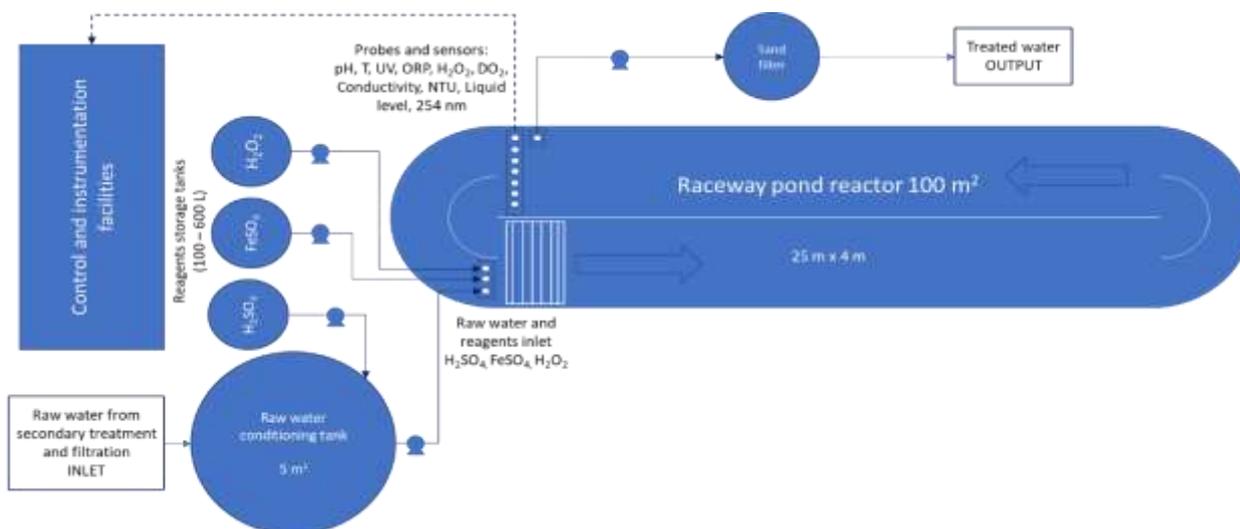


Figura 24. Diagrama de flujo del proceso de regeneración de aguas residuales del proyecto LIFE ULISES

Tabla 3. Equipos que componen la planta de regeneración de aguas residuales foto Fenton

EQUIPO	POTENCIA (W)
PADDLE WHEEL	900
BOMBA DE ALIMENTACIÓN	1567
BOMBA DE RECHAZO	1966
BOMBA CENTRIFUGA DE H ₂ O ₂	20
BOMBA CENTRIFUGA DE Fe	20
BOMBA CENTRIFUGA DE H ₂ SO ₄	20
BOBINA	5,5
VENTILADOR SOPLANTE	1300
VÁLVULA MULTIPUERTO AUTOMÁTICA	35
CONTROL E INSTRUMENTACIÓN	90
OFICINA	70

Dicho esto, se identifica los equipos críticos desde una perspectiva de consumo eléctrico:

- Paddle Wheel
- Bomba de Alimentación
- Bomba de Rechazo
- Ventilador Soplante

Se decidió realizar un estudio de los equipos mencionados anteriormente exceptuando el ventilador soplante, puesto que, este no se encuentra operativo por el momento. Se configuró el MYeBOX 1500 para realizar la campaña de mediciones respecto a la variable intensidad de corriente, puesto que, es una medición no invasiva para la instalación eléctrica. Se tomaron las medidas de seguridad necesarias para reducir el riesgo ante incidentes en la planta de regeneración de aguas residuales foto Fenton. Así pues, se conectaron los sensores flexibles de corriente Flex R cuando la instalación esta apagada para así evitar golpes eléctricos.



Figura 25. Instalación de sensores flexibles de corriente Flex R en cuadro de protecciones eléctricas

4.1 PADDLE WHEEL

Es uno de los equipos más importantes, puesto que, está en el centro del reactor, el cual posee unas dimensiones de 25m x 4m. Según información del director del proyecto ULISES, el motor CEMER IE1-MSE802-4, trifásico (Anexo 1), que alimenta mecánicamente al Paddle Wheel en temporada alta (verano) alcanza 10 horas de funcionamiento diario, esto quiere decir, se estima que consume 9 kWh por día de energía. Por otro lado, en la temporada baja (invierno) el Paddle Wheel alcanza solamente 6 horas de funcionamiento diario, lo que se traduce en 5,4 kWh por día.

El reactor raceway suele trabajar con 2 alturas de agua residual, 10 cm y 18 cm. Esto se traduce en un gasto energético diferente de acuerdo con la cantidad de volumen de agua que debe mover le Paddle Wheel. Así pues, el grupo de investigación trabaja con diferentes velocidades de giro que vienen dadas por la frecuencia de giro que ofrece el variador de frecuencia que está montado en el cuadro de protecciones eléctricas.

El variador de frecuencia tiene un rango que oscila entre 0 a 50 Hz. Dicho esto, se realizó una campaña de mediciones en frecuencias de 15 Hz, 25 Hz, 35 Hz y 45 Hz para así visualizar el efecto en el consumo energético del Paddle Wheel.



Figura 26. Paddle Wheel montado en reactor raceway

4.1.1 PADDLE WHEEL A 10 CM DE PROFUNDIDAD

Se buscó determinar cuánto tiempo tarda en normalizar la intensidad de corriente el Paddle Wheel y por ende su consumo de energía. Se realizaron 4888 mediciones, lo que se traduce en 01:21:00 hh:mm:ss aproximadamente. Así pues, se presenta la intensidad de corriente promedio medida de acuerdo con las frecuencias de trabajo y la corriente máxima medida.

Tabla 4. Intensidad de corriente del Paddle Wheel a 10 cm de profundidad

FRECUENCIA Hz	INTENSIDAD DE CORRIENTE (A)	INTENSIDAD DE CORRIENTE MÁXIMA (A)	DIFERENCIA PORCENTUAL %
15	0,856	1,110	25,83
25	0,993	1,062	6,68
35	1,129	1,207	6,69
45	1,183	1,303	9,69

La intensidad de corriente va aumentando a medida que elevamos la frecuencia de giro del paddle Wheel. Este resultado es coherente con respecto a una de las funciones del variador de frecuencia, la cuál es poder gestionar el consumo de energía de acuerdo con las necesidades de la planta, colaborando con la eficiencia energética del proceso.

$$Diferencia Porcentual = DP = \left[\frac{Valor_1 - Valor_2}{\overline{Valor_{1-2}}} \right] * 100 \quad \text{Ecuación (6)}$$

Existe una Diferencia Porcentual (DP) promedio del 12% respecto a la intensidad de corriente máxima y la intensidad de corriente promedio. No obstante, a una frecuencia de 15 Hz la DP se acentúa de gran manera a una magnitud de 25,83%, esto debido a que el Paddle Wheel debe sacar de la inercia el volumen agua del reactor raceway (1000 m³). Por otro lado, la mediana es un valor más representativo de acuerdo con las diferencias porcentuales observadas, la cual es de 8%.

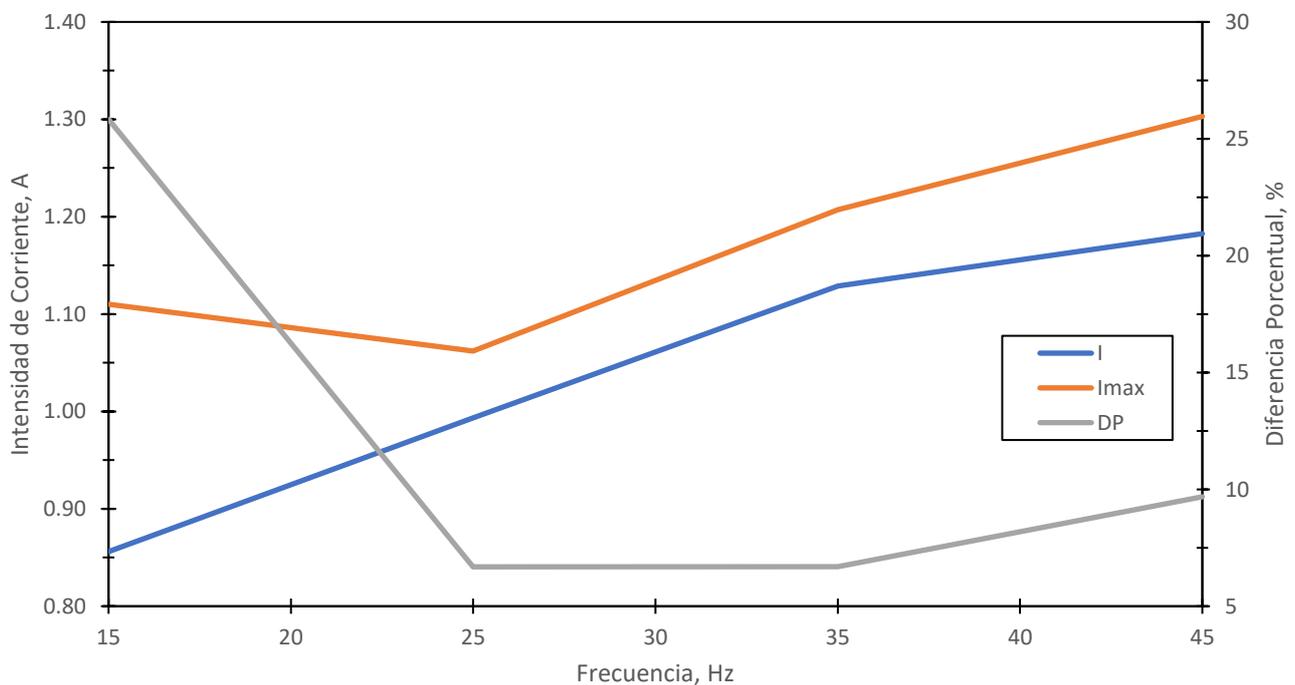


Figura 27. Intensidad de Corriente máxima vs Intensidad de corriente promedio vs Diferencia porcentual

Se observa que la menor DP se encuentra en el rango de frecuencias entre 25 Hz a 35 Hz, así como la demanda de intensidad de corriente se encuentra en el rango de valores promedios (Promedio de intensidad de corriente es 1,034 Amper). Dicho esto, se determina que trabajar en el rango de frecuencias de 25 Hz a 35 Hz resulta eficiente desde un punto de vista energético.

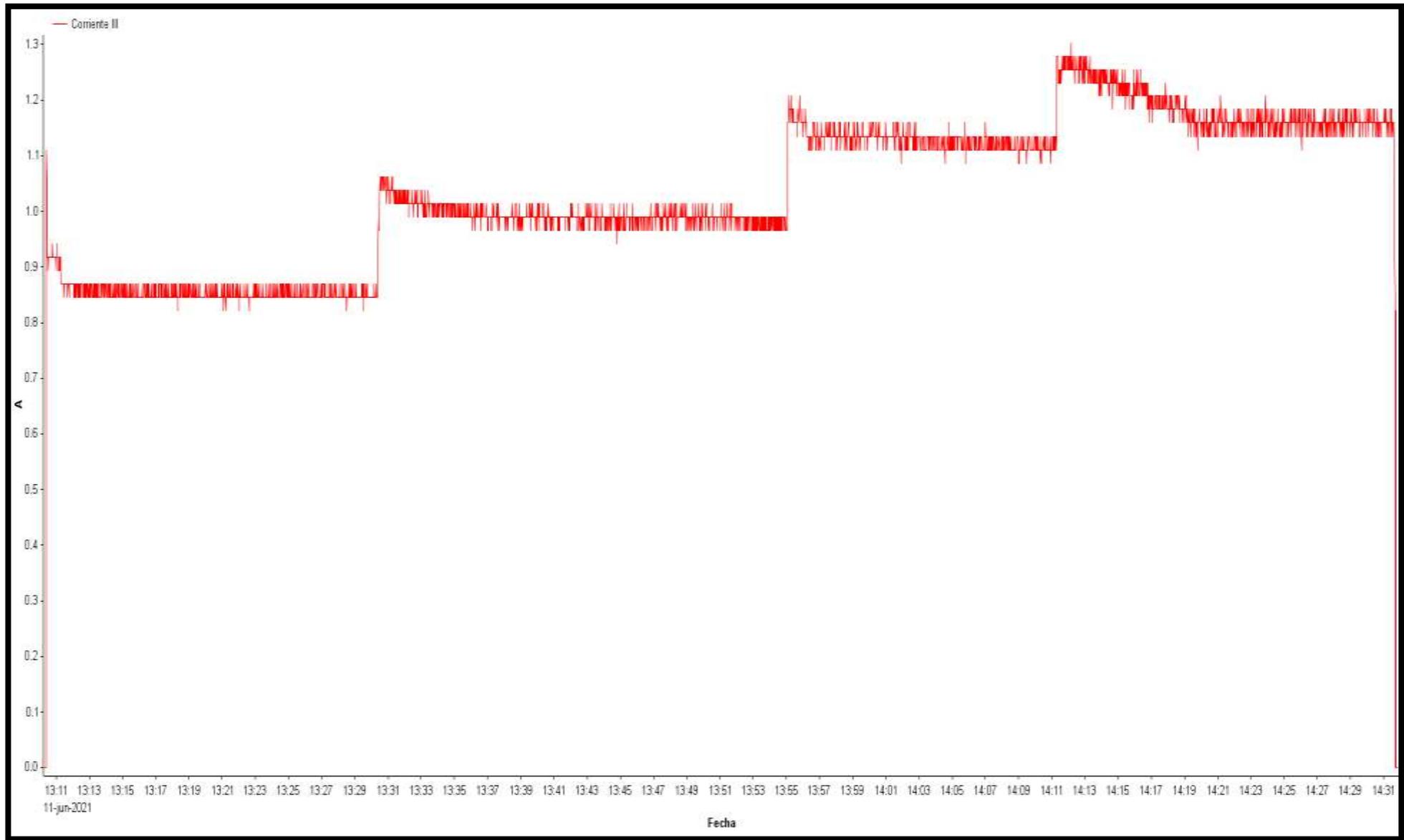


Figura 28. Intensidad de corriente a 18 cm de profundidad a diferentes frecuencias de giro desde PowerVision Plus

El software PowerVison Plus permite observar todo el periodo de análisis. Así pues, de acuerdo con la Figura 28, podemos destacar que el incremento porcentual de la intensidad de corriente se reduce al aumentar la frecuencia de giro del Paddle Wheel.

$$\text{Incremento Porcentual} = IP = \left[\frac{\text{Valor final} - \text{Valor inicial}}{\text{Valor promedio}} \right] * 100 \quad \text{Ecuación (7)}$$

Dicho de otra manera, variando la frecuencia desde 15 Hz a 25 Hz, el IP es 16%. Por otro lado, al incrementar la frecuencia desde 25 Hz a 35 Hz, el IP es 13,7% y al elevar la frecuencia de giro desde 35 Hz a 45 Hz el IP es tan solo de 4,8%. Con respecto a la eficiencia energética del Paddle Wheel con una profundidad de 10 cm de agua, el tiempo de estabilización de la intensidad de corriente es mayor al aumentar la frecuencia de giro.

4.1.2 PADDLE WHEEL A 18 CM DE PROFUNDIDAD

Se realizaron mediciones durante 4828 segundos, aproximadamente 01:20:00 hh:mm:ss.

Tabla 5. Intensidad de corriente del Paddle Wheel a 18 cm de profundidad

FRECUENCIA Hz	INTENSIDAD DE CORRIENTE (A)	INTENSIDAD DE CORRIENTE MÁXIMA (A)	DIFERENCIA PORCENTUAL %
15	0,988	1,328	31,1
25	1,216	1,473	21,12
35	1,565	1,762	12,58
45	1,942	2,197	13,1

La intensidad de corriente promedio aumenta a si la frecuencia de giro aumenta, considerando un voltaje constante, así pues, el consumo energético aumenta. Por otro lado, la intensidad de corriente máxima es directamente proporcional a la frecuencia de giro. La mediana y la DP promedio entre la intensidad de corriente promedio y máxima es 18,58% y 15,7% respectivamente. Sin embargo, a 15 Hz observa la mayor DP de magnitud 31,1%, debido a que, el Paddle Wheel debe sacar de la inercia a todo el volumen de agua del reactor que se encuentra estático, luego a medida que la frecuencia aumenta, la DP disminuye debido a la inercia del movimiento del caudal en el reactor.

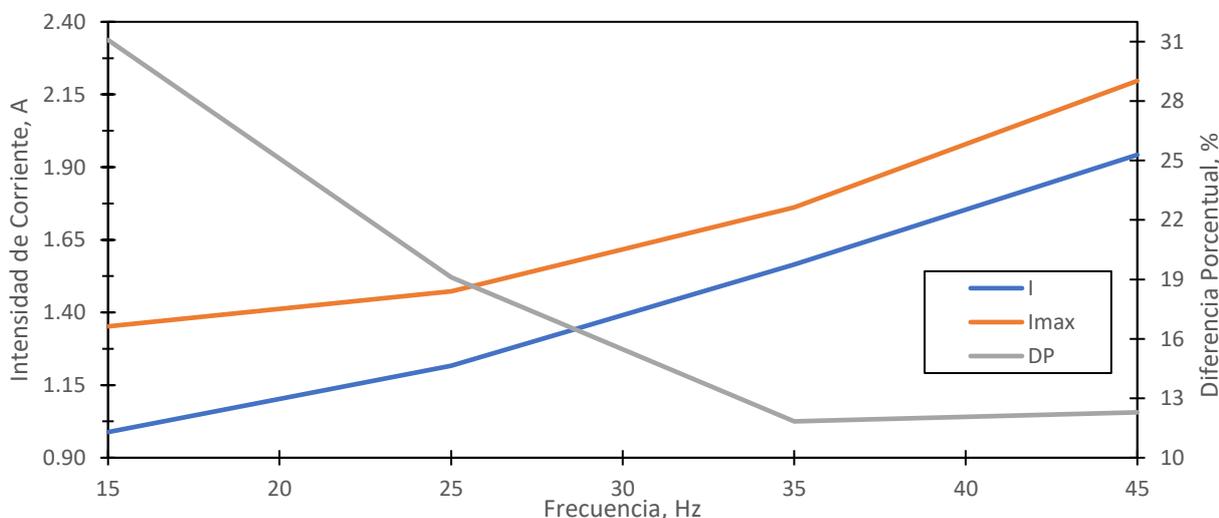


Figura 29. Intensidad de Corriente vs Intensidad de Corriente máxima a 18 cm de profundidad

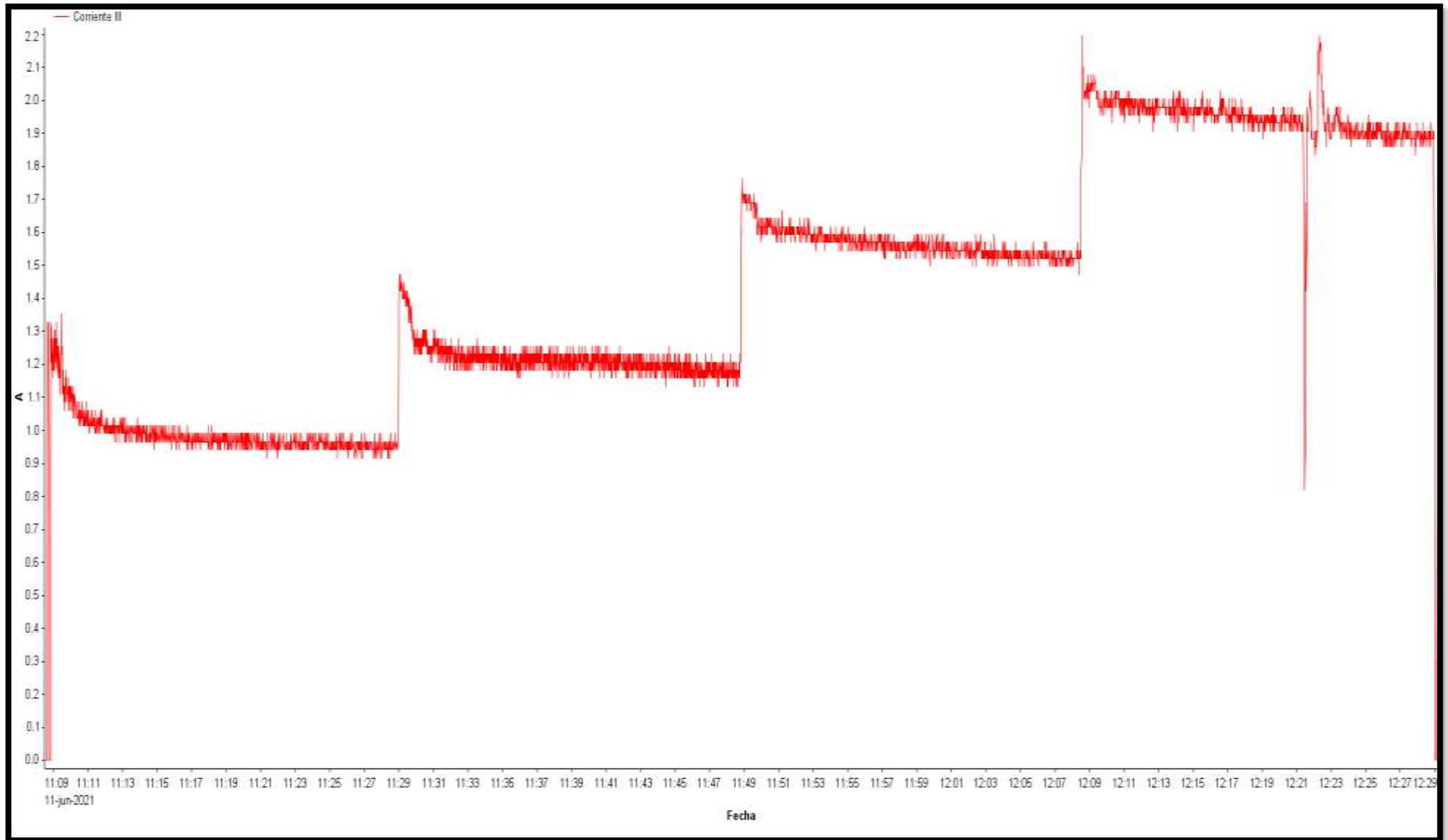


Figura 30. Intensidad de Corriente a 18 cm de profundidad a diferentes frecuencias de giro desde PowerVision Plus

De acuerdo con el total de mediciones de la campaña, con una profundidad de agua en el reactor de 18 cm, es determina que cada vez que elevamos la frecuencia de giro, se provocan picos de intensidad de corriente hasta que el sistema logra estabilizarse. Así pues, el IP de la intensidad de corriente promedio cuando elevamos la frecuencia desde 15 Hz a 25 Hz es 23%. Cuando elevamos la frecuencia de giro desde 25 Hz a 35 Hz el IP es 29% y posteriormente al elevar la frecuencia desde 35 Hz a 45 Hz el IP es 24%. Estos IPs oscilantes se pueden atribuir al mayor volumen (1800 m³) que se debe transportar, demandando más potencia al motor del Paddle Wheel.

4.1.3 ANÁLISIS CRUZADO

El consumo energético que existe en el motor del Paddle Wheel es diferente cuando está trabajando con un volumen de agua de 1000 m³ (10 cm de profundidad de agua en el reactor) y 1800 m³ (18 cm de profundidad en el reactor). Esto se debe a la fuerza de empuje que debe realizar el Paddle Wheel es mayor y mientras más volumen a desplazar aumenta la cantidad de trabajo a realizar y, por consiguiente, el requerimiento energético aumenta. Esto se puede apreciar en la Figura 31, donde la intensidad de corriente es mayor cuando hay 1800 m³ de volumen que con 1000 m³ de volumen, independientemente de la frecuencia de giro del Paddle Wheel.

Tabla 6. Comparación de energía y tiempo en reactor con diferentes volúmenes de agua y frecuencia de giro

FRECUENCIA Hz	IP DE CORRIENTE %	ESTABILIZACIÓN CON 1000 m ³ (SEGUNDOS)	ESTABILIZACIÓN 1800 m ³ (SEGUNDOS)
15	15,44	54	312
25	22,43	189	277
35	38,64	468	571
45	64,26	470	582

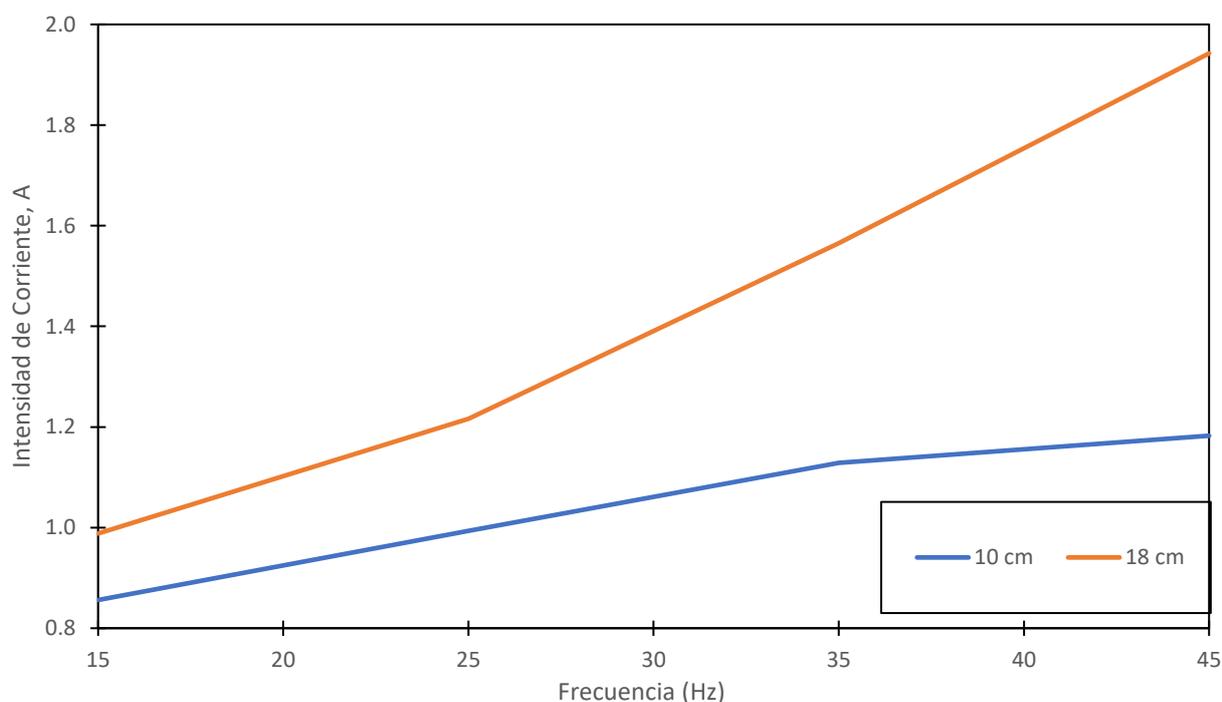


Figura 31. Intensidad de corriente vs frecuencia

Respecto al tiempo de estabilización, analizando ambas profundidades del agua se puede decir que al aumentar la frecuencia de giro del Paddle Wheel el tiempo de estabilización es creciente. Así pues, la mediana del tiempo de estabilización para una profundidad de 10 cm es 329 segundos, es decir, aproximadamente 5 minutos. Por otro lado, el tiempo de estabilización promedio para una profundidad de 18 cm es 436 segundos, ósea, 7 minutos aproximadamente.

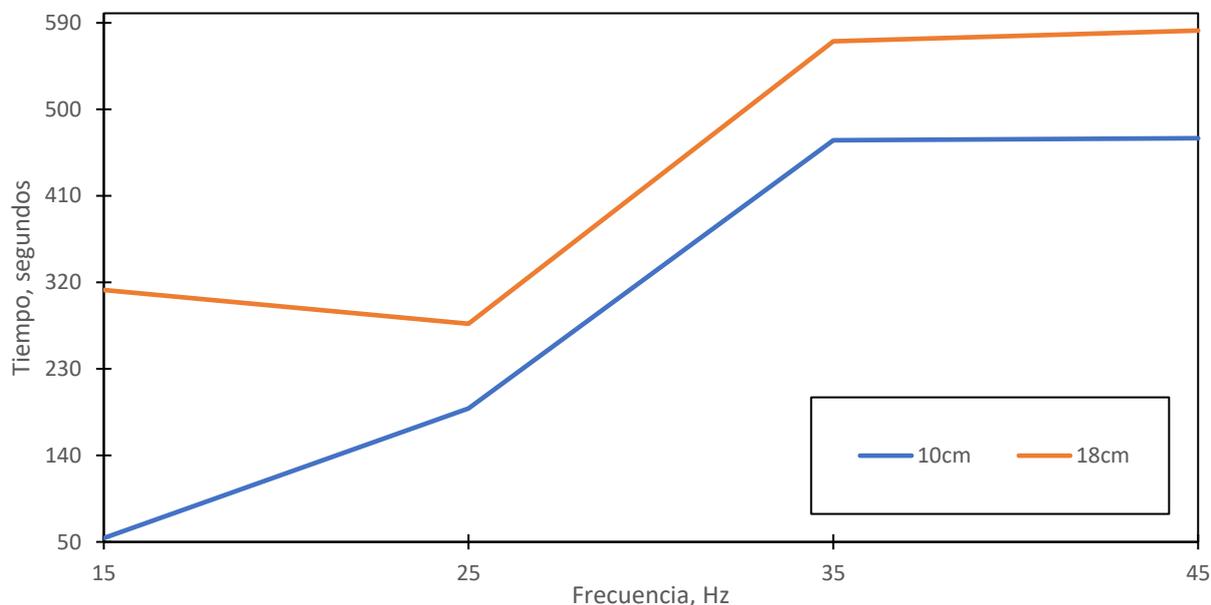


Figura 32. Estabilización de intensidad de corriente

En cuanto al comportamiento en el consumo energético de Paddle Wheel podemos decir que a mayor frecuencia de giro el IP de la intensidad de corriente y energía será creciente sin importar la profundidad del agua. No obstante, utilizar una u otra profundidad de agua tiene como consecuencia un aumento en el consumo de intensidad de corriente y energía. En promedio, existe un IP del 35% y, por consiguiente, existe un 35% de aumento en el consumo de energía del Paddle Wheel al aumentar la profundidad del agua de 10 cm a 18 cm.

Conviene subrayar y tener en cuenta que, el grupo de investigación tiene planificado que en la temporada de verano el reactor raceway trabajará con una profundidad del agua de 18 cm, por lo que habrá mayor consumo de energía. No obstante, en esta temporada es donde se presenta la mayor irradiancia solar disponible durante el año en la ciudad de Almería, con un IP del 56% respecto a la temporada de invierno, donde se presenta la menor irradiancia solar del año según la base de datos de Meteonorm. En el capítulo 5 se abordará con detalle el recurso solar disponible en la ciudad de Almería, específicamente en la EDAR “El Bobar”.

Respecto a la Figura 30, durante la campaña de mediciones se apagó el sistema durante unos segundos, lo que provocó que oscile la intensidad de corriente en el último tramo de mediciones. Para corregir esto se realizó una interpolación entre los valores anteriores y posteriores a los valores anómalos.

Así pues, se presenta la Figura 33 exponiendo la campaña de mediciones, tanto con una profundidad de 10 cm y 18 cm del reactor raceway.

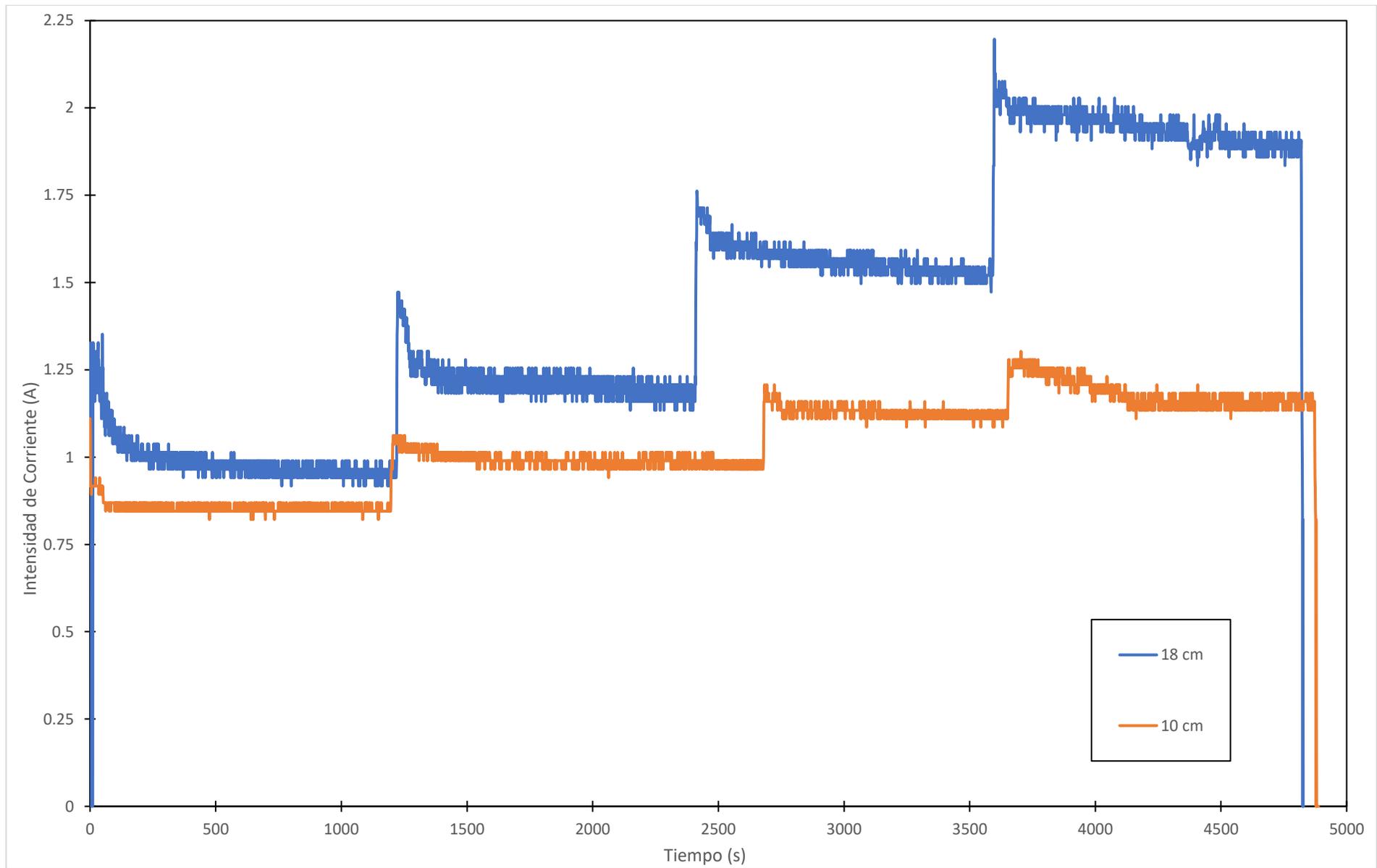


Figura 33. Intensidad de corriente a lo largo de la campaña de mediciones, en 10 cm y 18 cm de profundidad de reactor

4.2 BOMBA DE ALIMENTACIÓN

Bomba centrífuga Veneto, modelo SE2N150T-M con un caudal óptimo de 19,3 m³/h a 10 m.c.a (Anexo 2). No posee variador de frecuencia, así que su consumo energético será constante. No obstante, como toda bomba centrífuga, es necesario una potencia de arranque para luego estabilizar su consumo. Dicho esto, la potencia de arranque es 748W (230V) o 1302W (400V) con una intensidad de corriente de 3,254 A. El tiempo de estabilización sucede a los 27 segundos luego de encender el equipo. Así pues, su intensidad de corriente promedio es 2,72 A.

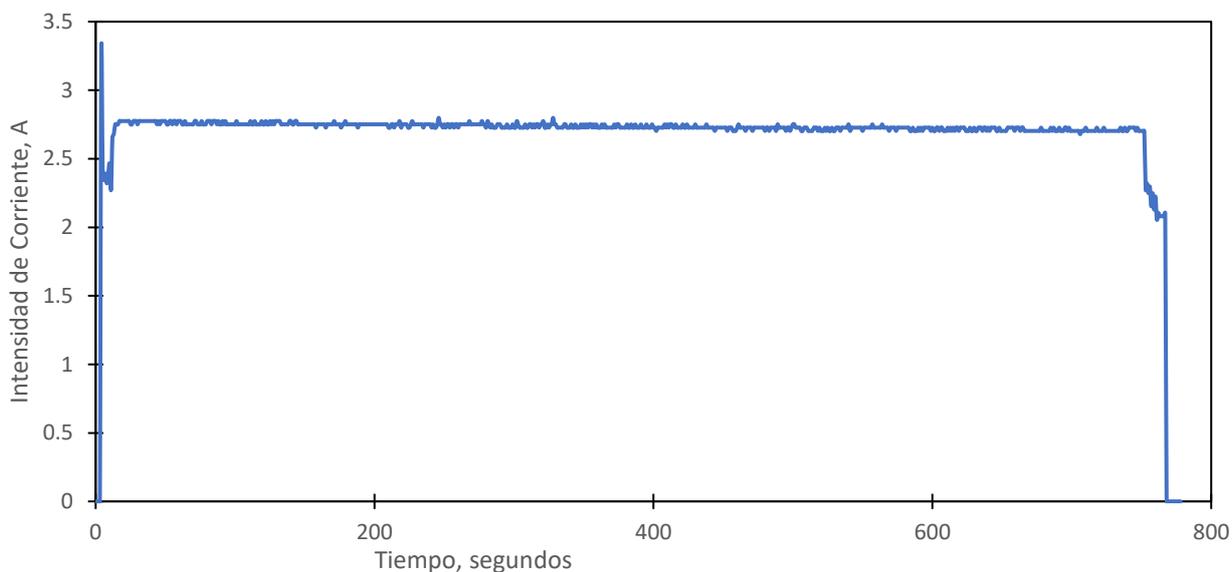


Figura 34. Intensidad de corriente en Bomba de Alimentación

4.3 BOMBA DE RECHAZO

Bomba centrífuga Veneto, modelo SE2N200T-M con caudal óptimo de 23,1m³/h a 10 m.c.a (Anexo 3), no posee variador de frecuencia. Su potencia de arranque puede ser 861W (230V) o 1497W (400V), con una intensidad de corriente de 3,742A. El tiempo de estabilización es 120 segundos luego de encender el equipo. Su intensidad de corriente promedio es 2,64A.

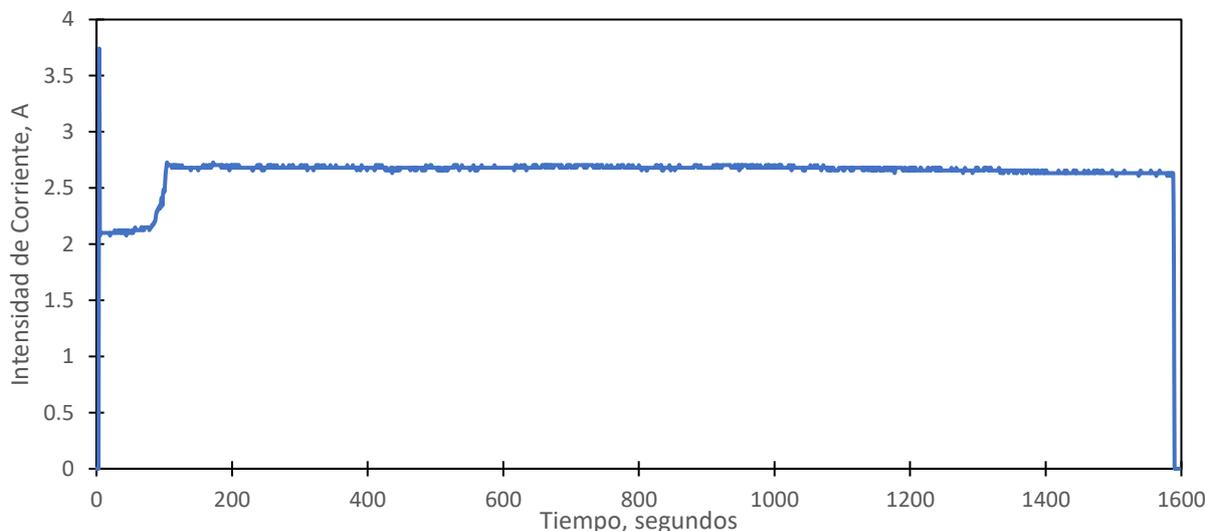


Figura 35. Intensidad de corriente en Bomba de Rechazo

5. DISEÑO DE PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA

5.1 LOCALIZACIÓN Y DEMANDA ENERGÉTICA

Para diseñar la planta solar fotovoltaica se realizaron visitas a terreno a la planta de regeneración de aguas residuales foto Fenton de proyecto ULISES, ubicada dentro de las instalaciones de la EDAR "El Bobar".



Figura 36. Estación de Depuración de Aguas Residuales "El Bobar" (Fuente: Google Earth)

Además, se presenta la planta de regeneración de aguas residuales del proyecto ULISES.



Figura 37. Reactor Raceway de la Planta de regeneración de aguas foto Fenton del proyecto ULISES

A continuación, se presenta la ubicación geográfica de la planta de regeneración de aguas residuales del proyecto ULISES es:

Tabla 7. Ubicación geográfica de la planta de regeneración de aguas del proyecto ULISES

CIUDAD	LATITUD	LONGITUD	ALTITUD
ALMERÍA CAPITAL	36,82 °	-2,42 °	10 m.s.n.m

Así pues, la planta solar fotovoltaica a diseñar estará ubicada en el mismo emplazamiento. Actualmente, esta planta se encuentra funcionando en forma discontinua, es decir, cuando se realizan experimentos necesarios para la investigación. Sin embargo, se pretende que a corto plazo la planta trabaje de forma continua con horarios establecidos de funcionamiento.

Así pues, se decidió diseñar la planta solar fotovoltaica realizando estimaciones del tiempo de funcionamiento de los equipos en 2 escenarios posibles.

- a) **Escenario Primavera**
- b) **Escenario Verano**
- c) **Escenario Otoño**
- d) **Escenario Invierno**

Estos escenarios tienen la peculiaridad de que su consumo eléctrico es directamente proporcional a la irradiancia solar disponible, es decir, en verano se puede trabajar por mayor cantidad de tiempo en forma continua, debido a que existe mayor disponibilidad de recurso solar, lo que favorece la regeneración de aguas con el método foto Fenton. Es por esto, que se deduce que el consumo de energía será mayor que en invierno.

Dicho esto, debido a que en verano hay más cantidad de irradiancia solar, el proceso foto Fenton para generar las reacciones químicas que tratan las aguas se ve favorecido. Adicionalmente, el consumo de energía de la planta de regeneración de aguas residuales se produce durante las horas disponibles de sol y por ende, la regeneración de aguas mediante foto Fenton es una tecnología que se puede acoplar perfectamente al perfil horario de irradiancia solar y al mismo tiempo a la generación de energía eléctrica mediante tecnología fotovoltaica.

Se identificó que la planta de regeneración de aguas residuales consta de 11 equipos relevantes, que desde este momento serán considerados como "Cargas".

- 1) **Paddle Wheel:** El reactor raceway se divide en canales y el agua debe estar en constante movimiento en régimen turbulento, el paddle Wheel es el encargado de generar movimiento de las aguas y que así se puedan mezclar los reactivos que son necesarios para que se produzca el efecto foto Fenton [15].
- 2) **Bomba de Alimentación:** Encargada de bombear las aguas que poseen contaminantes de interés emergente (CEC's) hacia el reactor raceway.
- 3) **Ventilador Soplante:** Encargado de mezclar las aguas que poseen contaminantes de interés emergente antes de ser bombeados al reactor raceway. (Anexo 4)

- 4) **Bomba de H₂O₂:** Encargada de bombear el reactivo peróxido de hidrógeno hacia el reactor raceway. (Anexo 5)
- 5) **Bomba de Fe:** Encarga de bombear el reactivo Hierro, Fe, hacia el reactor raceway.
- 6) **Bomba de H₂SO₄:** Encargada de bombear ácido sulfúrico hacia para realizar el acondicionamiento del agua a la entrada del reactor. Básicamente su objetivo es reducir el contenido en carbonatos y bicarbonatos, y bajar el pH hasta el óptimo que es 2,8.
- 7) **Bobina:** Encarga de crear un campo imantado para lograr que la bomba impulsora gire de forma continua (Anexo 6).
- 8) **Válvula multi puerto automática:** Conectada entre la bomba de rechazo y un filtro de arena. Encargada de controlar el sistema de bombeo de la bomba de rechazo (Anexo 7).
- 9) **Bomba de Rechazo:** Encargada de bombear el agua tratada desde el reactor raceway hacia el estanque final
- 10) **Control e Instrumentación:** Encargado de controlar la planta de regeneración de aguas residuales, específicamente en el encendido, apagado y monitorización (Anexo 8).
- 11) **Oficina:** Materiales genéricos de oficina, tales como, luminarias en general.

A continuación, se presenta un diagrama de la planta de regeneración de aguas residuales mediante foto Fenton del proyecto LIFE ULISES.



Figura 38. Solar foto Fenton tratamiento terciario de aguas residuales

Así pues, luego de identificar las cargas, mediante la ficha técnica de cada una de estas cargas, se diseñó un cuadro de carga. Se realizaron 2 cuadros de cargas, uno con las cargas en escenario verano y otra con las cargas en escenario invierno. De acuerdo con la demanda de energía diaria y con el perfil de carga horario se determinará el criterio óptimo para realizar el diseño de la planta solar fotovoltaica.

A continuación, se expone el cuadro de carga para el escenario primavera, verano, otoño e invierno. Cabe destacar que, las horas de funcionamiento se discutieron con el director del proyecto ULISES.

a) Escenario Primavera

Tabla 8. Cuadro de carga Escenario primavera

N° EQUIPO	CANTIDAD	POTENCIA (W)	HORAS DE USO	ENERGÍA (Wh)
1 PADDLEWHEEL	1	900	9	8100
2 BOMBA DE ALIMENTACIÓN	1	1567	9	14103
3 BOMBA DE RECHAZO	1	1966	5	9830
4 BOMBA DE H ₂ O ₂	1	20	9	180
5 BOMBA DE Fe	1	20	9	180
6 BOMBA DE H ₂ SO ₄	1	20	4	80
7 BOBINA	1	5,5	9	49,5
8 VENTILADOR SOPLANTE	1	1300	5,6	7280
9 VÁLVULA MULTI PUERTO AUTOMÁTICA	1	35	0,5	17,5
10 OFICINA	1	70	10	700
11 CONTROL E INSTRUMENTACIÓN	1	90	24	2160

Se determina que la energía diaria que demanda la planta de tratamiento terciario solar foto Fenton es de 42,68 kWh/día en la temporada de primavera. Por otro lado, la potencia máxima que puede alcanzar la planta es de 6 kW.

b) Escenario Verano

Tabla 9. Cuadro de carga, escenario verano

N° EQUIPO	CANTIDAD	POTENCIA (W)	HORAS DE USO	ENERGÍA (Wh)
1 PADDLEWHEEL	1	900	10	9000
2 BOMBA DE ALIMENTACIÓN	1	1567	10	15670
3 BOMBA DE RECHAZO	1	1966	6	11796
4 BOMBA DE H ₂ O ₂	1	20	10	200
5 BOMBA DE Fe	1	20	10	200
6 BOMBA DE H ₂ SO ₂	1	20	4	80
7 BOBINA	1	5,5	10	55
8 VENTILADOR SOPLANTE	1	1300	6,6	8580
9 VÁLVULA MULTI PUERTO AUTOMÁTICA	1	35	0,5	17,5
10 OFICINA	1	70	11	770
11 CONTROL E INSTRUMENTACIÓN	1	90	24	2160

Así pues, se determina que la energía diaria que demanda la planta de tratamiento terciario solar foto Fenton es de 48,46 kWh/día para la temporada de verano. Por otro lado, la potencia máxima que puede alcanzar la planta es de 6 kW.

c) Escenario Otoño

Tabla 10. Cuadro de Carga escenario Otoño

N° EQUIPO	CANTIDAD	POTENCIA (W)	HORAS DE USO	ENERGÍA (Wh)
1 PADDLEWHEEL	1	900	7	6300
2 BOMBA DE ALIMENTACIÓN	1	1567	7	10969
3 BOMBA DE RECHAZO	1	1966	5	9830
4 BOMBA DE H ₂ O ₂	1	20	7	140
5 BOMBA DE Fe	1	20	7	140
6 BOMBA DE H ₂ SO ₄	1	20	4	80
7 BOBINA	1	5,5	7	38,5
8 VENTILADOR SOPLANTE	1	1300	5	6500
9 VÁLVULA MULTI PUERTO AUTOMÁTICA	1	35	0,5	17,5
10 OFICINA	1	70	8	560
11 CONTROL E INSTRUMENTACIÓN	1	90	24	2160

Se observa que la energía diaria que demanda la planta de tratamiento terciario solar foto Fenton es de 36,74 kWh/día para la temporada de otoño. Por otro lado, de igual forma que en el escenario verano y primavera, la potencia máxima que puede alcanzar la planta es de 6 kW.

d) Escenario invierno

Tabla 11. Cuadro de carga, escenario invierno

N° EQUIPO	CANTIDAD	POTENCIA (W)	HORAS DE USO	ENERGÍA (Wh)
1 PADDLEWHEEL	1	900	6	5400
2 BOMBA DE ALIMENTACIÓN	1	1567	6	9402
3 BOMBA DE RECHAZO	1	1966	4	7864
4 BOMBA DE H ₂ O ₂	1	20	6	120
5 BOMBA DE Fe	1	20	6	120
6 BOMBA DE H ₂ SO ₄	1	20	4	80
7 BOBINA	1	5,5	6	33
8 VENTILADOR SOPLANTE	1	1300	4	5200
9 VÁLVULA MULTI PUERTO AUTOMÁTICA	1	35	0,5	17,5
10 OFICINA	1	70	7	490
11 CONTROL E INSTRUMENTACIÓN	1	90	24	2160

Se determina que la energía diaria que demanda la planta de tratamiento terciario solar foto Fenton es de 30,82 kWh/día. Por otro lado, de igual forma que para el escenario verano, primavera y otoño, la potencia máxima que puede alcanzar la planta es de 6 kW

Posteriormente, se realiza un perfil horario de cada uno de los escenarios, los cuales se presentan en la Tabla 12, Tabla 13, Tabla 14 y Tabla 15.

a) Escenario Primavera

Tabla 12. Perfil de carga horario de planta de regeneración de aguas residuales, escenario primavera, en kWh

HORA	PADDLE WHEEL	BOMBA DE ALIMENTACIÓN	BOMBA DE RECHAZO	BOMBA DE H ₂ O ₂	BOMBA DE Fe	BOMBA DE H ₂ SO ₄	BOBINA	VENTILADOR SOPLANTE	VÁLVULA MULTI PUERTO AUTOMÁTICA	CONTROL E INSTRUMENTACIÓN	OFICINA	ENERGÍA kWh
0:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,09	0	0,09
1:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,09	0	0,09
2:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,09	0	0,09
3:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,09	0	0,09
4:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,09	0	0,09
5:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,09	0	0,09
6:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,09	0	0,09
7:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,09	0	0,09
8:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,09	0	0,09
9:00:00	0	1,567	0	0,02	0,02	0,02	0,0055	1,3	0	0,09	0,07	3,09
10:00:00	0,9	1,567	0	0,02	0,02	0,02	0,0055	1,3	0,0019	0,09	0,07	3,99
11:00:00	0,9	1,567	0	0,02	0,02	0,02	0,0055	1,3	0,0019	0,09	0,07	3,99
12:00:00	0,9	1,567	0	0,02	0,02	0,02	0,0055	1,3	0,0019	0,09	0,07	3,99
13:00:00	0,9	1,567	0	0,02	0,02	0	0,0055	1,3	0,0019	0,09	0,07	3,97
14:00:00	0,9	1,567	1,966	0,02	0,02	0	0,0055	1,3	0,0019	0,09	0,07	5,94
15:00:00	0,9	1,567	1,966	0,02	0,02	0	0,0055	0,78	0,0019	0,09	0,07	5,42
16:00:00	0,9	1,567	1,966	0,02	0,02	0	0,0055	0	0,0019	0,09	0,07	4,64
17:00:00	0,9	1,567	1,966	0,02	0,02	0	0,0055	0	0,0019	0,09	0,07	4,64
18:00:00	0,9	0	1,966	0	0	0	0	0	0,0019	0,09	0,07	3,03
19:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,09	0	0,09
20:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,09	0	0,09
21:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,09	0	0,09
22:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,09	0	0,09
23:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,09	0	0,09
TOTAL	8,1	14,103	9,83	0,18	0,18	0,08	0,0495	8,58	0,0175	2,16	0,7	43,98

b) Escenario verano

Tabla 13. Perfil de cara horario de planta regeneración de aguas residuales, escenario Verano, en kWh

HORA	PADDLE WHEEL	BOMBA DE ALIMENTACIÓN	BOMBA DE RECHAZO	BOMBA DE H ₂ O ₂	BOMBA DE Fe	BOMBA DE H ₂ SO ₄	BOBINA	VENTILADOR SOPLANTE	VÁLVULA MULTI PUERTO AUTOMÁTICA	CONTROL E INSTRUMENTACIÓN	OFICINA	ENERGÍA kWh
0:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,09	0	0,09
1:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,09	0	0,09
2:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,09	0	0,09
3:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,09	0	0,09
4:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,09	0	0,09
5:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,09	0	0,09
6:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,09	0	0,09
7:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,09	0	0,09
8:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,09	0	0,09
9:00:00	0	1,567	0	0,02	0,02	0,02	0,0055	1,3	0	0,09	0,07	3,09
10:00:00	0,9	1,567	0	0,02	0,02	0,02	0,0055	1,3	0,00175	0,09	0,07	3,99
11:00:00	0,9	1,567	0	0,02	0,02	0,02	0,0055	1,3	0,00175	0,09	0,07	3,99
12:00:00	0,9	1,567	0	0,02	0,02	0,02	0,0055	1,3	0,00175	0,09	0,07	3,99
13:00:00	0,9	1,567	0	0,02	0,02	0	0,0055	1,3	0,00175	0,09	0,07	3,97
14:00:00	0,9	1,567	1,966	0,02	0,02	0	0,0055	1,3	0,00175	0,09	0,07	5,94
15:00:00	0,9	1,567	1,966	0,02	0,02	0	0,0055	0,78	0,00175	0,09	0,07	5,42
16:00:00	0,9	1,567	1,966	0,02	0,02	0	0,0055	0	0,00175	0,09	0,07	4,64
17:00:00	0,9	1,567	1,966	0,02	0,02	0	0,0055	0	0,00175	0,09	0,07	4,64
18:00:00	0,9	1,567	1,966	0,02	0,02	0	0,0055	0	0,00175	0,09	0,07	4,64
19:00:00	0,9	0	1,966	0	0	0	0	0	0,00175	0,09	0,070	3,03
20:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,09	0	0,09
21:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,09	0	0,09
22:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,09	0	0,09
23:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,09	0	0,09
TOTAL	9	15,67	11,796	0,2	0,2	0,08	0,055	8,58	0,0175	2,16	0,77	48,53

c) Escenario Otoño

Tabla 14. Perfil de carga horario de planta de regeneración de aguas residuales, escenario otoño, en kWh

HORA	PADDLE WHEEL	BOMBA DE ALIMENTACIÓN	BOMBA DE RECHAZO	BOMBA DE H ₂ O ₂	BOMBA DE Fe	BOMBA DE H ₂ SO ₄	BOBINA	VENTILADOR SOPLANTE	VÁLVULA MULTI PUERTO AUTOMÁTICA	CONTROL E INSTRUMENTACIÓN	OFICINA	ENERGÍA kWh
0:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,09	0	0,09
1:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,09	0	0,09
2:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,09	0	0,09
3:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,09	0	0,09
4:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,09	0	0,09
5:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,09	0	0,09
6:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,09	0	0,09
7:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,09	0	0,09
8:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,09	0	0,09
9:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,09	0	0,09
10:00:00	0	1,567	0	0,02	0,02	0	0,0055	1,3	0	0,09	0	3,00
11:00:00	0,9	1,567	0	0,02	0,02	0,02	0,0055	1,3	0	0,09	0	3,92
12:00:00	0,9	1,567	0	0,02	0,02	0,02	0,0055	1,3	0	0,09	0,07	3,99
13:00:00	0,9	1,567	0	0,02	0,02	0,02	0,0055	1,3	0	0,09	0,07	3,99
14:00:00	0,9	1,567	1,966	0,02	0,02	0,02	0,0055	1,3	0,0035	0,09	0,07	5,96
15:00:00	0,9	1,567	1,966	0,02	0,02	0	0,0055	0	0,0035	0,09	0,07	4,64
16:00:00	0,9	1,567	1,966	0,02	0,02	0	0,0055	0	0,0035	0,09	0,07	4,64
17:00:00	0,9	0	1,966	0	0	0	0	0	0,0035	0,09	0,07	3,03
18:00:00	0	0	1,966	0	0	0	0	0	0,0035	0,09	0,07	2,13
19:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,09	0,07	0,16
20:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,09	0	0,09
21:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,09	0	0,09
22:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,09	0	0,09
23:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,09	0	0,09
TOTAL	6,3	10,969	9,83	0,14	0,14	0,08	0,0385	6,5	0,0175	2,16	0,56	36,74

d) Escenario invierno

Tabla 15. Perfil de carga horario de planta regeneración de aguas residuales, escenario Invierno, en kWh

HORA	PADDLE WHEEL	BOMBA DE ALIMENTACIÓN	BOMBA DE RECHAZO	BOMBA DE H ₂ O ₂	BOMBA DE Fe	BOMBA DE H ₂ SO ₄	BOBINA	VENTILADOR SOPLANTE	VÁLVULA MULTI PUERTO AUTOMÁTICA	CONTROL E INSTRUMENTACIÓN	OFICINA	ENERGÍA kWh
0:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,09	0	0,09
1:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,09	0	0,09
2:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,09	0	0,09
3:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,09	0	0,09
4:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,09	0	0,09
5:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,09	0	0,09
6:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,09	0	0,09
7:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,09	0	0,09
8:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,09	0	0,09
9:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,09	0	0,09
10:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,09	0	0,09
11:00:00	0	1,567	0	0,02	0,02	0,02	0,0055	1,3	0	0,09	0	3,02
12:00:00	0,9	1,567	0	0,02	0,02	0,02	0,0055	1,3	0	0,09	0,07	3,99
13:00:00	0,9	1,567	0	0,02	0,02	0,02	0,0055	1,3	0	0,09	0,07	3,99
14:00:00	0,9	1,567	1,966	0,02	0,02	0,02	0,0055	1,3	0,004375	0,09	0,07	5,96
15:00:00	0,9	1,567	1,966	0,02	0,02	0	0,0055	0	0,004375	0,09	0,07	4,64
16:00:00	0,9	1,567	1,966	0,02	0,02	0	0,0055	0	0,004375	0,09	0,07	4,64
17:00:00	0,9	0	1,966	0	0	0	0	0	0,004375	0,09	0,07	3,03
18:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,09	0,07	0,16
19:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,09	0	0,09
20:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,09	0	0,09
21:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,09	0	0,09
22:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,09	0	0,09
23:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,09	0	0,09
TOTAL	5,4	9,402	7,864	0,12	0,12	0,08	0,033	5,2	0,0175	2,16	0,49	30,89

Gráficamente se pueden representar los perfiles de carga horario de consumo para los escenarios mencionados anteriormente; primavera, verano, otoño e invierno. La Figura 39, Figura 40, Figura 41 y Figura 42 exponen todos los escenarios de análisis.

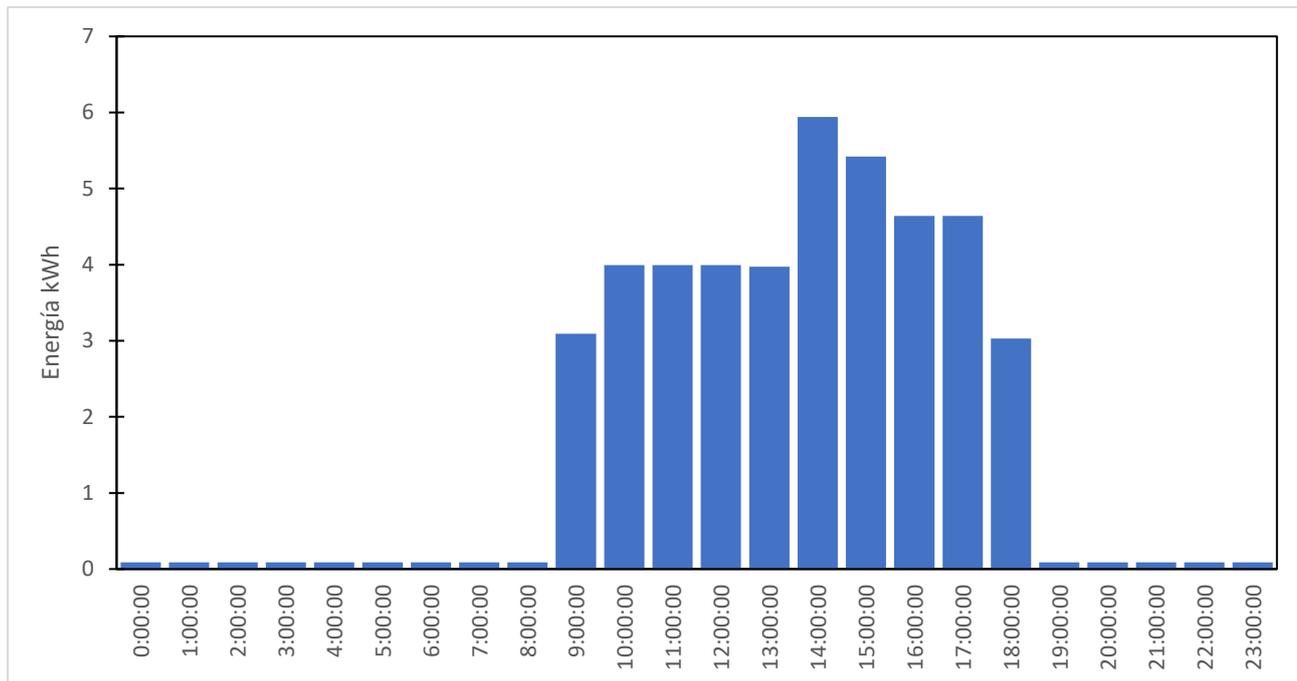


Figura 39. Perfil de carga horario, escenario primavera

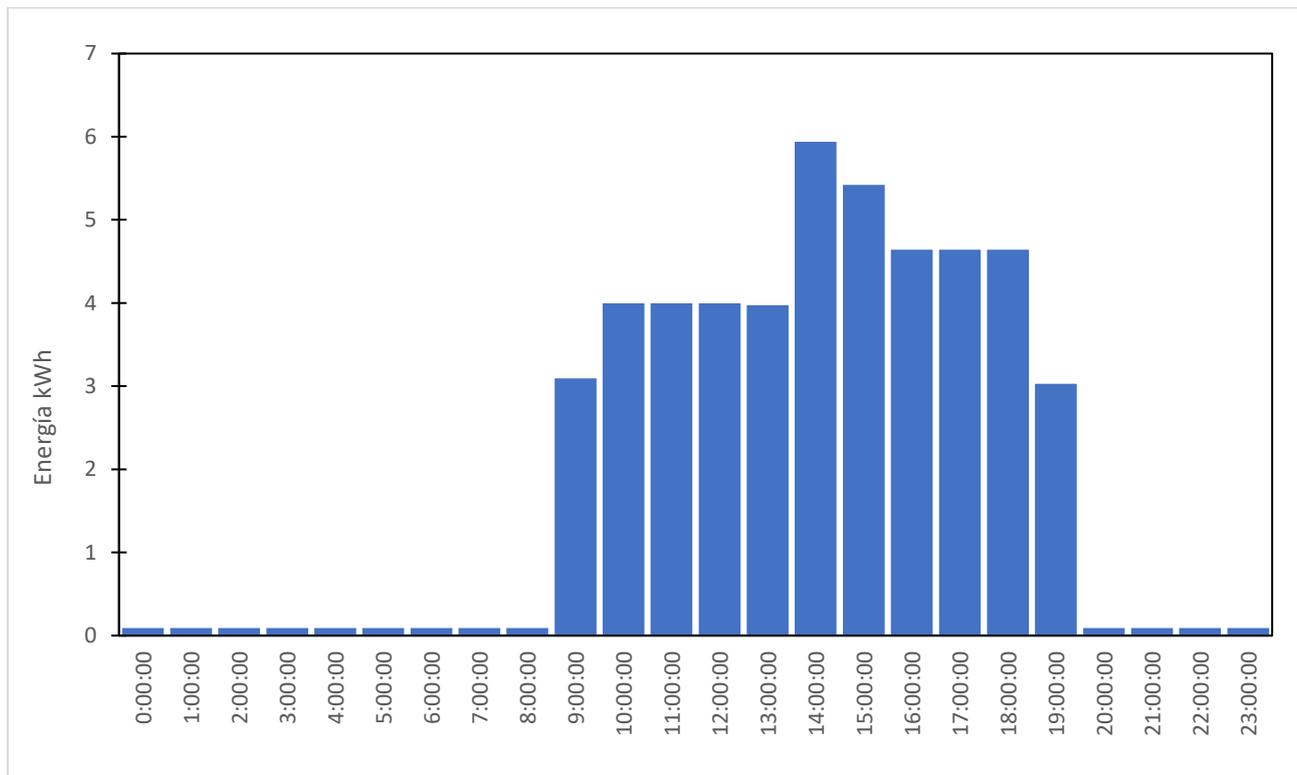


Figura 40. Perfil de carga horario, escenario verano

Ambos escenarios, tanto verano como primavera presentan un consumo de energía dinámico máximo a las 14:00:00 hh:mm:ss de 5,94 kWh. Sin embargo, en la temporada de verano es donde más se consume energía.

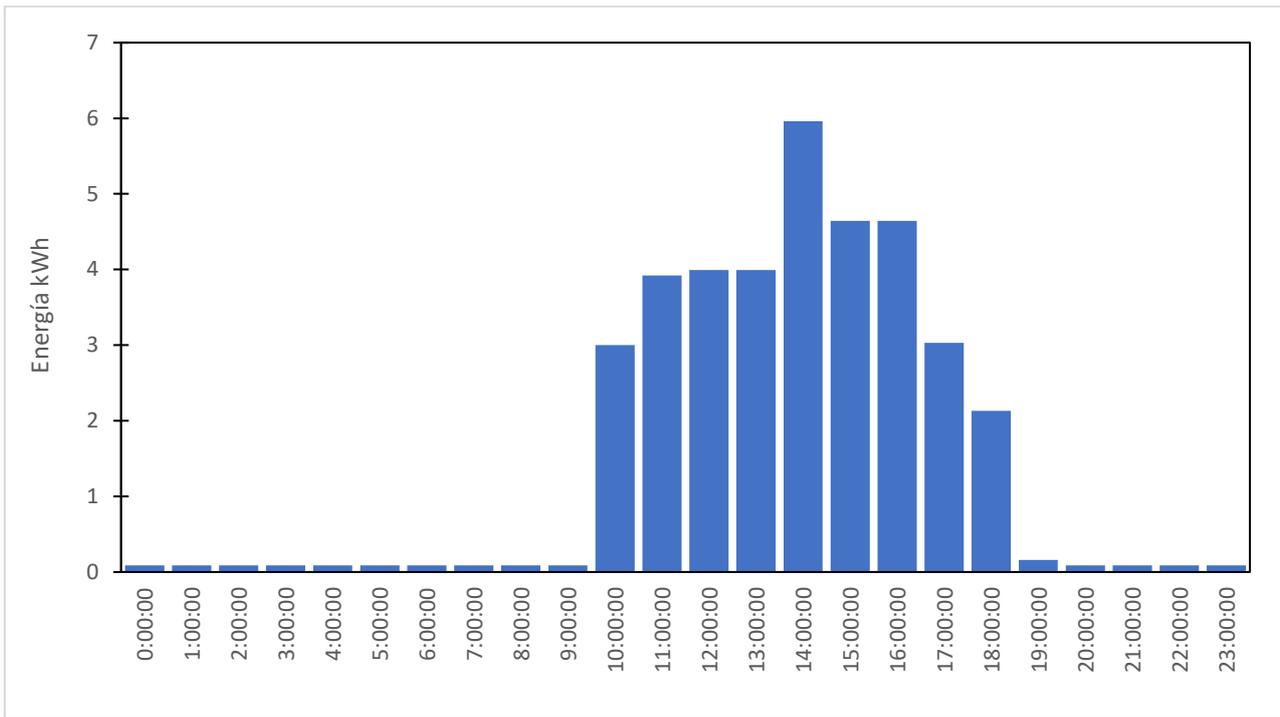


Figura 41. Perfil de carga horario, escenario otoño

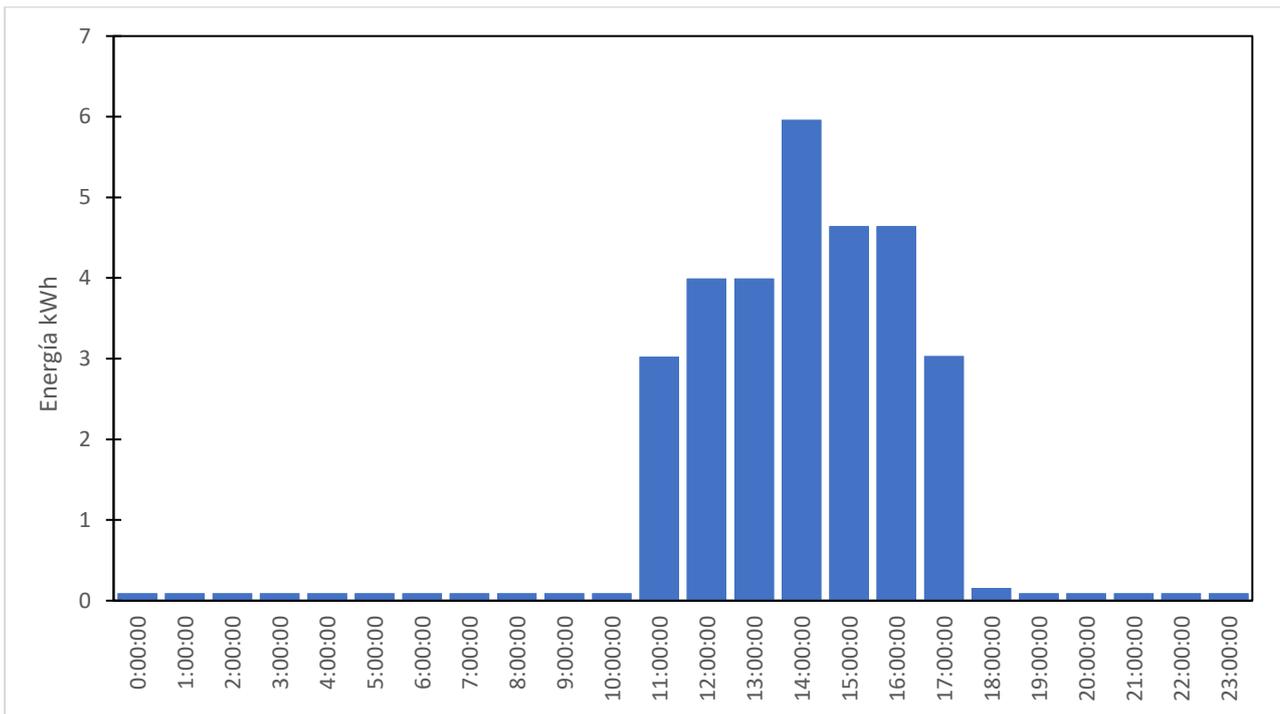


Figura 42. Perfil de carga horario, escenario invierno

Tanto en el escenario de otoño como invierno, se presenta un consumo de energía dinámico máximo de 5,96 kWh a las 14:00:00 hh:mm:ss, sin embargo, para el escenario otoño se consume más energía diaria que en invierno.

Dicho esto, y de acuerdo a los perfiles de carga horario, trabajando de forma dinámica se determina que a pesar de que en verano hay mayor consumo de energía diario, el pico de energía se produce en la estación de invierno y otoño, con 5,96 kWh a las 14:00:00 hh:mm:ss.

Por otro lado, para diseñar la planta solar fotovoltaica se realiza un análisis dinámico de demanda de energía de forma estacional. Así pues, se utiliza el software PVsyst para realizar el diseño de la planta solar fotovoltaica.

El consumo anual de la planta de regeneración de aguas residuales solar foto Fenton es aproximadamente 14,6 MWh/año. Dicho esto, la planta solar fotovoltaica será capaz de abastecer energéticamente esta demanda.

5.2 RECURSO SOLAR DISPONIBLE

El recurso solar disponible en la EDAR “El Bobar” se obtuvo de la base de datos meteorológicos de Meteonorm 7.2 (1996 – 2010) (Anexo 9), esta base de datos indica que la Irradiación solar Global Horizontal (GHI) es anual es 1828,6 kWh/m², Irradiación solar Difusa Horizontal de (DHI) anual de 646,63 kWh/m² y una Irradiación solar Normal Directa (DNI) anual de 2000,8 kWh/m². A continuación se expone la ubicación geográfica donde será instalada la planta solar fotovoltaica denominada “PLANTA FV LIFE ULISES”.

Tabla 16. Ubicación geográfica “Planta FV ULISES”

CIUDAD	EMPLAZAMIENTO	LATITUD	LONGITUD	ALTITUD
ALMERÍA CAPITAL	EDAR “EL BOBAR”	36,822° NORTE	-2,423° OESTE	10 m.s.n.m

Así pues, se expone el recurso solar disponible en el emplazamiento la EDAR “El Bobar”. Donde será implementada la “Planta FV ULISES”, así como su perfil mensual de temperatura ambiente y velocidad del viento.

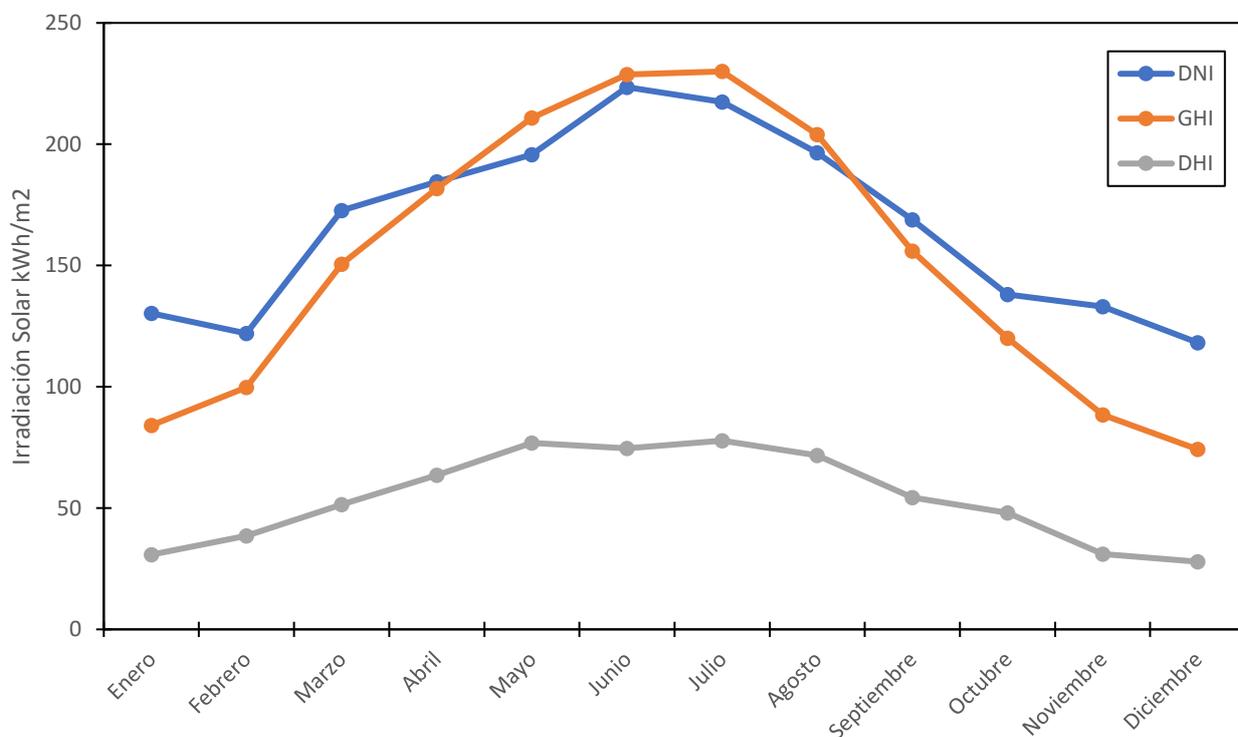


Figura 43. Recurso solar disponible

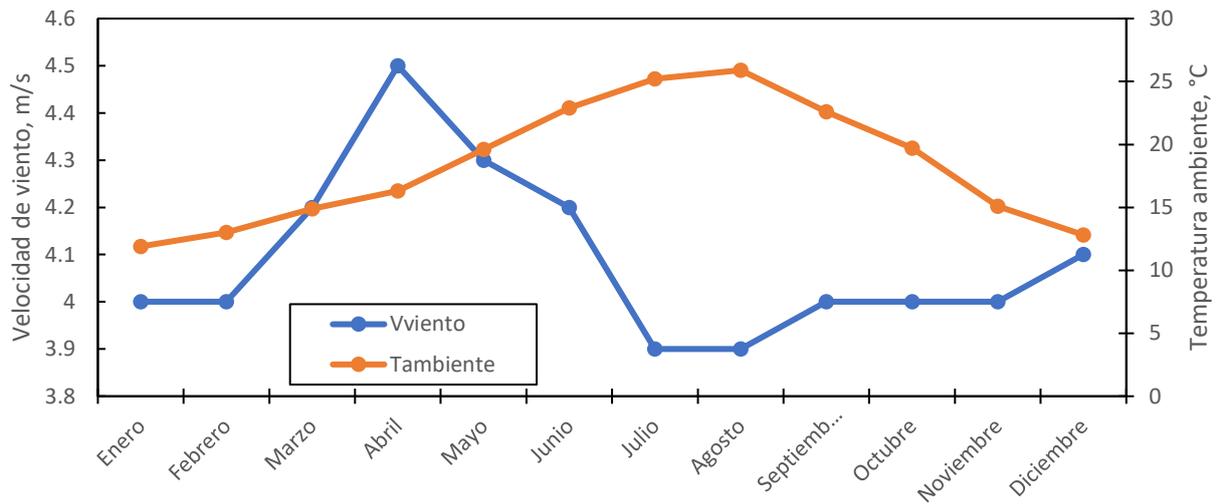


Figura 44. Perfil mensual de temperatura ambiente y Velocidad de viento

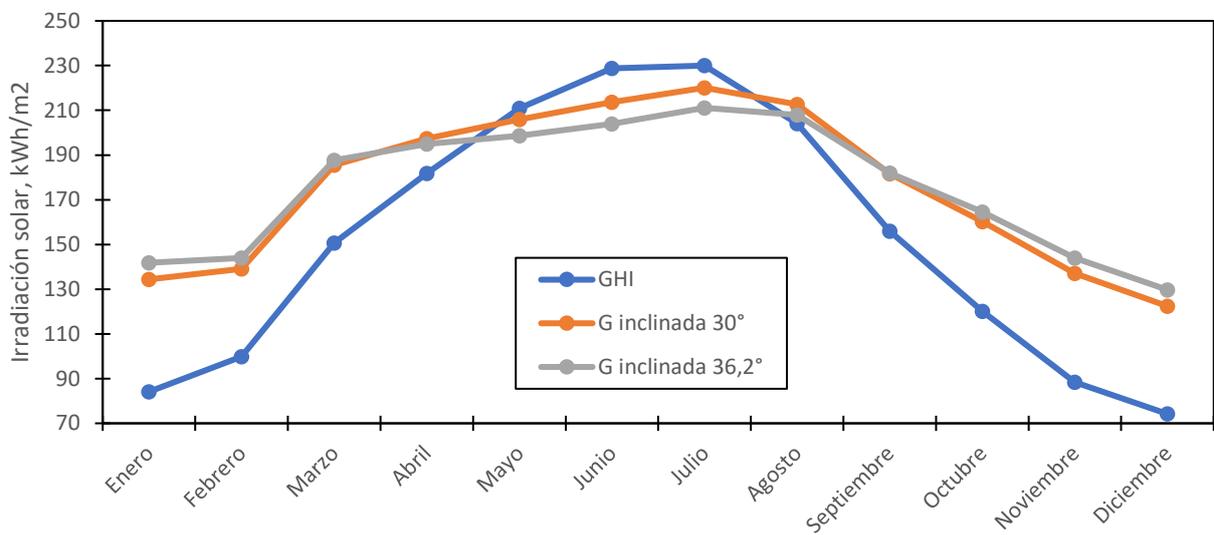


Figura 45. GHI vs G inclinada 30° vs G inclinada 36,2°

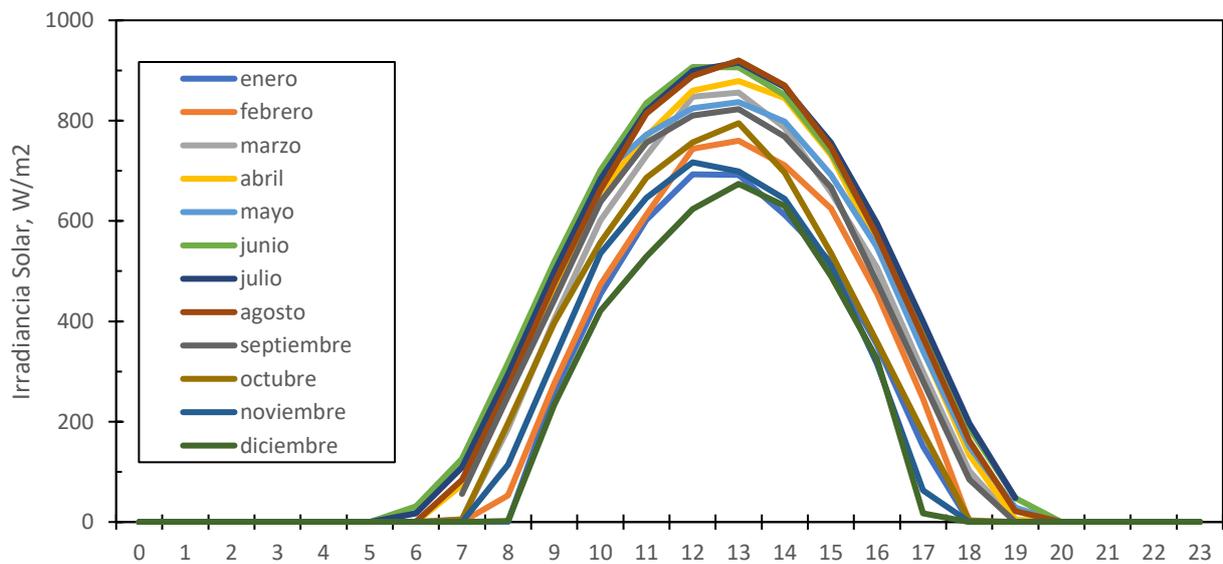


Figura 46. Perfil horario Irradiancia solar

5.3 ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN

Así pues, realizando un análisis de sensibilidad respecto a la inclinación óptima del campo solar, se decidió que la inclinación óptima es 30° , puesto que, se ajusta al perfil de carga de la planta de regeneración de aguas residuales foto Fenton, privilegiando la generación máxima de energía anual. Además, el software PVsyst corrobora y fortalece el argumento mediante su optimizador de inclinación de módulos fotovoltaicos.

También, se decidió utilizar un ángulo acimut de 0° , es decir, orientado al sur geográfico. Así pues, se determinó utilizar un campo solar con inclinación fija a $\beta = 30^\circ$.

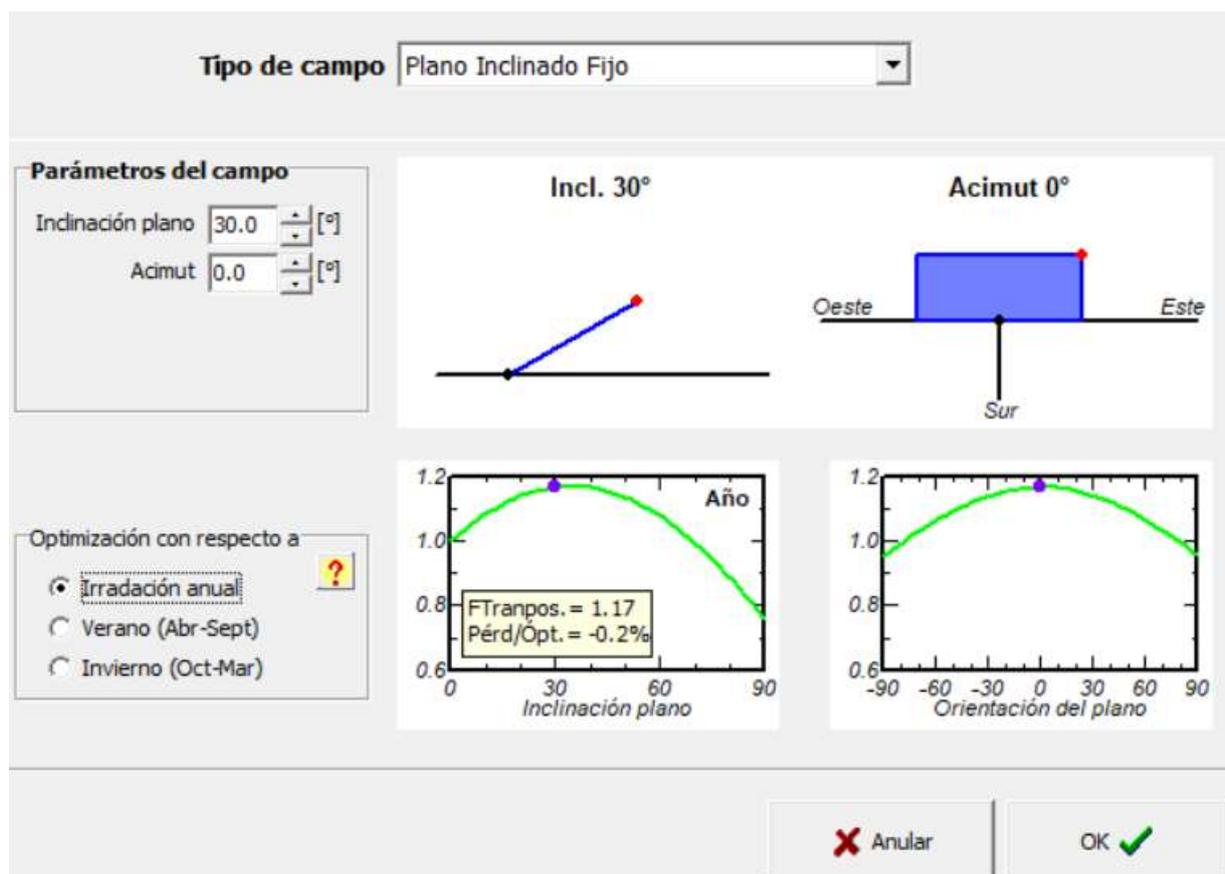


Figura 47. Optimizador de captación de Irradiación solar de PVsyst

5.4 INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

De acuerdo con el recurso solar disponible y la inclinación optimizada de 30° , se determinó que el generador solar recibirá un total de $2145 \text{ kWh/m}^2\text{año}$ y, por consiguiente, 5.88 Horas Solares Pico (HSP) en la ciudad de Almería. Dicho esto, la temporada más crítica con respecto a la demanda de energía es verano, con una demanda diaria de $48,53 \text{ kWh/día}$.

Con las HSP y la demanda diaria se estimó que la instalación solar FV debe tener al menos una potencia nominal de $8,2 \text{ kW}$ en corriente alterna (AC). Sin embargo, se debe considerar el performance ratio y almacenamiento energético mediante un banco de baterías, puesto que, existen consumos energéticos que están fuera de las horas de sol disponible.

Así pues, considerando que la instalación FV abastecerá la demanda de energía diurna y nocturna de la planta de regeneración de aguas residuales. Se calculó el tamaño del generador fotovoltaicos de acuerdo al Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a la Red (PCT-C-REV-julio2011) [27]. Así pues, la potencia fotovoltaica viene definido por la siguiente expresión:

$$P_{FV}^* = \frac{L_D}{PR * HSP} \quad \text{Ecuación (8)}$$

$$P_{FV}^* = \frac{48,53 \frac{kWh}{día}}{0,79 * 5,88 \frac{h}{día}}$$

$$P_{FV}^* = \mathbf{10,4 kW}$$

Así pues, en primera instancia se decidió instalar una potencia del generador FV de 10,4 kW nominal. Posteriormente, para corroborar la estimación realizada se realizarán 2 simulaciones dinámicas con diferentes tipos de configuraciones del Planta FV. Dicho esto, el nombre de la instalación será “**Planta Fotovoltaica LIFE ULISES**”.

5.4.1 CONFIGURACIÓN “A”

Para obtener 10,4 kW de potencia nominal en DC se decidió utilizar 26 módulos fotovoltaicos Canadian Solar HiDM high density MONO PERC module CS1U-400MS, de 400W de potencia nominal. La disposición del campo solar será de 13 módulos en serie repartidos en 2 cadenas en paralelo. Las características técnicas más importantes del módulo fotovoltaico se presentan a continuación. (También véase anexo 10).

Tabla 17. Características técnicas más relevantes de módulo fotovoltaico Canadian Solar CS1U-400MS

MODELO	CS1U-400MS	
POTENCIA NOMINAL	400	W
VOLTAJE DE MÁXIMA POTENCIA (Vmp)	44,1	V
CORRIENTE DE MÁXIMA POTENCIA (Imp)	9,08	A
CORRIENTE EN CORTO CIRCUITO (Isc)	9,6	A
VOLTAJE EN CIRCUITO ABIERTO (Voc)	53,4	V
EFICIENCIA	19,4	%
TIPO DE CÉLULA	MONOCRISTALINA	-
NÚMERO DE CÉLULAS	144	-
DIMENSIONES	2078x992x35	mm
PESO	24,3	Kg
COEFICIENTE DE TEMPERATURA (POTENCIA)	-0,37	%/°C
COEFICIENTE DE TEMPERATURA (VOLTAJE)	-0,29	%/°C
COEFICIENTE DE TEMPERATURA (CORRIENTE)	0,05	%/°C
TEMPERATURA NOMINAL DE FUNCIONAMIENTO DEL MÓDULO	43 +/-3	°C

5.4.1.1 INVERSOR CENTRAL

Se decidió utilizar solo 1 inversor central trifásico FRONIUS Symo 8.2 3-M, el cual posee conexión a internet a través de WLAN o Ethernet. Además, puede complementarse con un Fronius Smart Meter, el cual es un equipo que envía información más completa de la monitorización del sistema. Dicho esto, las características técnicas más relevantes del inversor trifásico FRONIUS Symo 8.2 3-M se presentan a continuación:

Tabla 18. Características técnicas de inversor FRONIUS

MODELO	SYMO 8.2 3M
DATOS DE ENTRADA	
MÁXIMA CORRIENTE DE ENTRADA	16 A
MÁXIMA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO POR SERIE FV	24 A
MÍNIMA TENSIÓN DE ENTRADA	150 V
TENSIÓN CC MÍNIMA DE PUESTA EN SERVICIO	200 V
TENSIÓN DE ENTRADA NOMINAL	595 V
MÁXIMA TENSIÓN DE ENTRADA	1000 V
RANGO DE TENSIÓN MPP	228-800V
NÚMERO DE SEGUIDORES MPP	2
NÚMERO DE ENTRADAS CC	2+2
MÁXIMA SALIDA DEL GENERADOR FV	16,4 kWpico
DATOS DE SALIDA	
POTENCIA NOMINAL CA	8,2 kW
MÁXIMA POTENCIA DE SALIDA	8200 VA
MÁXIMA CORRIENTE DE SALIDA	11,8 A
FRECUENCIA (RANGO DE FRECUENCIA)	50 Hz / 60 Hz
RENDIMIENTO	98%
RENDIMIENTO EUROPEO	97,7%

Además, cabe destacar que, el inversor cuenta con 2 seguidores MPP, en el caso de este inversor es un seguimiento GMPP. (Anexo 11). Cabe destacar que, la relación potencia de inversor y potencia nominal del generador FV es 1,26, es un valor elevado para instalaciones que están sometidas a altos valores de irradiancia solar ya que podría darse el fenómeno de clipping, esto es, de saturación de la potencia del inversor por efecto de la existencia de una potencia fotovoltaica superior a la máxima esperable por el inversor. Sin embargo, este fenómeno no resulta significativo en este caso ya que se trata de una instalación con inclinación optimizada a funcionamiento anual que evita lo picos de irradiancia en los meses de verano. El hecho de que el inversor sean multientrada también favorece la reducción de este efecto.

5.4.1.2 ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO

El sistema de almacenamiento energético será mediante un banco de baterías que deberá satisfacer la demanda energética cuando la generación de energía del generador FV sea inferior a la demanda de la planta de regeneración de aguas residuales. Así pues, se diseñó el banco de baterías de acuerdo con la demanda energética.

El banco de baterías consiste en 6 baterías conectadas en serie marca Pylontech de Litio-ion US2000C. esto brindará un almacenamiento energético de 11,7 kWh, considerando un DOD de 80% y un SOC del 20%, además, el banco de baterías tendrá un peso de 144 kg, una capacidad (C10) de 51 Ah y su voltaje de trabajo será de 288 V. También, se decidió una autonomía de 7 horas considerando un consumo diario a carga media, esto resulta no ser una situación real, así pues, la autonomía será mayor. Dicha autonomía se visualiza de mejor manera en las simulaciones dinámicas. Así pues, se exponen las características técnicas más importantes del banco de baterías. (Anexo 12) A continuación, se expone la batería Pylontech US2000C.

Figura 48. Batería Pylontech US2000C



Tabla 19. Características técnicas batería US2000C

MODELO	US2000C
VOLTAJE NOMINAL	48 V
CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO	2400 Wh
CAPACIDAD ÚTIL	2280 Wh
DIMENSIONES	442x410x89 mm
PESO	24 kg
VOLTAJE DE DESCARGA	44,5 – 53-5 V
VOLTAJE DE CARGA	52,5 – 53,5 V
	25 (RECOMENDADA)
CORRIENTE DE CARGA/DESCARGA	50 (MÁXIMA)
	90 (PICO)
	PRE-CARGA
CARACTERÍSTICAS	PROTECCIÓN DUAL ACTIVA
	PASO FLEXIBLE DE CORRIENTE
TIPO DE PROTECCIÓN	IP55
TEMPERATURA DE TRABAJO	0-50°C
ALTITUD DE TRABAJO	<2000 m.s.n.m

Así pues, la Tabla 20 expone las características técnicas de la PLANTA FV LIFE ULISES mediante la configuración “A”.

Tabla 20. Planta Solar Fotovoltaica LIFE ULISES, configuración “A”

NOMBRE	PLANTA FV “LIFE ULISES”	
POTENCIA NOMINAL	10,4	kW
CORRIENTE CORTOCIRCUITO (DC)	19,2	A
VOLTAJE DE CIRCUITO ABIERTO (DC)	694,2	V
CORRIENTE MÁXIMA POTENCIA (DC)	18,16	A
VOLTAJE DE MÁXIMA POTENCIA (DC)	573,3	V
CAMPO SOLAR	53,6	m ²
MÓDULOS FOTOVOLTAICOS		
CANTIDAD DE MÓDULOS	26	UNIDADES
DISPOSICIÓN	13 SERIE X 2 PARALELO	
INVERSOR		
CANTIDAD DE INVERSORES	1	UNIDAD
TIPO	TRIFÁSICO	
MÁXIMA CORRIENTE DE ENTRADA (DC)	16A/16A	
MÁXIMA CORRIENTE DE SALIDA (AC)	11,8x2	A
NÚMERO DE SEGUIDORES MPP	2	
BANCO DE BATERÍAS		
CANTIDAD DE BATERÍAS	6	UNIDADES
DISPOSICIÓN	6 SERIE X 1 PARALELO	
VOLTAJE	288	V
CAPACIDAD GLOBAL (C10)	51	Ah
CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO	11,7	kWh

5.4.2 CONFIGURACIÓN “B”

Para esta configuración se mantendrá la potencia, cantidad de módulos, disposición serie-paralelo y configuración del generador FV (10,4 kW) y se modificará la cantidad de inversores y potencia de salida de estos. Con esto se pretende disminuir la relación entre la potencia nominal del generador FV y la potencia AC del inversor.

5.4.2.1 INVERSOR CADENA

Se seleccionaron 2 inversores cadena (String inverter) FRONIUS Symo 5.0 -3M. También cabe destacar que la relación potencia de inversor y potencia nominal del generador FV es de 1,04, el cual se encuentra dentro de los valores recomendados [1,0-1,2] para instalaciones fotovoltaicas que se ubican en el sur de Europa o para ser más preciso en latitudes entre 35° y 45°. Las características más importantes de este inversor se presentan a continuación (Anexo 11).

Es importante mencionar que, utilizar 2 inversores para una instalación pequeña (<10kW) no es económicamente viable. Sin embargo, ampliar la potencia nominal en AC permite proyectar una escalabilidad de la instalación del generador FV.

Tabla 21. Especificaciones técnicas Inversor Fronius Symo 5.0 – 3M

MODELO	SYMO 8.2 3M
DATOS DE ENTRADA	
MÁXIMA CORRIENTE DE ENTRADA	16 A
MÁXIMA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO POR SERIE FV	24 A
MÍNIMA TENSIÓN DE ENTRADA	150 V
TENSIÓN CC MÍNIMA DE PUESTA EN SERVICIO	200 V
TENSIÓN DE ENTRADA NOMINAL	595 V
MÁXIMA TENSIÓN DE ENTRADA	1000 V
RANGO DE TENSIÓN MPP	163-800V
NÚMERO DE SEGUIDORES MPP	2
NÚMERO DE ENTRADAS CC	2+2
MÁXIMA SALIDA DEL GENERADOR FV	10 kWpico
DATOS DE SALIDA	
POTENCIA NOMINAL CA	5 kW
MÁXIMA POTENCIA DE SALIDA	5000 VA
MÁXIMA CORRIENTE DE SALIDA	7,2 A
FRECUENCIA (RANGO DE FRECUENCIA)	50 Hz / 60 Hz
RENDIMIENTO	98%
RENDIMIENTO EUROPEO	97,3%

5.4.2.2 ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO

Puesto que, la capacidad de almacenamiento se diseña de acuerdo a la demanda de energía, el banco de baterías será igual a la configuración “A”, que consiste en 6 baterías conectadas en serie marca Pylontech de Litio-ion US2000C. esto brindará un almacenamiento energético de 11,7 kWh, considerando un DOD de 80% y un SOC del 20%.

Así pues, como se mencionó anteriormente, esta configuración “B” de planta solar fotovoltaica elevando la potencia nominal en corriente alterna (AC) a 10 kWac, la utilizar 2 inversores de 5kW de potencia alterna conectados en paralelo entre sí, genera una serie de beneficios, puesto que aumenta la autonomía de las series de módulos fotovoltaicos, puesto que, si ocurre algún problema en una de las líneas de módulos fotovoltaicos, la otra línea FV al ser independiente entre sí, trabajará de igual forma sin reducir la generación de energía fotovoltaica en demasía. Esta condición no sucede en la configuración de inversor central, en la cual, si ocurre un problema en la

serie de módulos fotovoltaicos, la producción de energía decrece en demasía. Por otro lado, la configuración de inversor en cadena trae consigo un aumento en la inversión inicial.

Así pues, se presenta la Tabla 22, la cual expone las características técnicas más relevantes de la planta solar fotovoltaica LIFE ULISES con la configuración de inversor cadena.

Tabla 22. Planta Solar Fotovoltaica LIFE ULISES, configuración "B"

NOMBRE	PLANTA FV "LIFE ULISES"	
POTENCIA NOMINAL	10,4	kW
CORRIENTE CORTOCIRCUITO (DC)	19,2	A
VOLTAJE DE CIRCUITO ABIERTO (DC)	694,2	V
CORRIENTE MÁXIMA POTENCIA (DC)	18,16	A
VOLTAJE DE MÁXIMA POTENCIA (DC)	573,3	V
CAMPO SOLAR	53,6	m ²
MÓDULOS FOTOVOLTAICOS		
CANTIDAD DE MÓDULOS	26	UNIDADES
DISPOSICIÓN	13 SERIE X 2 PARALELO	
INVERSOR		
CANTIDAD DE INVERSORES	2	UNIDADES
TIPO	TRIFÁSICO	
MÁXIMA CORRIENTE DE ENTRADA (DC)	16A/16A	A
MÁXIMA CORRIENTE DE SALIDA (AC)	7,2x2	A
NÚMERO DE SEGUIDORES MPP	2	
BANCO DE BATERÍAS		
CANTIDAD DE BATERÍAS	6	UNIDADES
DISPOSICIÓN	6 SERIE X 1 PARALELO	
VOLTAJE	288	V
CAPACIDAD GLOBAL (C10)	51	Ah
CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO	11,7	kWh

5.4.3 CONFIUGRACIÓN "C"

Esta configuración tendrá la peculiaridad que se buscará optimizar la relación potencia nominal del generador FV y la potencia nominal AC del inversor. Con esta optimización se pretende elevar la cantidad de generación de energía y optimizar el sistema. Dicho esto, considerando la demanda de energía diaria del mes de verano 48,53 kWh/día y un performance ratio de 80.54%, tenemos que la potencia nominal del generador FV es:

$$P_{FV} = 9,6 \text{ kW}$$

5.4.3.1 CAMPO SOLAR

Así pues, la configuración de campo solar será con 24 módulos fotovoltaicos de 400 W de potencia nominal, Canadian Solar HiDM high density MONO PERC module CS1U-400MS. La

disposición de los módulos FV es 12 módulos en serie, en 2 cadenas que estarán en paralelo. Así pues, el voltaje de máxima potencia del campo solar será de 529,2 V y una corriente de máxima potencia de 18,16 A

5.4.3.2 INVERSOR CENTRAL

Se tendrá un inversor central trifásico FRONIUS Symo 8.2 3-M. en este caso, la relación entre la potencia nominal del generador FV y la potencia de salida del inversor es 1,17.

5.4.3.3 ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO

El banco de baterías será igual a la configuración "A" y "B", el cual consiste en 6 baterías conectadas en serie marca Pylontech de Litio-ion US2000C. esto brindará un almacenamiento energético de 11,7 kWh, considerando un DOD de 80% y un SOC del 20%.

Tabla 23. Características técnicas de Planta Solar Fotovoltaica LIFE ULISES, configuración "C"

NOMBRE	PLANTA FV "LIFE ULISES"	
POTENCIA NOMINAL	9,6	kW
CORRIENTE CORTOCIRCUITO (DC)	19,2	A
VOLTAJE DE CIRCUITO ABIERTO (DC)	694,2	V
CORRIENTE MÁXIMA POTENCIA (DC)	18,16	A
VOLTAJE DE MÁXIMA POTENCIA (DC)	573,3	V
CAMPO SOLAR	49,5	m ²
MÓDULOS FOTOVOLTAICOS		
CANTIDAD DE MÓDULOS	24	UNIDADES
DISPOSICIÓN	12 SERIE X 2 PARALELO	
INVERSOR		
CANTIDAD DE INVERSORES	1	UNIDAD
TIPO	TRIFÁSICO	
MÁXIMA CORRIENTE DE ENTRADA (DC)	16A/16A	
MÁXIMA CORRIENTE DE SALIDA (AC)	11,8x2	A
NÚMERO DE SEGUIDORES MPP	2	
BANCO DE BATERÍAS		
CANTIDAD DE BATERÍAS	6	UNIDADES
DISPOSICIÓN	6 SERIE X 1 PARALELO	
VOLTAJE	288	V
CAPACIDAD GLOBAL (C10)	51	Ah
CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO	11,7	kWh

6. SIMULACIÓN PVSYS

6.1 SIMULACIÓN PLANTA FOTOVOLTAICA LIFE ULISES, CONFIGURACIÓN “A”

La simulación entrega la siguiente información respecto a la generación de energía anual y otros parámetros relacionados a la planta, tales como el performance ratio, producción específica y fracción solar. Así pues, se expone la siguiente tabla resumen con los parámetros energéticos más relevantes respecto al rendimiento y la disponibilidad de la “Planta Fotovoltaica LIFE ULISES”. En el anexo 13 se encuentra el informe detallado de la simulación.

Tabla 24. Parámetros energéticos de Planta FV “LIFE ULISES”

PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA “LIFE ULISES”		
POTENCIA NOMINAL	10,4	kW
PRODUCCIÓN DE ENERGÍA	18,48	MWh/AÑO
PRODUCCIÓN ESPECÍFICA	1777	kWh/kWp/AÑO
PERFORMANCE RATIO	80,77	%
FRACCIÓN SOLAR	96,8	%
RELACIÓN P_{DC}/P_{AC}	1,27	

Tabla 25. Performance Ratio, %

En	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic
83,5	81,8	80,8	81,9	81,2	79,9	79,4	78,9	80	80,3	81,8	81,8

La “Planta FV LIFE ULISES” con inversor central posee un performance ratio que permanece relativamente constante durante el año, con un promedio de 80,8%. Así pues, se presenta la generación de energía fotovoltaica de la “Planta FV LIFE ULISES” con inversor central y la demanda de energía eléctrica por la planta de regeneración de aguas residuales.

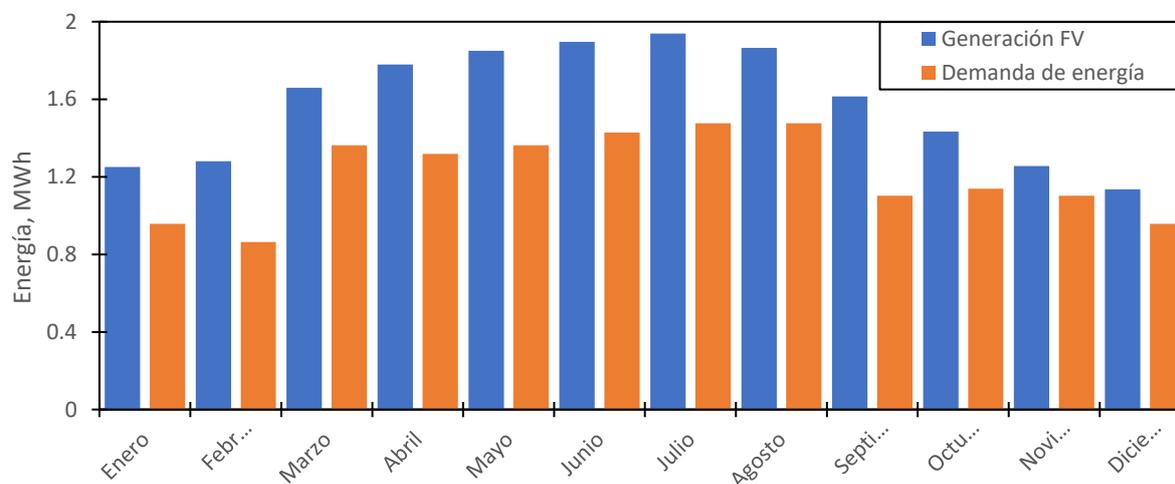


Figura 49. Generación de energía

La generación total de energía eléctrica fotovoltaica anual de 18,96 MWh. Por otro lado, la demanda de energía eléctrica anual es de 14,6 MWh. Además, la mayor generación de energía fotovoltaica se produce en la temporada de verano, específicamente en el mes de Julio, con una generación de 1,94 MWh en dicho mes, coincidentemente, es el mes que se demanda más energía, con una magnitud de 1,48 MWh.

Por otro lado, la temporada de invierno es donde hay menos generación de energía eléctrica fotovoltaica, específicamente esto ocurre en el mes de diciembre, con una magnitud de 1,14 MWh. Sin embargo, el mes menos demandante es febrero, con una demanda de 0,86 MWh.

Durante todos los meses del año la “Planta fotovoltaica LIFE ULISES” genera más energía de la que demanda la planta de regeneración de aguas residuales. Además, se presenta un perfil de generación de energía similar al de la planta de regeneración de aguas residuales. Es decir, durante la temporada de verano hay mayor generación y demanda. por otro lado, en la temporada de invierno hay menos generación y menos demanda. Esto resulta positivo para la eficiencia energética del proceso, puesto que, cuando la planta FV genera energía, esta es consumida directamente por la planta de regeneración de aguas residuales.

A pesar de que energéticamente la planta tiene un diferencial positivo, hay instantes de tiempo en que deberá apoyarse de la red pública. Esto lo podemos observar a continuación.

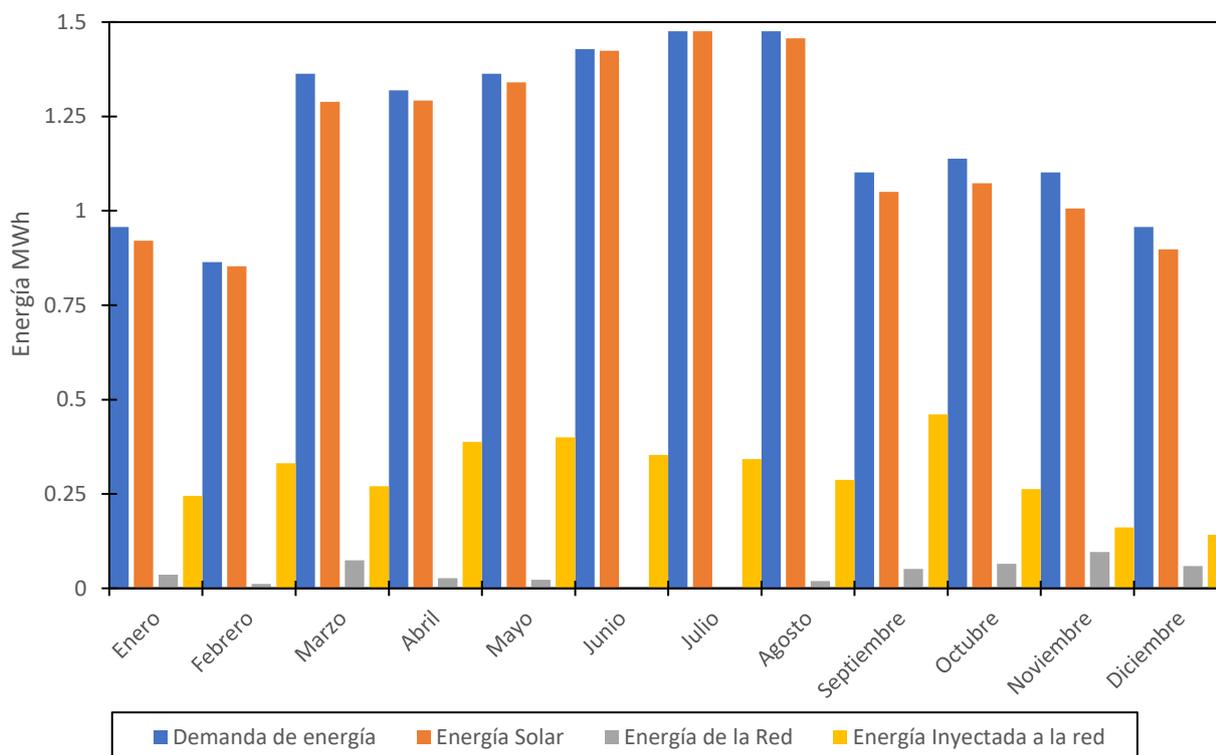


Figura 50. Distribución del uso de energía de la planta de regeneración de aguas residuales foto Fenton

De acuerdo con las siguientes ecuaciones y a la Figura 50, se puede determinar que a pesar de que la generación de energía fotovoltaica es siempre superior a la demanda requerida, existen meses donde la instalación FV se apoyará de la red pública. Este apoyo es 0,47 MWh por año, lo que equivale al 3,2% del consumo energético de la planta de regeneración de aguas residuales.

$$Tasa\ de\ autoconsumo = TAC = \sum_{enero}^{diciembre} \left[\frac{L_D - E_{red}}{E_{FV}} \right] \quad Ecuación\ (9)$$

$$Tasa\ de\ autosuficiencia = TAS = \sum_{enero}^{diciembre} \left[\frac{L_D - E_{red}}{L_D} \right] \quad Ecuación\ (10)$$

Por otro lado, la energía solar anual suministrada es 14,08 MWh, por lo que se traduce en una tasa de autosuficiencia de 96,8% del total de la demanda energética, por ende, la fracción no cubierta por energía solar es de un 3,2% del total de la demanda de energía. Así pues, es importante destacar que el mes de julio presenta una tasa de autosuficiencia del 100%, puesto que, no hay colaboración de la red pública.

Es importante destacar que, existen inyecciones de energía eléctrica hacia la red pública durante todos los meses del año, alcanzando una inyección anual de 3,6 MWh, equivalente al 19,22% del total de energía FV, donde el mes con más inyecciones de energía eléctrica es septiembre con 0,46 MWh. Así pues, la tasa de autoconsumo es 74,26%

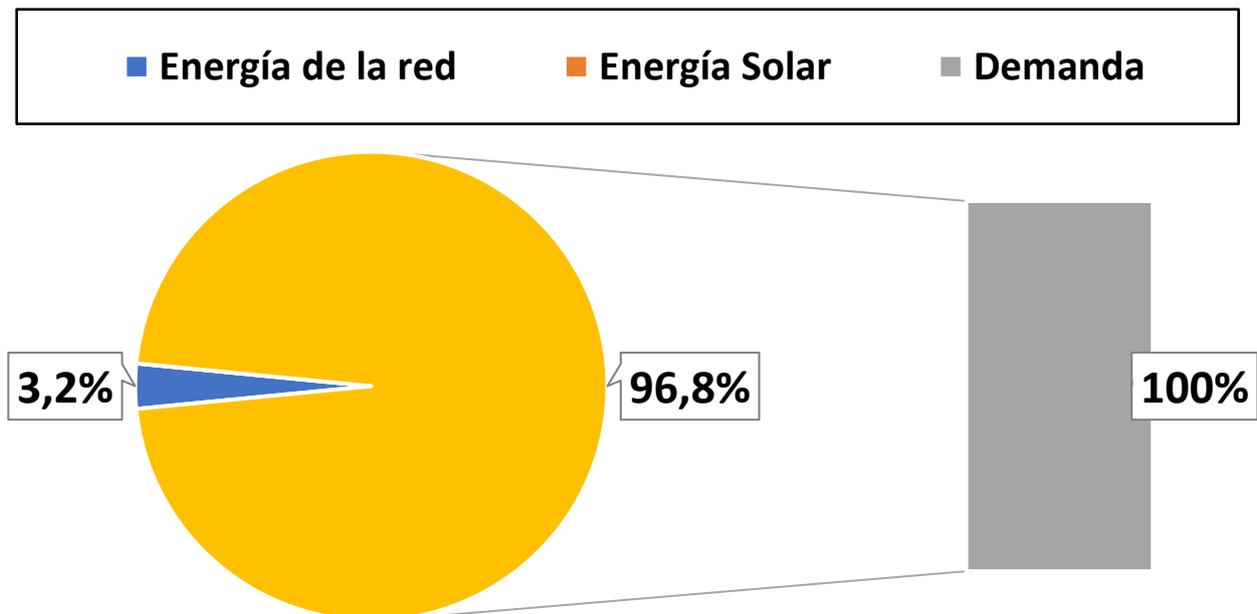


Figura 51. Tasa de autosuficiencia y fracción no cubierta respecto a la demanda total

Toda instalación fotovoltaica posee factores de pérdidas propias de la tecnología, en este caso la Fotovoltaica. Se considero perdidas por eficiencia del módulo FV del -0,3%, pérdidas del 0,1% por mismatch, perdidas por desajuste de módulos del 1%. También un factor de perdidas por suciedad del 3% anual, distribuido de diferente manera durante los meses del año.

Así pues, la simulación realizada trajo consigo la generación FV, luego verse afectado por las pérdidas debido a temperatura en las células solares, ensuciamiento de módulos fotovoltaicos, cableado, conversión FV, rendimiento de equipos, conversión DC – AC, etc. Además, se considera la ganancia al optimizar el ángulo de inclinación de los módulos a fotovoltaicos a 30°. Dicho esto, se presenta el diagrama de pérdidas de energía anual.

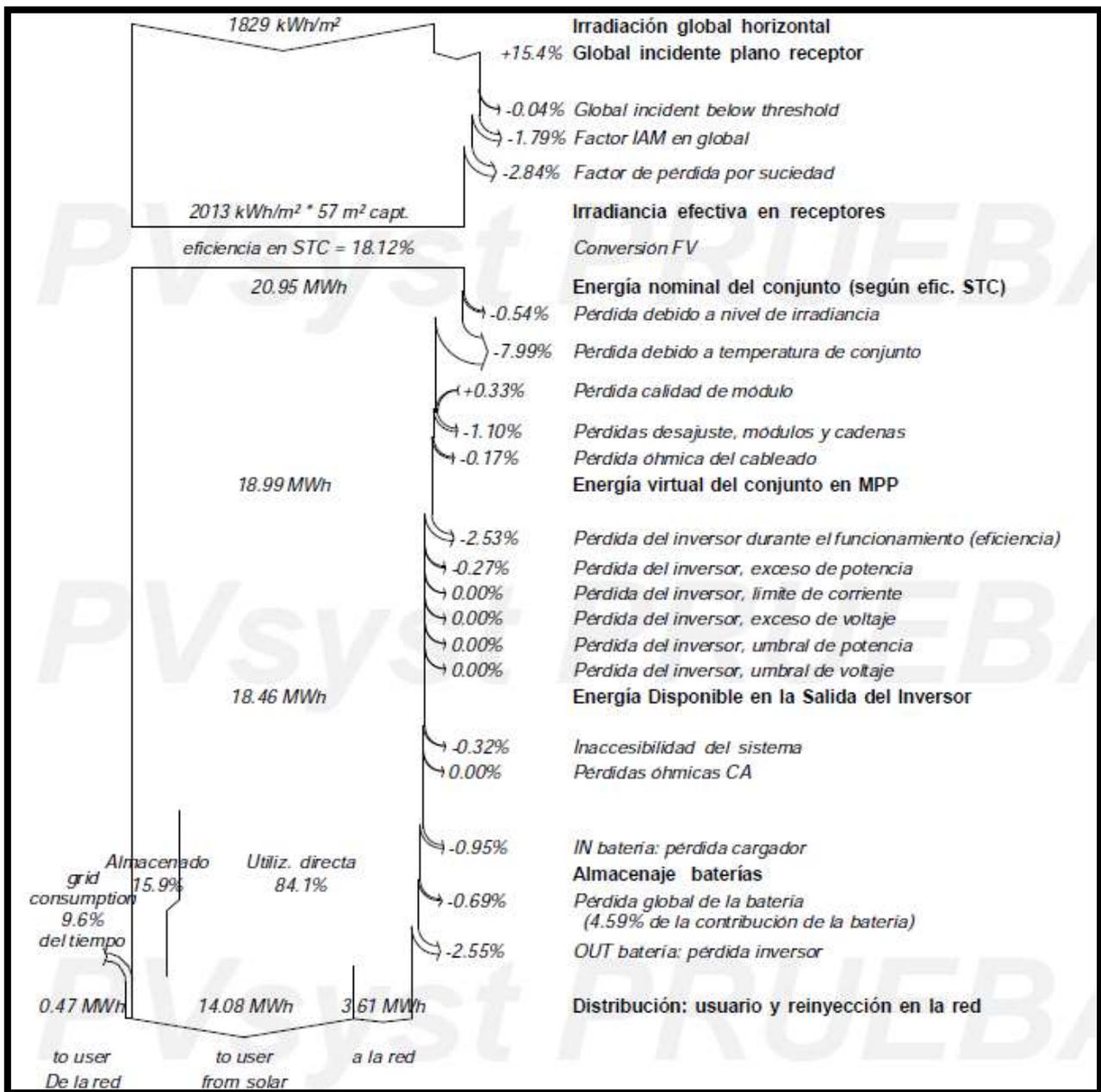


Figura 52. Diagrama de pérdidas de energía anual

6.2 SIMULACIÓN PLANTA FOTOVOLTAICA LIFE ULISES, CONFIGURACIÓN “B”

Tabla 26. Parámetros energéticos de “Planta FV LIFE ULISES”, con inversor cadena

PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA “LIFE ULISES”		
POTENCIA NOMINAL	10,4	kW
PRODUCCIÓN DE ENERGÍA	18,5	MWh/AÑO
PRODUCCIÓN ESPECÍFICA	1779	kWh/kWp/AÑO
PERFORMANCE RATIO	80,82	%
FRACCIÓN SOLAR	96,75	%
RELACIÓN P _{DC} /P _{AC}	1,04	

Tabla 27. Performance Ratio

En	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic
82,9	81,7	81,5	82,7	81,4	79,9	79,3	78,8	80,1	80,1	81,6	81,6

La FV LIFE ULISES presenta un performance ratio de 80,82%, se puede decir que es casi constante a lo largo del año. por otro lado, también posee una fracción solar elevada, del 96,75%, puesto que, la instalación posee almacenamiento energético y está diseñada principalmente para su autonomía.

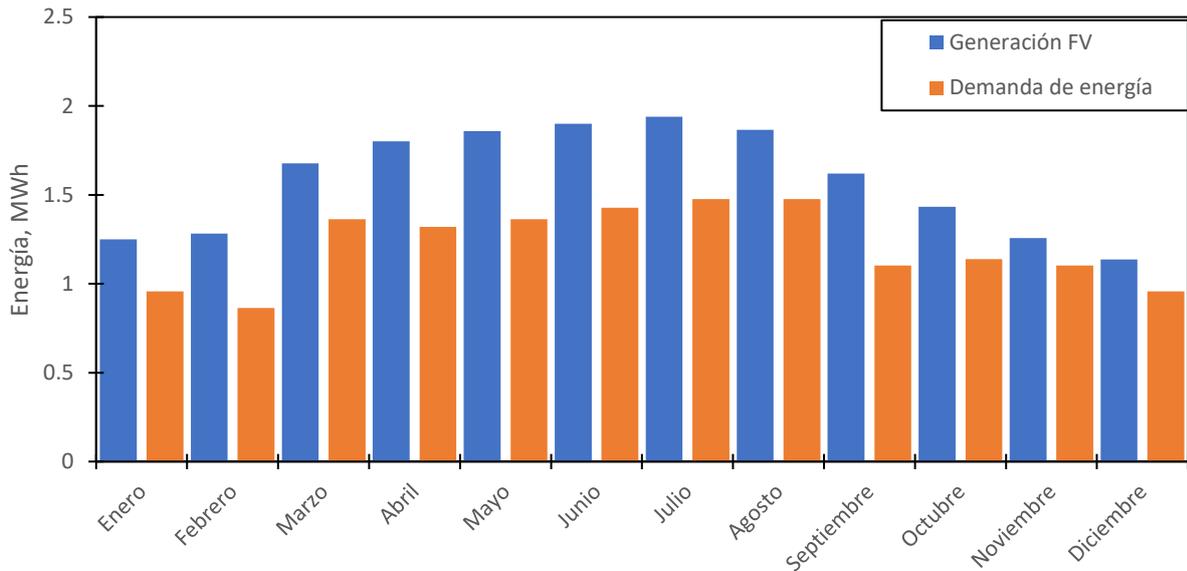


Figura 53 Generación de energía FV vs Demanda de energía.

La Figura 53 deja en claro que la generación de energía FV es suficiente para abastecer a la planta de regeneración de agua en todos los meses del año. por otro lado, la generación FV anual es 19 MWh, distribuida de forma gaussiana. El mes con mayor generación es julio, con 1,94 MWh y el mes con menor generación es diciembre, con 1,14 MWh. Sin embargo, en todos los meses la generación es mayor al consumo.

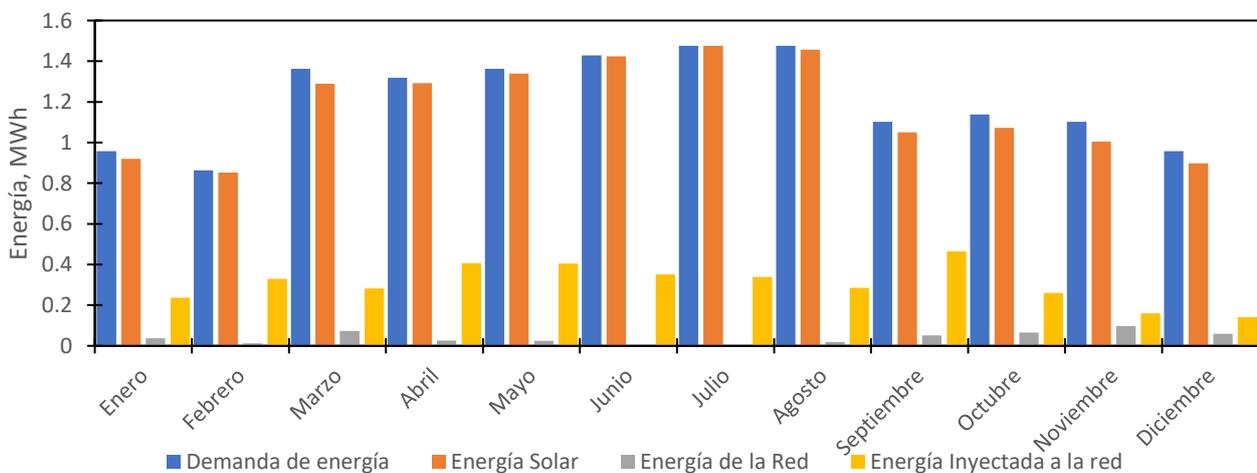


Figura 54. Generación FV vs Demanda vs inyección a la red vs energía de la red

Respecto a la Figura 54 podemos visualizar la distribución de la energía en la planta de regeneración de aguas residuales. Dicho esto, el aporte de energía solar FV durante el año es de 14,1 MWh distribuidos como una campana de gauss. Esto se traduce en una tasa de autosuficiencia del 96,75% y una fracción no cubierta del 3,25%. Por otro lado, los excedentes de energía inyectados a la red ascienden a 3,66 MWh anuales. Cabe destacar que todos los meses del año existen inyecciones a la red eléctrica. Por otro lado, existe un apoyo anual de la red pública de 0,06 MWh. Dicho esto, la tasa de autoconsumo es del 74%.

A pesar de que se diseñó la instalación FV para el autoconsumo, estar conectado a la red pública trae consigo algunas ventajas operacionales y económicas. Puesto que, no se debe ampliar demasiado el campo solar, lo que implica menor inversión en equipamiento. Por otro lado, para ver el detalle de las pérdidas detallada del a instalación FV véase anexo 14.

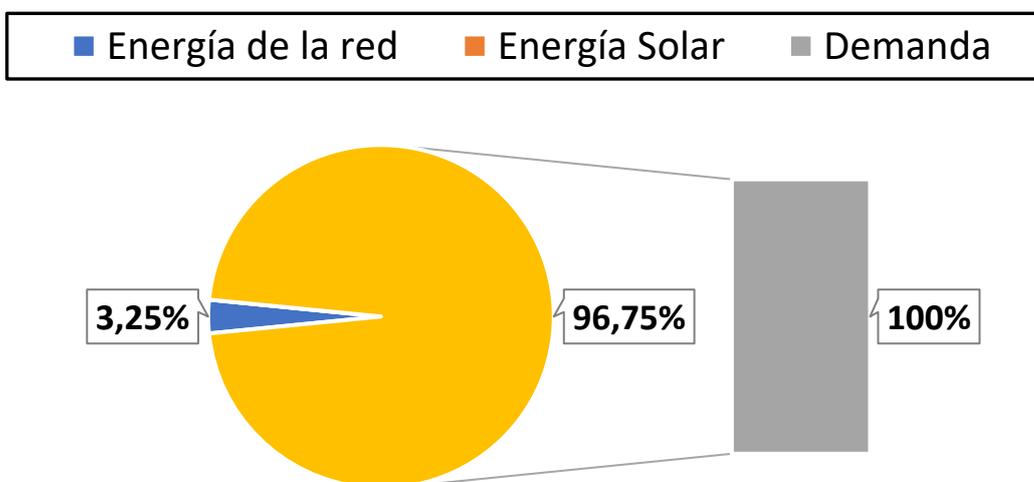


Figura 55. Tasa de autosuficiencia y fracción no cubierta respecto a la demanda total

6.3 SIMULACIÓN PLANTA FOTOVOLTAICA LIFE ULISES, CONFIGURACIÓN “C”

Tabla 28. Parámetros energéticos de “Planta FV LIFE ULISES”, con inversor cadena

PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA “LIFE ULISES”		
POTENCIA NOMINAL	9,6	kW
PRODUCCIÓN DE ENERGÍA	17,1	MWh/AÑO
PRODUCCIÓN ESPECÍFICA	1780	kWh/kWp/AÑO
PERFORMANCE RATIO	80,6	%
FRACCIÓN SOLAR	95,96	%
RELACIÓN P_{DC}/P_{AC}	1,17	

Tabla 29. Performance Ratio

En	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic
82,9	81,7	81,5	82,7	81,4	79,9	79,3	78,8	80,1	80,1	81,6	81,6

La planta FV LIFE ULISES presenta un performance ratio de 80,6% que a lo largo de año varía menos del 2%. Por otro lado, posee una fracción solar del 95,96%.

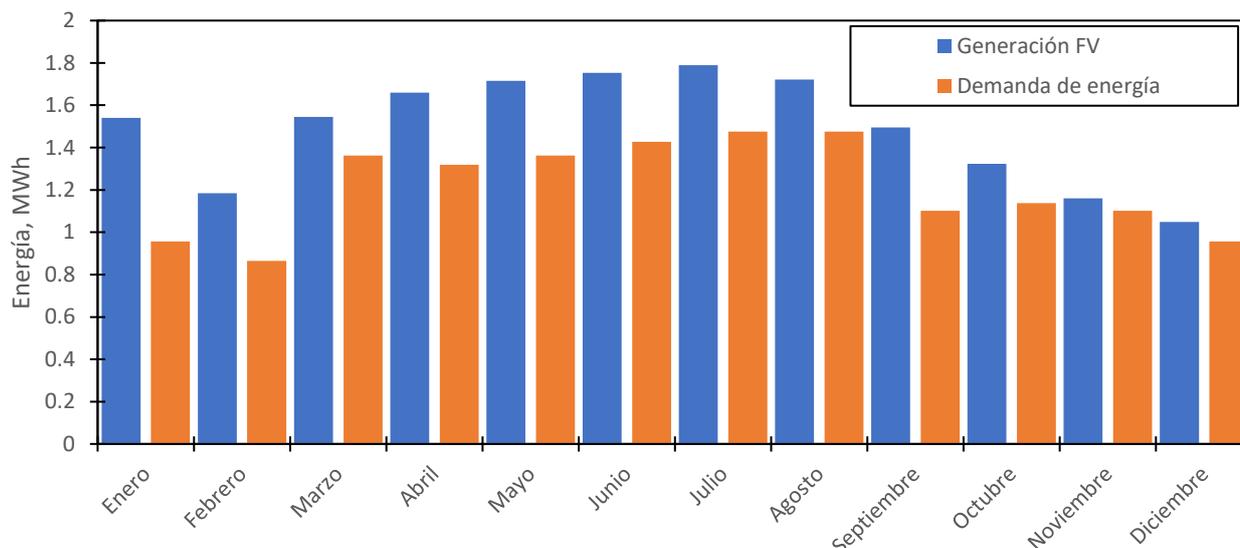


Figura 56. Generación FV vs demanda de energía

La generación FV anual es de 17,94 MWh. Por otro lado, la demanda de energía es 14,55 MWh anuales. Se destaca que durante todo el año existe más generación de energía FV que demanda. esto es beneficioso para la instalación, puesto que con el almacenamiento energético se puede gestionar la energía. Los meses de noviembre y diciembre habrá menos excedente energético, 0,058 MWh y 0,092 MWh respectivamente.

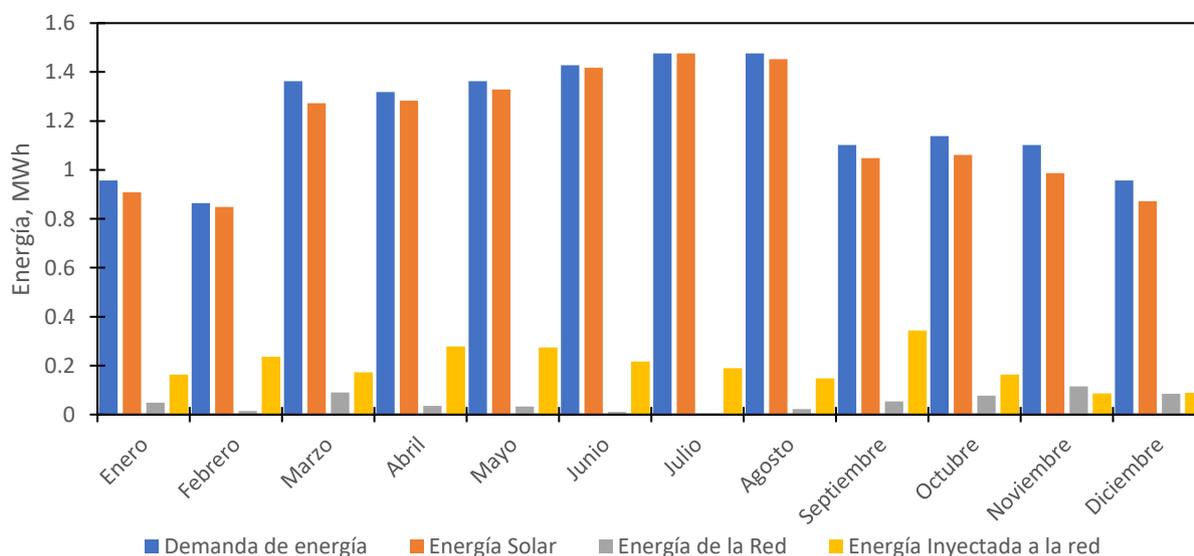


Figura 57. Generación FV vs Demanda vs Inyección a la red vs Energía de la red

Los excedentes de energía hacia la red anuales son 2,36 MWh. Además, la energía auxiliar proveniente de la red pública asciende a 0,59 MWh anuales. Dicho esto, el mes de julio se destaca por utilizar 100% energía solar, es decir, una tasa de autosuficiencia del 100%. Por otro lado, el mes que se requiere mayor cantidad de energía de la red pública es noviembre, con 0,12 MWh, es decir, en el peor mes se tiene una tasa de autosuficiencia del 89,56% y una tasa de autoconsumo del 85,1%.

Así pues, la TAC promedio anual es de 78% y la TAS promedio anual es 96% y la fracción no cubierta promedio anual es de 4%.

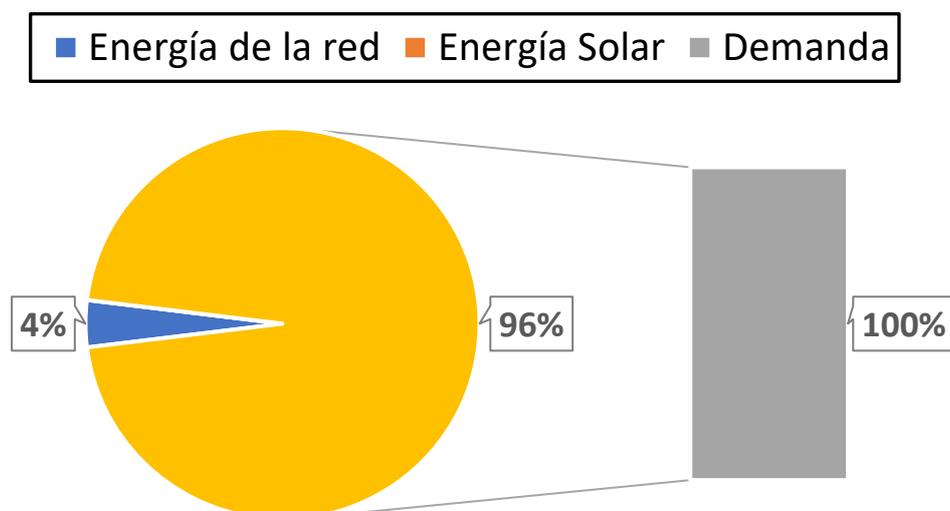


Figura 58. Tasa de autosuficiencia vs Fracción no cubierta respecto a la demanda

6.4 ANALISIS DE SENSIBILIDAD

Se procede a comparar las configuraciones de plantas FV propuestas.

Tabla 30. Configuraciones de Planta FV

PARÁMETRO	UNIDAD	PLANTA FV "A"	PLANTA FV "B"	PLANTA FV "C"
POTENCIA NOMINAL	kW	10,4	10,4	9,6
PERFORMANCE RATIO	%	80,77	80,82	80,6
FRACCIÓN SOLAR	%	96,8	96,75	95,96
TASA DE AUTOCONSUMO	%	74	74	78%
TASA DE AUTOSUFICIENCIA	%	96,8	96,75	96
FRACCIÓN NO CUBIERTA	%	3,2	3,25	4
BALANCE NETO	MWh/AÑO	4,41	4,47	3,39
PRODUCCIÓN ENERGÍA	MWh/AÑO	18,48	18,5	17,1
INYECCIÓN A LA RED	MWh/AÑO	3,6	3,66	2,36
PRODUCCIÓN ESPECÍFICA	kWh/kWp/AÑO	1777	1779	1780
RELACIÓN P_{DC}/P_{AC}	-	1,27	1,04	1,17
PERDIDAS DEL SISTEMA	kWh/kWp/DÍA	0,33	0,34	0,35
SUPERFICIE CAMPO SOLAR	m ²	53,6	53,6	49,5

Es importante mencionar que todas las configuraciones tienen un balance neto positivo. También, se destaca que las configuraciones poseen performance ratio sobre el 80% y una fracción solar sobre el 95%. La tasa de autosuficiencia (TAS) de las todas configuraciones esta sobre el 95%. La fracción no cubierta de las configuraciones es menor al 5%.

Respecto a la configuración “A”, se determina que posee menores pérdidas como sistema, con un 0,33 kWh/kWp/día. De toda forma las magnitudes de las pérdidas de cada configuración son muy similares, por lo que no lo convierte en un parámetro diferenciador del resto. Por otro lado, es la configuración con más alta relación P_{DC}/P_{AC} , la cual es 1,27 que esta levemente fuera del rango que recomienda la IDEA para instalaciones en el sur de Europa.

Por otro lado, la configuración “B” posee el mayor balance neto, 4,41 MWh anuales, por ende, es la configuración que más energía inyecta a la red. Además, es la configuración que produce más energía por año. Por otro lado, tan solo posee una tasa de autoconsumo del 74%.

La configuración “C” es la que presenta la mayor tasa de autoconsumo (TAC), 78%. A pesar de que tiene una potencia nominal, generación de energía y balance neto menor que las configuraciones “A” y “B”. Esto quiere decir que, la configuración “C” que mejor gestiona la energía del generador FV y se ajusta más al objetivo del autoconsumo.

6.5 SIMULACIÓN DINÁMICA

Se realizó una simulación dinámica horaria a los días más representativos del año.

6.5.1 CONFIGURACIÓN “A”

Tabla 31. Parámetros diarios en días claves durante el año, en kWh/día

PARÁMETRO	15 MARZO	10 JUNIO	18 SEPTIEMBRE	13 DICIEMBRE
ENERGÍA FV	52,32	66,81	38,92	47,1
E. CARGA BATERIA	12,3	9,27	8	9,62
E. DESCARGA BATERÍA	6,2	9	10,84	7
E. INVERSOR	51,14	65,22	38	46
E. INYECTADA A RED	0	15,38	1,8	10,44
E. DE LA RED	0,72	0	0	0
E. A LA PLANTA DE AGUA	43,96	47,61	36,72	30,87

Se decidió utilizar los días característicos de los meses de marzo, junio, septiembre y diciembre. Así pues, se eligieron los días del año número 74, 161, 261 y 347 [10].

Tabla 32. Días promedio o característicos [10]

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
d_n	17	45	74	105	135	161	199	230	261	292	322	347

- **15 MARZO**

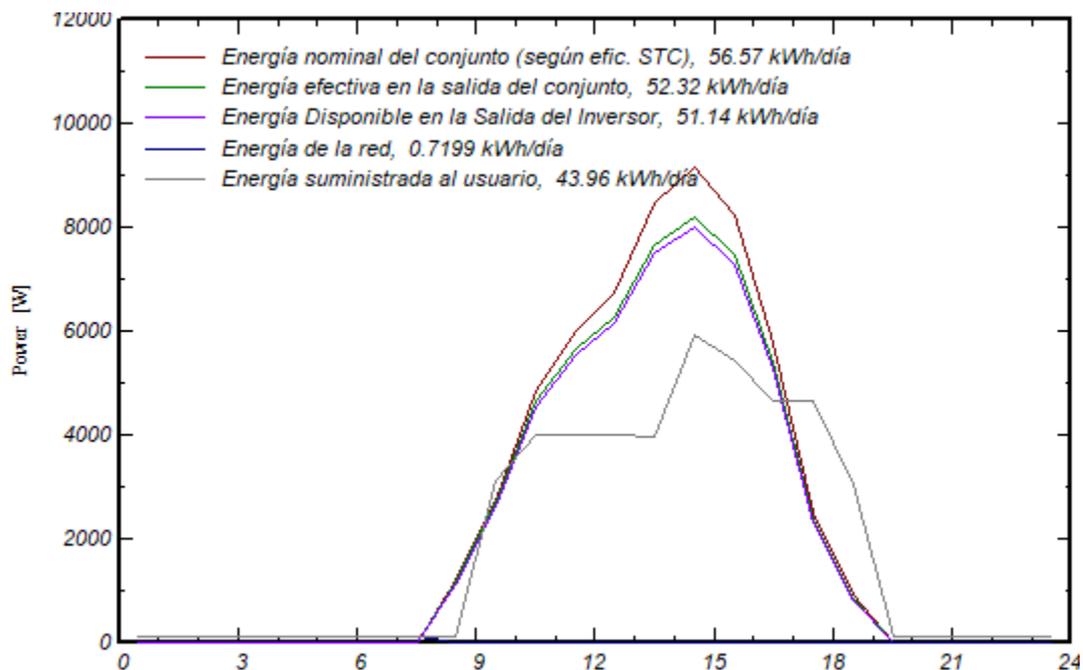


Figura 59. Perfil horario del día 15 marzo, configuración "A"

El rendimiento de la conversión DC/AC es 97,7%, además, en este día no hay inyecciones a la tasa de autoconsumo es 82,64%. Por otro lado, la tasa de autosuficiencia es 98,36% y la fracción no cubierta asciende a 1,64%.

- **10 JUNIO**

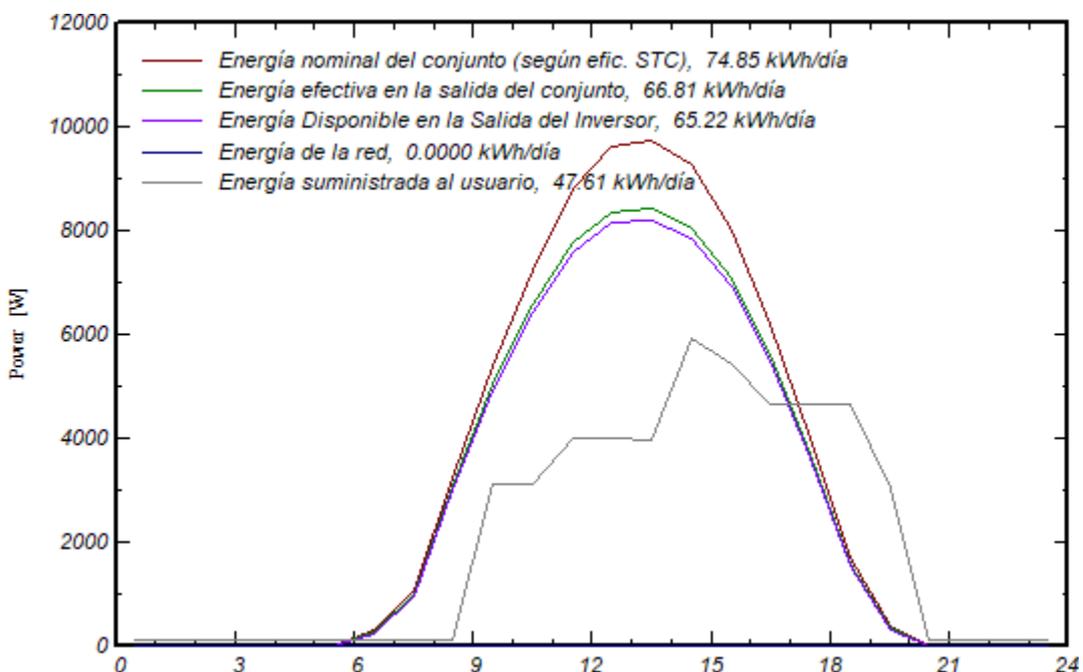


Figura 60. Perfil horario 10 junio, configuración "A"

La eficiencia de conversión DC/AC es 97,6%. Además, la tasa de autoconsumo es 71,26% y la tasa de autosuficiencia es del 100%, por ende, la fracción no cubierta es 0%. Este día la planta de regeneración de aguas residuales trabaja en su totalidad con energía solar.

- **18 SEPTIEMBRE**

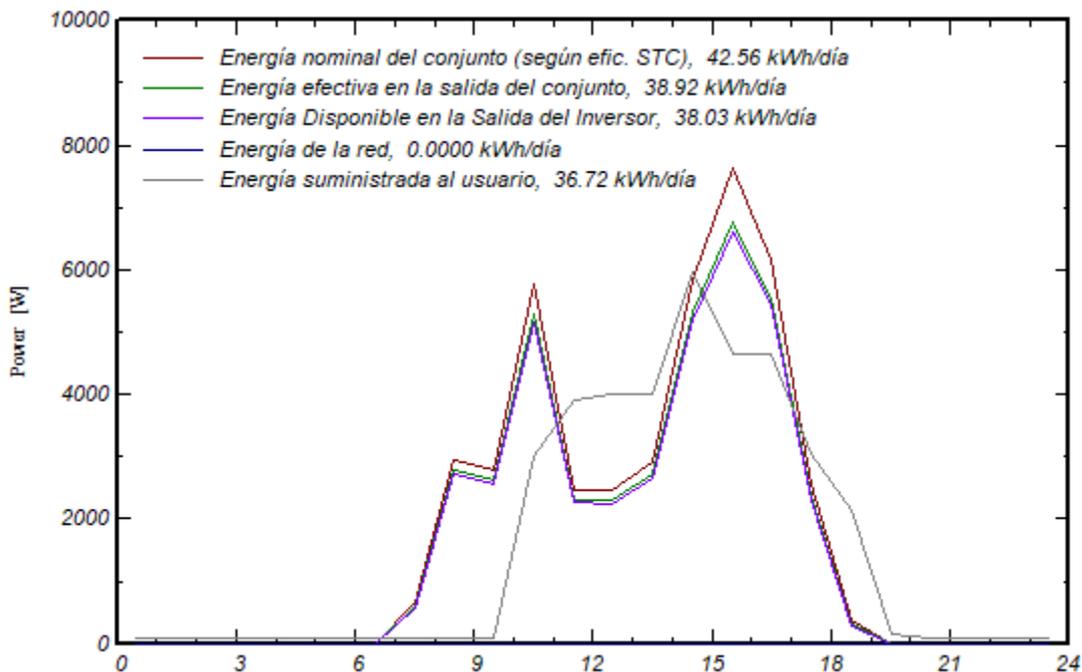


Figura 61. Perfil horario 18 septiembre, configuración "A"

El 100% de la energía que utilizará la planta de regeneración de aguas residuales será provisto de la energía solar, puesto que su tasa de autosuficiencia es del 100%. Por otro lado, la tasa de autoconsumo asciende a 94,35%. Por otro lado, la conversión DC/AC tiene una eficiencia del 97,6%.

- **13 DICIEMBRE**

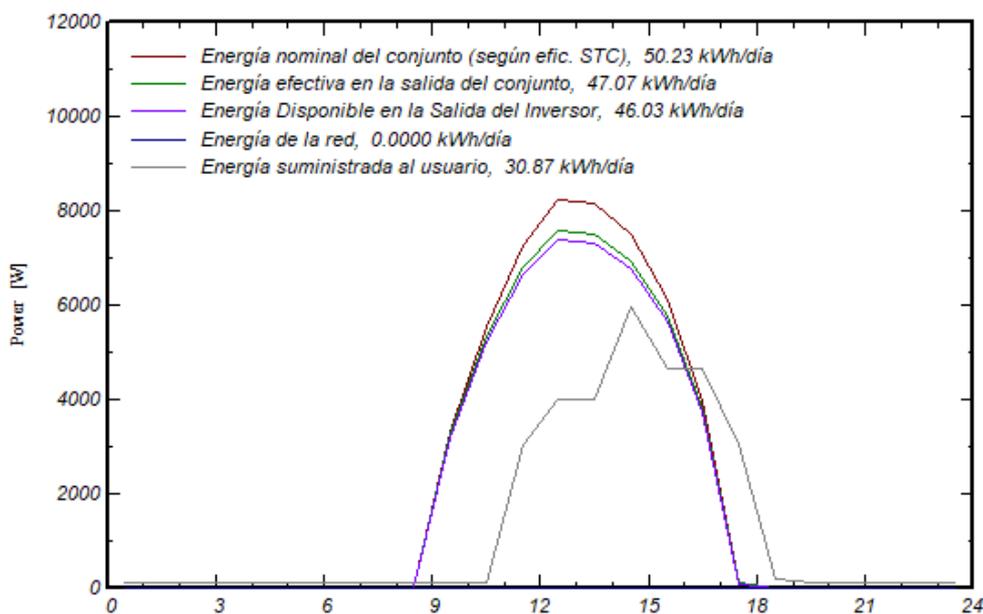


Figura 62. Perfil horario 13 diciembre, configuración "A"

El día 13 de diciembre presenta una tasa de autoconsumo del 65,58% y una tasa de autosuficiencia de 100%. Es decir, la planta de regeneración de aguas residuales trabajará solo con energía solar. también es importante mencionas que la eficiencia de conversión DC/AC es 97,79%.

Así pues, se presentan 5 días consecutivos en la temporada de más y menos demandante, verano e invierno respectivamente.

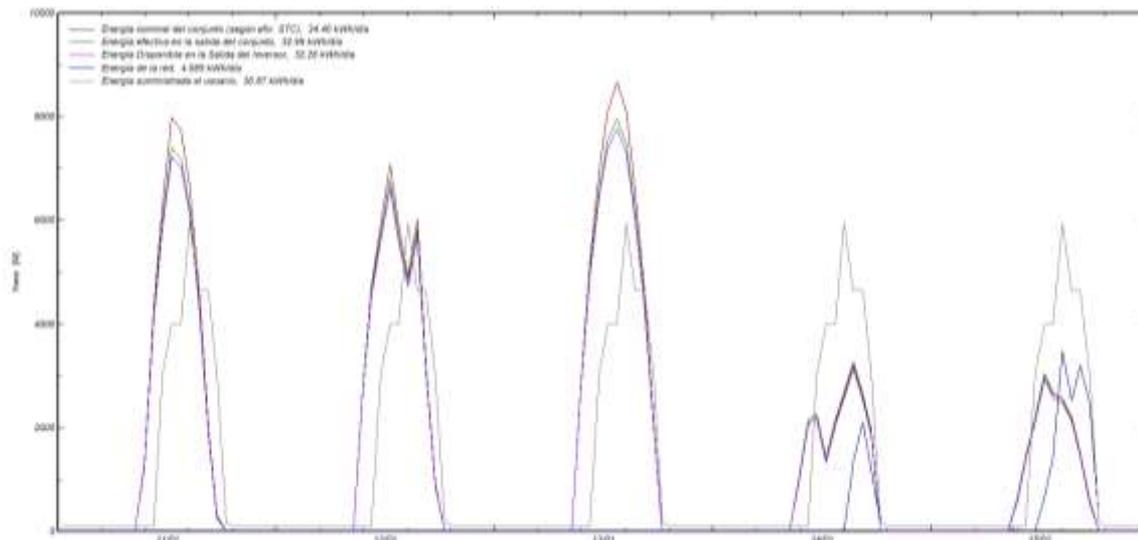


Figura 63. Generación vs Demanda, temporada invierno

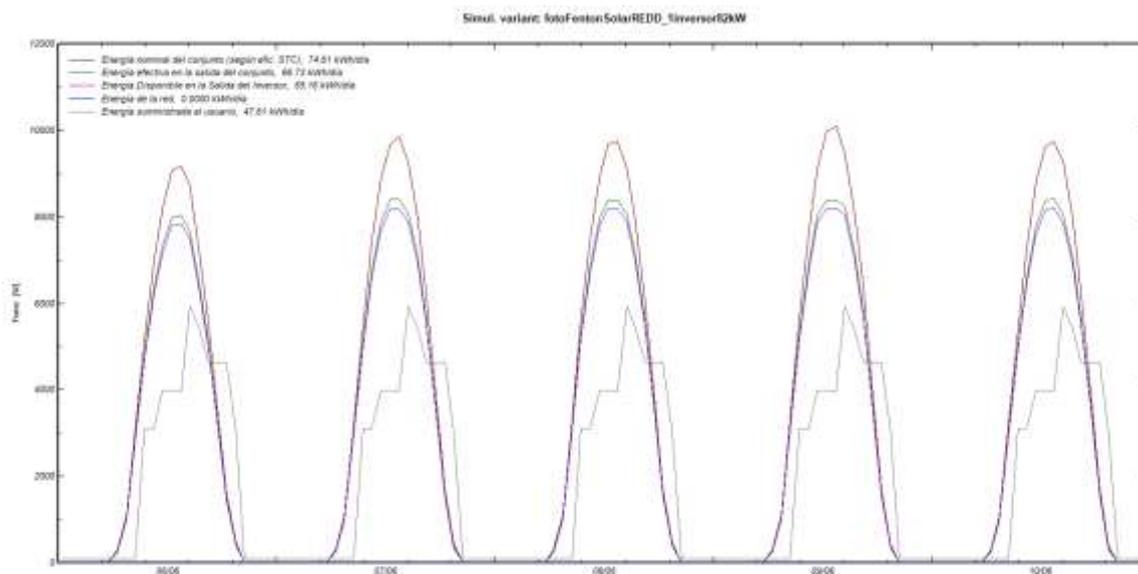


Figura 64. Generación vs Demanda, temporada verano

En la temporada de invierno se presentan días donde la generación no puede suplir la demanda energética, sin embargo, en estos momentos la red pública apoyo con su energía. Así pues, la TAS es 86,76% y la TAC es 81,2%. Por otro lado, la temporada de verano no presenta energía proveniente de la red, así pues, la TAS es 100% y la TAC es 71,34%.

Adicionalmente, se analizará el comportamiento del estado de carga (SOC) y profundidad de descarga (DOD) del banco de baterías, expresado en un perfil horario.

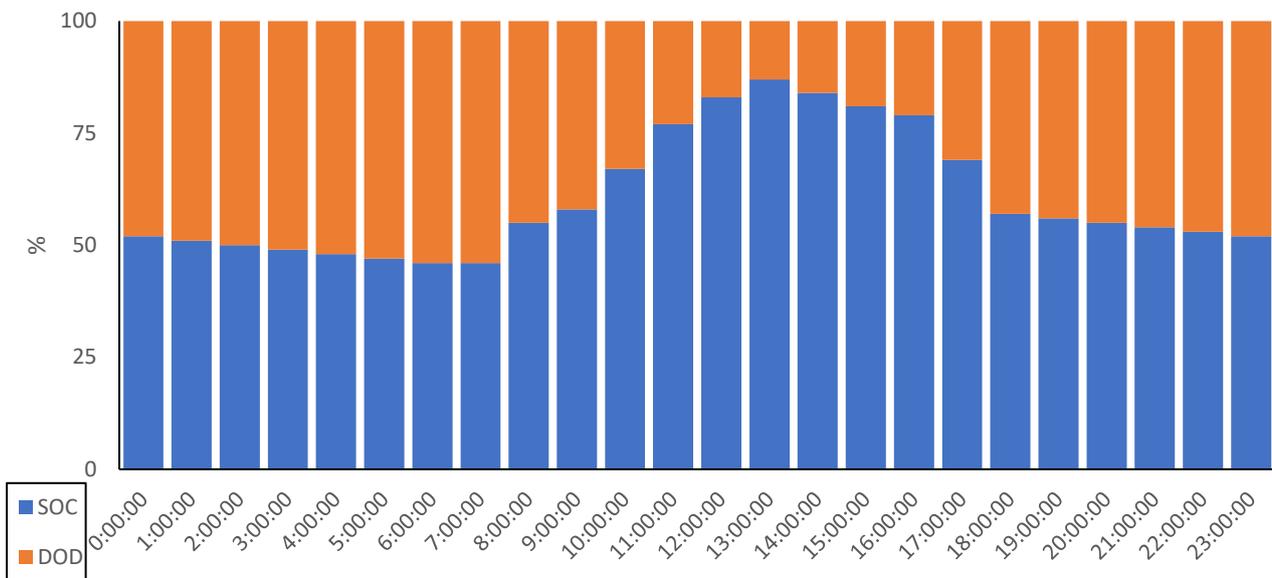


Figura 65. SOC y DOD horario del 15 marzo, configuración "A"

El día 15 de marzo presentará un SOC promedio de 60,67% y en consecuencia un DOD de 39,33%. El máximo SOC que se presenta es de 87% a las 13 hrs. Por otro parte, el mínimo SOC se presenta entre las 6 hrs y 7 hrs, con un valor de 46%. Respecto al DOD máximo, se presenta entre las 6 hrs y 7 hrs con un valor del 54%. El DOD mínimo se presenta a las 13 hrs con un valor de 13%. Se observa que las mayores profundidades de descarga se presentan antes del amanecer. Y los mayores estados de carga cercano al medio día solar.

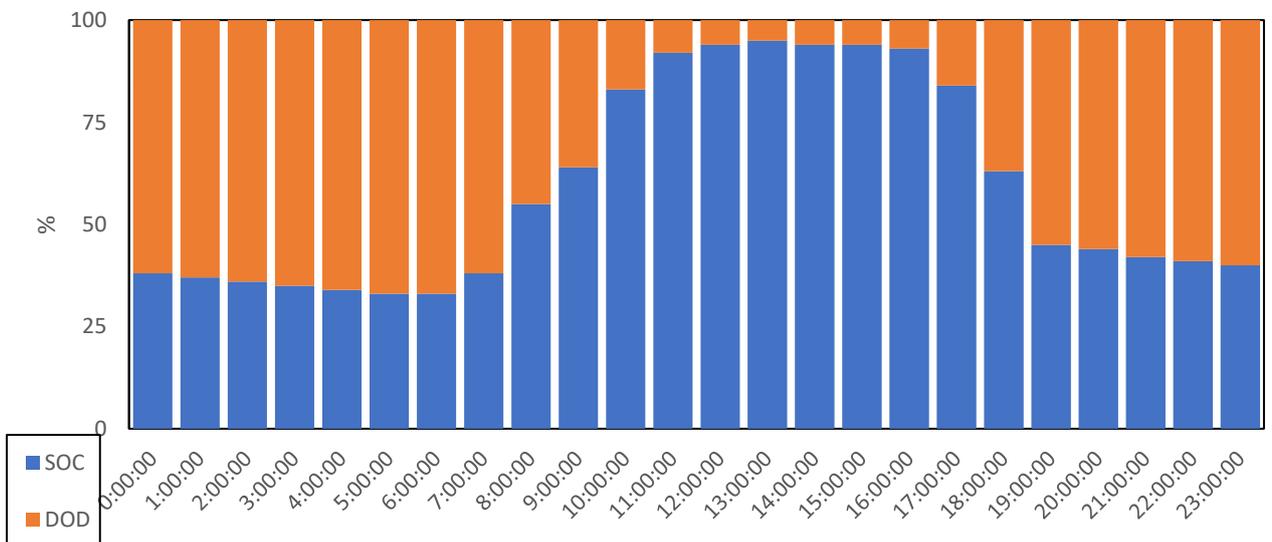


Figura 66. SOC y DOD horario, 10 junio, configuración "A"

El 10 de junio presenta un SOC máximo del 95% y un DOD mínimo de 5% a las 13 hrs. Por otro lado, el SOC mínimo es de 33% y el DOD máximo es del 67% en el horario de 5 hrs a 6 hrs. El SOC y DOD promedio son 56,63% y 41,37% respectivamente. Nuevamente, el DOD máximo se presenta antes del amanecer y el SOX máximo cercano al medio día solar. el DOD admisible es del 80%, por ende, tenemos 13% de excedente, extendiendo así la vida útil del banco de baterías.

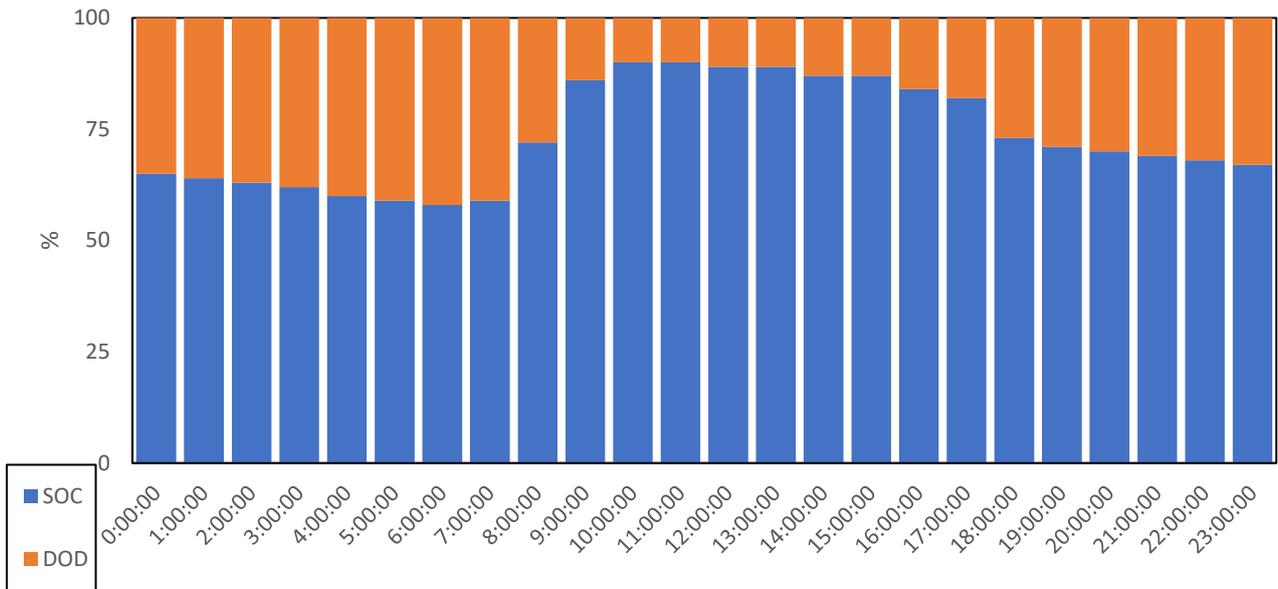


Figura 67. SOC y DOD horario, 18 septiembre, configuración "A"

Respecto al SOC y DOD del día 18 de septiembre, podemos decir que se proyecta un SOC promedio de 73,5% y un DOD promedio de 26,5%. Por otro lado, analizando el comportamiento dinámico durante el día, podemos determinar que el SOC máximo y el DOD mínimo ocurre entre las 10 hrs y 11 hrs con un valor del 90% y 10% respectivamente. Respecto a la máxima profundidad de descarga y mínimo estado de carga, estos ocurren a las 6 hrs con un valor del 42% y 58% respectivamente. Durante las mañanas la DOD es máxima.

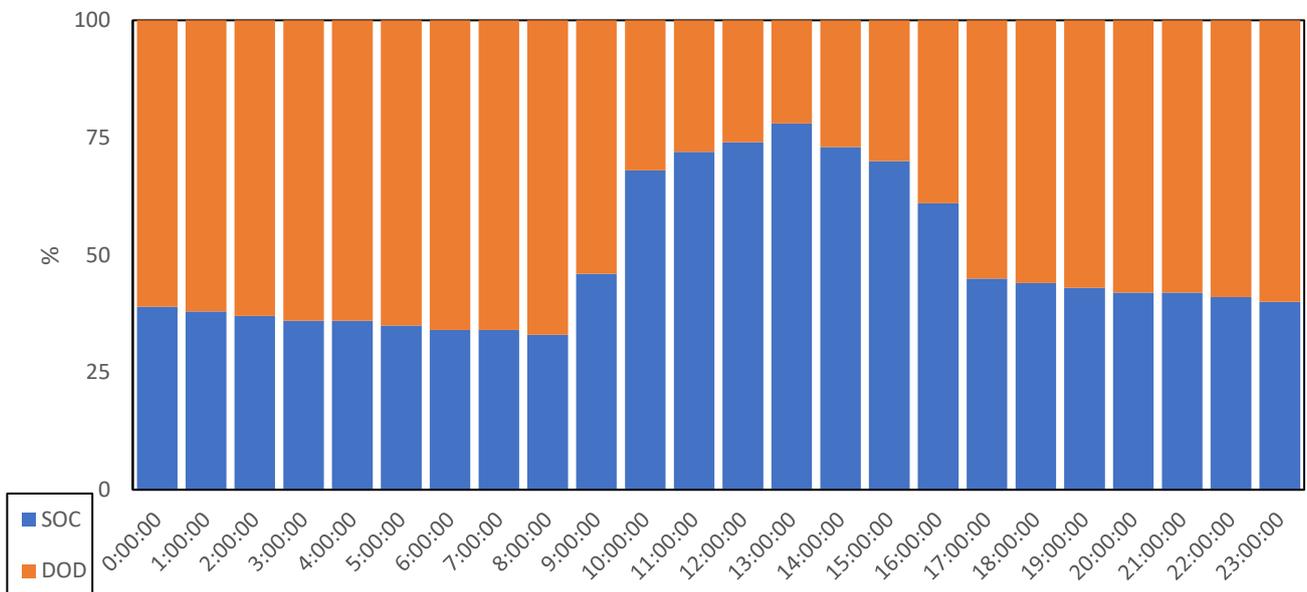


Figura 68. SOC y DOD horario, 13 diciembre, configuración "A"

Respecto a la Figura 72, se proyecta SOC y DOD promedio del 48,37% y 51,63% respectivamente. Es la temporada de invierno donde hay menos irradiación solar disponible. El SOC máximo y DOD mínimo ocurren a las 13 hrs con magnitudes del 78% y 22% respectivamente. Por otro lado, el DOD máximo y SOC mínimo ocurren a las 8 hrs, con un valor de 67% y 33% respectivamente. A pesar de ser el mes menos favorable con respecto a la disponibilidad de recurso

solar en Almería, la instalación FV con almacenamiento energético se comporta manera formidable. El diseño optimizado de la planta solar fotovoltaica permite satisfacer las necesidades energéticas de la planta de regeneración de aguas residuales priorizando el autoconsumo y la autonomía de la instalación y, además, extiende la vida útil del banco de baterías, buscando no saturar el banco de baterías, puesto que, es el equipo más costoso de la instalación.

Complementariamente, se realizaron simulaciones dinámicas del perfil horario de estos mismos días característicos, pero indicando cuando el banco de baterías se encuentra “cargando” y “descargando”.

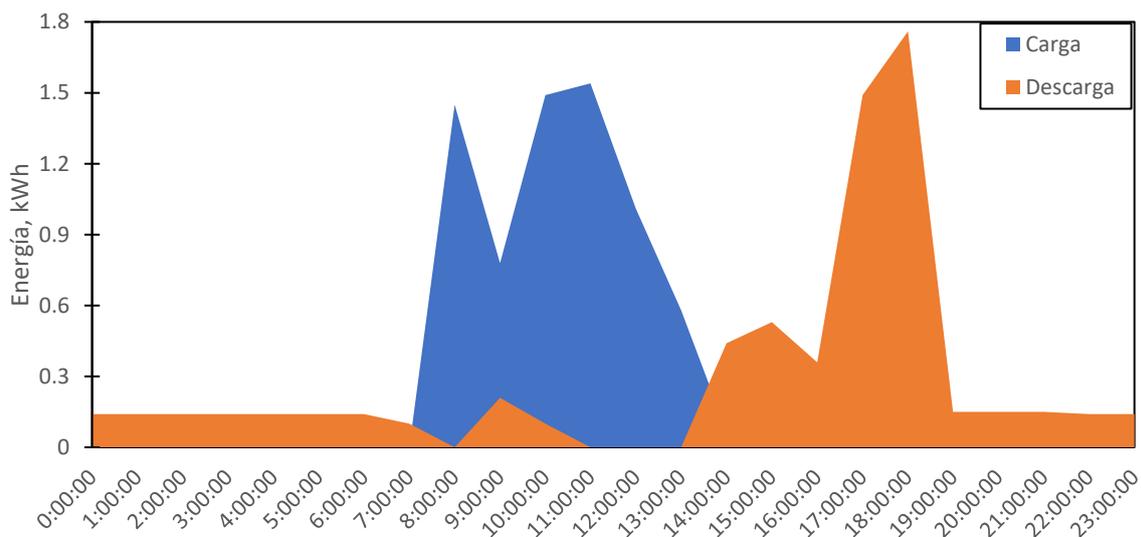


Figura 69. Perfil horario de la carga y descarga del banco de baterías, 15 marzo, configuración “A”

De la Figura 69, se visualiza el banco de baterías se encontrará cargando en el periodo de las 8hrs-16hrs. Luego, posterior a las 16hrs comenzará el proceso de descarga. Así pues, la carga total es de 7 kWh/día y la descarga total es de 6,7 kWh/día. Existiendo un excedente energético de 0,3 kWh/día. Cabe destacar que el pico de descarga ocurre a las 18 hrs, con un valor de 1,76 kWh, lo que es mayor al pico de carga que es 1,49 kWh a las 10 hrs.

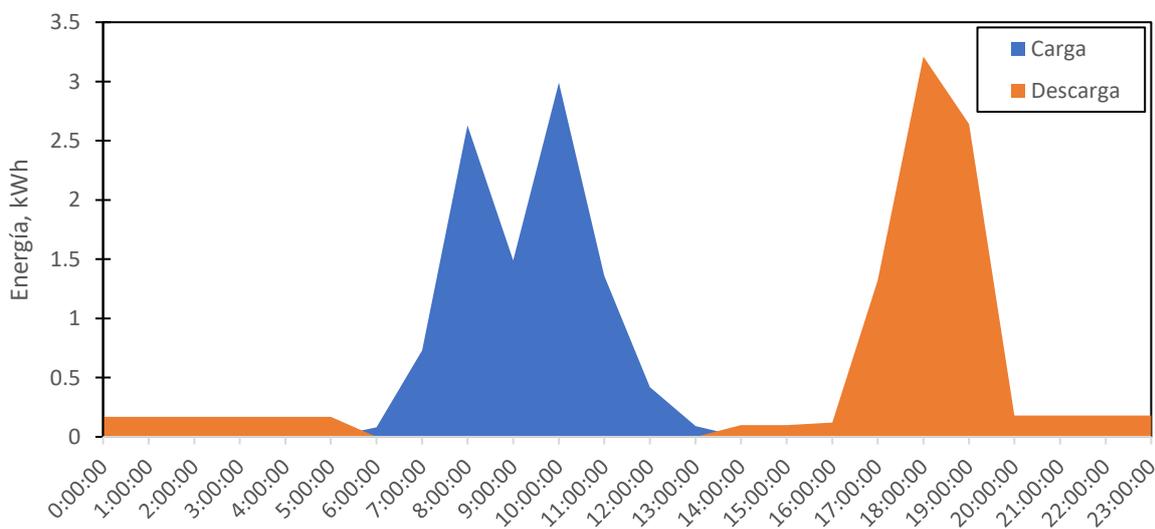


Figura 70. Perfil de horario de carga y descarga de banco de baterías, 10 junio, configuración “A”

La Figura 70, expone el día 10 de junio, donde se proyecta que el banco de baterías este cargando 9,79 kWh/día. Por otro lado, existen 2 intervalos de descarga, entre las 6 hrs y 13 hrs (0,17 kWh) y entre las 14 hrs y 00 hrs (8,21 kWh total en esas 9 horas). Así pues, la descarga total es de 9,79 kWh/día. Dicho esto, existe un excedente energético positivo de 0,56 kWh/día.

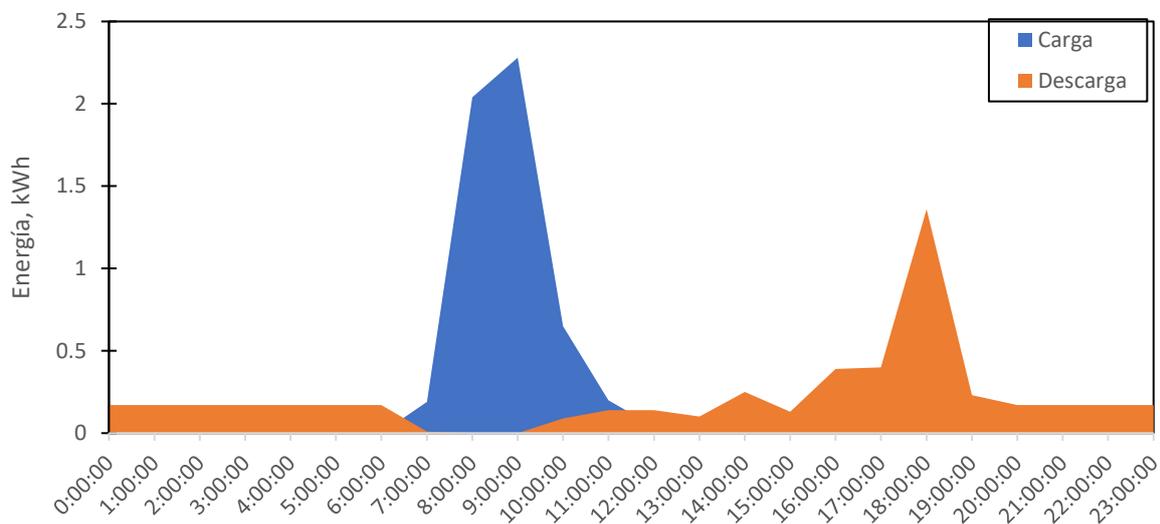


Figura 71. Perfil horario de carga y descarga del banco de baterías, 18 septiembre, configuración "A"

De la Figura 71, podemos proyectar que existirá carga diaria de 5.62 kWh/día en el periodo comprendido entre las 7 hrs a 16 hrs. Por otro lado, los 2 intervalos de descarga ocurren desde las 00 hrs hasta las 7 hrs (0,7 kWh) y desde las 10 hrs hasta 23 hrs (3.91 kWh en ese periodo de tiempo). La descarga total es de 5,1 kWh/día. El pico de carga es de 2,28 kWh a las 8hrs y el pico de descarga es 1,36 kWh y ocurre a las 18 hrs.

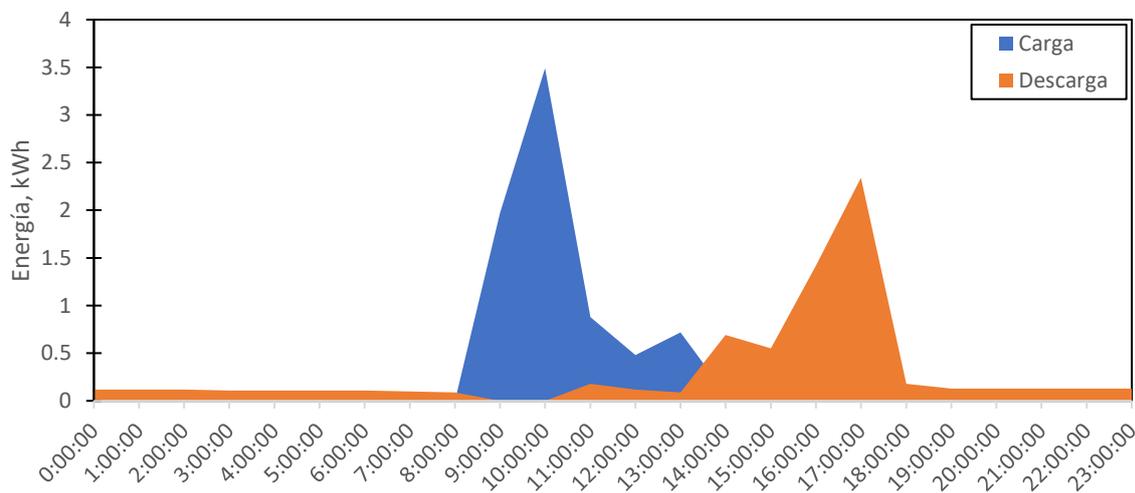


Figura 72. Perfil horario de carga y descarga del banco de baterías, 13 diciembre, configuración "A"

La Figura 72, expone una carga diaria del banco de baterías de 7,73 kWh/día y ocurrirá entre las 9 hrs y 15 hrs. Por otro lado, la descarga diaria es 7,21 kWh/día. Esto se puede atribuir a que este día se encuentra en la temporada cuando hay menos disponibilidad del recurso solar. no obstante, el banco de baterías tiene un excedente de 0,52 kWh/día. El diseño optimizado de la instalación FV

permite que cuando hay poca disponibilidad de irradiancia solar, la distribución de la energía hacia la planta de regeneración de aguas residuales sea gestionable.

6.5.2 CONFIGURACIÓN "B"

Análogamente, se presentan los días característicos en estudio.

- 15 MARZO

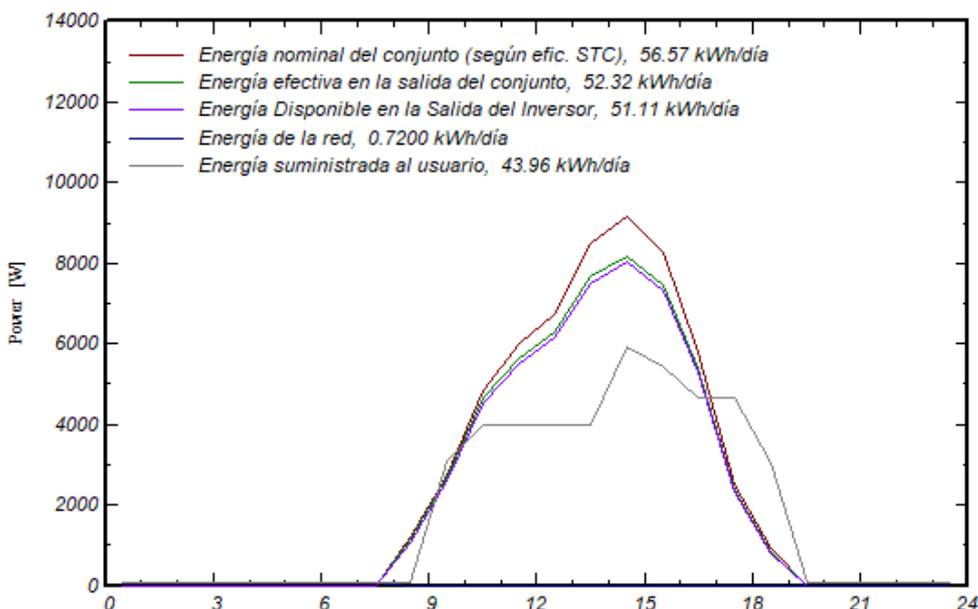


Figura 73. Perfil horario 15 marzo, configuración "B"

La conversión DC/AC es del 97,6%. El Tasa de Autoconsumo del es 82,64% y la Tasa de autosuficiencia es del 98,3%. Por otro lado, la fracción no cubierta es del 1,64%.

- 10 JUNIO

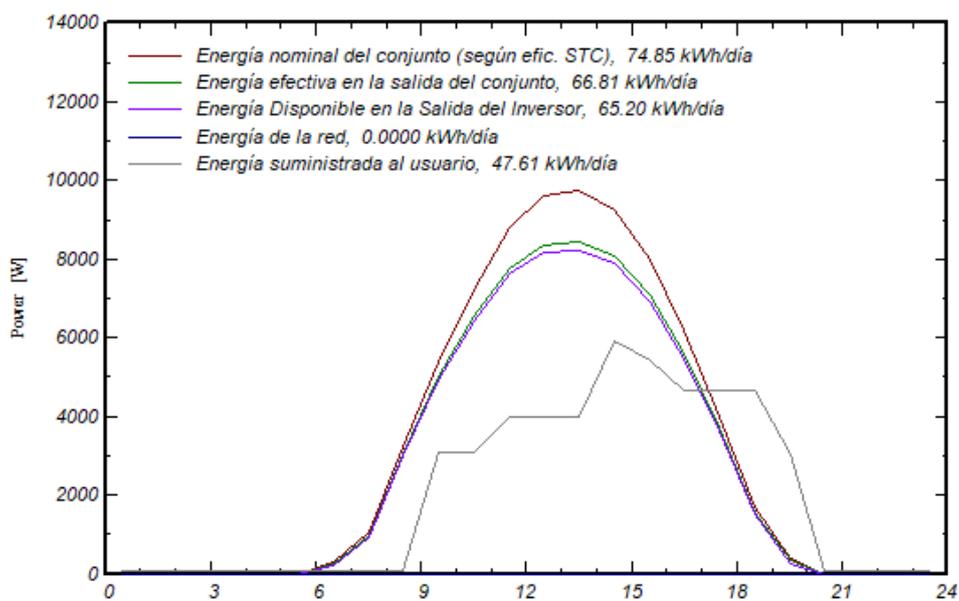


Figura 74. Perfil horario 10 junio, configuración "B"

La conversión de corriente continua a corriente alterna es del 97,59%. Por otro lado, la tasa de autoconsumo es del 71,26%. La tasa de autosuficiencia es 100% y por ende, la fracción no cubierta es del 0%. En este día se abastecerá la planta de regeneración de aguas en un 100% con energía solar.

- **18 SEPTIEMBRE**

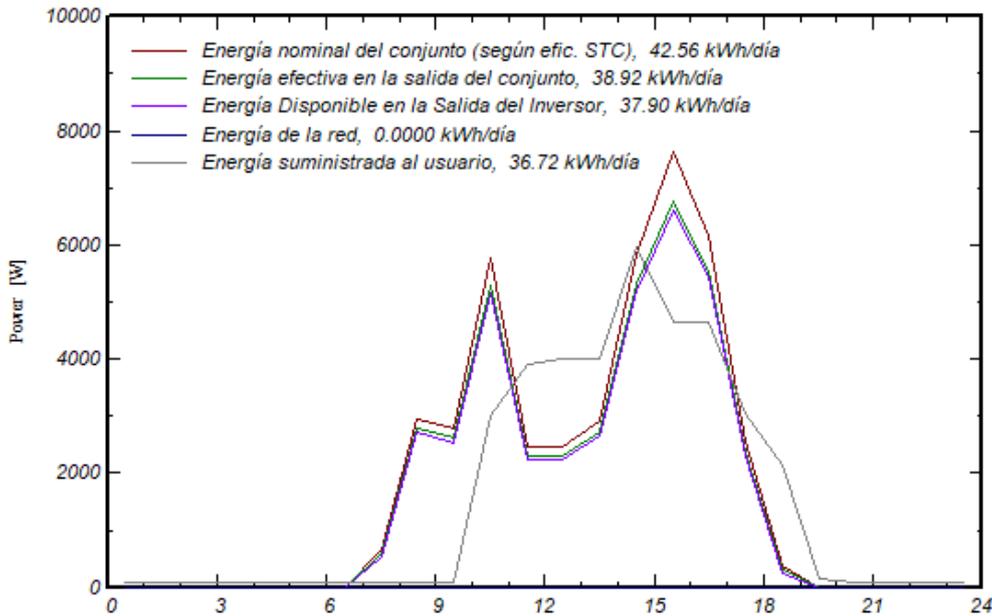


Figura 75. Perfil horario 18 septiembre, configuración "B"

La eficiencia en la conversión de la corriente continua a corriente alterna es de 97,37%. Por otro lado, la tasa de autoconsumo es del 94,34%, la tasa de autosuficiencia es del 100%, así pues, la fracción no cubierta es 0%. Este día también esta abastecido en su totalidad con energía renovable solar.

- **13 DICIEMBRE**

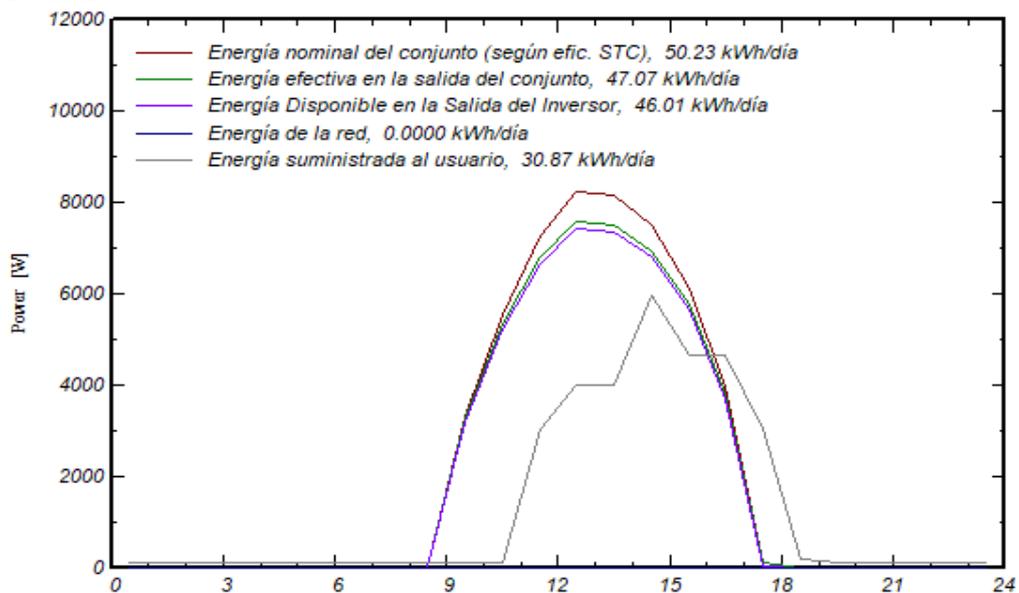


Figura 76. Perfil horario 13 diciembre, configuración "B"

La tasa de autoconsumo es del 65,58%, la tasa de autosuficiencia es del 100% y la fracción no cubierta es del 0%. La eficiencia de conversión DC/AC es del 97,75%. Este día la planta de regeneración de aguas residuales trabaja en su totalidad con energía solar.

Adicionalmente, se simularon 5 días de las temporadas más y menos demandantes energéticamente, es decir, verano e invierno respectivamente.

Adicionalmente, se presentan 5 días particulares de la temporada de verano e invierno.

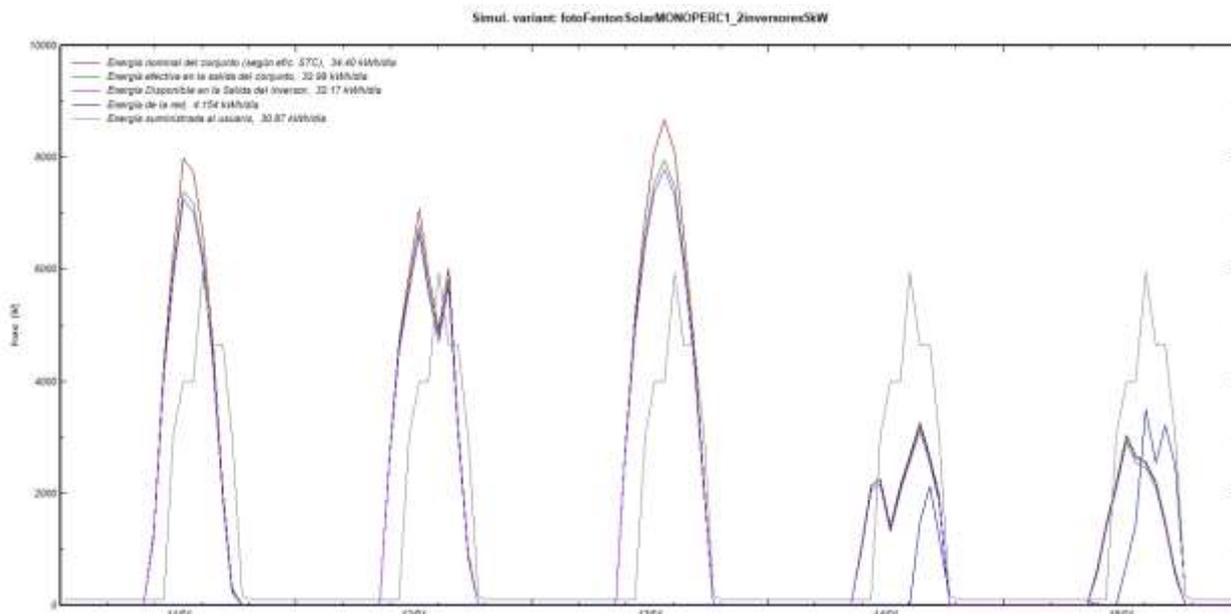


Figura 77. Generación vs Demanda, Temporada invierno, Configuración "B"

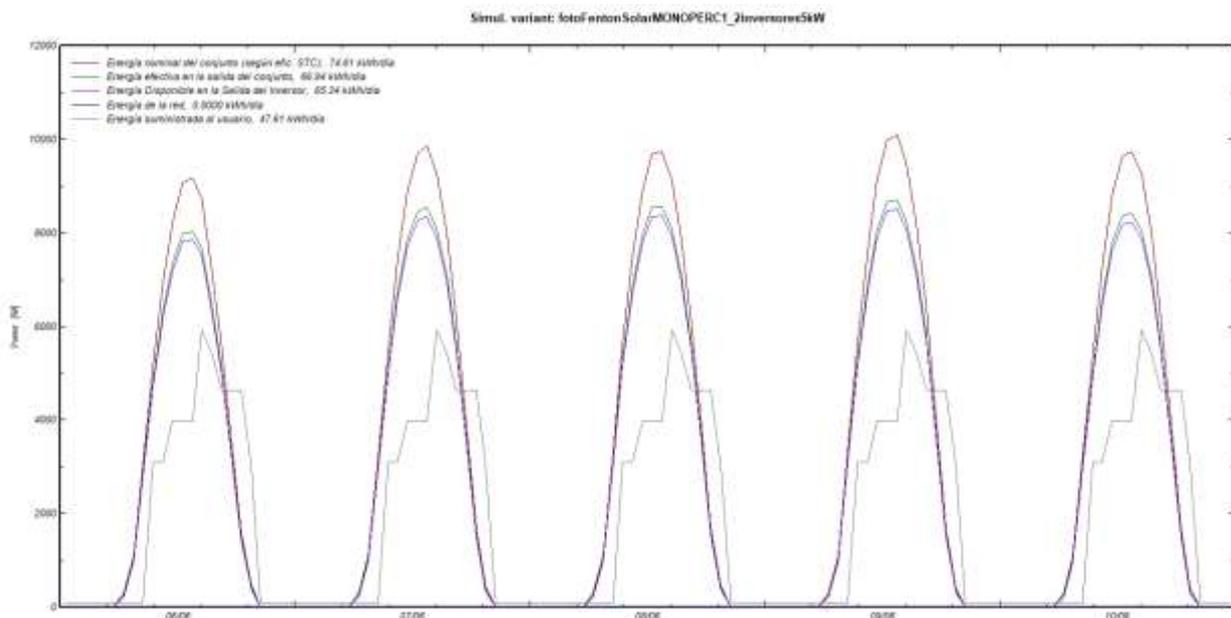


Figura 78. Generación vs Demanda, temporada verano, configuración "B"

En la temporada de invierno se presentan días donde la generación no puede suplir la demanda energética, sin embargo, en estos momentos la red pública apoyo con su energía. Así pues, la TAS es 86,54% y la TAC es 80,98%. Por otro lado, la temporada de verano no presenta energía proveniente de la red, así pues, la TAS es 100% y la TAC es 71,12%.

Por otro lado, La distribución del estado de carga de baterías (SOC) y la profundidad de descarga de baterías (DOD) en la configuración “B” es idéntica en forma y magnitud a la configuración “A”.

6.5.3 CONFIGURACIÓN “C”

- DÍA 15 MARZO

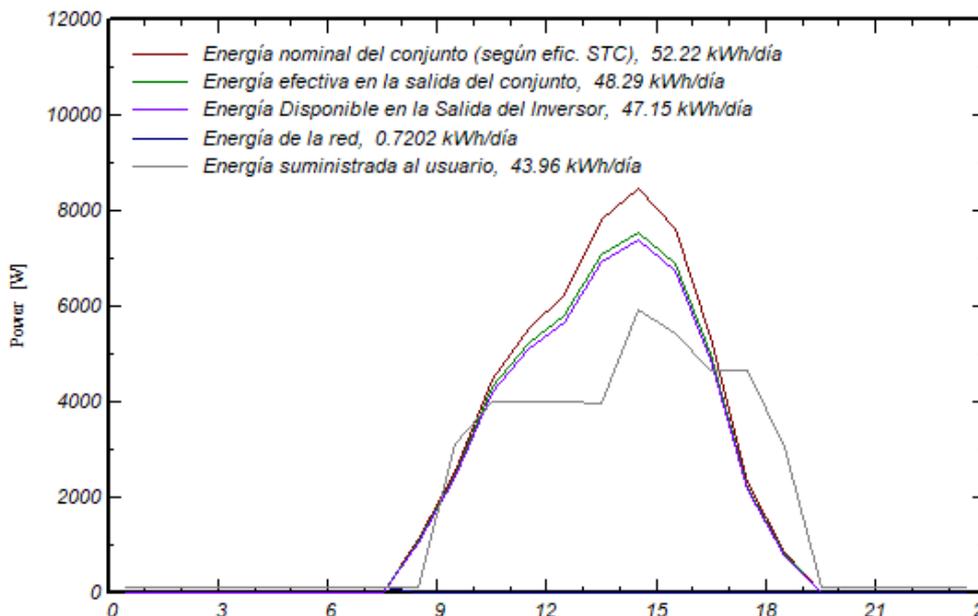


Figura 79. Perfil horario 15 marzo, configuración “C”

La eficiencia en la conversión DC/AC es 97,63%. La tasa de autoconsumo es de 89,54%. Así pues, la tasa de autosuficiencia es del 98,36% y la fracción no cubierta es 1,64%.

- DÍA 10 JUNIO

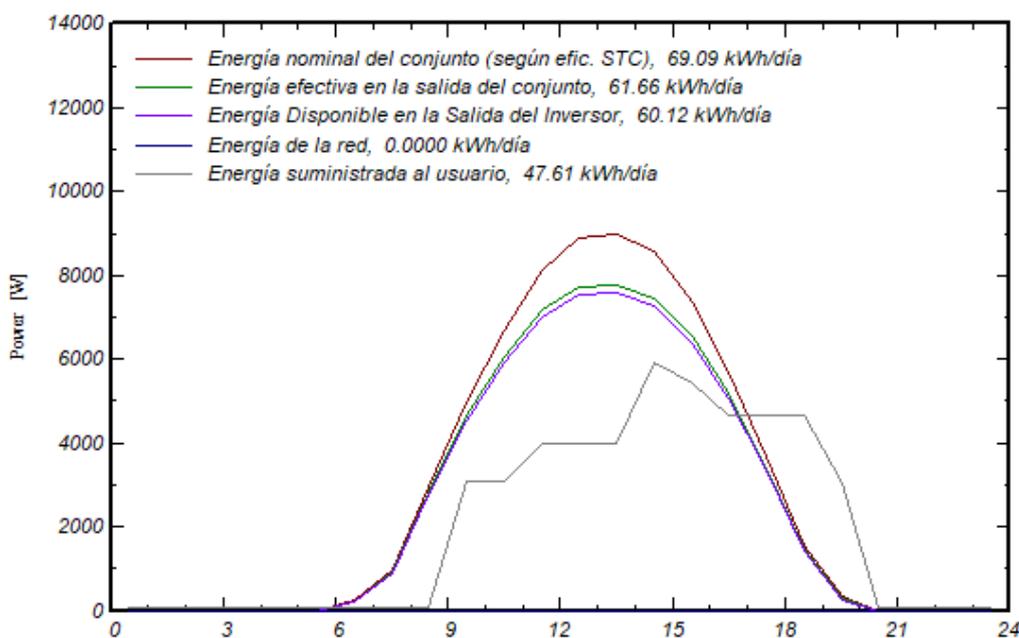


Figura 80. Perfil horario 10 junio, configuración “C”

La eficiencia en la conversión DC/AC es 97,5%. Por otro lado, la tasa de autoconsumo es 77,21%. La tasa de autosuficiencia es del 100%, por ende, la fracción no cubierta es del 0%. Este día se abastece en su totalidad con energía solar fotovoltaica.

- **DÍA 18 SEPTIEMBRE**

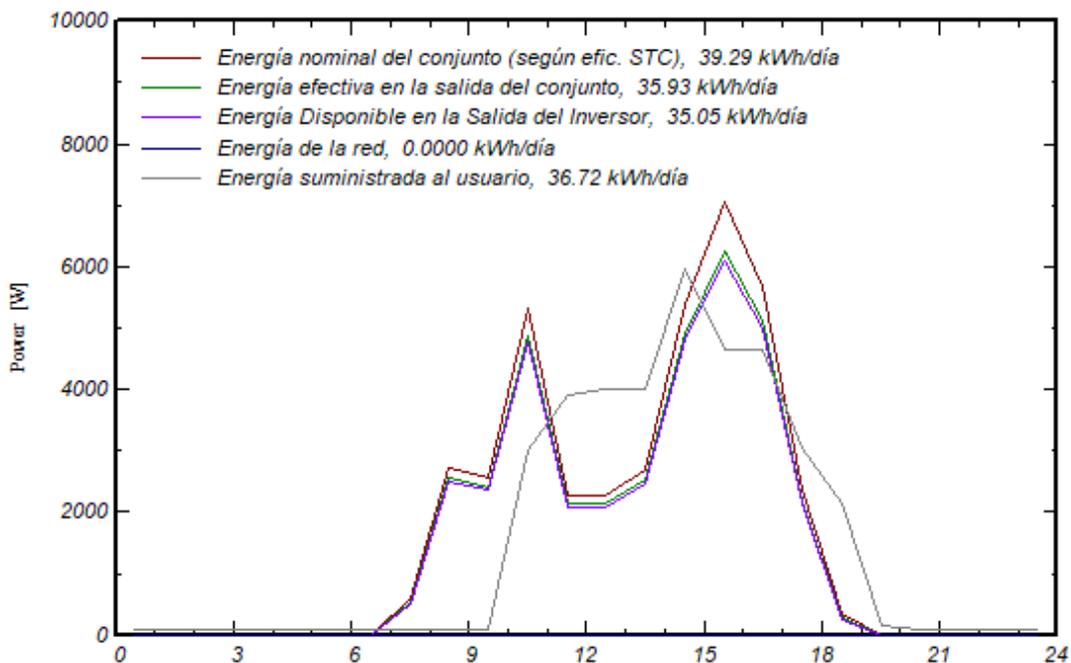


Figura 81. Perfil horario 18 septiembre, configuración "C"

El 18 de septiembre presenta una tasa de autoconsumo del 94,32%. Así pues, la eficiencia de conversión DC/AC es 97,55%. Por otro lado, la tasa de autosuficiencia es del 100%. Este día la planta de regeneración de aguas trabaja completamente con energía renovable.

- **DÍA 13 DICIEMBRE**

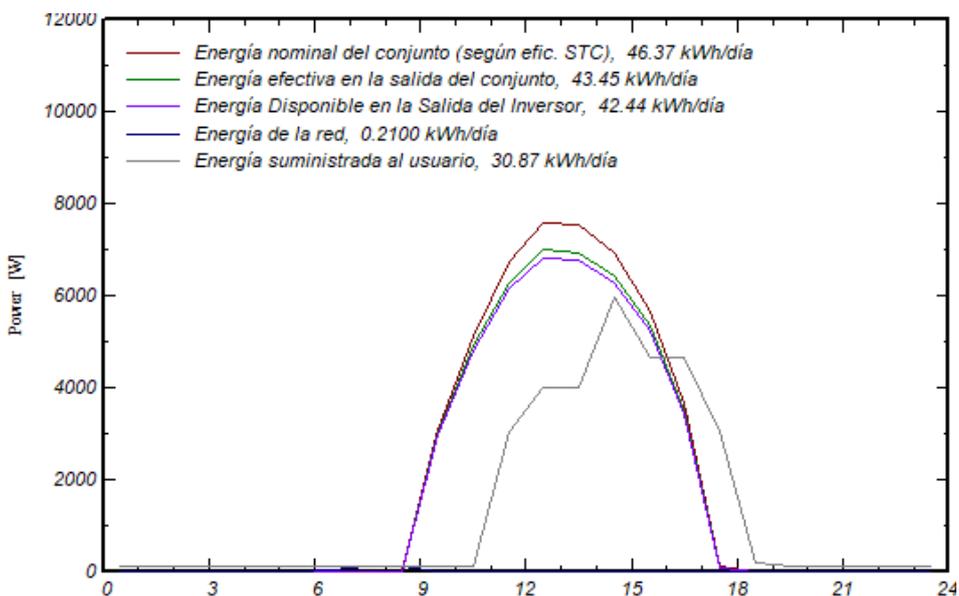


Figura 82. Perfil horario, 13 diciembre, configuración "C"

La tasa de autosuficiencia (TAS) es del 99,32% y la fracción no cubierta es del 0,68%. Por otro lado, la tasa de autoconsumo (TAC) es del 70,56%. Por otro lado, la eficiencia de conversión DC/AC es 97,67%. Por otro lado, se presentan 5 días representativos de la temporada de verano e invierno. Temporadas más y menos demandantes energéticamente.

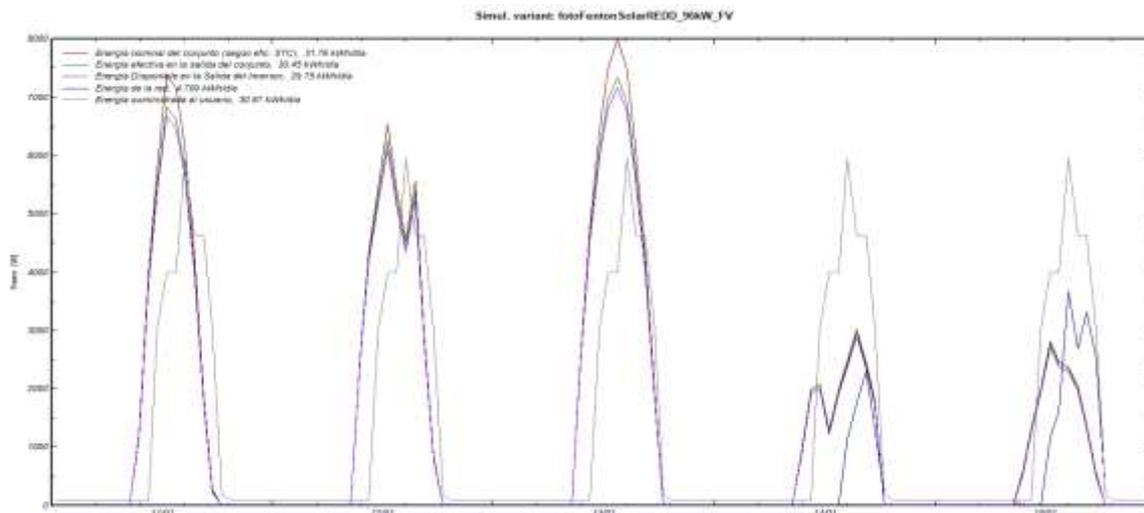


Figura 83. Generación vs Demanda, temporada invierno, configuración "C"

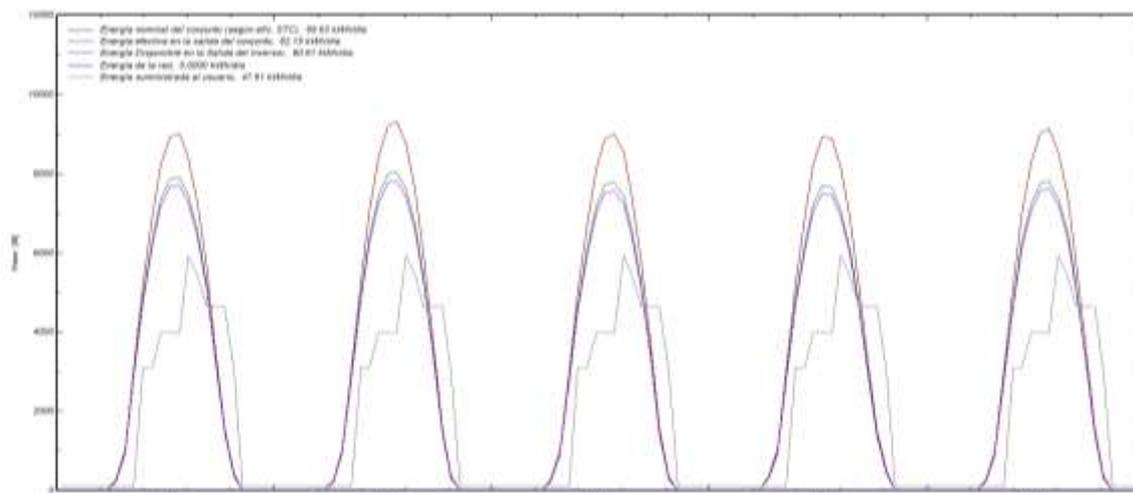


Figura 84. Generación vs Demanda, temporada verano, configuración "C"

En la temporada de invierno se presentan días donde la generación no puede suplir la demanda energética, sin embargo, en estos momentos la red pública apoyo con su energía. Así pues, la TAS es 84,75% y la TAC es 85,9%. Por otro lado, la temporada de verano no presenta energía proveniente de la red, así pues, la TAS es 100% y la TAC es 76,6%.

El SOC y el DOD se presentan a continuación. Además, se presenta el estado de carga y descarga del banco de baterías.

De la Figura 85 se destaca que el SOC y DOD promedio son 55,88% y 44,12%. Se destaca que durante las horas disponibles de sol el SOC aumenta, sin embargo, después del medio día solar el SOC comienza a descender, puesto que la instalación comienza a apoyarse en el banco de baterías. Por otro lado, el SOC mínimo fue de 42%.

Como complemento, la Figura 86 expone que durante las 8hrs-16hrs el banco de baterías es cargándose, por otro lado, el periodo crítico de descarga es desde las 13hrs-18hrs, luego los consumos nocturnos no son muy elevados por lo que la descarga presenta un comportamiento constante.

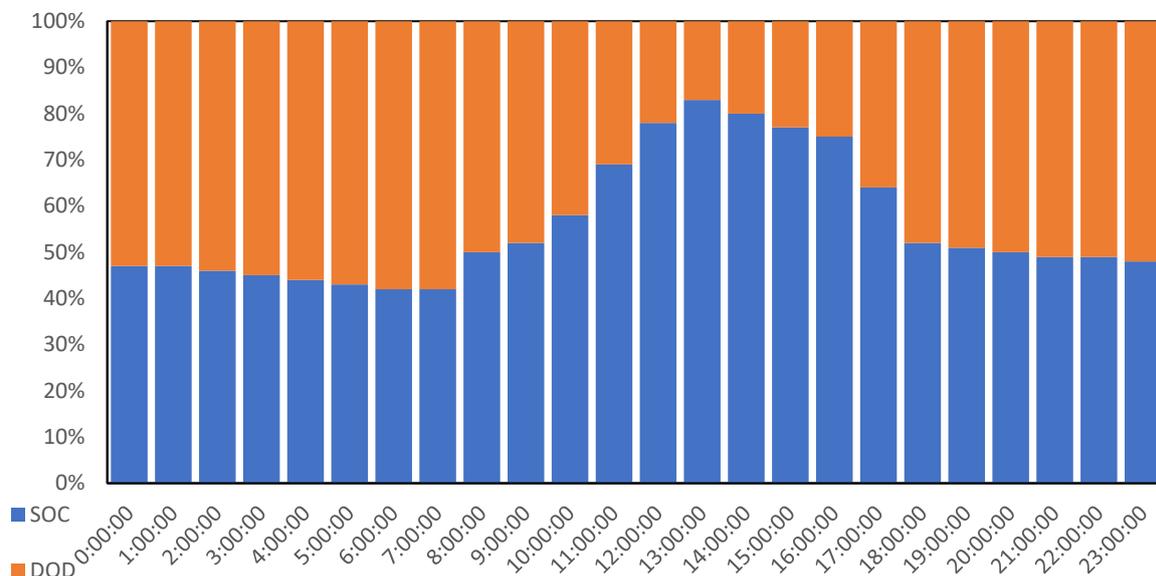


Figura 85. SOC y DOD, 15 marzo, configuración "C"

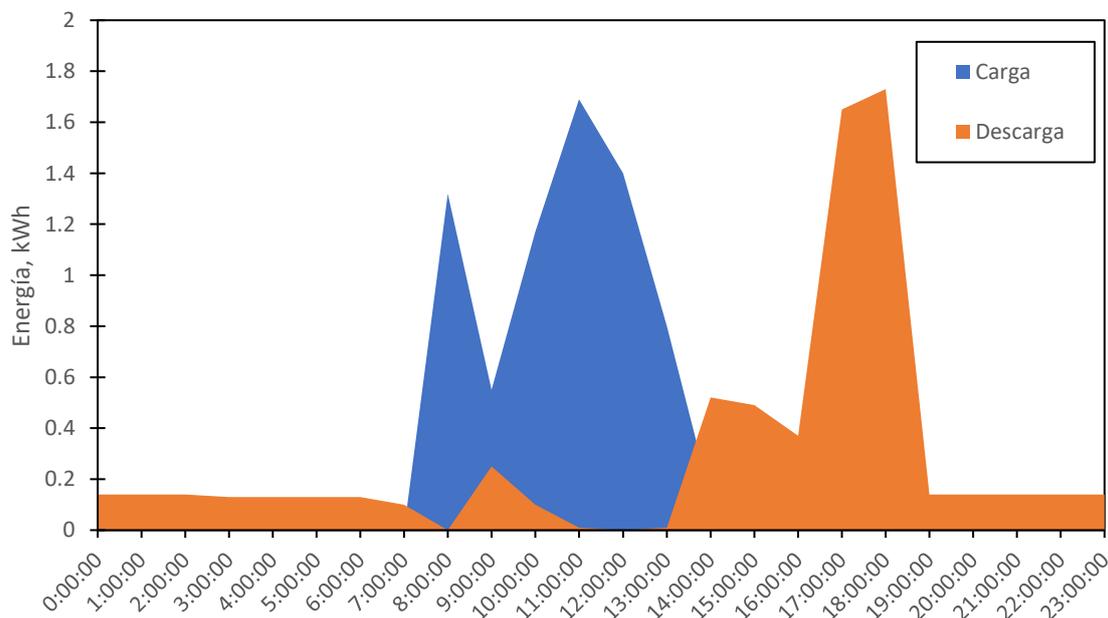


Figura 86. Estado de carga y descarga, 15 marzo, configuración "C"

De la Figura 87 podemos determinar que el SOC y DOD promedio son 55,1% y 49,9 % respectivamente. Por otro lado, el SOC mínimo es de 30% a las 6hrs, luego comienza el sistema comienza a cargar el banco de baterías hasta llegar a un SOC máximo es de 94% que se produce a las 13 hrs.

Por otro lado, la Figura 88 expone que la carga total diaria es de 10,06 kWh/día y la descarga total es de 9,54 kWh/día. Existiendo un excedente de 0,52 kWh/día. La carga ocurre en el intervalo de 6hrs-13hrs. por otro lado, el restante tiempo del día el banco de baterías se encuentra en modo “descargando”. Sin embargo, el periodo crítico de descarga ocurre entre las 14hrs-19hrs.

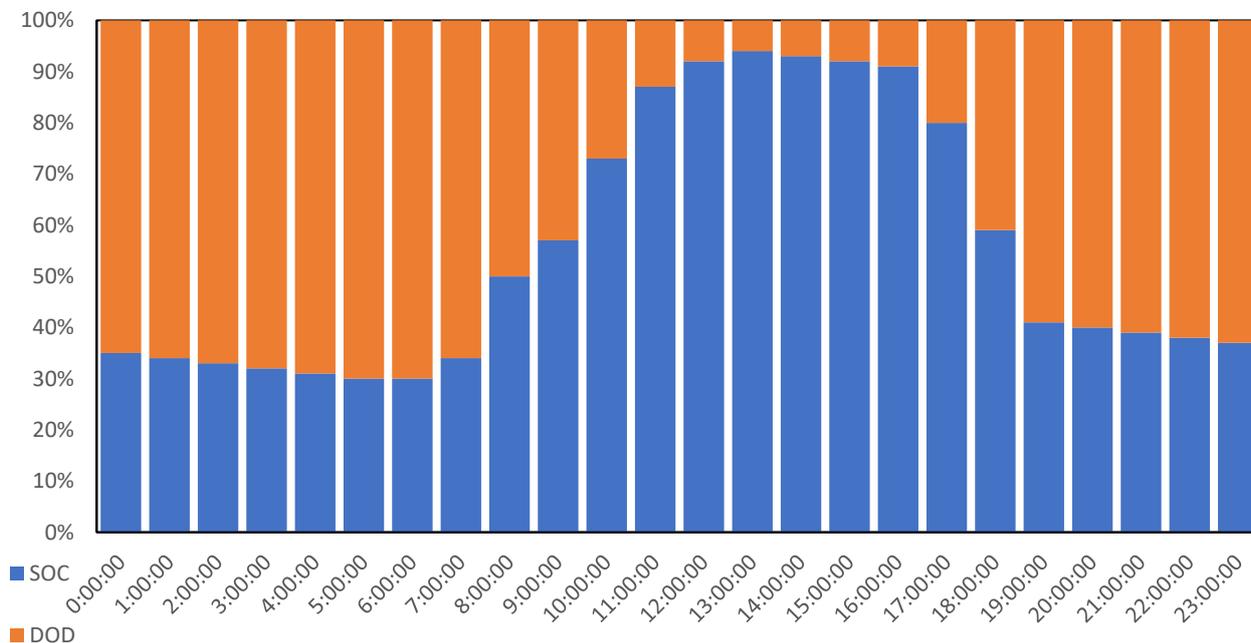


Figura 87. SOC y DOD, 10 junio, configuración “C”

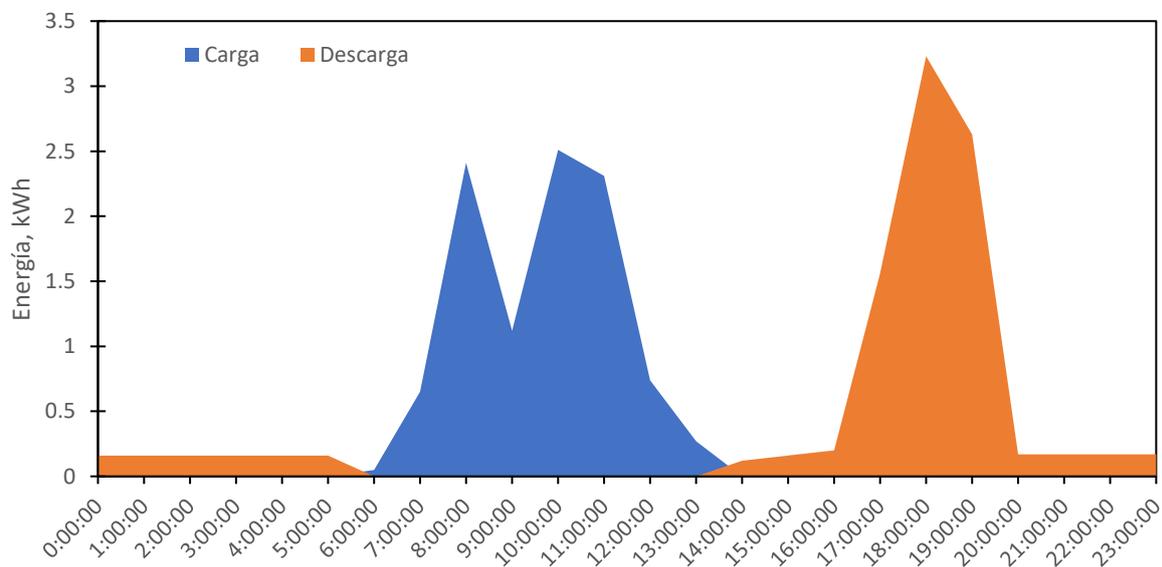


Figura 88. Estado de carga y descarga, 10 junio, configuración “C”

La Figura 89 expone que el SOC mínimo es de 55% a las 6hrs, luego comienza el sistema comienza a cargar el banco de baterías hasta llegar a un SOC máximo es de 88% que se produce a las 13 hrs. además, podemos determinar que el SOC y DOD promedio son 70,63% y 29,37% respectivamente.

Por otro lado, la Figura 90 expone que la carga total diaria es de 6,02 kWh/día y la descarga total es de 5,54 kWh/día. Existiendo un excedente de 0,48 kWh/día. La carga ocurre en el intervalo de 7hrs-16hrs. por otro lado, el restante tiempo del día el banco de baterías se encuentra en modo “descargando”. Sin embargo, el periodo crítico de descarga ocurre entre las 11hrs-19hrs.

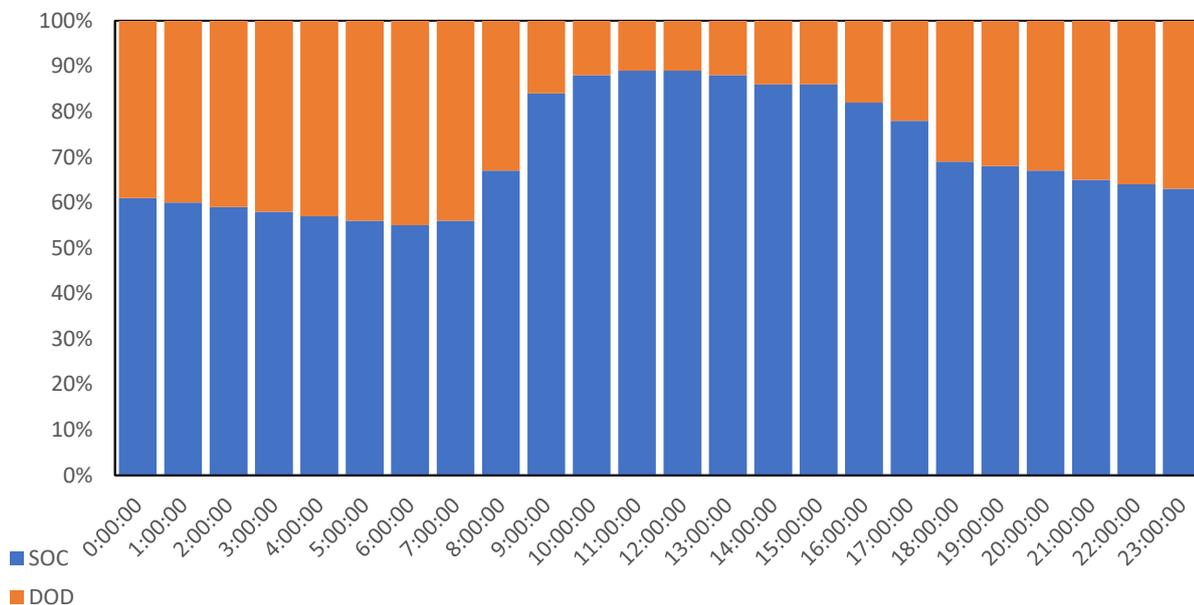


Figura 89. SOC y DOD, 18 septiembre, configuración “C”

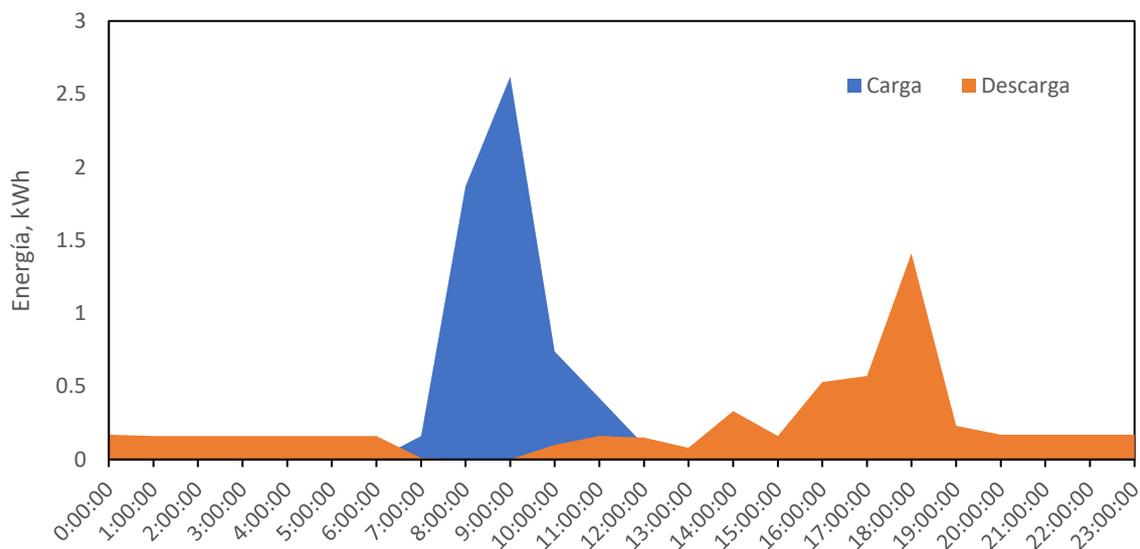


Figura 90. Estado de carga y descarga de banco de baterías, 18 septiembre, configuración “C”

La Figura 91 expone que el SOC mínimo es de 30% a las 8hrs, luego comienza el sistema comienza a cargar el banco de baterías hasta llegar a un SOC máximo es de 73% que se produce a las 13hrs. además, podemos determinar que el SOC y DOD promedio son 44,36% y 55,64% respectivamente.

La Figura 92, expone una carga diaria del banco de baterías de 7,43 kWh/día y ocurrirá entre las 9 hrs y 15 hrs. Por otro lado, la descarga diaria es 6,99 kWh/día. El banco de baterías tiene un excedente de 0,52 kWh/día. El diseño optimizado de la instalación FV permite que cuando hay poca disponibilidad de irradiancia solar, la distribución de la energía hacia la planta de regeneración de aguas residuales sea gestionable.

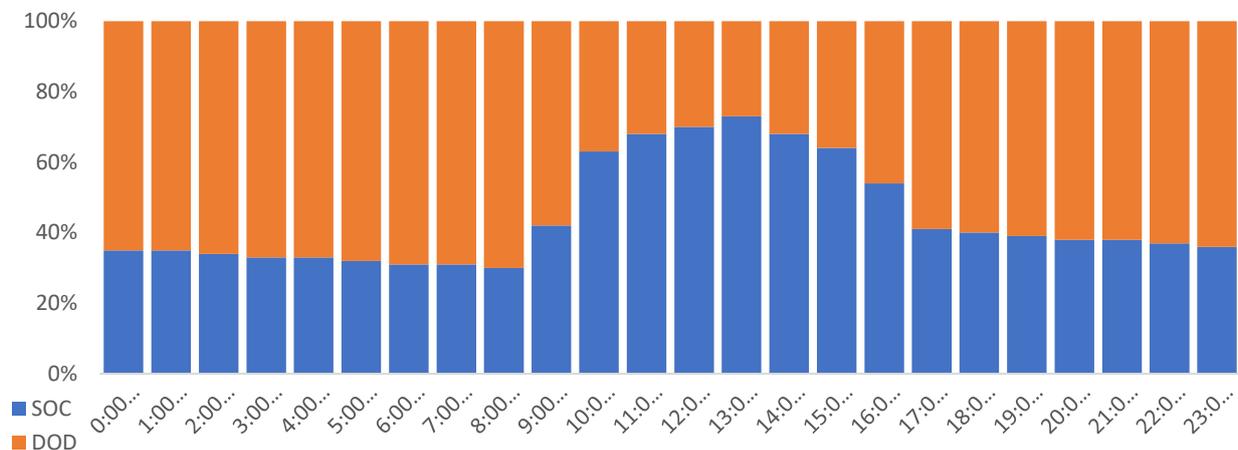


Figura 91. SOC y DOD, 13 diciembre, configuración "C"

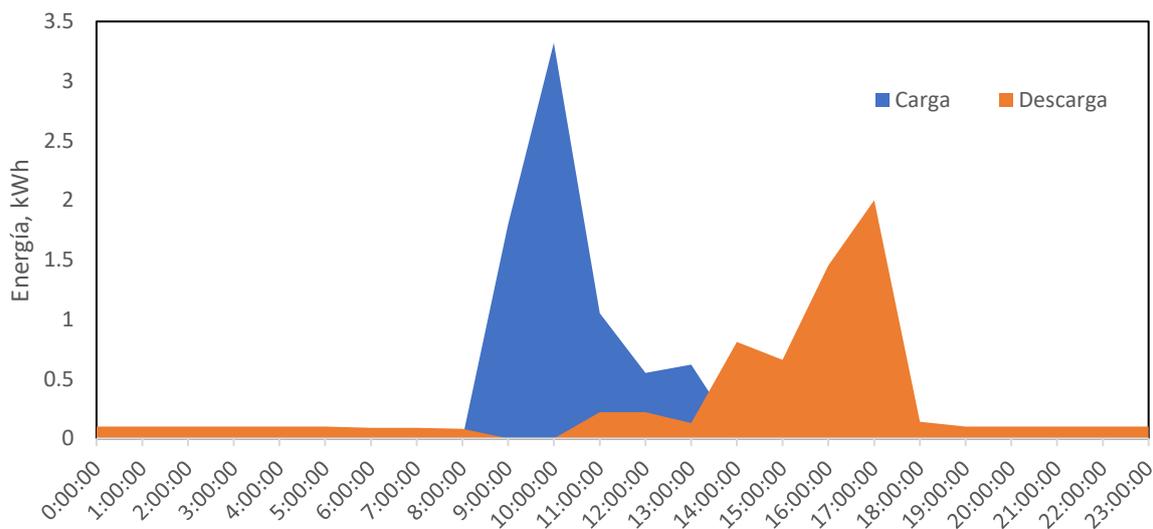


Figura 92. Estado de carga y descarga, 13 diciembre, configuración "C"

A partir de las simulaciones se desprende que las 3 soluciones son similares, sin embargo, existen detalles que diferencian a una respecto de otras. La configuración "C" posee la mayor TAC y la menor inyección de energía a la red, es decir, es la planta más eficiente energéticamente, puesto que, utiliza mayor fracción de su energía para su autoabastecimiento. Esto es beneficioso puesto que, la inyección de energía a la red trae consigo desventajas por la venta de energía. La venta (por excedentes) y compra de energía no tiene el mismo precio, puesto que, las compañías de distribución eléctrica adicionan cargos por utilizar las líneas transmisión, mantención, alquiler de equipos de medida y control, impuestos por electricidad. Además, el autoconsumo trae consigo ahorros exentos de impuestos [28].

Por otro lado, la configuración “B” tiene consigo una ventaja operacional, puesto que, posee la menor relación P_{DC}/P_{AC} y tiene posee potencia nominal AC mayor (10 kWac) que el resto. Esto trae consigo la escalabilidad de la instalación, pudiendo aumentar la potencia del generador FV y así la generación de energía AC. Esto se justifica aplicar ante una demanda de energía que aumentará en el futuro.

7. ANALISIS ECONÓMICO

Se realizo un análisis económico para visualizar la configuración óptima desde el punto de vista económico. Se realizó un análisis para determinar el Valor Actual Neto (VAN) y el payback simple de cada instalación. Se definió un horizonte de análisis de 25 años, con una tasa de descuento del 4% anual.

Se consideró los ingresos por inyecciones a la red pública y el ahorro que conlleva utilizar energía solar en vez de energía de la red pública. Por otro lado, se consideraron gastos relacionados a inversión inicial, energía de la red, reposición y/o renovación de equipos tales como baterías e inversor, operación y mantenimiento. Con respecto a la venta y compra de energía, se consideraron 3 empresas distribuidoras de energía como referencia como lo son Endesa, Repsol y Naturgy. Con respecto a la venta de energía, se estima que los excedentes inyectados a la red se venderán a 0,04 €/kWh [29] y el valor de desmantelación un 3% de la inversión inicial. Así pues, según la International Renewable Energy Agency, el costo de operación y mantenimiento anual de una planta fotovoltaica es 11,9 €/kW [30]. También, se consideró una inflación del 2% anual y una tasa de descuento del 4%. Además, se consideró una reducción del 1% anual de la generación fotovoltaica. Así pues, se presentan los precios de compra de energía según la empresa distribuidora

Tabla 33. Precios de venta de energía de distribuidoras

DISTRIBUIDORA			
PRECIO DE ENERGÍA	0,1496 €/kWh	0,1349 €/kWh	0,1304 €/kWh

Así pues, se exponen la inversión para la instalación de cada planta fotovoltaica y los precios de operación y mantención.

Tabla 34. Costes por configuración de plantas fotovoltaicas

CONFIGURACIÓN	A	B	C
INVERSIÓN	14184 €	15001 €	13839 €
OPERACIÓN Y MANTECIÓN	124 €	124 €	114 €
DESMANTELACIÓN	426 €	450 €	415 €

Dicho esto, se expone el flujo de dinero en el periodo de análisis de las instalaciones fotovoltaicas, así como el valor actual neto y el payback simple.

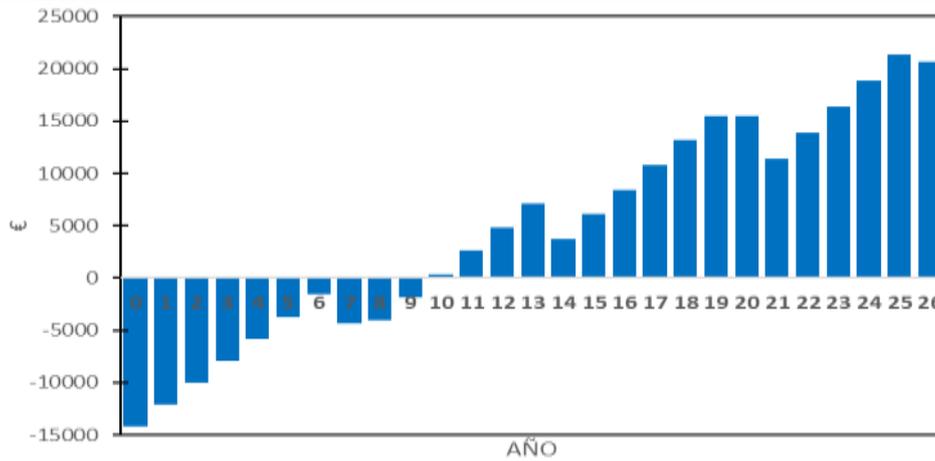


Figura 93. Valor Actual Neto, Configuración A, Endesa

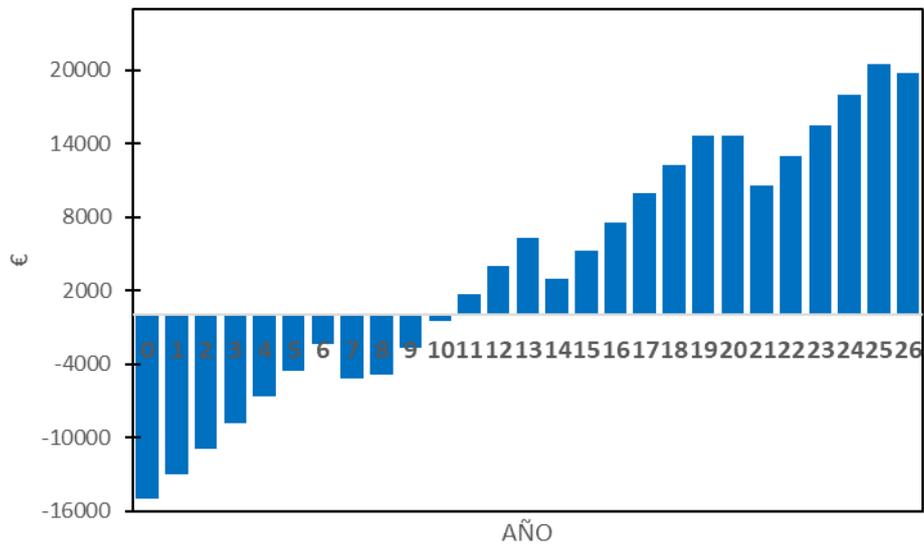


Figura 94. Valor Actual Neto, Configuración B, Endesa

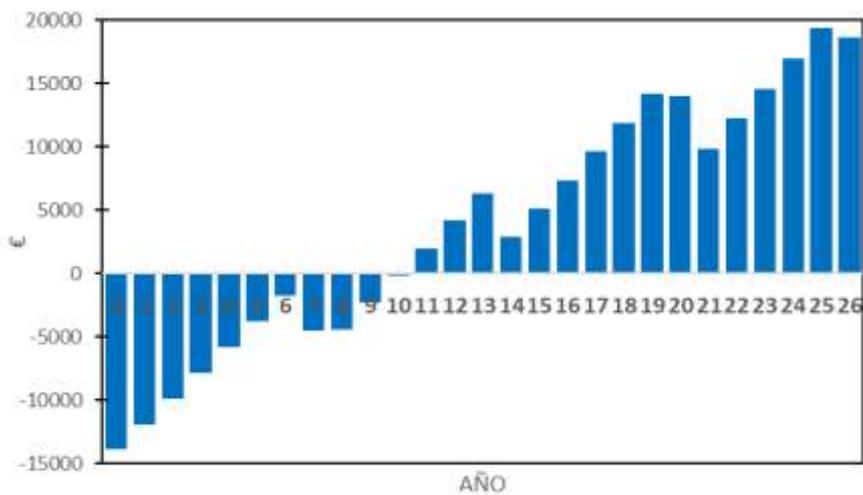


Figura 95. Valor Actual Neto, Configuración C, Endesa

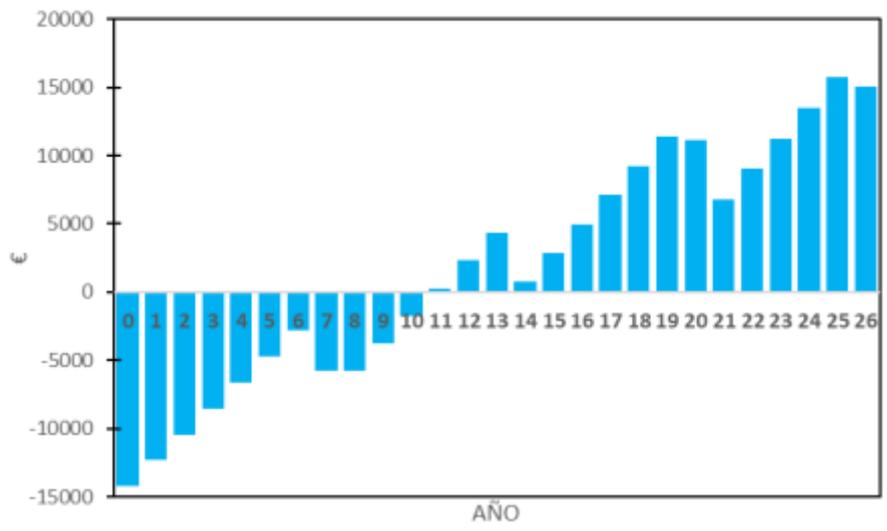


Figura 96. Valor Actual Neto, Configuración A, Repsol

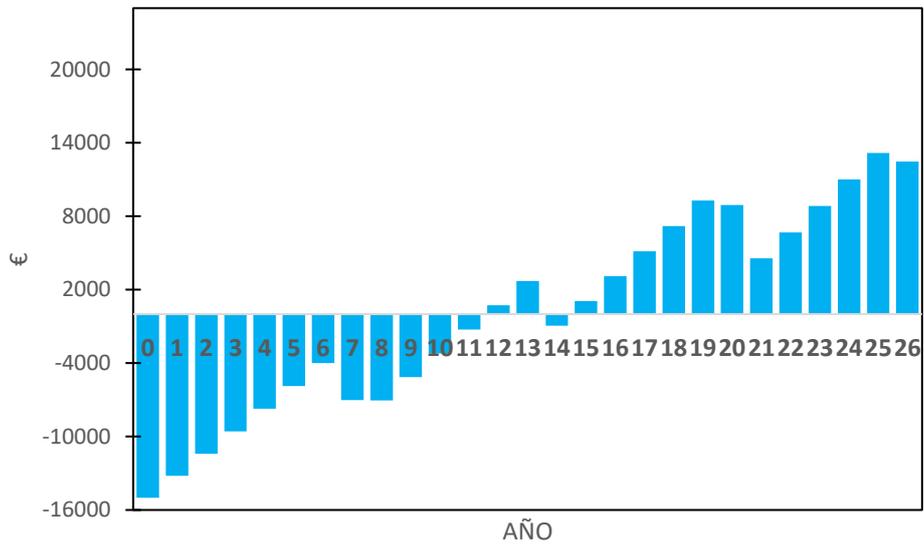


Figura 97. Valor Actual Neto, configuración B, Repsol

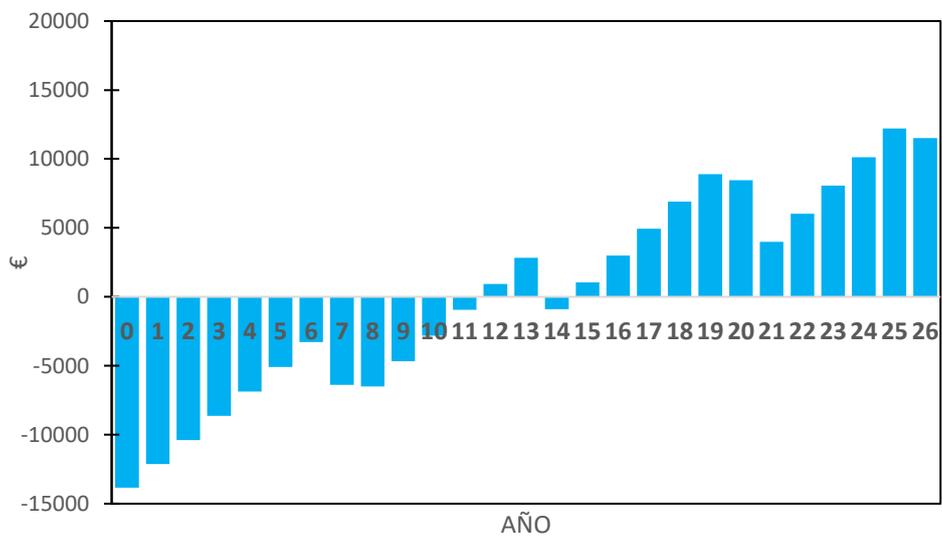


Figura 98. Valor Actual Neto, Configuración C, Repsol

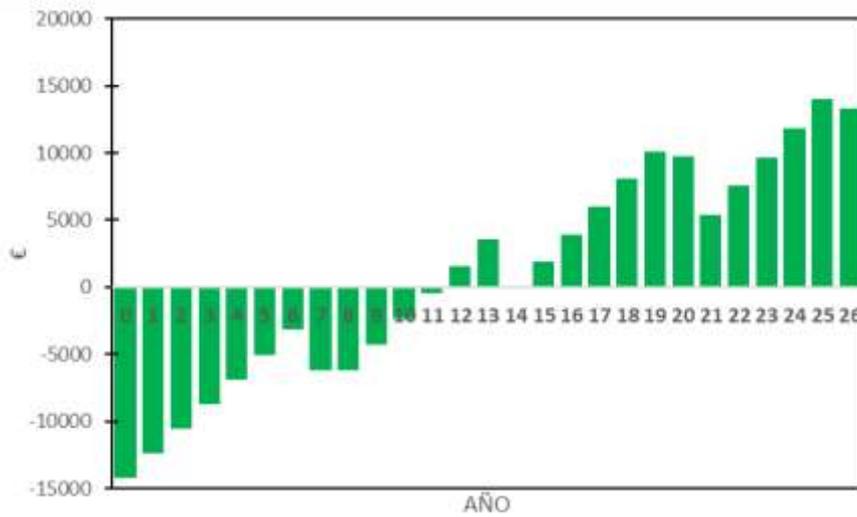


Figura 99. Valor Actual Neto, configuración A, Naturgy

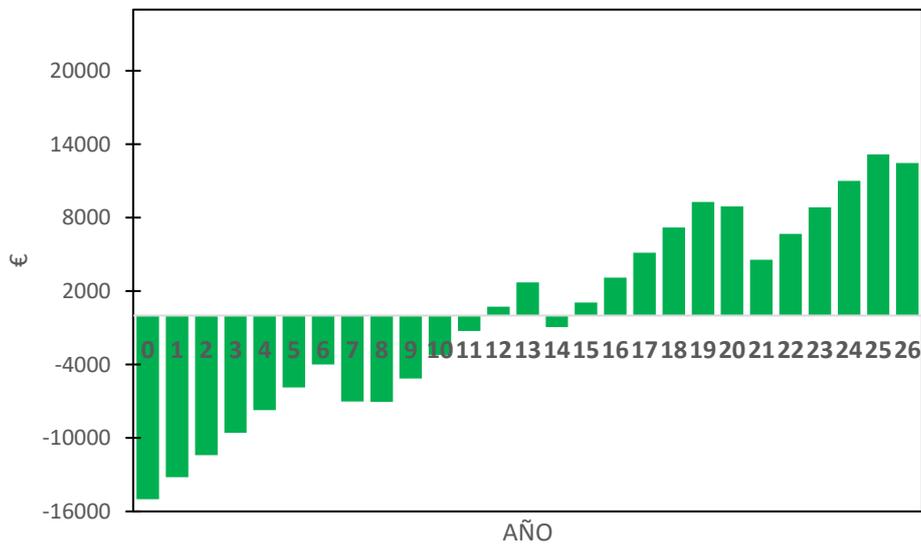


Figura 100. Valor Actual Neto, Configuración B, Naturgy

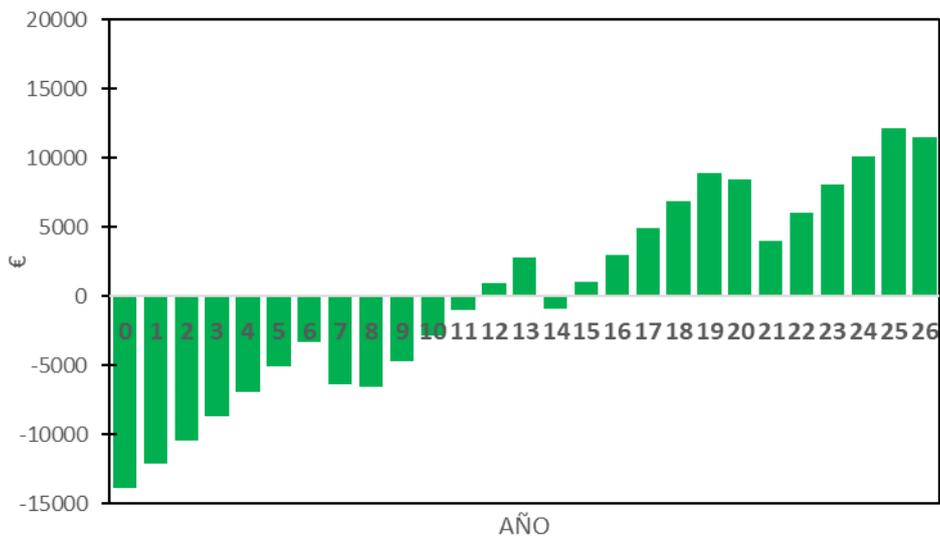


Figura 101. Valor Actual Neto, configuración C, Naturgy

Así pues, se presenta un resumen sobre el valor actual neto y el payback simple de las instalaciones de acuerdo con precio de compra y venta por cada empresa distribuidora.

Tabla 35. Parámetros económicos

CONFIGURACIÓN	ENDESA	REPSOL	NATURGY
A			
VAN €	20606	15025	13317
PAYBACK (AÑOS)	10	11	15
LCOE € /kWh	0,232	0,231	0,231
B			
VAN €	19741	14168	12462
PAYBACK (AÑOS)	11	15	15
LCOE € /kWh	0.238	0.237	0,236
C			
VAN €	18657	13192	11519
PAYBACK (AÑOS)	11	12	15
LCOE € /kWh	0,244	0,243	0,242

A partir del análisis económico se desprende que independientemente del precio de compra de energía de la red pública, la configuración “A” presenta un VAN positivo y es el máximo con respecto a las otras configuraciones. Por otro lado, el payback simple o su amortización está en el rango de 10-15 años, considerando un precio de compra de la energía de la red pública de 0,1496 €/kWh.

Por otro lado, la configuración “B” presenta los payback más elevados, su amortización varía entre 11 y 15 años. Además, a pesar de tener un VAN positivo, es menor de que todas las otras configuraciones, independientemente del precio de la energía. Esta penalización se puede deber al uso de 2 inversores, puesto que, al momento de realizar la reposición de equipos su costo es elevado.

Respecto a la configuración “C”, posee un VAN positivo, pero no es el mayor de todas las configuraciones. Por otro lado, presenta una amortización de la inversión que está en el rango entre 11 y 15 años según la tarifa de venta y compra de energía.

Con respecto a los flujos de dinero que implica implementar este de tipo de instalación SFCR con almacenamiento, se visualiza que el VAN y el payback se ve considerablemente afectado por la reposición del banco de baterías, el equipo más costoso de la instalación.

7.1 CONFIGURACIÓN ALTERNATIVA (SFCR SIN ALMACENAMIENTO)

Se visualizó integrar una variación interesante desde el punto de vista técnico y económico del proyecto. Debido al perfil de carga horario de la planta de regeneración de aguas residuales foto Fenton posee su mayor consumo de energía eléctrica durante las horas disponibles de sol, es por esto que, se propone eliminar el banco de baterías, debido a que, es el equipo más costoso de la instalación y posee la menor vida útil de todos, teniendo que realizar 3 reposición de esta durante la duración de la vida útil de la planta solar fotovoltaica. Además, supone un equipo crítico a la hora de evaluar el valor actual neto (VAN) y la amortización de la inversión inicial.

Dicho esto, se presenta el análisis técnico económico de las nuevas alternativas propuestas.

Tabla 36. Parametros energéticos

PARAMETRO	UNIDAD	PLANTA FV	PLANTA FV	PLANTA FV
		A'	B'	C'
POTENCIA NOMINAL	kW	10,4	10,4	9,6
PERFORMANCE RATIO	%	84,16	84,34	84,33
FRACCIÓN SOLAR	%	81,93	81,79	80,38
TASA DE AUTOCONSUMO	%	62,9	62,6	67
TASA DE AUTOSUFICIENCIA	%	81,93	81,79	80,39
FRACCIÓN NO CUBIERTA	%	18,1	18,21	19,61
BALANCE NETO	MWh/AÑO	4,41	4,47	3
PRODUCCIÓN DE ENERGÍA	MWh/AÑO	18,96	19	17,55
INYECCIÓN A LA RED	MWh/AÑO	6,6	6,61	5,39
ENERGÍA DE LA RED	MWh/AÑO	2,63	2,65	2,85

Tabla 37. Análisis económico

CONFIGURACIÓN	ENDESA	REPSOL	NATURGY
A'			
VAN €	24265	20742	19664
PAYBACK (AÑOS)	7	9	9
LCOE € /kWh	0,18	0,17	0,17
B'			
VAN €	23321	19817	18744
PAYBACK (AÑOS)	9	9	10
LCOE € /kWh	0.2	0.19	0,19
C,			
VAN €	22123	18814	17801
PAYBACK (AÑOS)	9	9	10
LCOE € /kWh	0,19	0,18	0,18

A continuación, se realiza un análisis comparativo entre las alternativas A, B y C que son SFCR con almacenamiento energético y las alternativas A', B' y C' que son SFCR sin almacenamiento energético. En las siguientes representaciones gráficas se puede visualizar perfectamente como influye la inclusión o no de un banco de baterías en los aspectos económicos de un proyecto.

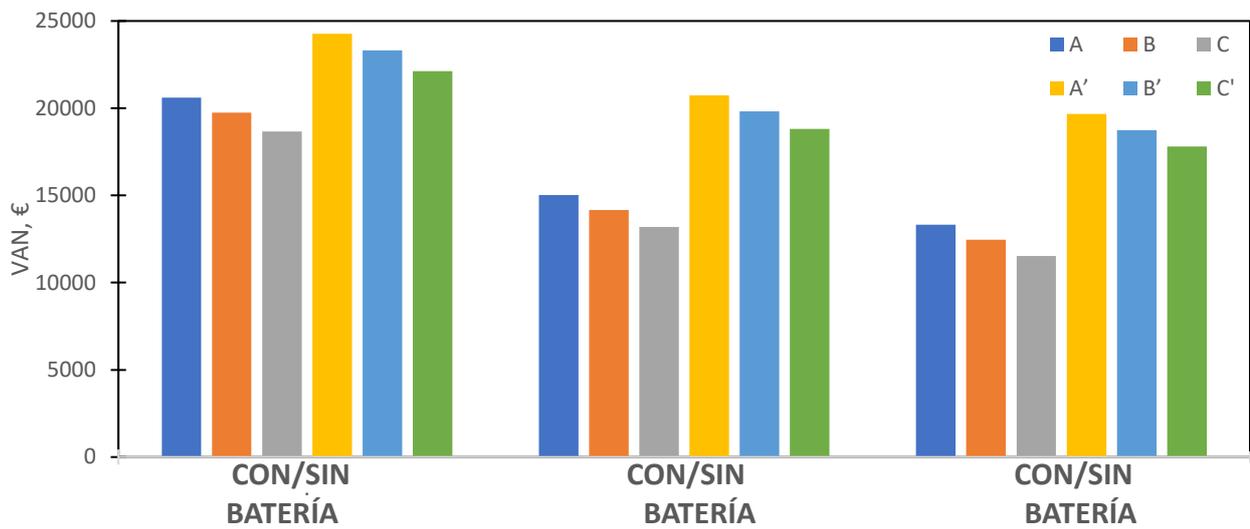


Figura 102. Valor Actual Neto, VAN

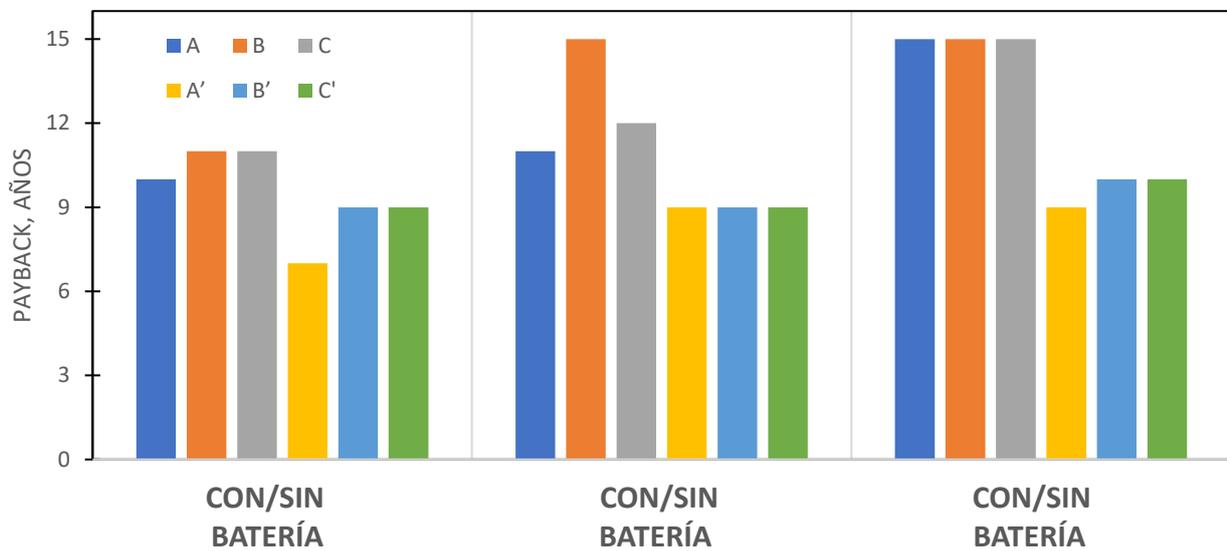


Figura 103. Payback simple

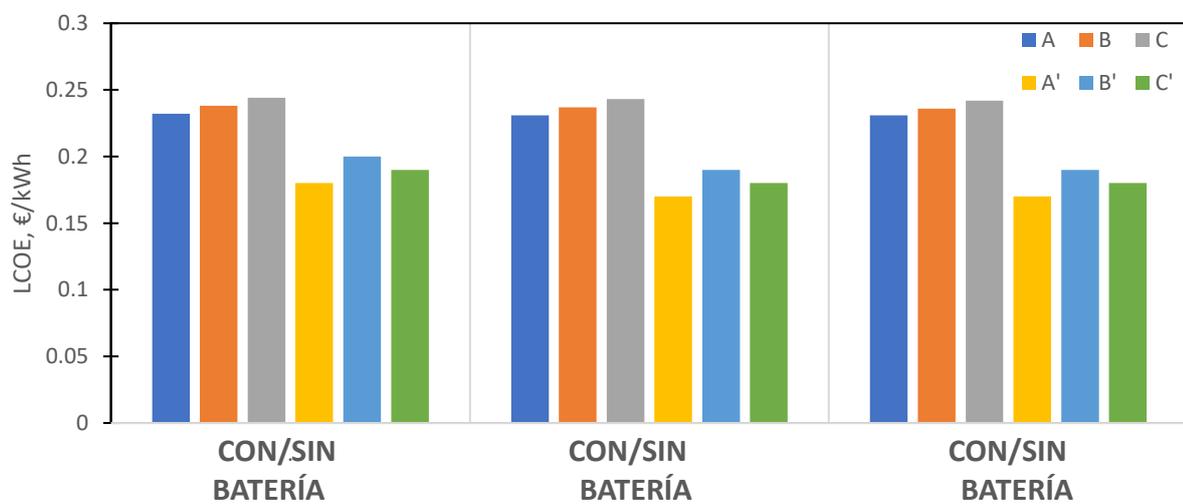


Figura 104. Costo Nivelado de la Energía LCOE, VAN

A partir de la Figura 102, Figura 103, Figura 104 podemos determinar que un SFCR con almacenamiento energético se tiene un valor actual neto (VAN) en el rango de 11519 - 20606 €. La amortización o payback simple está en el rango de 10-15 años. El costo nivelado de la energía (LCOE) está en el rango de 0,231-0,244 €/kWh.

Por otro lado, para un SFCR sin almacenamiento energético podemos determinar que tiene un valor actual neto (VAN) que está en el rango de 17801-24265 €. También, es importante mencionar que tiene una amortización o payback simple que está en el rango de 7-10 años. Por otra parte, el costo nivelado de la energía (LCOE) está en el rango de 0,17-0,19 €/kWh.

8. MONITORIZACIÓN

Se busca realizar una monitorización del consumo energético de la planta de regeneración de aguas residuales foto Fenton. También se busca monitorizar la generación de energía eléctrica fotovoltaica. Esto con el fin de realizar una gestión inteligente y eficiente de la energía.

8.1 MONITORIZACIÓN CONSUMO ENERGÉTICO

El equipo propuesto para monitorizar el consumo energético de la planta de regeneración de aguas residuales foto Fenton será un contador bidireccional Smart Meter de Fronius. Este contador tiene como objetivo optimizar el autoconsumo, controlar diferentes tipos de flujos de energía, visualizar el consumo de energía y registrar las curvas de consumo. Posee una alta precisión en su medición y comunicación a través de una interfaz llamada Modbus RTU (Anexo 15).

Además, se propone este equipo porque posee el mismo método de comunicación que el inversor Fronius Symo 8.2 – 3 M (Modbus RTU).

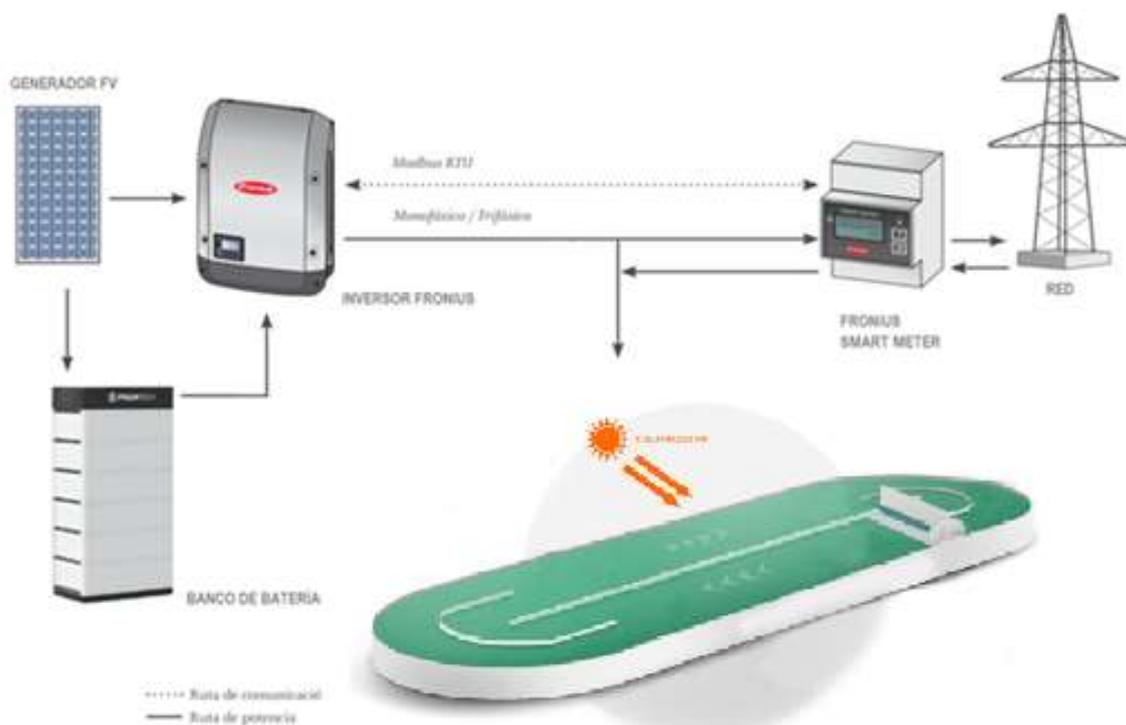


Figura 105. Esquema de configuración Fronius Smart Meter

Por otra parte, el Smart meter es energéticamente eficiente, con una potencia 1,5 W. Así pues, es el contador indicado para la instalación fotovoltaica propuesta. Este contador también es de precisión de energía activa clase B (EN50470) para potencia reactiva y tiene como precisión de energía reactiva clase 2 (EN/IEC62053-23). El Smart Meter es capaz de medir la energía de salida del inversor en AC, como entrada la entrada en DC, consumos de la planta de regeneración de aguas residuales, energía inyectada a la red y apoyo de la red pública.

8.2 MONITORIZACIÓN GENERACIÓN DE ENERGÍA

Puesto que, se visualizó un buen comportamiento, desempeño, modularidad y flexibilidad del analizador de redes portátiles MYeBOX 1500 durante la campaña de medidas realizada en la planta de regeneración de aguas residuales foto Fenton del proyecto ULISES, ubicada en las instalaciones de la EDAR el Bobar, es que se propone utilizar este equipo para realizar la monitorización de la generación de energía eléctrica fotovoltaica de la planta FV “LIFE ULISES”.

Además, cabe destacar que el analizador de redes posee una buena, sencilla e intuitiva interfaz. Dicho esto, es posible ver la generación de energía eléctrica fotovoltaica al instante. Por otro lado, es un instrumento de fácil conexión, seguro y compacto. También tiene como ventaja el acceso y conexión inalámbrica, configuración de pinzas de medición, visualizar datos en tiempo real, análisis de armónicos, alarmas, almacenamiento de información (Anexo 16).



Figura 106. Interfaz MYeBOX 1500 en el ordenador

Por otro lado, la conexión inalámbrica con el móvil y/o tableta con el MYeBOX utilizando la aplicación gratuita MYeBOX, tanto para sistema operativo Android y iOS.

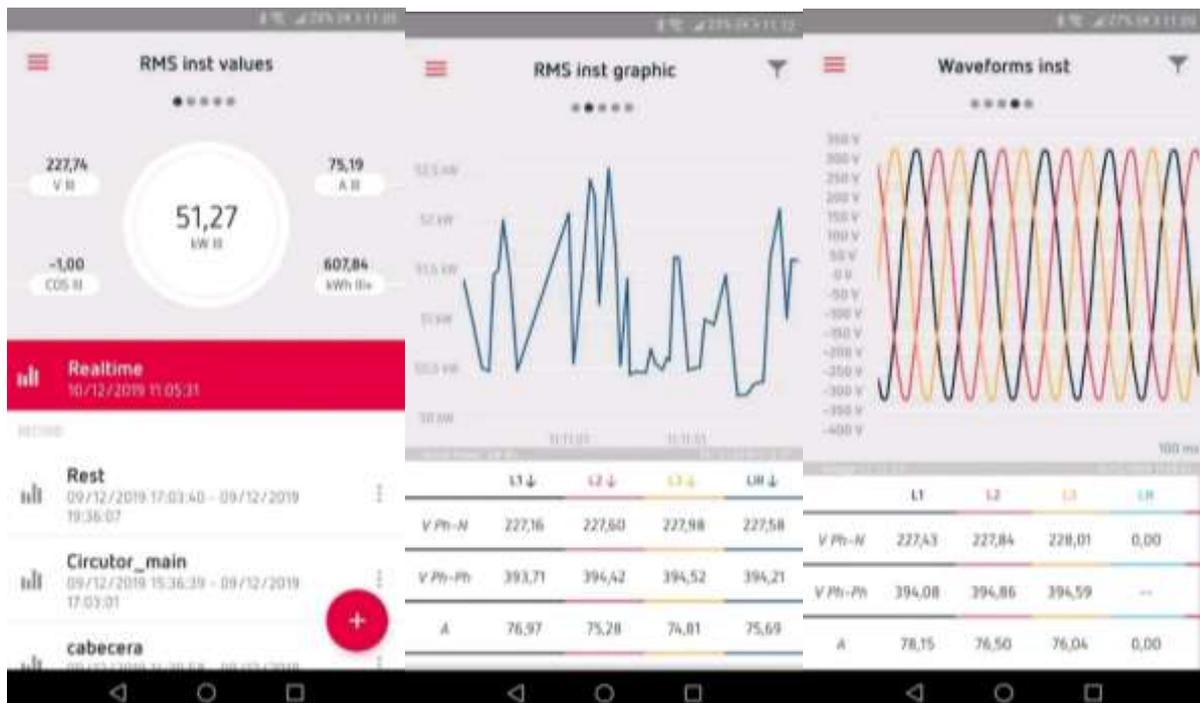


Figura 107. Interfaz en aplicación móvil MYeBOX

Así pues, para utilizar el equipo MYeBOX se necesita a personal capacitado para realizar la instalación de los sensores y pinzas de voltaje y corriente. También, realizar el análisis energético del consumo de la planta de regeneración de aguas residuales foto Fenton.

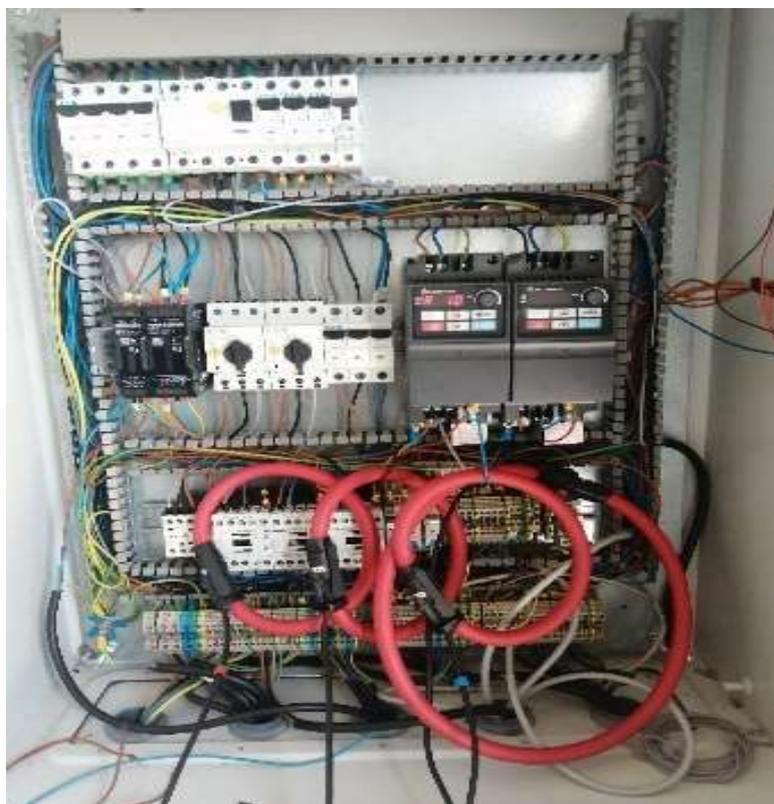


Figura 108. Conexión de sensores de intensidad de corriente no invasivos

8.3 COMPLEMENTO EN LA MONITORIZACIÓN

Adicionalmente, el inversor Fronius Symo 8.2 – 3M, Symo 5.0 -3M y el contador bidireccional Smart meter pueden acceder a Fronius solar.web, una herramienta profesional gratuita (Puede ser pagada si se desea, pero con el analizador de redes portátiles MYeBOX 1500 no resulta necesario adquirir un servicio premium) y práctica, la cual muestra la información del sistema a través de una conexión LAN/WLAN. También, permite obtener datos actualizados del sistema y, además, ofrece funciones de análisis y optimización continua de la instalación FV. Es una herramienta online que se puede acceder de forma remota para visualizar datos sobre la capacidad del sistema, rendimiento FV, consumo energético, así como, un panel que expone el ahorro en emisiones de CO₂, distribución de la energía hacia la demanda y otras variables meteorológicas.

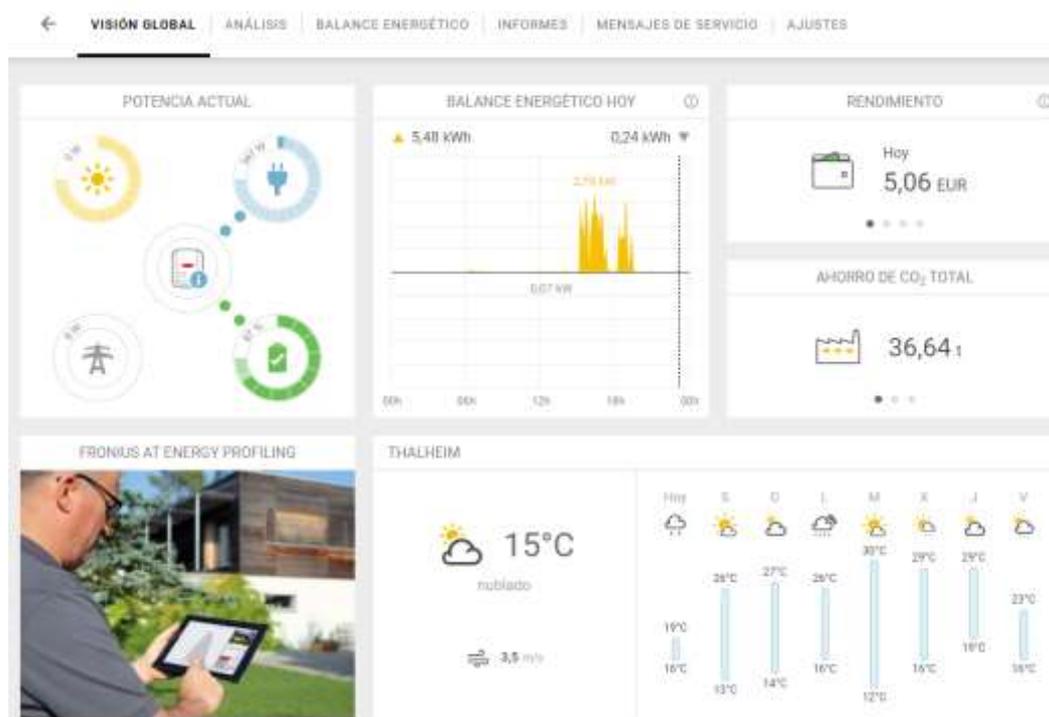


Figura 109. Solar.web de Fronius

9. CABLEADO

Se determinará la sección mínima del cableado de la configuración “A”. Análogamente estimarán las secciones del cableado de la configuración “B” y “C”.

Se debe considerar el criterio: Térmico y caída de tensión [10]. Así pues, según el apartado 5 del informe e Instalaciones Generadoras de Baja Tensión ITC-BT-40 [31], la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la red de distribución pública debe ser no superior al 1,5% para la intensidad nominal. Dicho esto, tenemos la siguiente expresión que representa el diámetro mínimo del cableado en corriente continua según el criterio de caída de tensión:

$$S_{dc} = \frac{2 * L_{dc} * I_{dc}}{56 * \Delta V_{dc}} \quad \text{Ecuación (11)}$$

Donde,

L_{dc} : Largo del cableado en DC

I_{dc} : Intensidad de corriente en DC

ΔV_{dc} : Caída de tensión

$$S_{dc} = \frac{2 * 30m * 19,2A}{56 * 1,5\% * 383,6V}$$

$$S_{dc} = 3,6 \text{ mm}^2$$

Para la sección en corriente alterna en trifásica tenemos la siguiente relación

$$S_{ac} = \frac{\sqrt{3} * L_{3ac} * I_{3ac}}{56 * \Delta V_{3ac}} \quad \text{Ecuación (12)}$$

$$S_{ac} = \frac{\sqrt{3} * 30m * 19,2A}{56 * 1,5\% * 365V}$$

$$S_{ac} = 2,7 \text{ mm}^2$$

Luego, normalizamos el diámetro de la sección del cableado a 10 mm². Para aumentar la seguridad en el sistema eléctrico se determinó esta sección. Además, esta sección está disponible en el mercado.

Por otra parte, se analiza por el criterio térmico, que según apartado 5 del Informe de Instalaciones generadoras de Baja Tensión ITC-BT-40 y el Informe de Redes Subterráneas para Distribución en Baja Tensión ITC-BT-07 [32] los cables de conexión deben estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador. Así pues, tenemos lo siguiente:

$$I_{125\%} = 19,2A * 1,25$$

$$I_{125\%} = 24A$$

$$\text{Densidad de Corriente} = \frac{24A}{10\text{mm}^2}$$

$$\text{Densidad de Corriente} = 2,4 \frac{A}{\text{mm}^2}$$

Tabla 38. Densidad de corriente de cortocircuito, en A/mm², para conductores de cobre [ITC-BT-07]

Tipo de aislamiento	Duración del cortocircuito, en segundos								
	0.1	0.2	0.3	0.5	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0
XLPE y EPR	449	318	259	201	142	116	100	90	82
PVC									
Sección ≤ 300 mm²	364	257	210	163	115	94	81	73	66
Sección > 300 mm²	322	228	186	144	102	83	72	64	59

Así se expone un cuadro resumen de las secciones de todas las configuraciones.

Tabla 39. Sección de cableado

CONFIGURACIÓN	CRITERIO CAÍDA DE TENSIÓN		CRITERIO TÉRMICO	SECCIÓN NORMALIZADA
	SECCIÓN AC	SECCIÓN DC	DENSIDAD DE CORRIENTE	
A y A'	3,6 mm ²	3,6 mm ²	2,4 A/mm ²	6 mm ²
B y B'	5,4 mm ²	4,1 mm ²	2,4 A/mm ²	10 mm ²
C y B'	3 mm ²	2,3 mm ²	2,4 A/mm ²	6 mm ²

Así pues, para las configuraciones A, A', C y C' se determinó utilizar un cable solar comercial de sección 6 mm² PV-ZZ-F Negro de cobre, Clase 5. Por otro lado, para la configuración B y B' se determinó utilizar un cable solar comercial de sección 10 mm² PV ZZ-F Negro, de cobre. Clase 5. Ambos cables solares cumplen con la normativa actual de España y de Europa y están basados en las normas EN 50618/EN 60228/IE C62930/IEC 60228/UTE C 32-502 (Anexo 17)].

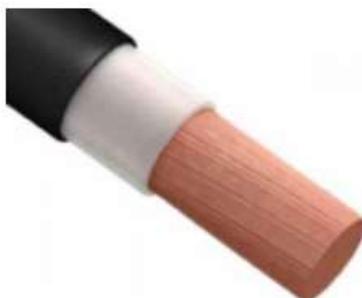


Figura 110. Cable Unifilar

Por otro lado, se seleccionaron los cables Pylontech LV Batería-Inversor para realizar el conexionado que soportan un máximo de 120 A, por lo cual, cumplen a cabalidad con las demandas de los sistemas FV.



Figura 111. Cables Pylontech LV Batería-Inversor

9.1 MALLA A PUESTA A TIERRA

La malla a puesta a tierra la definimos para con el fin de permitir el paso a tierra de corrientes de fallo o descargas atmosféricas, evitando que existan tensiones peligrosas entre la instalación y

superficies próximas al terreno. Así pues, se realiza una única toma de tierra a la que se conecta la estructura soporte, como el terminal de puesta a tierra que viene integrado en el inversor, considerando no generar tensiones peligrosas para las personas. Se diseñará para la configuración “A” y análogamente para las restantes configuraciones.

Tabla 40. Relación entre conductores de instalación y conductores de tierra [31]]

SECCIÓN DE CONDUCTORES DE FASE DE LA INSTALACIÓN	SECCIÓN MÍNIMA DE LOS CONDUCTORES DE TIERRA
$S \leq 16 \text{ mm}^2$	$S_p = S$
$16 \text{ mm}^2 < S \leq 35 \text{ mm}^2$	$S_p = 16 \text{ mm}^2$
$S > 35 \text{ mm}^2$	$S_p = S/2$

De esta forma la sección de los conductores a tierra será 6 mm^2 . Por otro lado, según las recomendaciones del Informe de Instalación de puesta a tierra en baja tensión ITC-BT-18, el cual dice que la resistencia de un electrodo depende de sus dimensiones, de su forma y de la resistividad el terreno en el que se establezca

Tabla 41. Valores medios aproximados de resistividad en función del terreno [31]

Naturaleza del terreno	Valor medio de la resistividad Ohm.m
Terrenos cultivables y fértiles, terraplenes compactos y húmedos	50
Terraplenes cultivables poco fértiles y otros terraplenes	500
Suelos pedregosos desnudos, arenas secas permeables	3.000

Así pues, la resistividad será $R = 50 \text{ Ohm} \cdot \text{m}$. Dicho esto, la distancia entre las tomas de tierra del centro de transformación y las tomas de tierra será menor o igual a 15 metros, puesto que, el terreno no presenta una elevada resistividad ($R \leq 100 \text{ Ohm} \cdot \text{m}$). Por lo tanto, se decidió utilizar una distancia de 15 metros. Por otro lado, consideraciones importantes que deben tener las puestas a tierra son las siguientes, según el Real Decreto RD1663/2000 y ITC-BT-18 [34], [33]

- Los conductores de protección deben estar convenientemente protegidos contra deterioros mecánicos, químicos y electroquímicos y contra los esfuerzos electrodinámicos.
- Las conexiones deben ser accesibles para la verificación y ensayos, excepto en el caso de las efectuadas en cajas selladas con material de relleno o en cajas no desmontables con juntas estancas.
- Ningún aparato deberá ser intercalado en el conductor de protección.

- Las masas de los equipos a unir con los conductores de protección no deben ser conectadas en serie en un circuito de protección, con excepción de las envolventes montadas en fábrica o canalizaciones prefabricadas.

- **Puesta a Tierra de protección de corriente continua**

Así pues, considerando un Voltaje máximo de 24 V y una corriente de derivación del interruptor diferencial de 500mA. Podemos calcular la resistencia máxima de la puesta a tierra.

$$R_{t,max} = \frac{V}{I} \quad \text{Ecuación (13)}$$

$$R_{t,max} = \frac{24}{0,5}$$

$$R_{t,max,dc} = 48 \Omega$$

Por otro lado, la resistencia de la tierra es definida por:

$$K_r = \frac{R}{\rho} \quad \text{Ecuación (14)}$$

$$K_r = \frac{48\Omega}{50\Omega * m}$$

$$K_r = 0,96 \frac{\Omega}{\Omega * m}$$

La configuración seleccionada fue la siguiente:

- Dimensiones Planta FV: 54 m² = 12,896x4,156 m²
- Dimensiones instalación puesta a tierra: 65 m² = 13x5 m²
- Número de picas: 4
- Largo de picas (L): 1 m
- Profundidad: 0,8 m

Así pues, determinamos la resistencia de cada pica con la siguiente formula.

$$Rp = \frac{\rho}{L} \quad \text{Ecuación (15)}$$

$$Rp = 50 \frac{\Omega * m}{1m}$$

$$Rp = 50\Omega$$

Considerando que son 4 picas, calculamos la resistencia total del conjunto de picas.

$$R_{4p} = \frac{1}{4 * \left(\frac{1}{Rp}\right)} \quad \text{Ecuación (16)}$$

$$R_{4p} = \frac{1}{\left(\frac{4}{50\Omega}\right)}$$

$$R_{4p} = 12,5\Omega$$

Luego, calculamos la resistencia del conductor desnudo, considerando una longitud igual al perímetro de la puesta a tierra, es decir, 36 metros.

$$R_c = \frac{2 * \rho}{L} \quad \text{Ecuación (17)}$$

$$R_c = 2 * \frac{50\Omega}{36\text{m}}$$

$$R_c = 2,78\Omega$$

Se determina la resistencia del conjunto de picas y la resistencia del conductor desnudo.

$$R_{TOTAL} = \frac{1}{\frac{1}{R_{4p}} + \frac{1}{R_c}} \quad \text{Ecuación (18)}$$

$$R_{TOTAL} = 2,27 \Omega$$

$$\Rightarrow R_{TOTAL} < R_{t,max,dc}$$

Así pues, analizando que la resistencia total es inferior a la admisible, se concluye que la configuración de puesta a tierra en corriente continua es correcta.

- **Puesta a Tierra de protección de corriente alterna**

Análogamente, se realizará el cálculo de la puesta a tierra en corriente alterna. Dicho esto, considerando de igual forma un voltaje máximo de 24 V y una corriente de derivación del interruptor diferencial de 500mA. La resistencia admisible es:

$$R_{t,max,ac} = 48 \Omega$$

La configuración elegida para la puesta a tierra de las protecciones de corriente alterna es:

- Número de picas: 2
- Longitud de picas: 1m
- Profundidad de picas: 0,8 m
- Distancia entre picas: 2m
- Sección del conductor de cobre: 10 mm²

Dicho esto, la resistencia de cada pica es:

$$R_p = 50\Omega$$

Y en las 2 picas es:

$$R_p = 25\Omega$$

La resistencia del conductor desnudo es:

$$R_c = 50 \Omega$$

La resistencia total del conjunto de picas y el conductor desnudo es:

$$R_{TOTAL} = 16,67\Omega$$

$$\Rightarrow R_{TOTAL} < R_{t,max,ac}$$

Así pues, la resistencia total es menor que la resistencia admisible del sistema. Por lo tanto, la configuración de puesta a tierra en corriente alterna es correcta.

Puesto que, la configuración "A" tiene la mayor superficie del campo solar. se determina que esta tierra es válida para todas las configuraciones B, C, A', B' y C'.

9.2 PROTECCIONES ELÉCTRICAS

Las protecciones en corriente continua deben ser capaces de proteger a la instalación solar como también al personal. Dicho esto, las protecciones principales que se suelen instalar son las de protección de sobrecargas, protección contra cortocircuitos y protección contra sobretensiones. Dicho esto, en cada serie del generador fotovoltaico estas son las solicitudes eléctricas.

Tabla 42. Parámetros eléctricos de las protecciones

PLANTA DE 10,4 kW		PLANTA DE 9,6 kW	
Serie de módulos fotovoltaicos 1		Serie de módulos fotovoltaicos 1	
Nº módulos FV	13	Nº módulos FV	12
Tipo de conexión	Serie	Tipo de conexión	Serie
Tensión (Voc)	694,2 V	Tensión (Voc)	640,8
Intensidad de corriente (Isc)	9,6≈ 10 A	Intensidad de corriente (Isc)	9,08≈ 10 A
Corriente nominal	12 [A/DC]	Corriente nominal	12 [A/DC]
Voltaje máximo	1 [kV/DC]	Voltaje máximo	1 [kV/DC]
Serie de módulos fotovoltaico 2		Serie de módulos fotovoltaico 2	
Nº módulos FV	13	Nº módulos FV	12
Tipo de conexión	serie	Tipo de conexión	Serie
Tensión (Voc)	694,2 V	Tensión (Voc)	640,8
Intensidad de corriente (Isc)	9,6 A ≈ 10 A	Intensidad de corriente (Isc)	9,08≈ 10 A
Corriente nominal	12 [A/DC]	Corriente nominal	12 [A/DC]
Voltaje máximo	1 [kV/DC]	Voltaje máximo	1 [kV/DC]

10.CONCLUSIONES

Luego de haber realizado la campaña de mediciones eléctricas, conocer el perfil de demanda de energía y diseñar diferentes configuraciones de plantas solares fotovoltaicas para abastecer energéticamente la planta de regeneración de aguas residuales foto Fenton ubicada en las instalaciones de la EDAR el “El Bobar” se puede concluir lo siguiente:

- Se recomienda la implementación de un SFCR sin almacenamiento energético de 10,4 kW nominales para satisfacer la demanda de energía de la planta de regeneración de aguas residuales foto Fenton, puesto que, presenta un LCOE en el rango de 0,17 -0,2 €/kWh. También, presenta un VAN positivo con una amortización de la inversión que se encuentra en el rango de 7-10 años. Además, posee una fracción solar cercana al 82% y un performance ratio del 84%. Así pues, posee un factor de capacidad del 20,8%.
- Para una aplicación comercial, se recomienda una configuración de inversor central, puesto que, tiene un LCOE que está en el rango de 0,17-0,18 €/kWh, una amortización en 7 a 10 años, una fracción solar del 81,93%, performance ratio de 84,16% y una tasa de autosuficiencia del 81,93%. Por otro lado, si existe incertidumbre en la demanda de energía eléctrica de la planta de regeneración de aguas residuales o bien se pretende escalar la planta FV, se recomienda utilizar la configuración de 2 inversores en cadena, puesto que, ofrece ventajas operacionales ya que cada cadena de módulos FV puede trabajar de forma independiente respecto a la otra, por otro lado, aumenta la inversión inicial, los costos asociados a la reposición de inversores, LCOE, amortización y a pesar de que el VAN es positivo, decrece respecto a la configuración de inversor central.
- No se recomienda implementar un SFCR con almacenamiento energético de 10,4 kW para satisfacer la demanda de energía de la planta de regeneración de aguas residuales foto Fenton, puesto que, representa un costo nivelado de la energía de 0,231-0,244 €/kWh, un VAN positivo con una amortización de la inversión que está en el rango de 10-15 años. Además, el performance ratio es de tan solo 80%. Por otro lado, a pesar de que la fracción solar es de 96% y la tasa de autoconsumo es de 74% no se justifica la implementación desde un punto de vista técnico-económico.
- A pesar de que el precio del almacenamiento energético de la tecnología fotovoltaica se ha reducido en los últimos años, sin embargo, aún no encuentra su madurez tecnológica para satisfacer demandas nocturnas a precios competitivos
- De acuerdo con la campaña de mediciones en el motor del Paddle Wheel se concluye que, es eficiente energéticamente comenzar el proceso a una frecuencia de giro que este en el rango de 25 Hz–35 Hz para una profundidad de 10 cm de agua en el reactor. Por otro lado, para una profundidad de 18 cm de agua en el reactor, se recomienda comenzar el proceso a una frecuencia de giro de 35 Hz. Estas recomendaciones se realizan debido a que al iniciar un proceso con una frecuencia determinada ocurren picos de potencia instantánea. Trabajar con las frecuencias mencionadas disminuye la diferencia porcentual entre el pico de potencia y la potencia estabilizada del Paddle Wheel a 35% tanto para 10 cm y 18 cm de profundidad.

Adicionalmente, el tiempo de estabilización de la intensidad de corriente está en su promedio cuando se inicia un proceso en el rango de frecuencias entre 25 Hz–35 Hz. Por ende, se recomienda trabajar en este rango de frecuencias desde un punto de vista de eficiencia energética. Respecto a las bombas centrifugas de alimentación y rechazo, estas no son gestionables energéticamente, puesto que, no poseen variador de frecuencia.

- La demanda de energía eléctrica de la planta de regeneración de aguas residuales foto Fenton se acopla formidablemente a la generación de energía solar FV. Debido a que los mayores consumos eléctricos de la planta de regeneración de aguas residuales se encuentran durante la temporada de verano, por otra parte, en la temporada de invierno hay menor consumo de energía y menos generación FV. También, respecto al perfil horario, resulta interesante desde una perspectiva técnico-económica implementar una planta FV, la cual posee su mayor generación durante las horas disponibles de sol al igual que la demanda de energía eléctrica de la planta de regeneración de aguas residuales foto Fenton. Así pues, el perfil diario y anual de Generación vs Demanda se acoplan de buena forma haciendo interesante la integración FV al proceso de regeneración de aguas mediante el proceso de oxidación avanzado foto Fenton solar.
- Optimizar el ángulo de inclinación de los módulos de una instalación FV resulta clave a la hora de enfrentarse a una aplicación específica, con consumos específicos y perfiles de demanda específicos. En este caso, la inclinación de 30° orientado al Sur geográfico es la mejor opción, puesto que, privilegia no disminuir en demasía la generación de energía en la temporada de invierno respecto al verano.
- Monitorizar instalaciones eléctricas es recomendable desde un punto de vista de eficiencia energética, económico y operacional. Así pues, monitorizar instalaciones fotovoltaicas trae consigo beneficios sobre la gestionabilidad de la planta. También, utilizar instrumentos del mismo fabricante trae consigo beneficios relacionados a la vinculación, sincronización y acople de estos sensores, tales como los inversores y el contador bidireccional propuesto.
- El analizador de redes MyeBOX 1500 presentó un buen comportamiento a la hora de realizar mediciones en campo. Puesto que, el conector flex-R, encargado de medir intensidad de corriente es fácil de manipular y no es invasivo. Por otro lado, respecto a las pinzas para medir tensión, estas son levemente invasivas en el sistema de protecciones eléctricas, además, aumentan el riesgo a golpes eléctricos si el usuario no está capacitado con respecto a los riesgos de trabajar con instrumentación eléctrica. De todas formas, se recomienda la utilización del analizador de redes portátiles MYeBOX 1500 para todo tipo de instalaciones eléctricas.

BIBLOGRAFÍA

- [1] Prakash Rao, Robert KostECKI, Larry Dale, Ashok Gadgil (2017) Technology and Engineering of the Water-Energy Nexus. Annual Review of Environment and Resources 2017 42:1, 407-437 <https://www.annualreviews.org/doi/10.1146/annurev-environ-102016-060959>
- [2] Jiangyu Dai, Shiqiang Wu, Guoyi Han, Josh Weinberg, Xinghua Xie, Xiufeng Wu, Xingqiang Song, Benyou Jia, Wanyun Xue, Qianqian Yang (2018) Water-energy nexus: A review of methods and tools for macro-assessment, Applied Energy, 210:393-408 <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.08.243>
- [3] Zeinab Chamas, Majdi Abou Najm, Mahmoud Al-Hindi, Ali Yassine, Reem Khattar (2021) Sustainable resource optimization under water-energy-food-carbon nexus. Journal of Cleaner Production, 278: 123894 <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.123894>
- [4] M.A. Jones, I. Odeh, M. Haddad, A.H. Mohammad, J.C. Quinn (2016) Economic analysis of photovoltaic (PV) powered water pumping and desalination without energy storage for agriculture, Desalination,387: 35-45 <https://doi.org/10.1016/j.desal.2016.02.035>
- [5] Jose Izquierdo, Richard E. Blanchard (2020) Solar Desalination System Design for Irrigation/Drinking Water and Electricity Generation in Desert or Arid Areas. Journal of Sustainability Research;2(2):e200018. <https://doi.org/10.20900/jsr20200018>
- [6] I. de la Odra, B. Esteban García, J. L. García Sánchez, J. L. Casas López, J. A. Sánchez (2017) Low-cost UVA-LED as a radiation source for the photo-Fenton process: a new approach for micropollutant removal from urban wastewater Photochem. Photobiol. Sci.,16: 72-78 <https://doi.org/10.1039/C6PP00245E>
- [7] John A. Duffie & William A. Beckman “Solar Engineering of Thermal Processes” University of Wisconsin – Madison, Fourth Edition, 2013.
- [8] Arno HM Smets, Klaus Jager, Olindo Isabella, René ACMM van Swaaij, Miro Zeman “Solar energy, the physics and engineering of photovoltaic conversion, technologies and systems”, UIT Cambridge.
- [9] Carlos Font Alcántara, “Proyecto de una instalación fotovoltaica de autoconsumo de 65,52kWp en una planta de depuración de aguas, Universitat Jaume, Julio 2020.
- [10] Oscar Perpiñan Lamigueiro, “Energía Solar Fotovoltaica”, diciembre 2013
- [11] TuDelft University of Technology, Solar Energy Course.
- [12] David Spiers, “Batteries in PV systems”, Chapter IIB-2, Elseiver 2012.
- [13] Elena Olivares Ligeró, “Primera planta demostrativa de foto-Fenton solar para la regeneración de efluentes secundarios de EDAR”, Universidad de Almería, 2021.
- [14] Alejandra Troconis, Belzona, “Tratamiento de aguas residuales”, Primera Edición, 2010.
- [15] Rodrigo Peralta Muniz Moreira, Alejandro Cabrera Reina, Paula Soriano Molina, José Antonio Sánchez Perez, Gianluca Li Puma (2021), Computational fluid dynamics (CFD) modeling of removal of contaminants of emerging concern in solar photo- Fenton raceway and reactors, Chemical Engineering Journal 413 (2012) <https://doi.org/10.1016/j.cej.2020.127392>.
- [16] Dorian Prato-Garcia, Angélica Robayo-Avenidaño (2019), Treatment of synthetic colored effluent in raceway reactor: The role of operational conditions on the environmental performance of a photo Fenton process, Science of the Total Environment 697. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2019.134182>

- [17] M. Barceló-Villalobosa, J.L. Guzmán Sánchez, I. Martín Carab, J.A. Sánchez Molina, F.G. Acien Fernández (2018), "analysis of mass capacity in raceway reactor", *Algal Research* 35 (2018) <https://doi.org/10.1016/j.algal.2018.08.017>
- [18] Yang Zhang, Zhenghui Fu, Yulei Xie, Zheng Li, Yanxiao Liu, Baichuan Zhang, Huaicheng Guo (2021), "dynamic metabolism network simulation for energy water nexus analysis: A case of study of Liaoning Province China", *Science of the Total Environment* 779. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2021.146>
- [19] Ahmad Muzammil Idris, Angel Xin Yee Mah, Wai Shin Ho, Ahmad Fakrul Ramli, Syaza Izyanni Ahmad, Sharifah Rafidah Wan Alwi, Haslenda Hashim, Nor Aini Burok, Aminullah Mohtar, Zarina Ab Muis (2021), "A new technique for multiple resource targeting and optimization: Application to water- energy nexus", *Sustainable Energy Technologies and Assessments* 46. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2021.101213>
- [20] Dana Kirchema, Muireann Á. Lynchac, Valentin Bertsch, Eoin Casey (2020), Modelling demand response with process models and energy systems models: Potential applications for wastewater treatment within the energy-water nexus, *Applied Energy*. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114321>
- [21] M.Beya, A.Hamidat, T.Nacer (2021), "Eco-energetic feasibility study of using grid-connected photovoltaic system in wastewater treatment plant", *Energy* 216. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.119217>
- [22] L. Cornejo, I. Arias, Alejandro Martínez Martínez, M. Ibarra, F. Valencia (2018), "Effect of the solar radiation in the desing of the parabolic trough solar thermal power plant in the Atacama desert, using thermal oil in the solar field", *Solar World Congress 2019, International Conference on Solar heating and cooling for buildings and industry (SHC)*. <https://doi:10.18086/swc.2019.08.02>
- [23] S. Moreno-Tejera, M.A. Silva-Perez, I. Lillo-Bravo, L. Ramírez-Santigosa (2016), "Solar Resource assesment in Seville, Spain. Statistical characterisation of solar radiation at different time resolutions", *Solar Energy* (2016), <http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2016.03.032>
- [24] ADRASE, <http://www.adrase.com/>
- [25] Circutor, Manual de instrucciones de Analizador de Redes portatiles MYeBOX 150, MYeBOX 1500.
- [26] Circutor, Sensor flexible de corriente Flex-R.
- [27] Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a la Red, IDEA. https://www.idae.es/sites/default/files/documentos/5654_FV_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_C20_Julio_2011_3498eaaf.pdf
- [28] Javier Lopez Prol, Karl W. Steininger (2020), Photovoltaic self-consumption is now profitable in Spain: Effects of the new regulation on prosumers' internal rate of return. *Energy Policy* 146 (2020) <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111793>
- [29] Antonio Andrés Burillo (2020), Análisis de autoconsumo fotovoltaico y almacenamiento energético conectado a la red en España, Universidad de Zaragoza
- [30] Renewable Energy Technologies. Cost analysis series, Volume Power Sector Issue 4/5, June 2012, International Renewable Energy Agency (IRENA).
- [31] Informe e Instalaciones generadores de baja tensión ITC-BT-40. http://www.uco.es/electrotecnia-etsiam/reglamentos/REBT/ITC_BT_40.pdf

- [32] Redes subterráneas para distribución en baja tensión ITC-BT-07 <http://www.uco.es/electrotecnia-etsiam/reglamentos/REBT/ITC BT 07.pdf>
- [33] Instalaciones de Puesta a Tierra ITC-BT-18. <http://www.uco.es/electrotecnia-etsiam/reglamentos/REBT/ITC BT 18.pdf>
- [34] Real Decreto RD1663/2000. <https://www.boe.es/boe/dias/2000/09/30/pdfs/A33511-33515.pdf>

PRESUPUESTO

Para elaborar el presupuesto de la instalación fotovoltaica y el sistema de monitoreo se omitió el costo por adquirir un analizador de redes portátiles MYeBOX 1500, puesto que, la Universidad de Almería posee 2 de estos equipos. Dicho esto, se presenta la valorización de las configuraciones en estudio. Además, es posible una variación en los costos de la instalación FV y el sistema de monitoreo, puesto que, la valorización fue realizada con fecha 02 de julio de 2021.

Tabla 43. Presupuesto de instalación fotovoltaica, configuración "A"

EQUIPO	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
MÓDULO FOTOVOLTAICO			
HIDM MONO PERC 400 W	26	165,19 €	4294,94 €
ESTRUCTURA FOTOVOLTAICA 30°	1	3414 €	3414 €
INVERSOR FRONIUS SYMO 8.2 – 3M	1	1947,65 €	1947,65 €
BATERÍA PYLONTECH US2000C	6	709,91 €	4275,21 €
CABLE SOLAR PV ZZ-F 10 MM ²	60	1,66 €	99,6 €
CONTADOR BIDIRECCIONAL SMART METER	1	200 €	200 €
PROTECCIONES ELÉCTRICAS	1	271,28 €	271,28 €
			14502,68 €

Sin IVA incluido

Tabla 44. Presupuesto instalación fotovoltaica, configuración "B"

EQUIPO	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
MÓDULO FOTOVOLTAICO			
HIDM MONO PERC 400 W	26	165.19 €	4294.94 €
ESTRUCTURA FOTOVOLTAICA 30°	1	3414 €	3414 €
INVERSOR FRONIUS SYMO 5.0 – 3M	2	1205.95 €	2411.9 €
BATERÍA PYLONTECH US2000C	6	709.91 €	4275.21 €
CABLE SOLAR PV ZZ-F 10 MM ²	90	1.66 €	149.4 €
CONTADOR BIDIRECCIONAL SMART METER	1	184 €	184 €
PROTECCIONES ELÉCTRICAS	1	271.28 €	271.28 €
			15000.73 €

Sin IVA incluido

Tabla 45. Presupuesto instalación fotovoltaica, configuración "C"

EQUIPO	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	24	165.19 €	3964.56 €
ESTRUCTURA FOTOVOLTAICA 30°	1	3414 €	3414 €
INVERSOR FRONIUS8.2 KW-3M	1	1655.09 €	1655.09 €
BATERÍA PYLONTECH	6	709.91 €	4275.21 €
CABLE SOLAR	50	1.49 €	74.5 €
CONTADOR BIDIRECCIONAL SMART METER	1	184 €	184 €
PROTECCIONES ELÉCTRICAS	1	271.28 €	271.28 €
			13838.64 €

Sin IVA incluido

Tabla 46. Presupuesto de instalación fotovoltaica, configuración A'

EQUIPO	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
MÓDULO FOTOVOLTAICO	26	165,19 €	4294,94 €
HIDM MONO PERC 400 W			
ESTRUCTURA FOTOVOLTAICA 30°	1	3414 €	3414 €
INVERSOR FRONIUS SYMO 8.2 – 3M	1	1947,65 €	1947,65 €
CABLE SOLAR PV ZZ-F 10 MM ²	60	1,66 €	99,6 €
CONTADOR BIDIRECCIONAL SMART METER	1	200 €	200 €
PROTECCIONES ELÉCTRICAS	1	271,28 €	271,28 €
			9892.96 €

Sin IVA incluido

Tabla 47. Presupuesto instalación fotovoltaica, configuración B'

EQUIPO	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
MÓDULO FOTOVOLTAICO	26	165.19 €	4294.94 €
HIDM MONO PERC 400 W			
ESTRUCTURA FOTOVOLTAICA 30°	1	3414 €	3414 €
INVERSOR FRONIUS SYMO 5.0 – 3M	2	1205.95 €	2411.9 €
CABLE SOLAR PV ZZ-F 10 MM ²	90	1.66 €	149.4 €
CONTADOR BIDIRECCIONAL SMART METER	1	184 €	184 €
PROTECCIONES ELÉCTRICAS	1	271.28 €	271.28 €
			10709.77 €

Sin IVA incluido

Tabla 48. Presupuesto instalación fotovoltaica, configuración C''

EQUIPO	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	24	165.19 €	3964.56 €
ESTRUCTURA FOTOVOLTAICA 30°	1	3414 €	3414 €
INVERSOR FRONIUS8.2 KW-3M	1	1655.09 €	1655.09 €
CABLE SOLAR	50	1.49 €	74.5 €
CONTADOR BIDIRECCIONAL SMART METER	1	184 €	184 €
PROTECCIONES ELÉCTRICAS	1	271.28 €	271.28 €
			9563,43 €

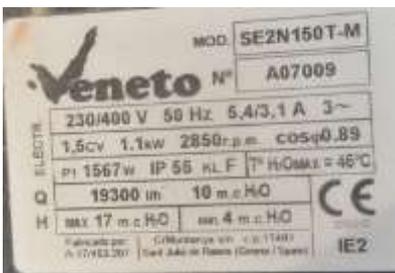
Sin IVA incluido

PLANOS, MEDICIONES, ESPECIFICACIÓN TÉCNICAS Y ANEXOS

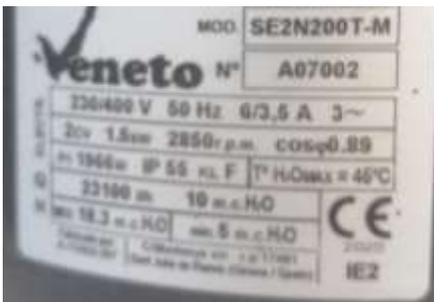
1) ANEXO 1. Ficha técnica paddle wheel



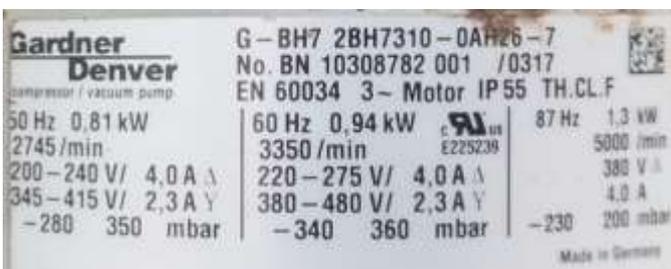
2) ANEXO 2. Bomba de alimentación



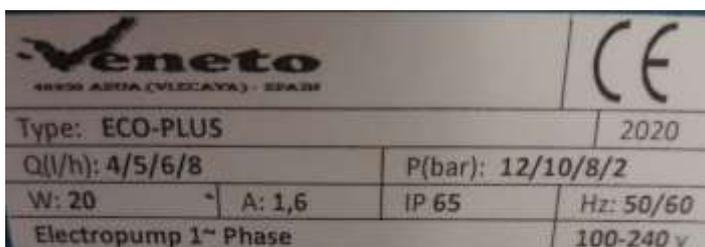
3) ANEXO 3. Bomba de Rechazo



4) ANEXO 4. Ventilador soplante



5) Bombas de reactivos



6) Bobina



7) Válvula multi puerto automática



Control e instrumentación



8) Base de datos meteoronorm 7.2 (1996-2010)

FotoFentonSolarH0N0PERC1
Monthly Hourly averages for GlobTorr [W/m²]

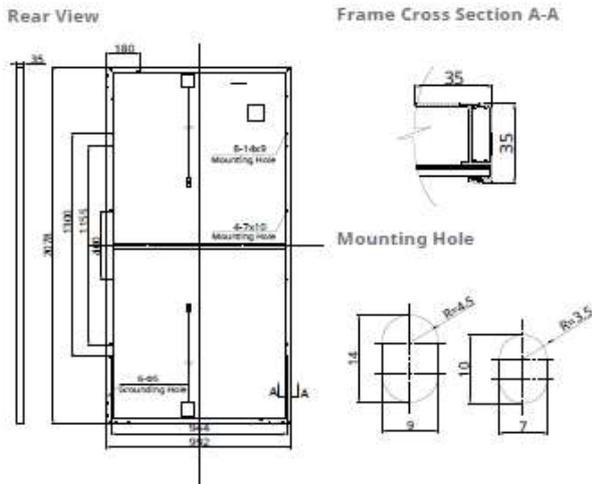
	0H	1H	2H	3H	4H	5H	6H	7H	8H	9H	10H	11H	12H	13H	14H	15H	16H	17H	18H	19H	20H	21H	22H	23H
Enero	0	0	0	0	0	0	0	0	5	134	270	381	448	456	406	330	209	75	1	0	0	0	0	0
Febrero	0	0	0	0	0	0	0	0	0	37	188	339	448	542	557	517	446	315	163	12	0	0	0	0
Marzo	0	0	0	0	0	0	0	0	8	152	326	486	592	686	694	638	533	412	245	85	1	0	0	0
Abril	0	0	0	0	0	0	1	94	267	436	600	691	767	782	754	662	511	337	151	7	0	0	0	0
Mayo	0	0	0	0	0	0	24	181	358	532	685	751	795	804	775	686	566	383	205	56	0	0	0	0
Junio	0	0	0	0	0	0	60	209	389	569	724	838	897	895	850	752	616	450	270	105	2	0	0	0
Julio	0	0	0	0	0	0	20	176	357	539	695	811	876	889	849	757	621	464	268	103	2	0	0	0
Agosto	0	0	0	0	0	0	3	139	292	469	626	752	814	841	802	699	551	379	194	37	0	0	0	0
Septiembre	0	0	0	0	0	0	0	61	227	386	544	639	685	696	650	563	411	250	86	1	0	0	0	0
Octubre	0	0	0	0	0	0	0	8	137	292	420	521	576	600	525	405	264	123	5	0	0	0	0	0
Noviembre	0	0	0	0	0	0	0	0	63	196	343	431	481	469	426	320	181	37	0	0	0	0	0	0
Diciembre	0	0	0	0	0	0	0	0	7	125	247	335	400	426	388	286	165	16	0	0	0	0	0	0
Año	0	0	0	0	0	0	9	72	192	350	499	600	665	676	632	537	402	243	107	26	0	0	0	0

fotofentonSolarMONOPERC1
Monthly Hourly averages for GlobInc [W/m²]

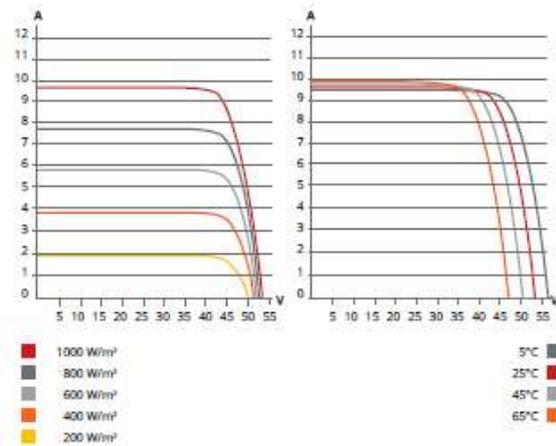
	0H	1H	2H	3H	4H	5H	6H	7H	8H	9H	10H	11H	12H	13H	14H	15H	16H	17H	18H	19H	20H	21H	22H	23H
Enero	0	0	0	0	0	0	0	0	0	290	452	602	693	692	612	518	353	151	0	0	0	0	0	0
Febrero	0	0	0	0	0	0	0	0	0	53	276	475	612	744	760	711	625	456	246	9	0	0	0	0
Marzo	0	0	0	0	0	0	0	5	186	404	601	730	848	856	786	657	507	299	102	0	0	0	0	0
Abril	0	0	0	0	0	0	0	74	266	464	658	769	860	879	848	731	551	344	134	5	0	0	0	0
Mayo	0	0	0	0	0	0	18	124	311	509	690	772	825	837	798	692	548	341	150	29	0	0	0	0
Junio	0	0	0	0	0	0	31	126	317	516	701	835	907	906	851	736	576	384	187	48	0	0	0	0
Julio	0	0	0	0	0	0	17	109	294	499	683	820	899	916	867	756	595	400	197	48	0	0	0	0
Agosto	0	0	0	0	0	0	1	84	270	478	662	814	889	920	870	747	571	368	182	22	0	0	0	0
Septiembre	0	0	0	0	0	0	56	251	445	638	756	830	823	768	667	478	281	85	0	0	0	0	0	0
Octubre	0	0	0	0	0	0	3	197	397	557	686	757	795	696	536	359	178	3	0	0	0	0	0	0
Noviembre	0	0	0	0	0	0	0	0	114	325	535	646	717	699	644	511	316	63	0	0	0	0	0	0
Diciembre	0	0	0	0	0	0	0	2	234	421	529	624	674	620	490	329	17	0	0	0	0	0	0	0
Año	0	0	0	0	0	0	6	49	189	401	590	715	798	813	757	639	470	256	86	13	0	0	0	0

9) Modulo fotovoltaico 400 W ficha técnica

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS1U-405MS / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS1U	400MS	405MS	410MS	415MS	420MS
Nominal Max. Power (Pmax)	400 W	405 W	410 W	415 W	420 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	44.1 V	44.3 V	44.5 V	44.7 V	44.9 V
Opt. Operating Current (Imp)	9.08 A	9.16 A	9.23 A	9.30 A	9.37 A
Open Circuit Voltage (Voc)	53.4 V	53.5 V	53.6 V	53.7 V	53.8 V
Short Circuit Current (Isc)	9.60 A	9.65 A	9.70 A	9.75 A	9.80 A
Module Efficiency	19.4%	19.6%	19.9%	20.1%	20.4%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C				
Max. System Voltage	1500V (IEC) or 1000V (IEC)				
Module Fire Performance	CLASS C (IEC 61730)				
Max. Series Fuse Rating	15 A				
Application Classification	Class A				
Power Tolerance	0 ~ + 10 W				

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

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Dimensions	2078 × 992 × 35 mm (81.8 × 39.1 × 1.38 in)
Weight	23.4 kg (51.6 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 4 bypass diodes
Cable	4.0 mm ² (IEC)
Cable length (Including connector)	1000 mm (39.4 in) (+) and 640 mm (25.2 in) (-)*; leap-frog connection: 1780 mm (70.1 in)**
Connector	T4 series or H4 UTX or MC4-EVO2
Per Pallet	30 pieces
Per Container (40' HQ)	660 pieces

* Adjacent two modules (portrait: left and right modules, landscape: up and down modules) need to be rotated 180 degrees.

** Need to confirm with the tracker suppliers there are no mounting or operation risks when cables go across the torque tube and bearing house.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS1U	400MS	405MS	410MS	415MS	420MS
Nominal Max. Power (Pmax)	296 W	300 W	304 W	307 W	311 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	40.8 V	41.0 V	41.2 V	41.4 V	41.5 V
Opt. Operating Current (Imp)	7.26 A	7.32 A	7.37 A	7.43 A	7.48 A
Open Circuit Voltage (Voc)	49.9 V	50.0 V	50.1 V	50.2 V	50.3 V
Short Circuit Current (Isc)	7.75 A	7.79 A	7.83 A	7.87 A	7.91 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m² spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.37 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.29 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	43±3 °C

10) Inversor trifasico 8.2 Symo 3M, inversor trifasico Symo 5.0 3M

DATOS TÉCNICOS FRONIUS SYMO (5.0-3-M, 6.0-3-M, 7.0-3-M, 8.2-3-M)

DATOS DE ENTRADA	SYMO 5.0-3-M	SYMO 6.0-3-M	SYMO 7.0-3-M	SYMO 8.2-3-M
Máxima corriente de entrada ($I_{dc\ máx. 1} / I_{dc\ máx. 2}$)			16 A / 16 A	
Máxima corriente de cortocircuito por serie FV (MPP ₁ /MPP ₂)			24 A / 24 A	
Mínima tensión de entrada ($U_{dc\ mín.}$)			150 V	
Tensión CC mínima de puesta en servicio ($U_{dc\ arranque}$)			200 V	
Tensión de entrada nominal ($U_{dc,r}$)			595 V	
Máxima tensión de entrada ($U_{dc\ máx.}$)			1.000 V	
Rango de tensión MPP ($U_{mpp\ mín.} - U_{mpp\ máx.}$)	163 - 800 V	195 - 800 V	228 - 800 V	267 - 800 V
Número de seguidores MPP			2	
Número de entradas CC			2 + 2	
Máxima salida del generador FV ($P_{dc\ máx.}$)	10,0kW _{pico}	12,0kW _{pico}	14,0kW _{pico}	16,4kW _{pico}
DATOS DE SALIDA	SYMO 5.0-3-M	SYMO 6.0-3-M	SYMO 7.0-3-M	SYMO 8.2-3-M
Potencia nominal CA ($P_{ac,r}$)	5.000 W	6.000 W	7.000 W	8.200 W
Máxima potencia de salida	5.000 VA	6.000 VA	7.000 VA	8.200 VA
Máxima corriente de salida ($I_{ac\ máx.}$)	7,2 A	8,7 A	10,1 A	11,8 A
Acoplamiento a la red (rango de tensión)		3-NPE 400 V / 230 V o 3-NPE 380 V / 220 V (+20 % / -30 %)		
Frecuencia (rango de frecuencia)		50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)		
Coefficiente de distorsión no lineal		< 3 %		
Factor de potencia ($\cos \varphi_{ac,r}$)		0,85 - 1 ind. / cap.		
DATOS GENERALES	SYMO 5.0-3-M	SYMO 6.0-3-M	SYMO 7.0-3-M	SYMO 8.2-3-M
Dimensiones (altura x anchura x profundidad)		645 x 431 x 204 mm		
Peso	19,9 kg			21,9 kg
Tipo de protección		IP 65		
Clase de protección		1		
Categoría de sobretensión (CC / CA) ¹⁾		2 / 3		
Consumo nocturno		< 1 W		
Concepto de inversor		Sin Transformador		
Refrigeración		Refrigeración de aire regulada		
Instalación		Instalación interior y exterior		
Margen de temperatura ambiente		-25 - +60 °C		
Humedad de aire admisible		0 - 100 %		
Máxima altitud		2.000 m / 3.400 m (rango de tensión sin restricciones / con restricciones)		
Tecnología de conexión CC		4 x CC+ y 4 x CC bornes roscados 2,5 - 16mm ²⁻²⁾		
Tecnología de conexión principal		5 polos CA bornes roscados 2,5 - 16mm ²⁻²⁾		
Certificados y cumplimiento de normas		ÖVE / ÖNORM E 8001-4712, DIN V VDE 0126-1-1/A1, VDE AR N 4105, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, IEC 61727, AS 3100, AS 4777-2, AS 4777-3, CER 06-190, G83/2, UNE 206007-1, SI 4777, CEI 0-21, NRS 097		

¹⁾ De acuerdo con IEC 62109-1.

²⁾ 16 mm² sin necesidad de terminales de conexión.

Más información sobre la disponibilidad de inversores en su país en www.fronius.es.

11) Batería pyloontech US2000C



Basic Parameters	US2000C
Nominal Voltage (V)	48
Nominal Capacity (Wh)	2400
Usable Capacity (Wh)	2280
Dimension (mm)	442*410*89
Weight (Kg)	24
Discharge Voltage (V)	44.5 ~ 53.5
Charge Voltage (V)	52.5 ~ 53.5
Charge / Discharge Current (A)	25(Recommend)
	50 (Max)
	90 (Peak@15s)
Communication Port	RS485, CAN
Single string quantity(pcs)	16
Working Temperature/°C	0~50
Shelf Temperature/°C	-20~60
Humidity	5%~95%
Altitude (m)	<2000
Design life	15 ⁺ Years (25°C/77°F)
Cycle Life	>6000, 25°C
Authentication Level	IEC62619/CE /UN38.3
Feature	Pre-Charge Dual-active protection Flexible current steps Dry contact wake up

12) Informe Simulación Planta FV LIFE ULISES, configuración "A"

PVSYST V6.88		01/07/21		Página 1/7	
Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación					
Proyecto : PlantaFV					
Sitio geográfico		Almeria Airport		País España	
Ubicación		<i>Latitud</i> 36.85° N		<i>Longitud</i> -2.38° W	
<i>Tiempo definido como</i>		<i>Hora Legal</i> Huso horario UT+1		<i>Altitud</i> 21 m	
Datos meteorológicos:		El Bobar		<i>Meteonorm 7.2 (1996-2010) - Sintético</i>	
Variante de simulación : fotoFentonSolarMONOPERC1					
<i>Fecha de simulación</i> 01/07/21 21h48					
Parámetros de la simulación		<i>Tipo de sistema</i> No hay escenario 3D, no hay sombreados			
Orientación plano captador		<i>Inclinación</i> 30°		<i>Acimut</i> 0°	
Modelos empleados		<i>Transposición</i> Perez		<i>Difuso</i> Perez, Meteonorm	
Horizonte		<i>Sin horizonte</i>			
Sombreados cercanos		<i>Sin sombreado</i>			
Almacenamiento		<i>Tipo</i> Auto consumo			
		<i>Estrategia de carga</i> Cuando hay un exceso de potencia solar			
		<i>Estrategia de descarga</i> Desde que se necesita potencia			
Necesidades del usuario :		<i>perfil diario</i> Modulación estacional			
		<i>media</i> 39.8 kWh/Día			
Limitación de potencia de red		<i>Active Power</i> 6.00 kW		<i>Relación Prom</i> 1.733	
Características del conjunto FV					
Módulo FV		<i>SI-mono</i> Modelo CS1U - 400MS			
<i>Base de datos PVSyst original</i>		<i>Fabricante</i> Canadian Solar Inc.			
<i>Numero de modulos FV</i>		<i>En serie</i> 13 modulos		<i>En paralelo</i> 2 cadenas	
<i>Num. total de modulos FV</i>		<i>Num. modulos</i> 26		<i>Prom unitaria</i> 400 Wp	
<i>Potencia global del conjunto</i>		<i>Nominal (STC)</i> 10.40 kWp		<i>En cond. de funciona.</i> 9.44 kWp (50°C)	
<i>Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)</i>		<i>U mpp</i> 518 V		<i>I mpp</i> 18 A	
<i>Superficie total</i>		<i>Superficie modulos</i> 53.6 m²		<i>Superficie celula</i> 51.8 m²	
Inversor		<i>Modelo</i> Symo 8.2-3-M			
<i>Base de datos PVSyst original</i>		<i>Fabricante</i> Fronius International			
<i>Características</i>		<i>Voltaje de funcionam.</i> 150-800 V		<i>Prom unitaria</i> 8.20 kWac	
<i>Paquete de Inversores</i>		<i>Num. de Inversores</i> 2 * MPPT 50 %		<i>Potencia total</i> 8.2 kWac	
				<i>Relacion Prom</i> 1.27	
Batería		<i>Modelo</i> US2000B_50Ah			
<i>Características del paquete de baterías</i>		<i>Fabricante</i> Pylontech			
		<i>Num. de unidades</i> 6 en serie			
		<i>Voltaje</i> 288 V		<i>Capacidad nominal</i> 51 Ah (C10)	
		<i>Descarga: min. SOC</i> 20.0 %		<i>Energía almacenada</i> 11.7 kWh	
		<i>Temperatura</i> Temperatura exterior ambiente			
Cargador de batería		<i>Modelo</i> Generic			
		<i>Potencia max. de carga</i> 8.8 kWac		<i>Eficiencias max. / EURO</i> 97.0/95.0 %	
Inversor batería-red		<i>Modelo</i> Generic			
		<i>Potencia max. de descarga</i> 6.0 kWac		<i>Eficiencias max. / EURO</i> 97.0/95.0 %	
Factores de pérdida del conjunto FV					

Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : PlantaFV

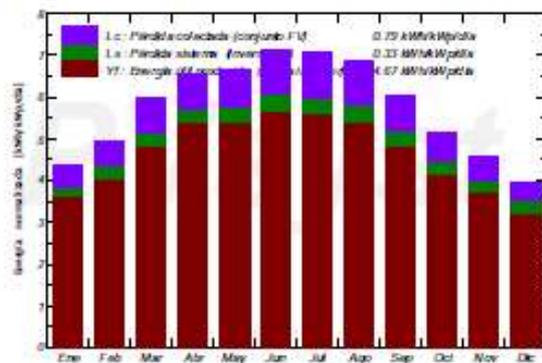
Variante de simulación : fotoFentonSolarMONOPERC1

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados		
Orientación Campos FV	Inclinación	30°	acimut	0°
Modulos FV	Modelo	CS1U - 400MS	Prom	400 Wp
Conjunto FV	Num. de modulos	26	Prom total	10.40 kWp
Inversor	Modelo	Symo 8.2-3-M	Prom	8.20 kW ac
Necesidades del usuario	perfil diario	Modulacion estacional	Global	14.54 MWh/ano

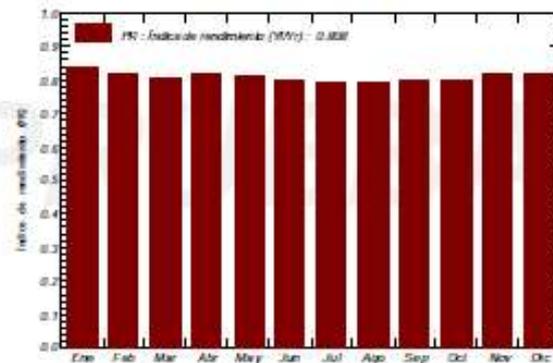
Resultados principales de la simulación

Produccion del sistema	Energía producida	18.48 MWh/año	Produc. especifica	1777 kWh/kWp/año
	Índice de rendimiento (PR)	80.77 %	Fraccion solar (SF)	96.80 %
Envejecimiento de la batería (Estado de desgaste EDD)	EDD	96.8%	EDD estatico	80.0%
Duración de vida de la batería		5.0 años		

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 10.40 kWp



Índice de rendimiento (PR)



fotoFentonSolarMONOPERC1 Balances y resultados principales

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EfrGrid
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
Enero	84.1	30.76	11.93	134.3	127.1	1.250	0.957	0.921	0.245	0.036
Febrero	99.8	38.57	12.97	139.1	131.6	1.281	0.864	0.853	0.331	0.012
Marzo	150.6	51.39	14.94	185.4	175.1	1.659	1.363	1.289	0.270	0.074
Abril	181.8	63.55	16.34	197.4	189.7	1.779	1.319	1.292	0.388	0.027
Mayo	210.9	76.82	19.57	206.0	197.6	1.850	1.363	1.340	0.400	0.023
Junio	228.8	74.64	22.94	213.7	205.0	1.896	1.428	1.424	0.353	0.004
Julio	230.0	77.78	25.21	220.1	211.2	1.939	1.476	1.476	0.342	0.000
Agosto	204.0	71.70	25.86	212.5	204.3	1.865	1.476	1.457	0.287	0.019
Septiembre	155.9	54.35	22.64	181.7	174.8	1.614	1.102	1.050	0.461	0.051
Octubre	120.1	48.04	19.73	160.1	151.3	1.433	1.138	1.073	0.263	0.065
Noviembre	88.4	31.11	15.11	137.1	129.8	1.256	1.102	1.006	0.161	0.096
Diciembre	74.2	27.93	12.81	122.3	115.8	1.136	0.957	0.898	0.142	0.059
Año	1828.6	646.63	18.37	2109.8	2013.3	18.960	14.544	14.079	3.643	0.466

Leyendas: GlobHor Irradiación global horizontal
DiffHor Irradiación difusa horizontal
T_Amb T amb.
GlobInc Global incidente plano receptor

GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
EArray Energía efectiva en la salida del conjunto
E_User Energía suministrada al usuario
E_Solar Energía del sol
E_Grid Energía inyectada en la red
EfrGrid Energía de la red en garantía. Solo el lado inglés está garantizado

13) Informe simulación planta FV LIFE ULISES, configuración "B"

PVSYST V6.88		06/07/21		Página 1/7	
Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación					
Proyecto : PlantaFV					
Sitio geográfico		Almeria Airport		Pais España	
Ubicación		<i>Latitud</i> 36.85° N		<i>Longitud</i> -2.38° W	
<i>Tempo definido como</i>		<i>Hora Legal</i> Huso horario UT+1		<i>Altitud</i> 21 m	
Datos meteorológicos:		El Bobar		<i>Meteonorm 7.2 (1996-2010) - Sintético</i>	
Variante de simulación : fotoFentonSolarMONOPERC1_2inversores5kW					
<i>Fecha de simulación</i> 06/07/21 04h46					
Parámetros de la simulación		<i>Tipo de sistema</i> No hay escenario 3D, no hay sombreados			
Orientación plano captador		<i>Inclinación</i> 30°		<i>Acimut</i> 0°	
Modelos empleados		<i>Transposición</i> Perez		<i>Difuso</i> Perez, Meteonorm	
Horizonte		<i>Sin horizonte</i>			
Sombreados cercanos		<i>Sin sombreado</i>			
Almacenamiento		<i>Tipo</i> Auto consumo			
		<i>Estrategia de carga</i> Cuando hay un exceso de potencia solar			
		<i>Estrategia de descarga</i> Desde que se necesita potencia			
Necesidades del usuario :		<i>perfil diario</i> Modulación estacional			
		<i>media</i> 39.8 kWh/Día			
Limitación de potencia de red		<i>Active Power</i> 6.00 kW		<i>Relacion Pnom</i> 1.733	
Características del conjunto FV					
Módulo FV		<i>SI-mono</i> Modelo CS1U - 400MS			
<i>Base de datos PVSyst original</i>		<i>Fabricante</i> Canadian Solar Inc.			
<i>Numero de modulos FV</i>		<i>En serie</i> 13 modulos		<i>En paralelo</i> 2 cadenas	
<i>Num. total de modulos FV</i>		<i>Num. modulos</i> 26		<i>Pnom unitaria</i> 400 Wp	
<i>Potencia global del conjunto</i>		<i>Nominal (STC)</i> 10.40 kWp		<i>En cond. de funciona.</i> 9.44 kWp (50°C)	
<i>Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)</i>		<i>U mpp</i> 518 V		<i>I mpp</i> 18 A	
<i>Superficie total</i>		<i>Superficie modulos</i> 53.6 m²		<i>Superficie celula</i> 51.8 m²	
Inversor		<i>Modelo</i> Symo 5.0-3-M			
<i>Base de datos PVSyst original</i>		<i>Fabricante</i> Fronius International			
<i>Características</i>		<i>Voltaje de funcionam.</i> 150-800 V		<i>Pnom unitaria</i> 5.00 kWac	
<i>Paquete de inversores</i>		<i>Num. de inversores</i> 2 unidades		<i>Potencia total</i> 10.0 kWac	
				<i>Relacion Pnom</i> 1.04	
Bateria		<i>Modelo</i> US2000B_50Ah			
<i>Características del paquete de baterías</i>		<i>Fabricante</i> Pylontech			
		<i>Num. de unidades</i> 6 en serie		<i>Capacidad nominal</i> 51 Ah (C10)	
		<i>Voltaje</i> 288 V		<i>Energía almacenada</i> 11.7 kWh	
		<i>Descarga: min. SOC</i> 20.0 %			
		<i>Temperatura</i> Temperatura exterior ambiente			
Cargador de batería		<i>Modelo</i> Generic			
		<i>Potencia max. de carga</i> 8.8 kWac		<i>Eficiencias max. / EURO</i> 97.0/95.0 %	
Inversor batería-red		<i>Modelo</i> Generic			
		<i>Potencia max. de descarga</i> 6.0 kWac		<i>Eficiencias max. / EURO</i> 97.0/95.0 %	
Factores de pérdida del conjunto FV					

14) Smart Meter

FRONIUS SMART METER

Contador bidireccional para registrar el consumo de energía en su hogar



El Fronius Smart Meter es un contador bidireccional que optimiza el autoconsumo y registra la curva de consumo de su hogar. Gracias a la medición de alta precisión y la rápida comunicación a través del interface Modbus RTU, la limitación de potencia remota, cuando hay límites impuestos, es más rápida y precisa que con el controlador S0.

Junto con Fronius Solar.web, ofrece una visión detallada del consumo de energía en su hogar. Para la solución de almacenaje Fronius Energy Package basada en el Fronius Symo Hybrid, el Fronius Smart Meter permite realizar una gestión sistematizada de los distintos flujos de energía, optimizando así la energía total. Es perfecto para su uso junto al Fronius Symo, Fronius Symo Hybrid, Fronius Galvo, Fronius Primo, Fronius Eco y Fronius Datamanager 2.0.

FRONIUS SMART METER

DATOS TÉCNICOS	FRONIUS SMART METER 63A-3	FRONIUS SMART METER 50KA-31)	FRONIUS SMART METER 63A-1
Tensión nominal	400 – 415 V	400 – 415 V	230 – 240 V
Rango de frecuencia de red		50 a 60 Hz	
Máxima corriente	3 x 63 A	3 x 50.000 A	1 x 63 A
Sección de cable de entrada	1 – 16 mm ²	0,05 - 4 mm ²	1 – 16 mm ²
Sección de cable de comunicación y neutro		0,05 – 4 mm ²	
Consumo de energía	1,5 W	2,5 W	1,5 W
Intensidad de inicio		40 mA	
Clase de precisión		1	
Precisión de energía activa		Class B (EN50470)	
Precisión de energía reactiva		Class 2 (EN/IEC 62053-23)	
Sobrecorriente de corta duración		30 x Imáx. / 0,5 s	
Montaje		Interior (Carril DIN)	
Carcasa (ancho)	4 módulos DIN 43880	4 módulos DIN 43880	2 módulos DIN 43880
Tipo de protección		IP 51 (marco frontal), IP 20 (terminales)	
Rango de temperatura de operación	-25 - +55°C	-5 - +55°C	-25 - + 55°C
Dimensiones (Altura x Anchura x Profundidad)	89mm x 71,2mm x 65,6mm	89mm x 71,2mm x 65,6mm	89mm x 35mm x 65,6mm
Interface para el Inversor		Modbus RTU (RS485)	
Display	8 dígitos LCD	8 dígitos LCD	6 dígitos LCD

¹⁾ Disponible sin transformador de corriente. Más información sobre la correcta elección de los transformadores en www.fronius.es.

Características técnicas

		MYeBOX 150	MYeBOX 1500	
Fuente alimentación (adaptador de alimentación CA)	Entrada	MYeBOX 150	MYeBOX 1500	
	Tensión nominal	100...250 Vc.a.*	100...250 Vc.a.*	
	Frecuencia	47...63 Hz	47...63 Hz	
	Consumo	22...28 VA	26...31 VA	
	Categoría instalación	CAT II 300 V	CAT II 300 V	
Circuito de medida de tensión	Salida	MYeBOX 150	MYeBOX 1500	
	Tensión nominal	8 Vc.c.	8 Vc.c.	
	Consumo	18 W	20 W	
	Margen de medida de tensión	10...600 Vc.a.		
	Margen de medida de frecuencia	40...65 Hz		
Circuito medida de corriente	Impedancia de entrada	2,4 MΩ		
	Tensión mínima de medida V_{min}	10 Vc.a.		
	Consumo máximo entrada de tensión	0,15 VA		
	Categoría de la instalación	CAT III 600 V		
	Medida de corriente de Fase y Neutro	Pinzas: CPG-5, CPG-100, CPRG-500, CPRG-1000, CPG-200/2000, Pinzas con salida mV/kA, Transformadores con salida 250 mA o 333 mV		
	Medida de la corriente de fugas (Modulo MYeBOX-1500)	CFG-5, CFG-10, transformadores WGC		
	Corriente nominal I_n	Según pinza		
	Margen de medida de corriente	1...200 I_n %		
	Corriente máxima, impulso < 1 s	3 x I_n , A		
	Corriente mínima de medida I_{min}	Según pinza		
	Consumo máximo entrada de corriente	0,0004 VA		
	Categoría de la instalación	CAT III 600 V		
	Medida tensión de fase	Clase 0,2 (10...600 Vc.a.)		
	Medida corriente de fase	Clase 0,2 - 1%...200% I_n		
	Medida potencia activa y aparente (V_n 230/110 Vc.a.)	Clase 0,5 ±1 dígito		
Precisión (según IEC 61557-12 para PMD SD/SS)	Medida de potencia reactiva (V_n 230/110 Vc.a.)	Clase 1 ±1 dígito		
	Medida energía activa (IEC 62053-22)	Clase 0,5S		
	Medida energía reactiva (IEC 62053-23)	Clase 1		
	Medida de frecuencia	Clase 0,1 (40...65 Hz)		
	Medida de factor de potencia	Clase 0,5		
	Medida del THD de tensión	Clase 1 (IEC 61000-4-7)		
	Armónicos de tensión (hasta 50*)	Clase 1 (IEC 61000-4-7)		
	Medida del THD de corriente	Clase 1 (IEC 61000-4-7)		
	Armónicos de corriente (hasta 50*)	Clase 1 (IEC 61000-4-7)		
	Salidas digitales de transistor (MYeBOX 1500)	Número salidas	2	
		Tipo	Transistor	
		Tensión máxima	48 V	
		Corriente máxima	90 mA	
		Frecuencia máxima	1 kHz	
		Anchura de impulso	1 ms	
Duración de impulso (T_{on} / T_{off})		0,3 ms / 0,7 ms		
Entradas digitales (MYeBOX 1500)	Número entradas	2		
	Tipo	Contacto libre potencial		
	Aislamiento	5 kV		
	Corriente máxima en cortocircuito	5 mA		
Comunicaciones Wi-Fi	Tensión máxima en circuito abierto	4...9 Vc.c.		
	Banda	2,4 GHz		
	Estándares	IEEE 802.11 b / g / n		
Comunicaciones 3G (MYeBOX 1500)	Redes	UMTS/HSPA: 850/900/1900/2100 MHz GSM/GPRS/EDGE: 850/900/1800/1900 MHz		
	Máxima potencia de salida	UMTS/3G (Potencia Clase 3): 24 dBm GSM850/900 (Potencia Clase 4): 33 dBm GSM1800/1900 (Potencia Clase 1): 30 dBm		
	Interfaz usuario	Display	Alfanumérico de 20 caracteres x 2 líneas	
Pila interna	Teclado	5 teclas, 2 botones		
	LED	MYeBOX 150: 14 LED MYeBOX 1500: 21 LED		
	Conectividad	microUSB		
	Tipo	Litio		
	Tensión	3 V		
Pila interna	Capacidad	226 mAh		
	Vida	10 años		

* Posibilidad de alimentación a 480 Vca

16) Cable unifilar 6mm² y 10 mm²

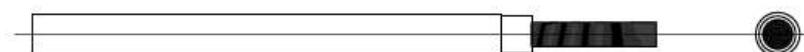


TOPSOLAR[®] PV H1Z2Z2-K

TÜV solar PV cable.

BASED ON: (EN 50618/ IEC 62930 / UTE C 32-502)

DESIGN



Conductor

Class 5 (flexible) tinned copper, based on EN 60228 and IEC 60228.

Insulation

Low smoke zero halogen (LSHF) cross linked rubber insulation.

Outer sheath

Low smoke zero halogen (LSHF) cross linked rubber outer sheath, red or black colour.

APPLICATIONS

The Topsolar[®] PV H1Z2Z2-K cable, which is TÜV certified according to IEC 62930 and EN 50618, is suitable for both fixed and mobile solar installations (solar farms, rooftop solar installations and floating plants).

It is a highly flexible cable compatible with all major connectors and specially designed for the connection of photovoltaic panels. This versatile single-conductor cable is designed to meet the varying needs of the solar industry. Suitable for wet, damp and humid locations.

- Solar PV installations - string cable.

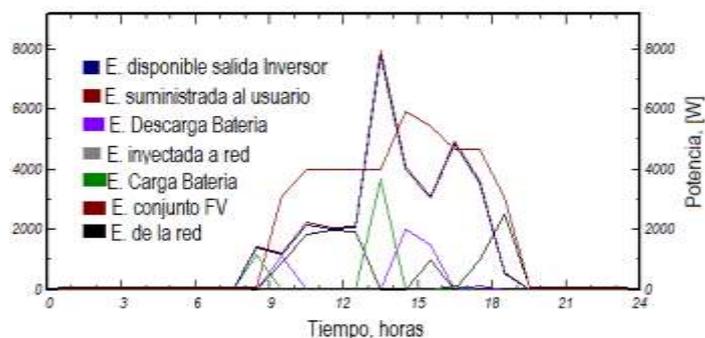
CABLE TOPSOLAR PV H1Z2Z2-K

TOPSOLAR[®] PV H1Z2Z2-K

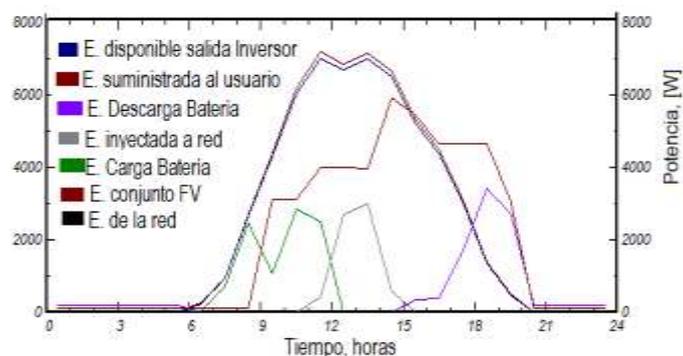
SOLAR CABLES

17) Solsticios, equinoccios, configuración A

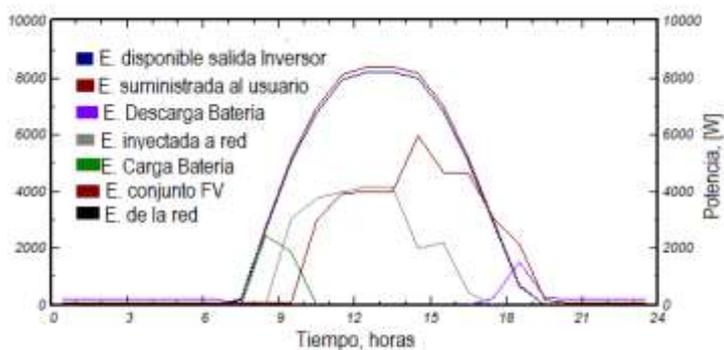
DÍA 80, 21 MARZO, EQUINOCCIO DE PRIMAVERA, CONFIGURACIÓN A



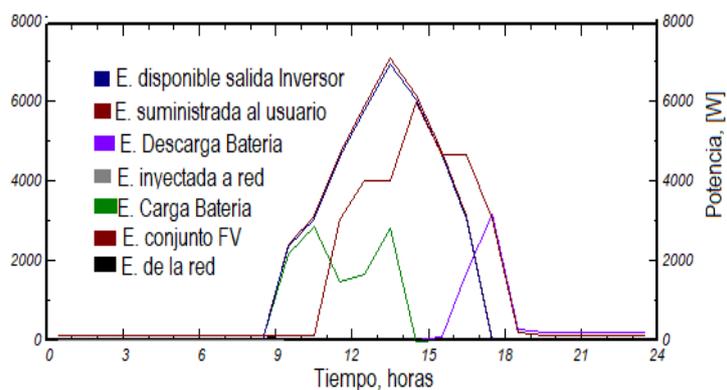
- **DÍA 172, 21 JUNIO, SOLSTICIO DE VERANO**



- **DÍA 265, 22 SEPTIEMBRE, EQUINOCCIO DE OTOÑO**



- **DÍA 355, 21 DICIEMBRE, SOLSTICIO DE INVIERNO**



fotoFentonSolarMONOPERC1
Monthly Hourly averages for EBatDis [kW]

	0H	1H	2H	3H	4H	5H	6H	7H	8H	9H	10H	11H	12H	13H	14H	15H	16H	17H	18H	19H	20H	21H	22H	23H
Enero	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.00	0.00	0.07	0.17	0.10	0.89	0.54	1.14	1.46	0.22	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16
Febrero	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.04	0.00	0.00	0.10	0.06	0.08	0.55	0.30	0.59	0.78	0.18	0.17	0.17	0.17	0.17
Marzo	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.30	0.00	0.21	0.10	0.00	0.00	0.44	0.53	0.36	1.49	1.76	0.15	0.15	0.15	0.14
Abril	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.00	0.00	0.09	0.00	0.03	0.04	0.00	0.14	0.28	1.48	1.87	0.14	0.17	0.17	0.17	0.17
Mayo	0.17	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.04	0.00	0.00	0.11	0.09	0.12	0.04	0.05	0.26	0.27	0.18	1.54	1.71	0.00	0.17	0.17	0.17
Junio	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.10	0.10	0.12	1.32	2.64	0.18	0.18	0.18	0.18	
Julio	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.06	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.20	3.11	2.74	0.19	0.19	0.19	
Agosto	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.59	0.05	1.38	3.30	2.87	0.18	0.18	
Septiembre	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.01	0.00	0.00	0.00	0.14	0.14	0.10	0.25	0.13	0.39	0.40	1.36	0.23	0.17	0.17	0.17	
Octubre	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.12	0.00	0.00	0.15	0.19	0.08	0.08	0.29	1.06	1.23	1.84	0.21	0.16	0.16	
Noviembre	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.00	0.00	0.05	0.11	0.19	0.15	0.48	0.43	1.09	1.93	1.64	0.19	0.14	0.14	
Diciembre	0.12	0.12	0.12	0.11	0.11	0.11	0.11	0.20	0.09	0.00	0.00	0.18	0.21	0.09	0.69	0.55	1.42	2.34	0.18	0.13	0.13	0.13	0.13	
Año	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.12	0.07	0.03	0.04	0.04	0.08	0.08	0.05	0.34	0.28	0.56	1.39	1.71	0.81	0.16	0.16	0.16	

fotoFentonSolarMONOPERC1_2inversores5kW
Monthly Hourly averages for EBatCh [kW]

	0H	1H	2H	3H	4H	5H	6H	7H	8H	9H	10H	11H	12H	13H	14H	15H	16H	17H	18H	19H	20H	21H	22H	23H
Enero	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.20	3.18	0.99	0.36	0.12	0.02	0.09	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Febrero	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.30	2.16	1.85	0.34	0.33	0.25	0.06	0.15	0.02	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Marzo	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.43	0.78	1.49	1.57	1.06	0.59	0.07	0.06	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Abril	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.31	2.21	1.26	1.28	0.38	0.27	0.26	0.08	0.10	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Mayo	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.02	0.73	2.60	1.37	0.76	0.51	0.25	0.06	0.07	0.07	0.04	0.00	0.00	0.05	0.00	0.00	0.00	0.00
Junio	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.05	0.71	2.61	1.48	2.59	1.46	0.44	0.10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Julio	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.01	0.57	2.37	1.28	2.79	2.23	0.28	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Agosto	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.25	2.15	1.13	2.66	2.86	0.97	0.06	0.05	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Septiembre	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.17	2.02	2.32	0.66	0.21	0.02	0.04	0.00	0.10	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Octubre	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.52	3.33	1.32	0.86	0.37	0.32	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Noviembre	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.80	2.78	1.88	1.59	0.85	0.28	0.01	0.06	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Diciembre	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.95	3.49	0.90	0.49	0.72	0.08	0.11	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Año	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.24	1.51	1.83	2.03	1.15	0.48	0.23	0.04	0.06	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

fotoFentonSolarMONOPERC1_2inversores5kW
Monthly Hourly averages for EBatDis [kW]

	0H	1H	2H	3H	4H	5H	6H	7H	8H	9H	10H	11H	12H	13H	14H	15H	16H	17H	18H	19H	20H	21H	22H	23H
Enero	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.00	0.00	0.08	0.17	0.10	0.90	0.54	1.14	1.48	0.22	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16
Febrero	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.06	0.00	0.10	0.06	0.08	0.55	0.30	0.60	0.79	0.20	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17
Marzo	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.12	0.00	0.21	0.10	0.00	0.00	0.44	0.56	0.37	1.50	1.78	0.15	0.15	0.15	0.14
Abril	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.00	0.00	0.09	0.00	0.04	0.00	0.10	0.14	0.28	1.50	1.88	0.16	0.17	0.17	0.17	0.17
Mayo	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.05	0.00	0.00	0.11	0.09	0.11	0.04	0.05	0.26	0.27	0.18	1.55	1.73	0.01	0.17	0.17	0.16
Junio	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.10	0.10	0.12	1.33	2.66	0.18	0.18	0.18	0.18	
Julio	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.09	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.21	3.13	2.76	0.19	0.19	0.19	
Agosto	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.59	0.05	1.39	3.32	2.90	0.18	0.18	
Septiembre	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.16	0.01	0.00	0.00	0.09	0.14	0.14	0.09	0.26	0.13	0.39	0.42	1.38	0.23	0.17	0.17	
Octubre	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.14	0.00	0.18	0.19	0.08	0.08	0.28	1.07	1.24	1.85	0.21	0.16	0.16	0.16	
Noviembre	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.00	0.00	0.05	0.11	0.19	0.15	0.48	0.42	1.10	1.95	1.64	0.19	0.14	0.14	
Diciembre	0.12	0.12	0.12	0.11	0.11	0.11	0.11	0.20	0.10	0.00	0.00	0.18	0.20	0.09	0.69	0.55	1.43	2.36	0.18	0.13	0.13	0.13	0.13	
Año	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.13	0.07	0.03	0.04	0.04	0.08	0.08	0.05	0.34	0.28	0.56	1.40	1.72	0.82	0.16	0.16	0.16	

fotoFentonSolarREDD_96kW_FV
Monthly Hourly averages for EBatCh [kW]

	0H	1H	2H	3H	4H	5H	6H	7H	8H	9H	10H	11H	12H	13H	14H	15H	16H	17H	18H	19H	20H	21H	22H	23H
Enero	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.00	3.03	1.10	0.85	0.17	0.00	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Febrero	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.28	2.08	2.13	0.48	0.35	0.31	0.01	0.18	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Marzo	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.01	1.32	0.58	1.17	1.69	1.40	0.80	0.13	0.07	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Abril	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.28	2.03	0.95	1.44	0.82	0.37	0.37	0.04	0.09	0.09	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Mayo	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.01	0.87	2.40	1.21	1.11	0.66	0.45	0.16	0.05	0.05	0.02	0.00	0.00	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00
Junio	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.05	0.85	2.41	1.12	2.51	2.31	0.74	0.37	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Julio	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.02	0.82	2.18	0.91	2.33	2.40	1.47	0.19	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Agosto	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.32	1.98	0.80	2.21	2.39	2.28	0.51	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Septiembre	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.36	1.87	2.62	0.74	0.42	0.30	0.04	0.00	0.06	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Octubre	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.41	3.10	1.58	0.88	0.58	0.40	0.02	0.09	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Noviembre	0.00	0.00	0.00	0.																				

19) Informe 10,4 kW, configuración A'

PVSYST V6.88		08/07/21	Página 1/7									
Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación												
Proyecto :	PlantaFV											
Sitio geográfico	Almeria Airport	Pais	Espana									
Ubicación	<i>Latitud</i> 36.85° N	<i>Longitud</i>	-2.38° W									
<i>Tiempo del día como</i>	<i>Hora Legal</i> Huso horario UT+1	<i>Altitud</i>	21 m									
	<i>Albedo</i> 0.20											
Datos meteorológicos:	El Bobar	<i>Meteororm 7.2 (1996-2010) - Sintetico</i>										
Variante de simulación : fotoFentonSolarREDD_1inversor82kW_NObateria												
	<i>Fecha de simulación</i> 08/07/21 12h28											
Parámetros de la simulación	<i>Tipo de sistema</i>	No hay escenario 3D, no hay sombreados										
Orientación plano captador	<i>Inclinación</i>	30°	<i>Acimut</i> 0°									
Modelos empleados	<i>Transposición</i>	Perez	<i>Difuso</i> Perez, Meteororm									
Horizonte	<i>Sin horizonte</i>											
Sombreados cercanos	<i>Sin sombreado</i>											
Necesidades del usuario :	<i>perfil diario</i>	<i>Modulación estacional</i>										
	<i>media</i>	39.8 kWh/Día										
Limitación de potencia de red	<i>Active Power</i>	6.00 kW	<i>Relación Pnom</i> 1.733									
Características del conjunto FV												
Módulo FV	<i>Si-mono</i>	<i>Modelo</i>	CS1U - 400MS									
<i>Base de datos PVSyst original</i>		<i>Fabricante</i>	Canadian Solar Inc.									
<i>Número de módulos FV</i>		<i>En serie</i>	13 módulos									
<i>Núm. total de módulos FV</i>	<i>Núm. módulos</i>		<i>En paralelo</i> 2 cadenas									
<i>Potencia global del conjunto</i>	<i>Nominal (STC)</i>	10.40 kWp	<i>Pnom unitaria</i> 400 Wp									
<i>Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)</i>	<i>U mpp</i>	518 V	<i>En cond. de función.</i> 9.44 kWp (50°C)									
<i>Superficie total</i>	<i>Superficie módulos</i>	53.6 m²	<i>Superficie célula</i> 51.8 m²									
Inversor		<i>Modelo</i>	Symo 8.2-3-M									
<i>Base de datos PVSyst original</i>		<i>Fabricante</i>	Fronius International									
<i>Características</i>	<i>Voltaje de funcionam.</i>	150-800 V	<i>Pnom unitaria</i> 8.20 kWac									
<i>Paquete de Inversores</i>	<i>Núm. de Inversores</i>	2 * MPPT 50 %	<i>Potencia total</i> 8,2 kWac									
			<i>Relación Pnom</i> 1.27									
Factores de pérdida del conjunto FV												
<i>Suciedad del conjunto</i>	<i>Fracción de pérdidas promedio</i> 3.0 %											
	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
	4.0%	4.0%	4.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	4.0%	4.0%	4.0%
Factor de pérdidas térmicas	<i>Uc (const)</i>		20.0 W/m²K		<i>Uv (viento)</i>		0.0 W/m²K / m/s					
Pérdida óhmica en el Cableado	<i>Res. global conjunto</i>		56 mOhm		<i>Fracción de pérdidas</i>		0.2 % en STC					
Pérdida Calidad Módulo					<i>Fracción de pérdidas</i>		-0.3 %					
Pérdidas de "desajuste" Módulos					<i>Fracción de pérdidas</i>		1.0 % en MPP					
Pérdidas de "desajuste" cadenas					<i>Fracción de pérdidas</i>		0.10 %					
Efecto de incidencia, perfil definido por el usuario (IAM): Perfil personalizado												
	10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°			
	1.000	1.000	1.000	0.990	0.990	0.970	0.920	0.760	0.000			

Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : PlantaFV

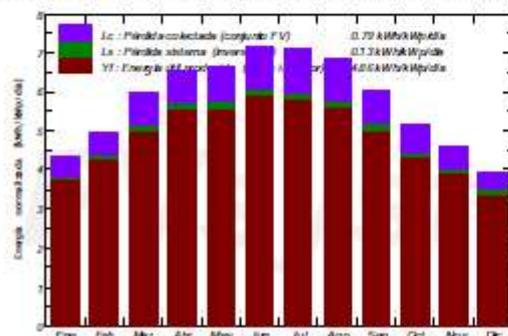
Variante de simulación : fotoFentonSolarREDD_1inversor82kW_NOBateria

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados	
Orientación Campos FV	Inclinación	30°	acmut 0°
Módulos FV	Modelo	CS1U - 400MS	Pnom 400 Wp
Conjunto FV	Num. de módulos	26	Pnom total 10.40 kWp
Inversor	Modelo	Symo 8.2-3-M	Pnom 8.20 kW ac
Necesidades del usuario	perfil diario	Modulación estacional	Global 14.54 MWh/año

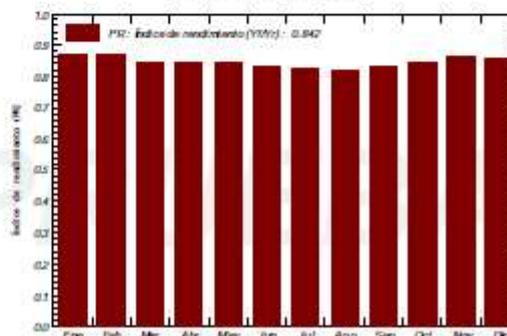
Resultados principales de la simulación

Producción del sistema	Energía producida	18.48 MWh/año	Produc. específica 1777 kWh/kWp/año
	Índice de rendimiento (PR)	84.16 %	Fracción solar (SF) 81.93 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 10.40 kWp



Índice de rendimiento (PR)



fotoFentonSolarREDD_1inversor82kW_NOBateria

Balances y resultados principales

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EfrGrid
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
Enero	84.1	30.76	11.93	134.3	127.1	1.250	0.957	0.756	0.465	0.201
Febrero	99.8	38.57	12.97	139.1	131.6	1.281	0.864	0.757	0.493	0.108
Marzo	150.6	51.39	14.94	185.4	175.1	1.659	1.363	1.117	0.501	0.246
Abril	181.8	63.55	16.34	197.4	189.7	1.779	1.319	1.148	0.586	0.171
Mayo	210.9	76.82	19.57	206.0	197.6	1.850	1.363	1.186	0.617	0.177
Junio	228.8	74.64	22.94	213.7	205.0	1.896	1.428	1.183	0.665	0.245
Julio	230.0	77.78	25.21	220.1	211.2	1.939	1.476	1.237	0.652	0.239
Agosto	204.0	71.70	25.86	212.5	204.3	1.865	1.476	1.195	0.622	0.281
Septiembre	155.9	54.35	22.64	181.7	174.8	1.614	1.102	0.935	0.638	0.167
Octubre	120.1	48.04	19.73	160.1	151.3	1.433	1.138	0.890	0.508	0.248
Noviembre	88.4	31.11	15.11	137.1	129.8	1.256	1.102	0.804	0.421	0.297
Diciembre	74.2	27.93	12.81	122.3	115.8	1.136	0.957	0.709	0.383	0.248
Año	1828.6	646.63	18.37	2109.8	2013.3	18.960	14.544	11.916	6.550	2.628

Legendas: GlobHor	Irradiación global horizontal	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
DiffHor	Irradiación difusa horizontal	EArray	Energía efectiva en la salida del conjunto
T_Amb	T amb.	E_User	Energía suministrada al usuario
GlobInc	Global incidente plano receptor	E_Solar	Energía del sol
		E_Grid	Energía inyectada en la red
		EfrGrid	Energía de la red

20) Informe detallado configuración B'

PVSYST V6.88		08/07/21		Página 1/7							
Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación											
Proyecto : PlantaFV											
Sitio geográfico		Almeria Airport		Pais España							
Ubicación		<i>Latitud</i> 36.85° N		<i>Longitud</i> -2.38° W							
<i>Tiempo definido como</i>		<i>Hora Legal</i> Huso horario UT+1		<i>Altitud</i> 21 m							
Datos meteorológicos:		El Bobar		<i>Meteororm 7.2 (1996-2010) - Sintetico</i>							
Variante de simulación : fotoFentonSolarREDD_1inversor2x5kW_NObateria											
<i>Fecha de simulación</i> 08/07/21 12h35											
Parámetros de la simulación		<i>Tipo de sistema</i> No hay escenario 3D, no hay sombreados									
Orientación plano captador		<i>Inclinación</i> 30°		<i>Actmut</i> 0°							
Modelos empleados		<i>Transposición</i> Perez		<i>Difuso</i> Perez, Meteororm							
Horizonte		<i>Sin horizonte</i>									
Sombreados cercanos		<i>Sin sombreado</i>									
Necesidades del usuario :		<i>perfil diario</i> Modulación estacional									
		<i>media</i> 39.8 kWh/Dia									
Limitación de potencia de red		<i>Active Power</i> 6.00 kW		<i>Relación Prom</i> 1.733							
Características del conjunto FV											
Módulo FV		<i>SI-mono</i>		<i>Modelo</i> CS1U - 400MS							
<i>Base de datos PVSyst original</i>		<i>Fabricante</i> Canadian Solar Inc.									
<i>Número de módulos FV</i>		<i>En serie</i> 13 módulos		<i>En paralelo</i> 2 cadenas							
<i>Núm. total de módulos FV</i>		<i>Núm. módulos</i> 26		<i>Prom unitaria</i> 400 Wp							
<i>Potencia global del conjunto</i>		<i>Nominal (STC)</i> 10.40 kWp		<i>En cond. de funciona.</i> 9.44 kWp (50°C)							
<i>Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)</i>		<i>U mpp</i> 518 V		<i>I mpp</i> 18 A							
<i>Superficie total</i>		<i>Superficie módulos</i> 53.6 m ²		<i>Superficie célula</i> 51.8 m ²							
Inversor		<i>Modelo</i> Symo 5.0-3-M									
<i>Base de datos PVSyst original</i>		<i>Fabricante</i> Fronius International									
<i>Características</i>		<i>Voltaje de funcionam.</i> 150-800 V		<i>Prom unitaria</i> 5.00 kWac							
<i>Paquete de Inversores</i>		<i>Núm. de Inversores</i> 2 unidades		<i>Potencia total</i> 10.0 kWac							
				<i>Relación Prom</i> 1.04							
Factores de pérdida del conjunto FV											
<i>Suciedad del conjunto</i>		<i>Fracción de pérdidas promedio</i> 3.0 %									
Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
4.0%	4.0%	4.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	4.0%	4.0%	4.0%
Factor de pérdidas térmicas		<i>Uc (const)</i> 20.0 W/m ² K		<i>Uv (viento)</i> 0.0 W/m ² K / m/s							
Pérdida óhmica en el Cableado		<i>Res. global conjunto</i> 56 mOhm		<i>Fracción de pérdidas</i> 0.2 % en STC							
Pérdida Calidad Módulo				<i>Fracción de pérdidas</i> -0.3 %							
Pérdidas de "desajuste" Módulos				<i>Fracción de pérdidas</i> 1.0 % en MPP							
Pérdidas de "desajuste" cadenas				<i>Fracción de pérdidas</i> 0.10 %							
Efecto de incidencia, perfil definido por el usuario (IAM): Perfil personalizado											
10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°			
1.000	1.000	1.000	0.990	0.990	0.970	0.920	0.760	0.000			

Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : **PlantaFV**

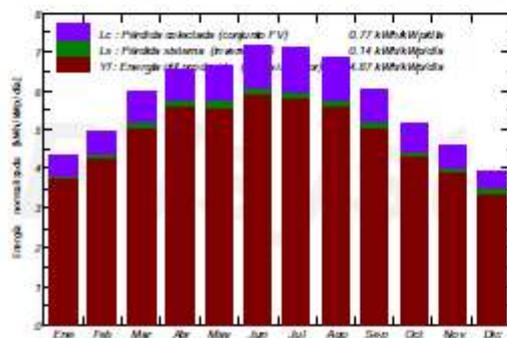
Variante de simulación : **fotoFentonSolarREDD_1inversor2x5kW_NOBateria**

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados		
Orientación Campos FV	Inclinación	30°	acimut	0°
Modulos FV	Modelo	CS1U - 400MS	Pnom	400 Wp
Conjunto FV	Num. de módulos	26	Pnom total	10.40 kWp
Inversor	Modelo	Symo 5.0-3-M	Pnom	5.00 kW ac
Paquete de inversores	Num. de unidades	2.0	Pnom total	10.00 kW ac
Necesidades del usuario	perfil diario	Modulación estacional	Global	14.54 MWh/año

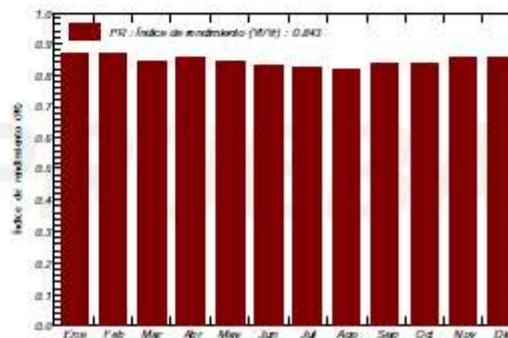
Resultados principales de la simulación

Producción del sistema	Energía producida	18.52 MWh/año	Produc. específica	1781 kWh/kWp/año
	Índice de rendimiento (PR)	84.34 %	Fracción solar (SF)	81.79 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 10.40 kWp



Índice de rendimiento (PR)



fotoFentonSolarREDD_1inversor2x5kW_NOBateria

Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_User MWh	E_Solar MWh	E_Grid MWh	EfrGrid MWh
Enero	84.1	30.76	11.93	134.3	127.1	1.250	0.957	0.754	0.465	0.203
Febrero	99.8	38.57	12.97	139.1	131.6	1.283	0.864	0.755	0.494	0.109
Marzo	150.6	51.39	14.94	185.4	175.1	1.677	1.363	1.115	0.519	0.248
Abril	181.8	63.55	16.34	197.4	189.7	1.802	1.319	1.147	0.609	0.172
Mayo	210.9	76.82	19.57	206.0	197.6	1.858	1.363	1.184	0.624	0.178
Junio	228.8	74.64	22.94	213.7	205.0	1.899	1.428	1.182	0.667	0.247
Julio	230.0	77.78	25.21	220.1	211.2	1.939	1.476	1.235	0.652	0.241
Agosto	204.0	71.70	25.86	212.5	204.3	1.866	1.476	1.193	0.624	0.283
Septiembre	155.9	54.35	22.64	181.7	174.8	1.620	1.102	0.934	0.644	0.168
Octubre	120.1	48.04	19.73	160.1	151.3	1.433	1.138	0.888	0.508	0.250
Noviembre	88.4	31.11	15.11	137.1	129.8	1.257	1.102	0.803	0.421	0.299
Diciembre	74.2	27.93	12.81	122.3	115.8	1.136	0.957	0.707	0.382	0.250
Año	1828.6	646.63	18.37	2109.8	2013.3	19.018	14.544	11.896	6.609	2.648

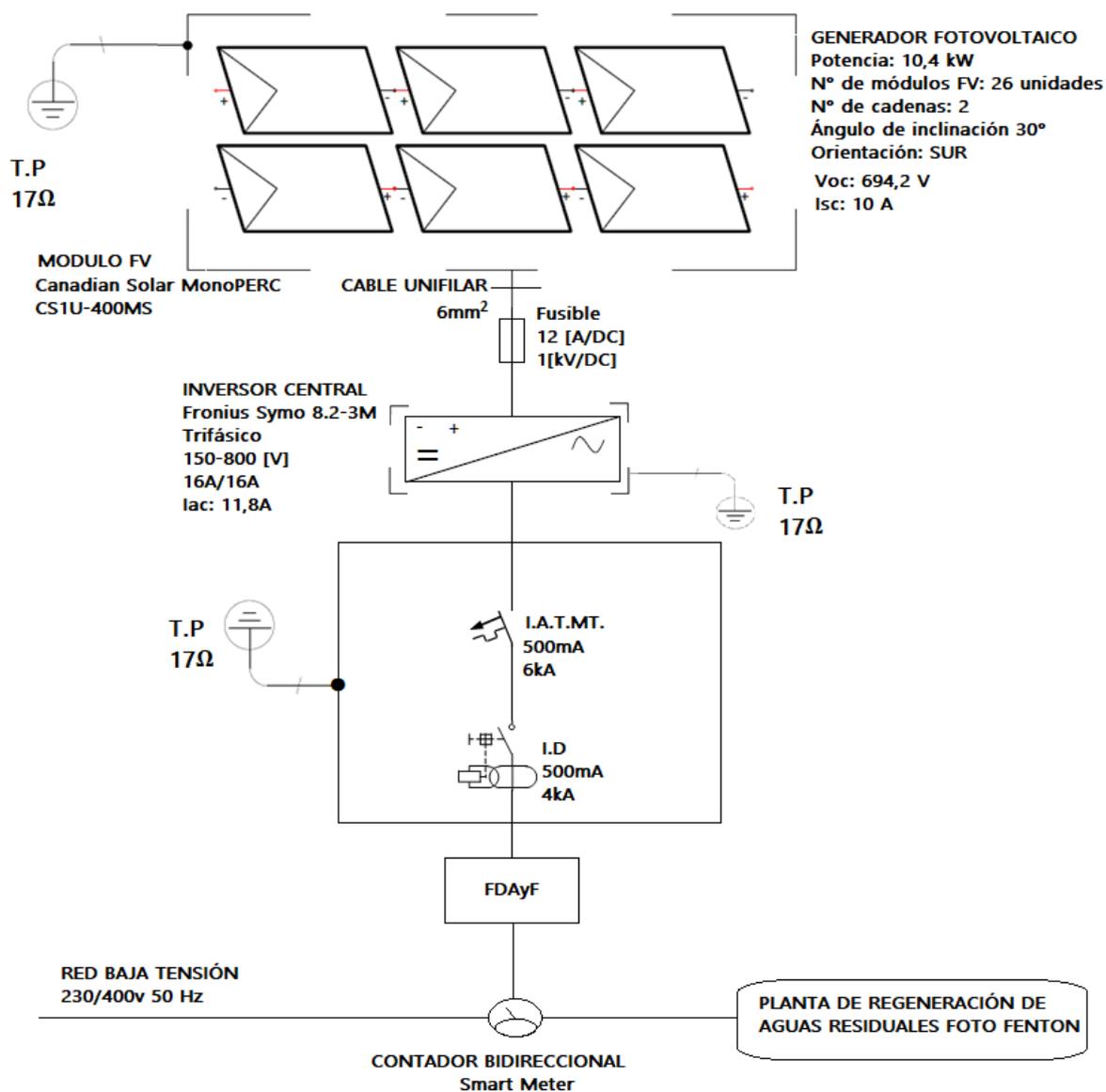
Legendas: GlobHor	Irradiación global horizontal	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
DiffHor	Irradiación difusa horizontal	EArray	Energía efectiva en la salida del conjunto
T_Amb	T amb.	E_User	Energía suministrada al usuario
GlobInc	Global incidente plano receptor	E_Solar	Energía del sol
		E_Grid	Energía inyectada en la red
		EfrGrid	Energía de la red

21) Flujo económico, configuración A'. ENDESA

AÑO	INVERSION	AHORRO	INYECCIÓN	OYM	E. RED	INVERSOR	G	GAN	G-GAN	VAN	$(1+k)^n$	$\frac{C_t}{(1+k)^t}$	ENERGÍA	$\frac{E_t}{(1+k)^t}$
0	9893						9893	0	-9893	-9893	1.00	9893		
1		1783	262	124	393		517	2045	1528	-8365	1.04	497.0	19.0	18.2
2		1800	265	126	405		531	2065	1533	-6832	1.08	491.2	17.1	15.8
3		1818	267	129	417		546	2085	1539	-5293	1.12	485.4	15.4	13.7
4		1836	270	131	430		561	2105	1544	-3749	1.17	479.7	13.8	11.8
5		1854	272	134	443		577	2126	1549	-2200	1.22	474.1	12.4	10.2
6		1872	275	137	456		593	2147	1554	-646	1.27	468.5	11.2	8.8
7		1890	278	139	470		609	2168	1558	913	1.32	463.1	10.1	7.7
8		1909	281	142	484	1939	2566	2189	-376	536	1.37	1874.6	9.1	6.6
9		1927	283	145	499		644	2211	1567	2103	1.42	452.3	8.2	5.7
10		1946	286	148	514		662	2232	1570	3674	1.48	447.1	7.3	5.0
11		1965	289	151	529		680	2254	1574	5247	1.54	441.9	6.6	4.3
12		1985	292	154	545		699	2276	1577	6824	1.60	436.8	5.9	3.7
13		2004	295	157	562		719	2298	1580	8404	1.67	431.7	5.4	3.2
14		2024	297	160	579		739	2321	1582	9986	1.73	426.7	4.8	2.8
15		2043	300	163	596		760	2344	1584	11570	1.80	421.8	4.3	2.4
16		2063	303	167	614		781	2367	1586	13156	1.87	416.9	3.9	2.1
17		2084	306	170	633		803	2390	1587	14743	1.95	412.1	3.5	1.8
18		2104	309	173	652		825	2413	1588	16331	2.03	407.4	3.2	1.6
19		2125	312	177	672		848	2437	1589	17920	2.11	402.7	2.8	1.4
20		2146	315	180	692	2459	3332	2461	-871	17049	2.19	1520.5	2.6	1.2
21		2167	318	184	713		897	2485	1588	18637	2.28	393.5	2.3	1.0
22		2188	322	188	734		922	2509	1587	20225	2.37	389.0	2.1	0.9
23		2209	325	191	757		948	2534	1586	21811	2.46	384.6	1.9	0.8
24		2231	328	195	779		975	2559	1584	23395	2.56	380.2	1.7	0.7
25		2253	331	199	803		1002	2584	1582	24977	2.67	375.9	1.5	0.6
26	712						712	0	-712	24265	2.77	256.8	1.4	0.5
TOTAL	10605	50223	7381	3964	14372	4399	33339	57604	24265			23524.4	177.3	132.3
												LCOE	0.18	€/kWh

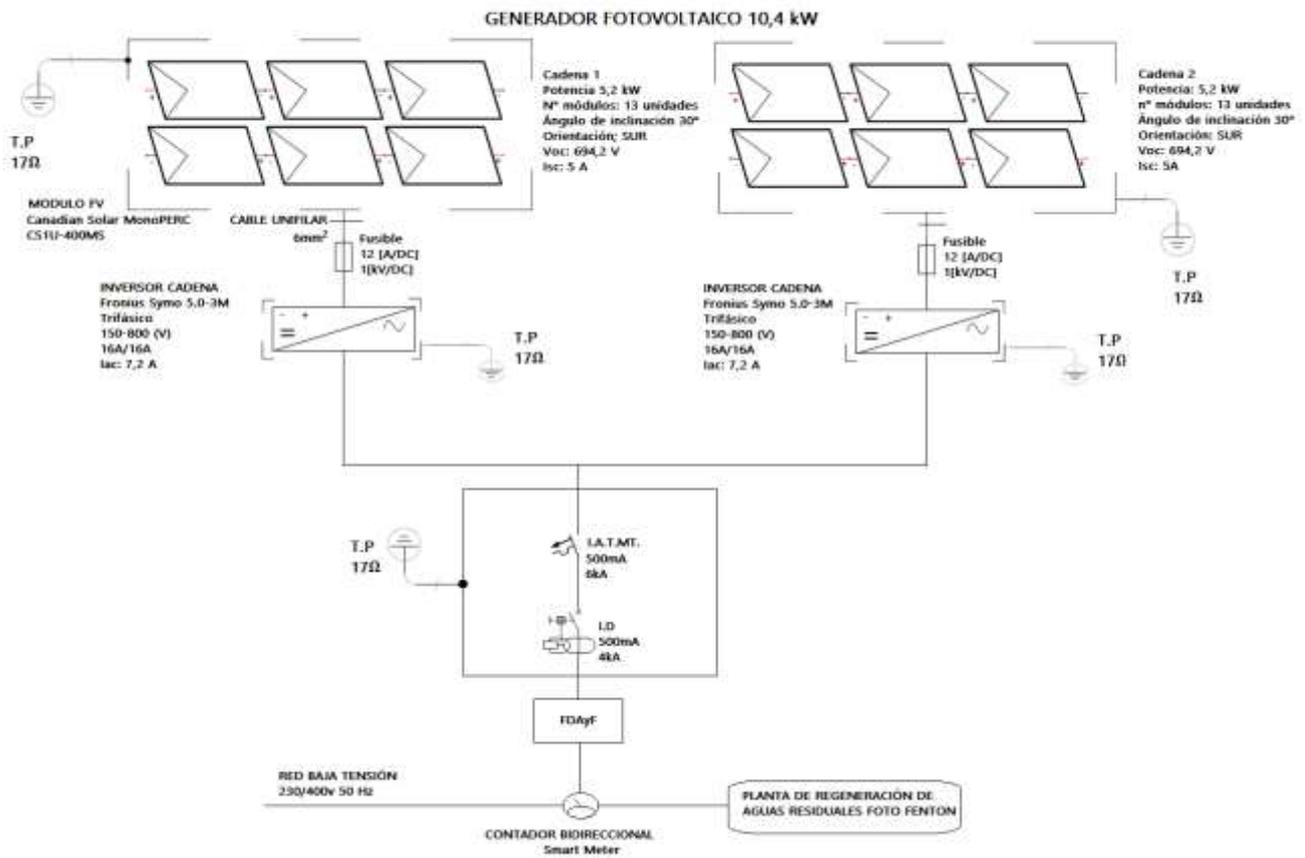
22) DIAGRAMA UNIFILAR PLANTA FV 10,4 Kw CONECTADO A LA RED, CONFIGURACIÓN A

DIAGRAMA UNIFILAR



23) DIAGRAMA UNIFILAR PLANTA FV 10,4 kW CONECTADO A LA RED, CONFIGURACIÓN B

DIAGRAMA UNIFILAR





Resumen/Abstract

En las instalaciones de la Estación de Depuración de Aguas residuales “El Bobar” se encuentra en desarrollo el proyecto europeo LIFE ULISES, a través del cual se ha montado y se está evaluando la primera planta piloto de regeneración de efluentes secundarios mediante la tecnología de tratamiento terciario foto fenton solar. Así pues, con el objetivo de diseñar una planta solar fotovoltaica que contribuya al abastecimiento de la demanda de energía eléctrica de la instalación piloto de regeneración de aguas residuales foto fenton solar, en primer lugar, se determinó el perfil de carga horaria estacional y el consumo anual. Además, se realizó una campaña de mediciones en terreno utilizando el analizador de redes MYeBOX 1500 a los equipos más críticos de la planta de regeneración de aguas residuales con el fin de obtener recomendaciones sobre eficiencia energética, gestionabilidad de los equipos y la planta en general. Establecida la demanda anual de la planta de regeneración de aguas residuales en 14,55 MWh y establecido también el recurso solar disponible en el emplazamiento seleccionado, se diseñaron 3 propuestas de configuración de plantas solares FV con funcionamiento híbrido, esto es, con opción de apoyo de energía auxiliar tanto por conexión a red como por almacenamiento en baterías realizándose el análisis tecnológico-económico de la idoneidad de cada una de ellas. Adicionalmente y dado el perfil marcadamente diurno de la demanda de este tipo de plantas, se estudió la opción de operación de las instalaciones fotovoltaicas sin baterías con el objetivo de reducir los costes y simplificar el esquema de integración del aporte energético renovable al proceso. Finalmente, como conclusión del trabajo se recomendó implementar una planta solar fotovoltaica conectada a la red sin almacenamiento energético de 10,4 kWp con una configuración de inversor central de 8,2 kWac. Además, se recomendó utilizar contador bidireccional Smart meter y analizador de redes MYeBOX 1500 para medir el consumo de la planta de regeneración de aguas residuales y la generación de energía FV respectivamente.

Currently under development and evaluation at the “El Bobar” WasteWater treatment station, the European LIFE ULISES Project aims to implement the first pilot secondary effluent regeneration plant using solar photo-fenton tertiary treatment technology. With the objective of designing a photovoltaic (PV) solar plant on grid that provides the required electricity for the solar photo-fenton wastewater regeneration plant, the profile for seasonal hourly workload and annual consumption was determined as a first step. Furthermore, a series of measurements were carried out in the field using a power analyzer MYeBOX 1500 to monitor and record activity for critical components of the wastewater regeneration plant in order to obtain guidance about the energy efficiency, and the feasibility of the equipment and the plant overall. Given the annual 14,55 MWh energy consumption of the wastewater regeneration plant and the available solar resources in the selected location, three configurations of PV plant on grid with storage were designed with hybrid function, that is, with the option of auxiliary energy support both for the grid connection and for storage into batteries. A technological and economic analysis was performed to determine the suitability of each of these configurations. Additionally, and given the profile showing daily energy demand for this particular type of plant, operating the PV installations without batteries in order to reduce cost and simplify the integration of the renewable energy input was studied as to provide an alternative option for implementing the system. Based on the conclusions, implementing a 10,4 kW photovoltaic solar plant on grid with an 8,2 kWac central inverter configuration without storage was (is) recommended. Additionally, it is recommended to use a bidirectional Smart counter and power analyzer MYeBOX 1500 for measuring the wastewater regeneration plant consumption and the PV energy generation respectively.