



TÍTULO

DISEÑO DE UN SISTEMA HÍBRIDO CON DIÉSEL DE GRAN TAMAÑO

AUTOR

Roberto Calvo García

Esta edición electrónica ha sido realizada en 2015

Tutor

Luis María Arribas de Paz

Curso

*Máster Oficial en Tecnología de los Sistemas de Energía Solar
Fotovoltaica (2014/15)*

ISBN

978-84-7993-671-6

©

Roberto Calvo García

©

De esta edición: Universidad Internacional de Andalucía

Fecha
documento

2015



Reconocimiento-No comercial-Sin obras derivadas

Usted es libre de:

- Copiar, distribuir y comunicar públicamente la obra.

Bajo las condiciones siguientes:

- **Reconocimiento.** Debe reconocer los créditos de la obra de la manera especificada por el autor o el licenciadador (pero no de una manera que sugiera que tiene su apoyo o apoyan el uso que hace de su obra).
 - **No comercial.** No puede utilizar esta obra para fines comerciales.
 - **Sin obras derivadas.** No se puede alterar, transformar o generar una obra derivada a partir de esta obra.
-
- *Al reutilizar o distribuir la obra, tiene que dejar bien claro los términos de la licencia de esta obra.*
 - *Alguna de estas condiciones puede no aplicarse si se obtiene el permiso del titular de los derechos de autor.*
 - *Nada en esta licencia menoscaba o restringe los derechos morales del autor.*

DISEÑO DE UN SISTEMA HIBRIDO CON DIESEL DE GRAN TAMAÑO

Autor: Roberto Calvo García

Tutor: Luis María Arribas de Paz

**MASTER OFICIAL EN TECNOLOGIA DE LOS
SISTEMAS DE ENERGIA SOLAR
FOTOVOLTAICA**

Curso 2014/2015

Universidad Internacional de Andalucía



DISEÑO DE UN SISTEMA HIBRIDO CON DIESEL DE GRAN TAMAÑO

Autor: Roberto Calvo García

Tutor: Luis María Arribas de Paz

MASTER OFICIAL EN TECNOLOGIA DE LOS SISTEMAS DE ENERGIA SOLAR
FOTOVOLTAICA

Universidad Internacional de Andalucía

RESUMEN: *Este trabajo fin de Master diseña y analiza la viabilidad técnica y económica de la implementación de un sistema de Generación Híbrido en base a Tecnologías Fotovoltaicas y de almacenamiento en baterías para proyectos insulares existentes con generación en base a combustibles fósiles.*

El proyecto se centra en un modelo de Generación Híbrido Insular basado en los datos reales obtenidos de la Isla Isabela, situada en el archipiélago de Las Galápagos.

PALABRAS CLAVE: Hibridación, Fotovoltaica, Diesel, Almacenamiento, Isla Isabela, Galápagos, PVsyst, HOMER Energy.

Vº Bº Tutor: Luis María Arribas de Paz

A 5 de Septiembre de 2015

1. Índice

2.	Introducción	4
3.	Antecedentes	5
4.	Objetivo	5
5.	Descripción del emplazamiento	6
5.1	Localización	6
5.2	Sistema eléctrico	7
5.3	Perfil de consumo de la isla.....	9
5.3.1	Consumo Mensual.....	9
5.3.2	Consumo Horario	11
6.	Desarrollo	15
6.1	Premisas de diseño.....	15
6.2	Recurso solar en la zona.....	15
6.2.1	Meteonorm	16
6.2.2	SolarGIS	17
6.2.3	TMY Typical Meteorological Year.....	17
6.3	Software empleado para el cálculo.....	19
6.4	Instalación Fotovoltaica	19
6.4.1	Dimensionamiento	20
6.4.2	Simulación	29
6.5	Sistema de Hibridación con baterías.....	37
6.5.1	Dimensionamiento	37
6.5.2	Simulación	44
7.	Análisis Técnico-económico	53
7.1	CASO 1: Instalación solo con Diesel	54
7.1.1	Análisis Técnico	54
7.1.2	Análisis Económico	56
7.2	CASO 2: Instalación con fotovoltaica, almacenamiento y Diesel.....	58
7.2.1	Análisis Técnico	58
7.2.2	Análisis Económico	66
8.	Conclusiones.....	69
8.1	Conclusiones Técnicas.....	69
8.2	Conclusiones Económicas	70
9.	ANEXOS	74

2. Introducción

La energía eléctrica es considerada uno de los pilares del desarrollo humano de este siglo, por lo tanto la necesidad de llevar electricidad a todos los rincones del planeta se ha convertido en un reto tecnológico, económico y social para todos los países.

Actualmente existen muchas instalaciones eléctricas aisladas que son alimentadas mediante generación convencional con motores diesel. El incremento del precio del combustible y el imparable desarrollo de las tecnologías de energías renovables y almacenamiento están brindando una oportunidad a la inclusión de la tecnología híbrida, la cual reduce la dependencia del consumo de combustibles fósiles y reduce las emisiones de gases contaminantes a la atmosfera.

Debido a la limitación existente de alimentación eléctrica en zonas aisladas, las instalaciones de grupos diesel son las más extendidas a lo largo del planeta, por lo que las instalaciones Híbridas de Fotovoltaica+Diesel, Eólica+Diesel, Fotovoltaica+Eólica+Diesel o cualquiera de las anteriores combinadas con almacenamiento son las que más se están desarrollando en la actualidad.

Según el nivel de penetración de las energías renovables en el sistema híbrido se pueden clasificar en¹:

- Sistemas de penetración baja
 - < 50% del consumo instantáneo
 - < 20% del consumo medio anual
- Sistemas de penetración media
 - < 50-100% del consumo instantáneo
 - < 20-50% del consumo medio anual
- Sistemas de penetración alta
 - < 100-400% del consumo instantáneo
 - < 50-120% del consumo medio anual

Existen varios fabricantes de los más representativos del sector fotovoltaico que ya ofrecen soluciones híbridas entre sus productos, algunos de estos fabricantes son:

- Ingeteam: http://www.ingeconsuntraining.info/?page_id=4227
- SMA: <http://www.sma.de/en/industrial-systems/hybrid.html>
- GPTech: <http://www.greenpower.es/en/corporation/references/real-case/PV-Diesel-system-for-weak-and-isolated-grids/>

¹ "High-power PV-hybrid systems: is it their time now?", L. Arribas, I. Cruz- CIEMAT; W.Meike-Novolta

3. Antecedentes

Ante la creciente demanda eléctrica de las áreas rurales e insulares, diversos gobiernos y organizaciones internacionales han fomentado programas de desarrollo y electrificación renovable de estos lugares.

El archipiélago de las Galápagos, debido a su ubicación a más de 1000 km de la costa más cercana es un excelente candidato para el desarrollo de la electrificación renovable y en concreto de la aplicación de hibridación Diesel+Fotovoltaica.

Con financiación de Fondo Mundial para el Ambiente (FMA), el Gobierno de Ecuador, el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), se desarrolló un estudio para identificar las barreras de la penetración de las energías renovables en la electrificación de las Islas Galápagos y un estudio de prefactibilidad para la implementación de sistemas de generación híbridos en las Islas de Isabela, San Cristobal, Floreana y Santa Cruz.

En base a las conclusiones aportadas por dicho estudio, el Gobierno de Ecuador decidió implementar sistemas de generación no convencional en todas las islas habitadas del archipiélago de Galápagos y en abril de 2003 se creó el “Proyecto ERGAL” (Electrificación renovable de las Islas Galápagos) el cual busca coordinar esfuerzos y compartir experiencias con el fin de optimizar el uso de los recursos destinados a la re-electrificación de Galápagos con tecnologías basadas en el aprovechamiento de recursos energéticos renovables.

En el marco de este proyecto, en 2013 se lanzó a licitación el desarrollo y construcción de un sistema híbrido para la Isla Isabela, a través del siguiente comunicado:

http://www.ergal.org/imagesFTP/32787.Anuncio_Especifico_280113_definitivo_CN_E_espanol.pdf

Es dicha licitación, se solicitaba la construcción de una planta de generación híbrida de 1,3 MW de biodiesel, 1,15 MWp de fotovoltaica y un almacenamiento de 3,3 MWh.

Para el desarrollo de este “Trabajo fin de Master”, se cumplimentarán los requerimientos de dicha licitación en lo referente a la potencia de la instalación Fotovoltaica y a la capacidad de energía almacenada, los generadores diesel se asumirán que serán los existentes en la isla, los cuales se detallan en el apartado “Descripción del emplazamiento”.

4. Objetivo

El objetivo de este estudio es el diseño y análisis de viabilidad técnico-económica de un sistema híbrido Fotovoltaico con almacenamiento de energía en baterías hibridado con

la instalación Diesel existente en la Isla Isabela, en el archipiélago de las Galápagos, Ecuador. El sistema deberá de suministrar la energía necesaria a la isla con el fin de minimizar al máximo el consumo de combustible Diesel para el año 2016, fecha esperada para su puesta en marcha.

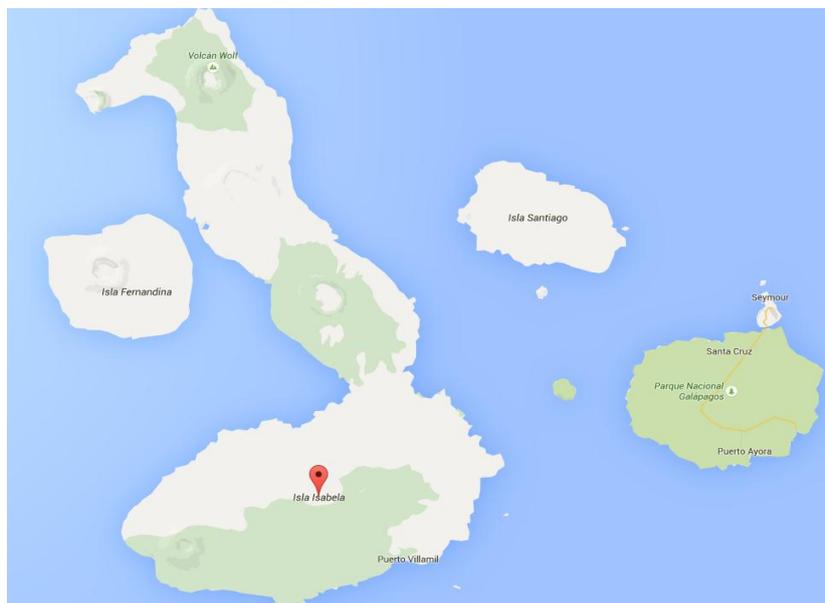
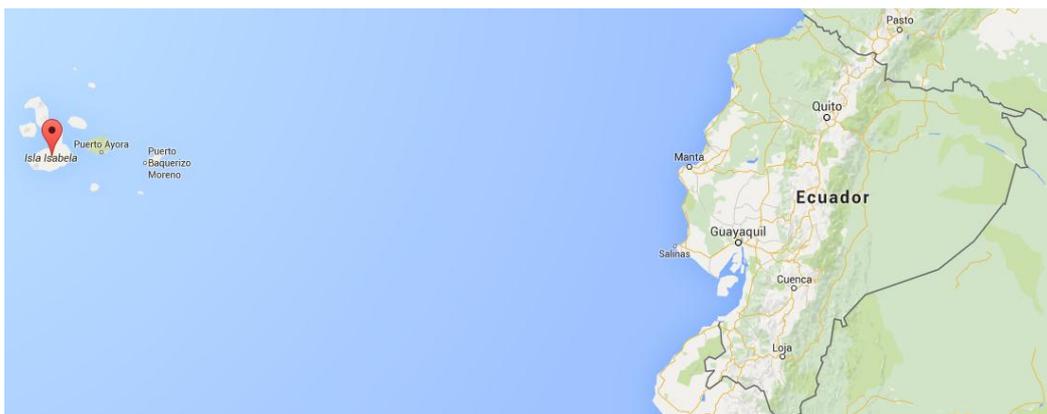
El diseño del sistema se realizará basándose en los datos de consumo e instalaciones existentes en la isla Isabela a partir de la información recopilada y de suposiciones que serán justificadas a lo largo del desarrollo del presente documento, además, se seguirán los requerimientos solicitados en la licitación anteriormente mencionada a la hora de dimensionar la instalación fotovoltaica y de almacenamiento en baterías.

5. Descripción del emplazamiento

5.1 Localización

La isla Isabela se encuentra localizada en el océano pacifico, en el denominado Archipiélago de las Islas Galápagos a 1.100 km al Oeste de la costa de Ecuador, país al que pertenece.

Figura 1.- Localización



Las coordenadas de la ubicación de esta isla son:

- Lat: 0°56'47,12'' Sur
- Long: 90°58',16'' Oeste

Su superficie es de 4.588 m² y su población es de tan solo 2.200 personas.

5.2 Sistema eléctrico

El sistema eléctrico de la isla consiste en un bloque de generación de grupos diesel que alimenta a una red de distribución en 13,2 kV, la cual distribuye la energía a los puntos de consumo distribuidos a lo largo de la isla².

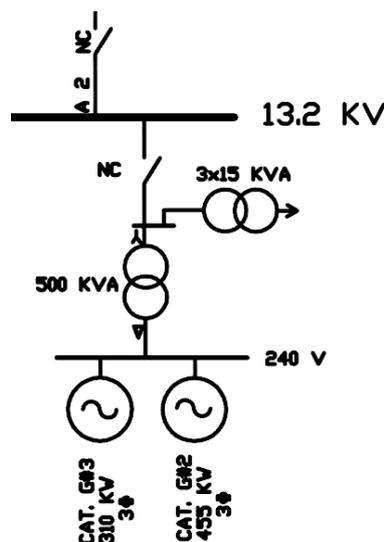
Los grupos generadores se componen de los siguientes equipos³:

Tabla 1.- Generadores eléctricos instalados en la Isla Isabela

Modelo	MARCA		Voltaje Nominal (V)	POTENCIA		Año
	Motor	Generador		Nominal (kW)	Efectiva (kW)	
3412	Caterpillar	Caterpillar	240	455,0	386,8	1999
3408	Caterpillar	Caterpillar	240	310,0	248,0	1996
350CA2	Cummins	Dow Warner	127-220	315,0	252,0	1993
Total				1.080,0	886,8	

Los dos grupos de Caterpillar están conectados en paralelo a una barra de 240 V en corriente trifásica a 60Hz, esta a su vez se conecta a un transformador Triangulo-Estrella de 500 kVA para elevar la tensión desde 240 V hasta los 13,2 kV de distribución de la red.

Figura 2.-Unifilar de conexión grupos electrógenos Caterpillar ²

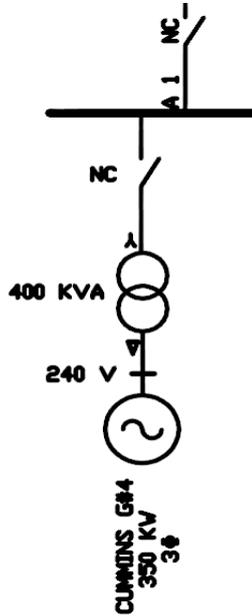


² Empresa Eléctrica Provincial Galápagos, ElecGalapagos, <http://www.elecgalapagos.com.ec/>

³ <http://www.ergal.org/cms.php?c=1285>

El grupo Cummins se conecta a otra barra independiente de 240 V en corriente trifásica a 60Hz, esta a su vez se conecta a un transformador Triángulo-Estrella de 400 kVA para elevar la tensión desde 240 V hasta los 13,2 kV de distribución de la red.

Figura 3.- Unifilar de conexión grupo electrógeno Cummins ²



Todos los grupos comparten un mismo embarrado en 13,2 kV desde el que suministran la energía necesaria a toda la red de distribución de la isla.

Figura 4.- Unifilar grupos de generación y embarrado en 13,2 kV ²

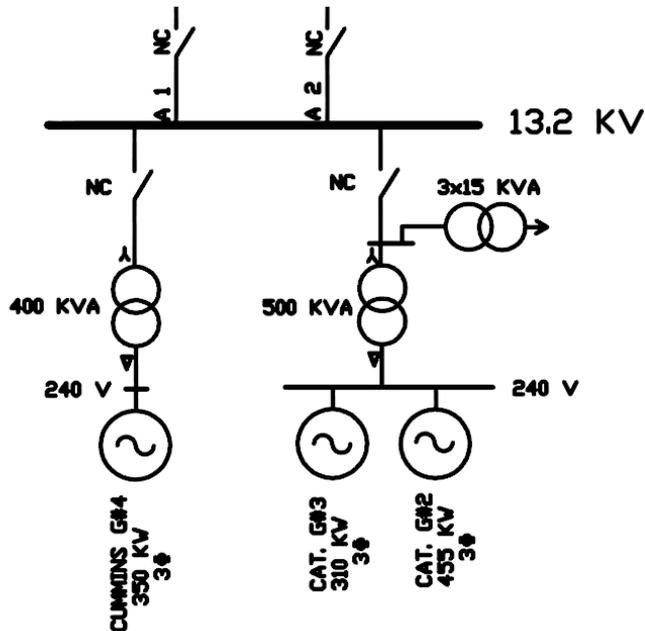


Figura 6.- Datos de consumos para el año 2010 Isla Isabela⁵, obtenidos de informe de LAHMEYER INT.

Mes	Consumo facturado	Residencia I	Alumbrado público	Comercial	Hoteles	Entidades públicas	Inrial
		46%	7%	12%	15%	19%	1%
Enero	221.551	101.493	16.528	26.697	32.634	42.493	1.706
Febrero	196.217	89.887	14.638	23.644	28.903	37.634	1.511
Marzo	252.074	115.475	18.805	30.375	37.131	48.348	1.941
Abril	250.847	114.913	18.713	30.227	36.950	48.112	1.932
Mayo	246.928	113.118	18.421	29.755	36.372	47.361	1.901
Junio	197.834	90.628	14.758	23.839	29.141	37.945	1.523
Julio	188.842	86.509	14.088	22.755	27.816	36.220	1.454
Agosto	179.210	82.096	13.369	21.595	26.398	34.372	1.380
Septiembre	183.331	83.984	13.676	22.091	27.005	35.163	1.412
Octubre	177.149	81.152	13.215	21.346	26.094	33.977	1.364
Noviembre	175.522	80.407	13.094	21.150	25.854	33.665	1.352
Diciembre	206.319	94.515	15.391	24.861	30.391	39.572	1.589
Total	2.475.824	1.134.175	184.696	298.337	364.689	474.863	19.064

Fuente: Catastro Elecgalápagos 2010

En el informe de LAHMEYER INTERNATIONAL y en base a los datos proporcionados por Elecgalapagos se observó un crecimiento promedio en el consumo de la isla desde 2008 a 2010 de un 7,5% anual.

En base a estos datos calcularemos el consumo estimado para el año previsto de puesta en marcha de la instalación, que en nuestro caso consideraremos el 2016. Por lo tanto, aplicaremos un 7,5% de crecimiento anual de consumo con cierta variación al alza anualmente de un 0,4-0,6, quedando el consumo estimado para 2016 de la siguiente forma:

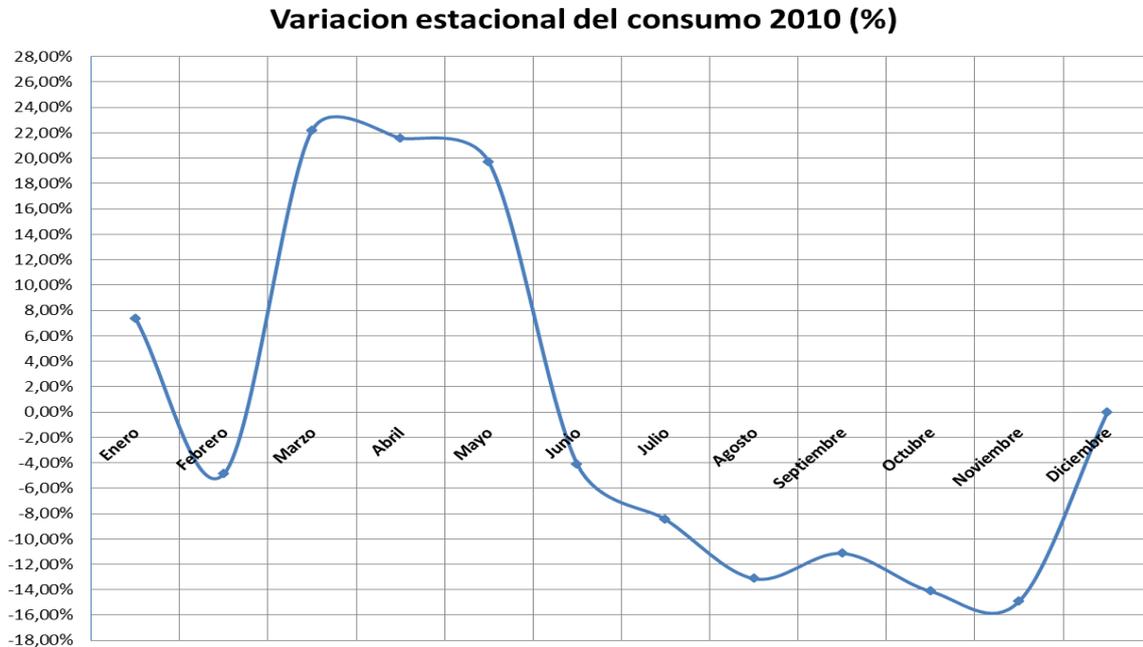
Tabla 2.- Consumo mensual estimado para el año 2016

Incremento Anual	7,50%	7,55%	7,59%	7,64%	7,68%	7,72%	-
kWh/mes	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Enero	221.551	238.167	256.149	275.591	296.646	319.428	344.088
Febrero	196.217	210.933	226.859	244.077	262.725	282.902	304.742
Marzo	252.074	270.980	291.439	313.559	337.515	363.436	391.493
Abril	250.847	269.661	290.020	312.032	335.872	361.667	389.587
Mayo	246.928	265.448	285.489	307.158	330.624	356.016	383.501
Junio	197.834	212.672	228.728	246.089	264.890	285.233	307.253
Julio	188.842	203.005	218.332	234.903	252.850	272.269	293.288
Agosto	179.210	192.651	207.196	222.922	239.953	258.382	278.329
Septiembre	183.331	197.081	211.960	228.048	245.471	264.323	284.729
Octubre	177.149	190.435	204.813	220.358	237.194	255.410	275.128
Noviembre	175.522	188.686	202.932	218.334	235.015	253.064	272.601
Diciembre	206.319	221.793	238.538	256.643	276.251	297.467	320.431
ANUAL (kWh/año)	2.475.824	2.661.511	2.862.455	3.079.715	3.315.005	3.569.598	3.845.171
kWh/día	6.783	7.292	7.842	8.438	9.082	9.780	10.535

⁵ LAHMEYER INTERNATIONAL "Informe Isla Isabela, Galápagos"

De esta Tabla 2 se puede obtener la variabilidad de consumo mensual expresado en porcentual respecto al promedio anual (siendo el promedio de 206.319 kWh/mes), quedando de la siguiente forma:

Figura 7.- Variación estacional del consumo en % sobre el promedio anual



Esta variación se asumirá como constante, por lo que será aplicable para el año base (2010) y será igualmente aplicable para el año de estudio (2016). Posteriormente en las simulaciones realizadas por software se aplicará un factor variabilidad diaria y horaria a los consumos.

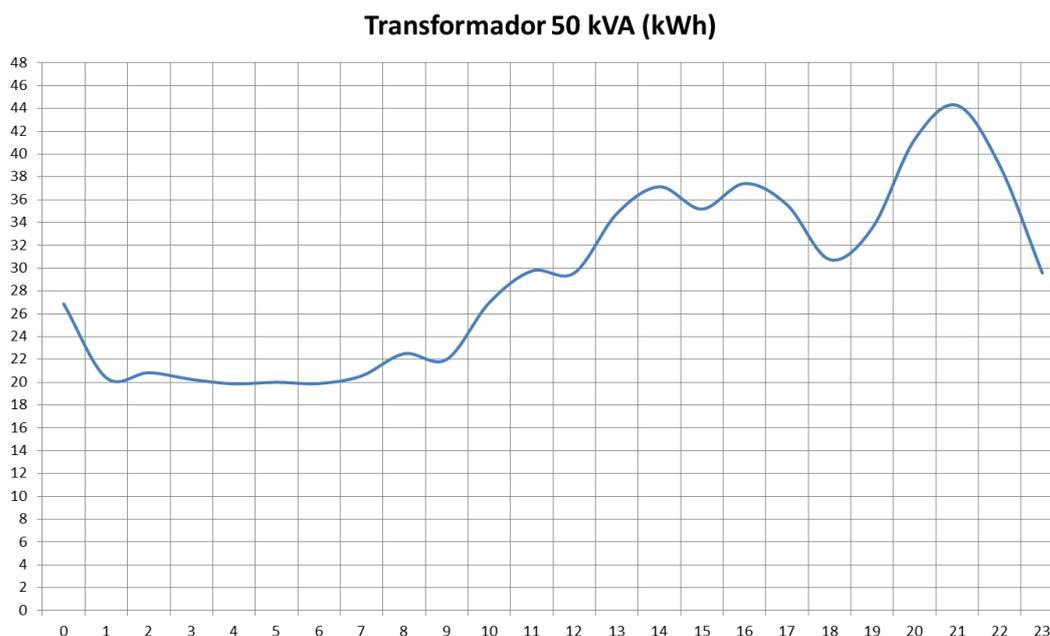
Se puede observar que los meses de máximo consumo se sitúan entre Marzo, Abril y Mayo, mientras que los de menor consumo se sitúan en Agosto, Septiembre, Octubre y Noviembre.

5.3.2 Consumo Horario

De Elecgalapagos se ha podido obtener un único perfil detallado del consumo horario de uno de los transformadores de 50 kVA de la Isla Isabela para el día 18 de Marzo de 2013, si bien es un único día, este se puede considerar representativo para la curva de consumo horaria de la isla, por lo tanto, este día se empleará como base y representará de ahora en adelante una curva tipo de consumo de la Isla Isabela extrapolable para la realización de los cálculos y simulaciones.

La curva horaria correspondiente al transformador de 50kVA que opera en la Isla Isabela es la siguiente:

Figura 8.- Perfil de consumo tipo de un transformador de 50 kVA de Isla Isabela obtenido de Elecgalapagos¹



Como se puede observar, los picos de consumo se obtienen entre las 13:30 y las 16:30, y otro ente las 20:00 y las 22:00. Durante la madrugada desde la 1:00 hasta las 7:00 se observa el consumo mínimo.

La suma total de energía consumida para este día y este transformador de 50kVA, es de 698 kWh, vamos a partir de la premisa de un consumo idéntico para los 31 días de Marzo (posteriormente se incluirá variabilidad diaria y horaria sobre dicho consumo en las simulaciones por software), por lo tanto, la energía total consumida por dicho transformador de 50kVA para el mes de Marzo del que se dispone de datos es:

$$E_{trafo\ 50\ kVA\ Marzo} = n^{\circ}_{días\ Marzo} \cdot E_{diaria\ Trafo\ 50kVA} = 31\ días \cdot 698\ kWh = 21.638\ kWh$$

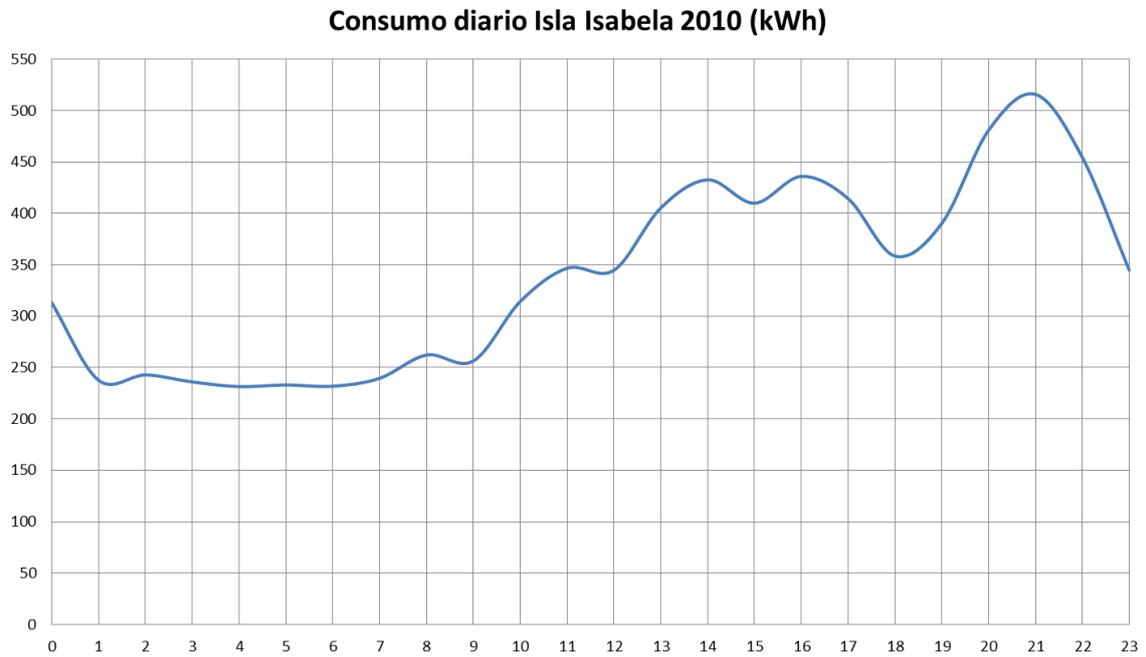
A continuación, extrapolamos el perfil de consumo diario del transformador de 50kVA a una magnitud más acorde con el consumo total de la isla, de este modo obtendremos un perfil de consumo general para Isla Isabela en base a datos reales. Como disponemos de un valor de consumo mensual para Marzo de 2010 de 252.074 kWh obtenido del informe de LAHMEYER INTERNATIONAL y el de un transformador de 50kVA de 21.638kWh que opera en Isla Isabela para otro mes de Marzo, procedemos a calcular el factor de extrapolación que hemos aplicar a la curva del transformador de 50kVA para adaptar la potencia al consumo de toda la isla Isabela, por lo tanto:

$$F_{ext.potencia} = \frac{E_{Total\ Marzo}}{E_{trafo\ 50\ kVA\ Marzo}} = \frac{252.074\ kWh}{21.638kWh} = 11,65$$

Obtenemos un factor de 11,65 que hemos de aplicar para ajustar la curva de la potencia del transformador de 50 kVA a la potencia total de la Isla Isabela. Por lo tanto, se

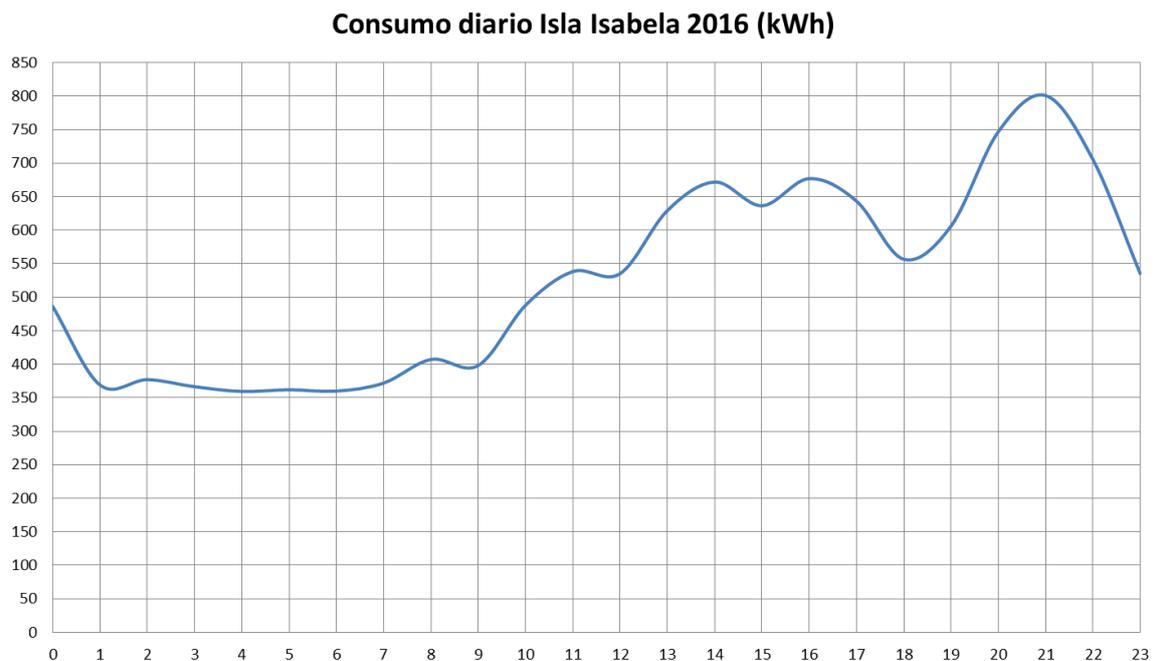
propone la siguiente curva de consumo diario a partir de los datos obtenidos de uno de los transformadores de 50kVA:

Figura 9.- Consumo diario tipo extrapolado a toda la isla en 2010,año base para el estudio



Una vez obtenida la curva diaria del mes de Marzo para el año 2010, procedemos a extrapolarla para el año 2016, el cual es objeto del estudio. Esta extrapolación se realiza a partir de las estimaciones de crecimiento anual calculadas en la Tabla 2, quedando de la siguiente forma:

Figura 10.- Consumo diario tipo extrapolado a toda la isla en 2016, año de estudio



A partir de la variabilidad calculada en la Tabla 2, podemos obtener el perfil de los meses de consumo máximo, mínimo y medio para el año 2016.

Figura 11.- Máximos, mínimos y consumos medios en base a la variabilidad estacional de 2016

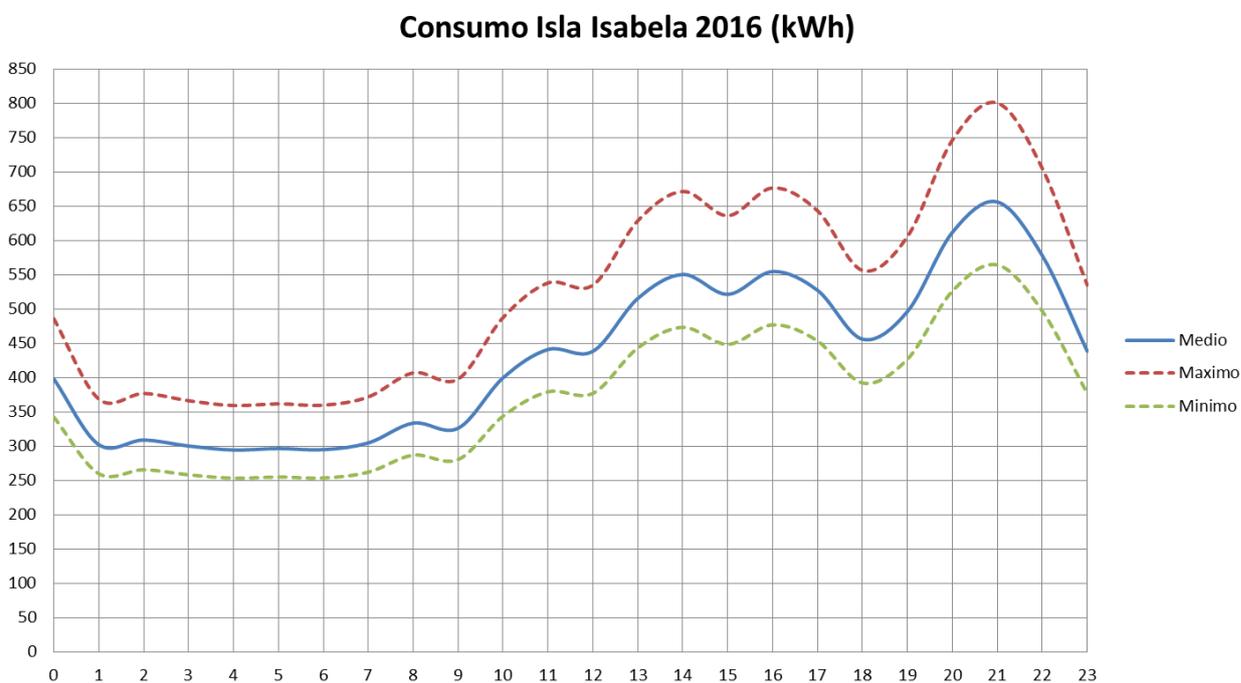


Tabla 3.- Valores Máximos, mínimos y medios de consumos horarios en base a la variabilidad estacional

	Consumo (kWh)		
	Medio	Max	Min
0	397,973	486,232	342,257
1	302,067	369,057	259,778
2	308,661	377,113	265,449
3	299,951	366,471	257,958
4	294,211	359,458	253,022
5	296,258	361,959	254,782
6	294,626	359,965	253,378
7	304,459	371,979	261,835
8	333,315	407,235	286,651
9	325,875	398,144	280,252
10	399,404	487,980	343,488
11	440,647	538,369	378,956
12	438,080	535,233	376,749
13	515,114	629,350	442,998
14	549,946	671,908	472,954
15	520,995	636,537	448,056
16	554,145	677,037	476,564
17	526,621	643,409	452,894
18	455,585	556,620	391,803
19	496,180	606,218	426,715
20	611,403	746,994	525,807
21	655,591	800,982	563,808
22	577,298	705,326	496,477
23	438,060	535,209	376,732

El mes de máximo consumo corresponde a Marzo, el de mínimo consumo a Noviembre y el de consumo medio a Diciembre.

A partir de estos datos ya tenemos un perfil de carga con el que poder elaborar un balance energético.

6. Desarrollo

6.1 Premisas de diseño

Para el desarrollo de la instalación y a partir de los datos recopilados, se partirán de una serie de premisas de diseño iniciales.

- Año de estudio 2016
- Se considerará la potencia máxima pico de consumo < 950 kW
- Consumos medio diario 10.535 kWh para el año de estudio
- El conjunto de baterías ha de ser capaz de suministrar el 100% de la potencia de consumo demandada por la isla, esto es ≥ 950 kW
- La energía útil almacenada en baterías ha de ser $\geq 3,3$ MWh (según requerimientos de licitación)
- La instalación fotovoltaica tendrá una potencia pico instalada aproximada de 1.150kWp (según requerimientos de licitación)
- La instalación fotovoltaica tendrá una potencia nominal de 1.000 kW

6.2 Recurso solar en la zona

En primer lugar procedemos a la estimación del recurso solar disponible en la zona:

Figura 12.- Mapa de radiación en la zona⁶



Como se puede observar en la Figura 12, la zona de la isla Isabela en el archipiélago de Galápagos, posee una Radiación Global Horizontal entre 1900-2200 kWh/m² año aproximadamente.

⁶ <http://solargis.info/imaps/>

Para obtener un año meteorológico típico (Typical Meteorological Year, TMY) se consultaran dos de las más utilizadas bases de datos en la actualidad, Meteonorm y SolarGIS, a partir del TMY obtenido de estos datos, se procederá a la estimación de la generación de energía eléctrica.

6.2.1 Meteonorm

Meteonorm no es sólo una base de datos compuesta por parámetros de más de 8.300 estaciones meteorológicas distribuidas a lo largo de todo el planeta pertenecientes a los principales programas de adquisición de datos meteorológicos como GEBA (Global Energy Balance Archive), WMO/OMM (Organización Meteorológica Mundial) entre otros, sino que también posee un gran número de modelos computacionales desarrollados en programas de investigación internacionales. Meteonorm es principalmente una herramienta de cálculo para el recurso solar en cualquier parte del mundo. Cuando hay baja densidad de estaciones meteorológicas, Meteonorm se apoya en bases de datos procedentes de imágenes satelitales.

La precisión de los parámetros obtenidos con Meteonorm es muy alta debido a la gran cantidad de datos procedentes de estaciones meteorológicas de superficie que posee principalmente en Europa, Japón y América del Norte. En la zona de América del Sur y el pacífico, existe una baja densidad de estaciones, por lo que se apoya mayoritariamente en datos procedentes de imágenes satelitales.

Los datos obtenidos de Meteonorm para la zona son los siguientes:

Figura 13.- Captura de los datos obtenidos de Meteonorm para la isla Isabela⁷

Mes	H_Gh	H_Dh	H_Bn	Ta
	[kWh/m2]	[kWh/m2]	[kWh/m2]	[°C]
Enero	184	76	160	25.5
Febrero	178	67	156	25.5
Marzo	222	64	218	25.7
Abril	191	65	177	25.6
Mayo	169	68	140	25.0
Junio	163	63	151	23.7
Julio	164	65	147	23.5
Agosto	154	75	114	23.3
Setiembre	187	70	160	23.2
Octubre	195	72	171	23.5
Noviembre	171	77	135	23.9
Diciembre	175	67	163	24.7
Año	2155	829	1892	24.4

H_Gh: Irradiación global horizontal
H_Dh: Irradiación difusa horizontal
H_Bn: Irradiación de la radiación directa normal
Ta: Temperatura del aire

⁷ <http://meteonorm.com/>

El documento completo generado desde Meteonorm se adjunta en el ANEXO 2: Datos Climáticos

6.2.2 SolarGIS

SolarGis es una base de datos climáticos que proporciona datos de radiación solar y de temperatura a partir de imágenes de satélite. Los períodos de los datos , la resolución y el satélite que se utiliza depende de la región del mundo.

SolarGIS trabaja con los datos provenientes de los satélites:

- Satelites Meteosat de Segunda Generación (MSG)
- Satélites Meteosat Primera Generación (MFG)
- Satélites GOES

Los datos de temperatura del aire incluidos en Solargis se estiman a 2 metros y se calculan a partir de fuentes de datos de la NOAA y NCEP. Los datos se basan en el período comprendido entre enero 1994 y el presente.

Los datos obtenidos de SolarGIS para la zona son los siguientes:

Figura 14.- Captura de los datos obtenidos de SolarGIS para la isla Isabela

Month	Gh _d	Gh _m	Dh _d	Dh _m	T ₂₄
Jan	5.86	182	2.28	71	24.4
Feb	6.32	177	2.16	60	25.6
Mar	6.80	211	2.07	64	26.0
Apr	6.26	188	2.04	61	25.5
May	5.61	174	2.13	66	24.7
Jun	4.98	149	2.26	68	23.4
Jul	4.86	151	2.42	75	22.3
Aug	5.36	166	2.58	80	21.6
Sep	5.72	172	2.69	81	21.4
Oct	5.95	184	2.60	81	21.6
Nov	5.56	167	2.51	75	22.0
Dec	5.25	163	2.43	75	23.0
Year	5.71	2084	2.35	857	23.4

Long-term averages:

- Gh_d Daily sum of global horizontal irradiation (kWh/m²)
- Gh_m Monthly sum (annual) of global horizontal irradiation (kWh/m²)
- Dh_d Daily sum of diffuse horizontal irradiation (kWh/m²)
- Dh_m Monthly sum (annual) of diffuse horizontal irradiation (kWh/m²)
- T₂₄ Daily (diurnal) air temperature (°C)

El documento completo generado desde SolarGIS se adjunta en el ANEXO 2: Datos Climáticos

6.2.3 TMY Typical Meteorological Year

El TMY o “Typical Meteorological Year” se define como el conjunto de valores correspondientes a un año hipotético, cuyos valores corresponden a los valores medios

de todos los años de los que se disponga de datos meteorológicos, representando así los valores más típicos/posibles para un grupo de parámetros meteorológicos.

Procedemos a comparar los datos provenientes de ambas bases de datos:

Tabla 4.- Radiación de Meteonorm y SolarGIS para isla Isabela

	kWh/m ² mes	
	SolarGIS	Meteonorm 7
Enero	182	184
Febrero	177	178
Marzo	211	222
Abril	188	191
Mayo	174	169
Junio	149	163
Julio	151	164
Agosto	166	154
Septiembre	172	187
Octubre	184	195
Noviembre	167	171
Diciembre	163	175
ANUAL	2.084	2.153

En ellas se puede observar la poca diferencia que hay de las estimaciones, que se traducen en un RME y RMSE de la base de datos de Meteonorm en base a SolarGIS.

Tabla 5.- MBE y RMSE de Meteonorm respecto a SolarGIS

	kWh/ m ² mes
MBE	5,75
RMSE	9,89

Los errores son muy reducidos, usando como referencia la base de datos de SolarGIS, Meteonorm tiende a sobreestimar la radiación en la zona.

Puesto que hay menos de un 4% de diferencia entre ambas bases, optamos por un criterio conservador evitando sobreestimar generación fotovoltaica y elegimos como TMY el correspondiente a la base de datos de SolarGIS.

En cuanto a los datos de temperatura optamos por coger también los provenientes de SolarGIS, ya que Meteonorm los ha obtenido a partir de una interpolación de estaciones meteorológicas situadas a más de 1.100 km, por lo que la incertidumbre es elevada.

Por lo que el TMY final sería el siguiente

Tabla 6.- TMY Isla Isabela

	SolarGIS	
	kWh/m ² mes	Temp (°C)
Enero	182	24,4
Febrero	177	25,6
Marzo	211	26,0
Abril	188	25,5
Mayo	174	24,7
Junio	149	23,4
Julio	151	22,3
Agosto	166	21,6
Septiembre	172	21,4
Octubre	184	21,6
Noviembre	167	22,0
Diciembre	163	23,0
ANUAL	2.084	23,5

6.3 Software empleado para el cálculo

Para la realización del cálculo se emplearan dos software informáticos:

- HOMER Energy
- PVsyst

Para la simulación de la hibridación utilizaremos el software HOMER. HOMER es un software de optimización para sistemas de potencia distribuida, simplifica la tarea de evaluación de diseños tanto de sistemas de energía fuera de la red como conectada a la red para gran variedad de aplicaciones.

Para la simulación de la instalación fotovoltaica utilizaremos PVsyst. PVsyst es un software de sistemas fotovoltaicos tanto aislados como conectados a la red, este software permite dimensionar, configurar y simular de forma detallada instalaciones fotovoltaicas pudiendo elegir entre gran variedad de equipos de diferentes fabricantes.

6.4 Instalación Fotovoltaica

La instalación fotovoltaica ha de tener una dimensión aproximada de 1.150 kWp, consideraremos este el máximo permitido ya sea por limitación de espacio, ambiental o administrativa impuesta por el Cliente, por lo tanto, la instalación se dimensionará con una potencia pico instalada lo más cercana posible a 1.150 kWp pero sin sobrepasarla en ningún caso.

En cuanto a la potencia nominal de inversores, se ha optado por inversores centrales de tamaño medio (200kW), de los cuales se agruparan 5 de ellos, hasta alcanzar una potencia de 1000kW.

La potencia de los módulos fotovoltaicos será de 250 Wp, ya que es una potencia estándar en el mercado y numerosos fabricantes pueden ofertar el producto, así como permitírnos ajustarnos al máximo a la potencia demandada requerida.

Por lo tanto la relación entre la potencia pico en el generador fotovoltaico y la potencia nominal del inversor sería aproximadamente:

$$Ratio_{DC/AC} = \frac{P_{DC}}{P_{AC}} = \frac{1.150}{1.000} = 1,15$$

Esta relación es provisional, pues hemos de estimar el número exacto de módulos fotovoltaicos.

6.4.1 Dimensionamiento

El número de módulos a instalar para alcanzar los 1.150 kWp de potencia de generación son, como una primera aproximación los siguientes:

$$N = \text{int} \left[\frac{P_{GFV,M,STC}}{P_{MOD,M,STC}} \right] = \text{int} \left[\frac{1.150.000 \text{ Wp}}{250 \text{ Wp}} \right] = 4.600 \text{ modulos}$$

Por lo tanto, el generador fotovoltaico estará compuesto por 4.600 módulos de 250 Wp, que hacen un total de 1.150 kWp.

El modulo utilizado será de la marca TRINA SOLAR, esta empresa tiene una dilatada experiencia en el sector fotovoltaico (más de 11GW suministrados hasta 2014) y recientemente ha participado en el suministro de módulos fotovoltaicos en proyectos en Sudamérica y en concreto en Ecuador, por lo que disponen de capacidad de suministro en la zona:

http://www.pv-magazine-latam.com/noticias/detalles/articulo/ecuador--trina-solar-suministra-5-9-mw-de-mdulos_100016738/

Además de disponer de certificados de PDI-free para sus módulos, lo cual los hace especialmente interesante para su uso en ambientes salinos donde este fenómeno es más acusado.

El modelo utilizado será el o TSM-250 PC/PA05 que tiene las siguientes características en condiciones STC según el fabricante:

Figura 15.- Comportamiento eléctrico módulo TSM-250 PC/PA05

ELECTRICAL DATA @ STC	TSM-235 PC/PA05	TSM-240 PC/PA05	TSM-245 PC/PA05	TSM-250 PC/PA05
Peak Power Watts- P_{MAX} (Wp)	235	240	245	250
Power Output Tolerance- P_{MAX} (%)	0/+3	0/+3	0/+3	0/+3
Maximum Power Voltage- V_{MP} (V)	29.3	29.7	30.2	30.3
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	8.03	8.10	8.13	8.27
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	37.2	37.3	37.5	37.6
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	8.55	8.62	8.68	8.85
Module Efficiency η_m (%)	14.4	14.7	15.0	15.3

Values at Standard Test Conditions STC (Air Mass AM1.5, Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C).
Power measurement tolerance: ±3%

Sus coeficientes de temperatura según la ficha técnica son los siguientes:

Figura 16.- Comportamiento térmico módulo TSM-250 PC/PA05

TEMPERATURE RATINGS	
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P_{MAX}	- 0.43%/°C
Temperature Coefficient of V_{OC}	- 0.32%/°C
Temperature Coefficient of I_{SC}	0.047%/°C

Procedemos a calcular el número máximo de módulos en serie, para ello contemplamos el caso más desfavorable para la tensión a circuito abierto, que en una zona ecuatorial como es la ubicación de la Isla Isabela nunca han bajado de 5-10°C, igualmente se calculará para un caso extremo con una temperatura de operación de la célula de 0°C.

$$V_{OC(0^{\circ}C)} = V_{OC(STC)} \cdot (1 - (25^{\circ}C - (0^{\circ}C)) \cdot \beta V_{OC(STC)})$$

El parámetro $\beta V_{OC(STC)}$ del módulo TSM-250 PC/PA05 es, según el fabricante, - 0,32%/°C, por lo tanto:

$$V_{OC(-10^{\circ}C)} = 37,6 V \cdot (1 - ((25^{\circ}C) \cdot (-)0,0032 \frac{\%}{^{\circ}C}) = 40,608 V$$

El inversor seleccionado será de la marca SMA, esta empresa es de las pioneras en electrónica de potencia en el sector fotovoltaico y es líder mundial en venta de inversores fotovoltaicos.

El modelo empleado será el Sunny Central 200 con las siguientes características según la ficha técnica del fabricante:

Figura 17.- Características inversor Sunny Central 200

Datos técnicos	Sunny Central 200
Valores de entrada	
Potencia nominal de CC	210 kW
Potencia máxima de CC	230 kW _P ¹⁾
Rango de tensión MPP	450 V - 820 V ⁵⁾
Tensión máx. de CC	880 V
Corriente continua máx.	472 A
No. de entradas de CC	5
Parámetros de salida	
Potencia nominal de CA	200 kW
Potencia máx. de CA	200 kW
Tensión nominal de CA	400 V
Corriente nominal de CA	289 A
Frecuencia de red de CA 50 Hz	●
Frecuencia de red de CA 60 Hz	●
Máx. cos φ	> 0,98
Coefficiente de distorsión máx.	< 3 %
Consumo de potencia	
Autoconsumo en funcionamiento	< 1000 W
Consumo en stand-by	< 70 W
Tensión auxiliar externa	230 V, 50/60Hz
Fusible de entrada exterior para alimentación auxiliar	B 16 A, 1 polos
Dimensiones y peso	
Altura	2120 mm ⁴⁾
Ancho	2000 mm
Profundidad	850 mm
Peso	1600 kg
Coefficiente de rendimiento²⁾	
Rendimiento máx.	95,7 %
Rendimiento europeo	94,5 %

La tensión máxima del MPPT del inversor Sunny Central 200 de SMA es de 820V, por lo tanto:

$$\max(N_{ms}) = \text{int} \left[\frac{V_{INV,M}}{V_{OC(0^\circ)}} \right] = \text{int} \left[\frac{820 V}{40,608 V} \right] = \mathbf{20 \text{ modulos en serie maximo}}$$

Ahora calculamos el número mínimo de módulos en serie, para ello contemplamos el caso más desfavorable para la tensión MPP, que sería con una temperatura de operación de la célula de 70°C.

$$V_{MPP(70^\circ C)} = V_{MPP(STC)} \cdot (1 - (25^\circ C - (70^\circ C)) \cdot \beta V_{OC(STC)})$$

El parámetro $\beta V_{OC(STC)}$ del módulo TSM-250 PC/PA05 es, según el fabricante, - 0,32%/°C, por lo tanto:

$$V_{MPP(70^\circ C)} = 30,3 V \cdot (1 - ((-45^\circ C) \cdot (-)0,0032 \frac{\%}{^\circ C})) = 25,936 V$$

La tensión mínima del rango MPPT del inversor Sunny Central 200 de SMA es de 450V, por lo tanto:

$$\min(N_{ms}) = \text{int} \left[\frac{V_{INV,M}}{V_{MPP(70^\circ)}} \right] + 1 = \text{int} \left[\frac{450 \text{ V}}{25,936 \text{ V}} \right] + 1$$

$$= \mathbf{18 \text{ modulos en serie minimo}}$$

Para el cálculo del número de módulos en paralelo aplicamos la siguiente ecuación:

$$N_{NP} = \text{int} \left[\frac{N}{N_{MS}} \right]$$

Como hemos decidido instalar 5 inversores de idéntica potencia, la potencia instalada en módulos fotovoltaicos se dividirá de forma equitativa para cada inversor. Por lo tanto a cada inversor le corresponden los siguientes modulo fotovoltaicos:

$$\text{Modulos}_{\text{inversor}} = \frac{N^{\circ} \text{ modulos total}}{N^{\circ} \text{ inversores total}} = \frac{4600}{5} = 920 \frac{\text{Modulos}}{\text{inversor}}$$

Eligiendo una configuración de 20 módulos en serie, se obtiene un número de ramas en paralelo por cada inversor de:

$$N_{NP} = \text{int} \left[\frac{920}{20} \right] = \mathbf{46 \text{ modulos en paralelo}}$$

Comprobamos que no sobrepasamos la intensidad máxima del inversor Sunny Central 200 de SMA que es de 472 A, siendo la intensidad del módulo en cortocircuito de 8,85 A:

$$N_{mp} \cdot I_{SC,STC} \leq I_{INV,M,DC}$$

$$46 \cdot 8,85A \leq 472A$$

$$\mathbf{407,1 A \leq 472 A \text{ Cumple}}$$

Esto daría una configuración de **20 módulos en serie, con 46 ramas en paralelo**, siendo un total de 4.600 módulos, y una potencia total de **1.150 kWp**.

Esta configuración tendría unos parámetros de tensión e intensidad de entrada al inversor en condiciones STC de:

- **Tensión MPP:** 20 módulos serie · 30,3 V = **606 V**
- **Intensidad MPP:** 46 ramas paralelo · 8,27 A = **380,4 A**

6.4.1.1 Conductores

La agrupación de los strings en la instalación por cada uno de los inversores de 200kW se realizará de la siguiente forma:

- 4 cajas de agrupación de 9 strings cada una
- 1 caja de agrupación de 10 strings

Las longitudes de los cables de cada tramo se asumirán de los siguientes valores:

- String más lejano hasta la caja de agrupación situado a 40 m sobre superficie
- Cajas de agrupación más lejanas situadas a 60 m del inversor sobre superficie
- Cableado en CA de 20 m enterrado

Por lo tanto, el dimensionamiento se realizará en base a estas premisas.

Según un criterio de intensidades máximas admisibles, el cableado de cada rama tendría que soportar una intensidad mínima de:

$$I_{rama} = 1,25 \cdot I_{SC,STC} = 1,25 \cdot 8,85 = 11,06 \text{ A}$$

Según la siguiente tabla:

Figura 18.- Intensidades máximas admisibles conductores de cobre según instalación, AE 0038

Sección mm ²	Tipo de instalación		
	Al aire 60 °C	Sobre superficie	Adyacente a superficies
	A	A	A
1,5	30	29	24
2,5	41	39	33
4	55	52	44
6	70	67	57
10	98	93	79
16	132	125	107
25	176	167	142
35	218	207	176

Para cables instalados sobre superficie, deberíamos de seleccionar un cable de al menos 1,5 mm² según el criterio de intensidades máximas admisibles.

$$I_{rama} \leq I_{cable}$$

$$10,11 \text{ A} \leq 29 \text{ A Cumple}$$

Comprobamos ahora según el criterio de caída de tensión:

Atendiendo al criterio de caída de tensión máxima de un 1,5% según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, aplicamos la siguiente ecuación para calcular la sección mínima para que se cumpla dicho criterio:

$$S_{m,rama} = \frac{2 \cdot L_{rama} \cdot I_{MOD,M,STC}}{\Delta V_{rama} \cdot N_{ms} \cdot V_{MOD,M,STC} \cdot \sigma}$$

$$S_{m,rama} = \frac{2 \cdot 40 \cdot 8,27}{0,015 \cdot 20 \cdot 30,3 \cdot 56} = 1,29 \text{ mm}^2$$

$$1,29 \text{ mm}^2 \leq 1,5 \text{ mm}^2 \text{ Cumple}$$

Por lo tanto, la sección de $1,5 \text{ mm}^2$ seleccionada anteriormente cumple con el criterio de caída de tensión.

Aunque hemos comprobado que con $1,5 \text{ mm}^2$ cumple a criterio de intensidades máximas y caída de tensión, se utilizará una sección de 4 mm^2 para evitar posibles roturas durante el proceso de manipulación e instalación.

Cable DC principal, 9 strings en paralelo hasta el inversor a 60 m

Calculamos la intensidad máxima para las 9 strings en paralelo, cable principal:

$$I_{princ} = 1,25 \cdot I_{SC,STC} \cdot N_{mp} = 1,25 \cdot 9 \cdot 8,85 = 99,56 \text{ A}$$

Según la tabla mostrada anteriormente, y suponiendo el cable instalado sobre superficie, le correspondería una sección de 16 mm^2 .

$$I_{princ} \leq I_{cable}$$

$$\mathbf{99,56 \text{ A} \leq 125 \text{ A Cumple}$$

Atendiendo al criterio de caída de tensión máxima de un 1,5% según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDEA, aplicamos la siguiente ecuación para calcular la sección mínima para que se cumpla dicho criterio:

$$S_{m,princ} = \frac{2 \cdot L_{princ} \cdot N_{mp} \cdot I_{MOD,M,STC}}{\Delta V_{princ} \cdot N_{ms} \cdot V_{MOD,M,STC} \cdot \sigma}$$

$$S_{m,rama} = \frac{2 \cdot 60 \cdot 9 \cdot 8,27}{0,015 \cdot 20 \cdot 30,3 \cdot 56} = 17,54 \text{ mm}^2$$

$$17,54 \text{ mm}^2 \geq 16 \text{ mm}^2 \text{ No Cumple}$$

Por lo tanto, hemos de irnos a una sección superior para cumplir con el criterio de caídas de tensión, en este caso la sección elegida será 25 mm^2 .

Cable DC principal, 10 strings en paralelo hasta el inversor a 60 m

Calculamos la intensidad máxima para las 10 strings en paralelo, cable principal:

$$I_{princ} = 1,25 \cdot I_{SC,STC} \cdot N_{mp} = 1,25 \cdot 9 \cdot 8,85 = 110,62 \text{ A}$$

Según la tabla mostrada anteriormente, y suponiendo el cable instalado sobre superficie, le correspondería una sección de 16 mm^2 .

$$I_{princ} \leq I_{cable}$$

$$\mathbf{110,62 \text{ A} \leq 125 \text{ A Cumple}$$

Atendiendo al criterio de caída de tensión máxima de un 1,5% según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDEA, aplicamos la siguiente ecuación para calcular la sección mínima para que se cumpla dicho criterio:

$$S_{m,princ} = \frac{2 \cdot L_{princ} \cdot N_{mp} \cdot I_{MOD,M,STC}}{\Delta V_{princ} \cdot N_{ms} \cdot V_{MOD,M,STC} \cdot \sigma}$$

$$S_{m,rama} = \frac{2 \cdot 60 \cdot 10 \cdot 8,27}{0,015 \cdot 20 \cdot 30,3 \cdot 56} = 19,49 \text{ mm}^2$$

$$19,49 \text{ mm}^2 \geq 16 \text{ mm}^2 \text{ No Cumple}$$

Por lo tanto, hemos de irnos a una sección superior para cumplir con el criterio de caídas de tensión, en este caso la sección elegida será 25 mm², el cual tiene una intensidad máxima admisible de 167 A por lo que:

$$110,62 \text{ A} \leq 167 \text{ A Cumple}$$

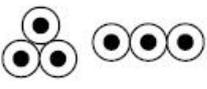
Cableado de CA de 20 m enterrado

Calculamos la intensidad máxima de salida del inversor (289 A según fabricante), cable CA:

$$I_{AC} = 1,25 \cdot I_{INV,AC} = 1,25 \cdot 289 = 361,25 \text{ A}$$

Para cables enterrados se utiliza la siguiente tabla:

Figura 19.- Intensidades máximas admisibles conductores de cobre enterrados, ITC BT 07

SECCIÓN NOMINAL mm ²	Terna de cables unipolares (1) (2)			1 cable tripolar o tetrapolar (3)		
						
	TIPO DE AISLAMIENTO					
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
6	72	70	63	66	64	56
10	96	94	85	88	85	75
16	125	120	110	115	110	97
25	160	155	140	150	140	125
35	190	185	170	180	175	150
50	230	225	200	215	205	180
70	280	270	245	260	250	220
95	335	325	290	310	305	265
120	380	375	335	355	350	305
150	425	415	370	400	390	340
185	480	470	420	450	440	385
240	550	540	485	520	505	445
300	620	610	550	590	565	505
400	705	690	615	665	645	570
500	790	775	685	-	-	-
630	885	870	770	-	-	-

Al ser la zona de actividad volcánica, se va a estimar una temperatura de terreno de hasta 50°C, aplicándole un factor de 0,78 según la siguiente tabla:

Figura 20.- Corrección por temperatura de terreno para instalación enterrada, ITC BT 07

Temperatura de servicio Θ_s (°C)	Temperatura del terreno, Θ_t , en °C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
90	1.11	1.07	1.04	1	0.96	0.92	0.88	0.83	0.78
70	1.15	1.11	1.05	1	0.94	0.88	0.82	0.75	0.67

Según la tabla mostrada anteriormente, y suponiendo el cable enterrado, le correspondería una sección de 185 mm² de conductor con aislamiento XLPE en una terna con conductores unipolares.

$$I_{AC} \leq I_{cable} \cdot 0,78$$

$$361,25 A \leq 480 A \cdot 0,78$$

$$361,25 A \leq 374,4 A \text{ Cumple}$$

Atendiendo al criterio de caída de tensión máxima de un 1,5% según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDEA, aplicamos la siguiente ecuación para calcular la sección mínima para que se cumpla dicho criterio en un inversor trifásico de 400V con cos phi=1:

$$S_{m,AC} = \frac{\sqrt{3} \cdot L_{AC} \cdot I_{INV,AC} \cdot \cos \rho}{\Delta V_{AC} \cdot V_{INV,AC} \cdot \sigma}$$

$$S_{m,rama} = \frac{\sqrt{3} \cdot 20 \cdot 289 \cdot 1}{0,015 \cdot 400 \cdot 56} = 29,79 \text{ mm}^2$$

$$29,79 \text{ mm}^2 \leq 185 \text{ mm}^2 \text{ Cumple}$$

Por lo tanto, la sección de 185 mm² seleccionada anteriormente cumple con el criterio de caída de tensión.

Por lo tanto, las secciones finales de los conductores serán:

Tabla 7.- Resumen secciones conductores

TRAMO	SECCIÓN (mm ²)
Strings	4
Caja String hasta inversor	25
Tramo AC	185

6.4.1.2 Protecciones

En las cajas de string se instalarán fusibles de protección para cada uno de los strings, así como un interruptor para las operaciones de maniobra sobre la caja de string.

Para el cálculo de los fusibles aplicamos el siguiente criterio:

$$1,5 \cdot I_{MOD,SC,STC} \leq I_n \leq 2 \cdot I_{MOD,SC,STC}$$

Fusibles de cada string

Aplicamos la ecuación descrita anteriormente:

$$1,5 \cdot 8,85 \leq I_n \leq 2 \cdot 8,85$$

$$13,275 A \leq I_n \leq 17,7A$$

Por lo que el fusible a instalar ha de ser de **15 A** de intensidad nominal, curva gPV y soportar una tensión de al menos 827 V (1,1 veces la Voc en condiciones STC del string).

En concreto, se utilizará el **fusible 30F15PV de 15 A** de intensidad nominal de la marca SOLARTEC

Comprobamos que está protegiendo al cable de 4 mm² instalado en las ramas.

$$I_n \text{ fusible} \leq I_{\text{maxima cable}}$$

$$15 A \leq 52 A \text{ Cumple}$$

Interruptor principal DC caja 9 strings

Aplicamos el siguiente criterio para la selección del interruptor:

$$I_n \geq 1,25 \cdot I_{\text{princ,DC}}$$

$$I_n = 1,25 \cdot 9 \cdot 8,85 = 99,56A$$

Habría que instalar un interruptor de intensidad nominal superior a 99,56 A, por lo que el interruptor seleccionado **será de 100 A modelo S802PV-M100** de la marca ABB.

La tensión máxima que soporta el interruptor, según el fabricante es de 1200 Vdc, y la tensión máxima que se daría en el sistema sería la Voc a una temperatura de 0°C, por lo tanto, la tensión máxima es:

$$V_{MAX STRING(-10^{\circ}C)} = N_{ms} \cdot V_{MOD,OC,(-10^{\circ}C)} = 20 \cdot 40,608 = 812,16 V$$

Comprobamos que esta tensión es menor que la máxima soportada por el interruptor según el fabricante:

$$V_{MAX\ STRING\ (0^{\circ}C)} \leq V_{MAX\ INTERRUPTOR}$$

$$738,54\ V \leq 1200\ V\ Cumple$$

Interruptor principal DC caja 10 strings

Aplicamos el siguiente criterio para la selección del interruptor:

$$I_n \geq 1,25 \cdot I_{princ,DC}$$

$$I_n = 1,25 \cdot 10 \cdot 8,85 = 110,62\ A$$

Habría que instalar un interruptor de intensidad nominal superior a 110,62 A, por lo que el interruptor seleccionado **será de 125 A modelo S802PV-M125** de la marca ABB.

La tensión máxima que soporta el interruptor, según el fabricante es de 1200 Vdc, y la tensión máxima que se daría en el sistema sería la V_{oc} a una temperatura de 0°C, por lo tanto, la tensión máxima es:

$$V_{MAX\ STRING(-10^{\circ}C)} = N_{ms} \cdot V_{MOD,OC,(-10^{\circ}C)} = 20 \cdot 40,608 = 812,16\ V$$

Comprobamos que esta tensión es menor que la máxima soportada por el interruptor según el fabricante:

$$V_{MAX\ STRING\ (0^{\circ}C)} \leq V_{MAX\ INTERRUPTOR}$$

$$738,54\ V \leq 1200\ V\ Cumple$$

Interruptor principal AC a salida inversor

Aplicamos el siguiente criterio para la selección del interruptor:

$$I_n \geq 1,25 \cdot I_{princ,AC}$$

$$I_n = 1,25 \cdot 289 = 361,25\ A$$

Habría que instalar un interruptor de intensidad nominal superior a 361,25 A, por lo que el interruptor seleccionado **será de 400A modelo OT400E03K** de la marca ABB, con una tensión asignada de operación de 400V.

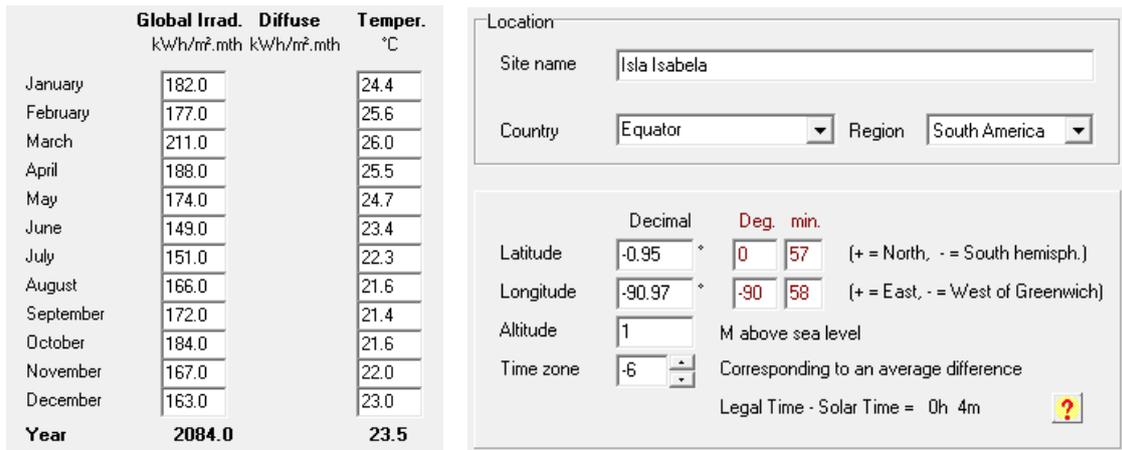
6.4.2 Simulación

6.4.2.1 PVsyst

Procedemos a realizar su simulación en PVsyst con la configuración propuesta.

En primer lugar introducimos los datos del recurso solar estimados:

Figura 21.- Parámetros geográficos, irradiación y temperatura introducidos para la simulación en PVsyst



Para la inclinación de la instalación, al tratarse del ecuador el óptimo se encontraría en 0°, es decir, con el modulo completamente horizontal. Con el fin de mejorar el comportamiento de los módulos de cara a su periodo de Operación y Mantenimiento estos se pondrán a una inclinación de 10°, si bien esta inclinación no es la óptima, se puede considerar la mínima para que los módulos no acumulen suciedad excesiva ya que la inclinación favorece su limpieza en de lluvia y dificulta la adherencia del polvo más que en una superficie horizontal.

Figura 22.- Inclinación óptima para la ubicación del proyecto

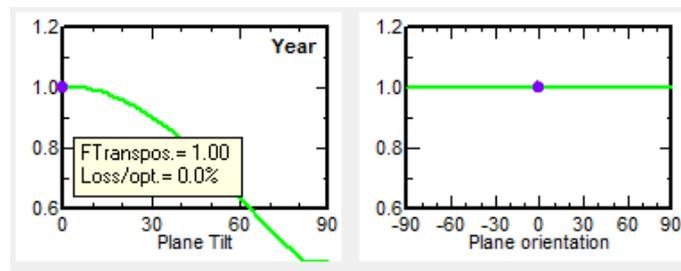
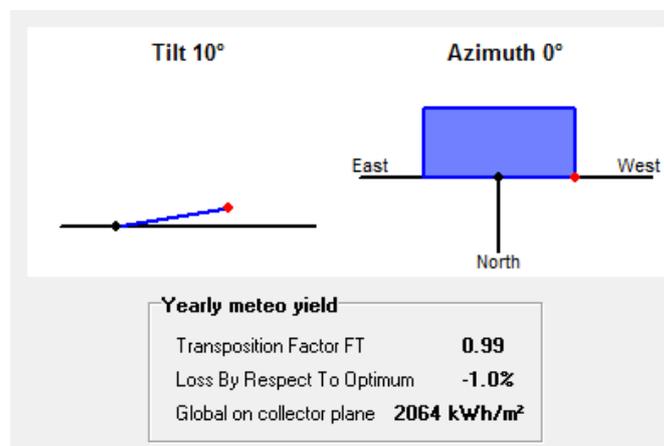
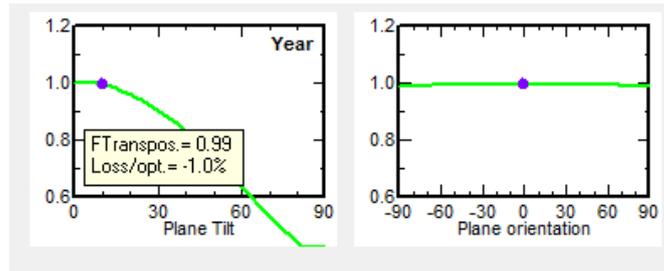


Figura 23.- Inclinación seleccionada para el proyecto





Se obtiene un factor de transposición de un 0,99 lo que significa que estamos perdiendo un 1% de energía incidente respecto a la que obtendríamos si el panel estuviera situado en su inclinación óptima de 0°.

Para estimar las pérdidas por sombreado cercano de una fila de módulos sobre otra, hemos de realizar una implantación tipo para que PVsyst las estime, en este caso hemos considerado una separación entre filas de módulos de 3m.

Figura 24.- Ángulo límite de sombra para una inclinación de 10° y separación de 3 m

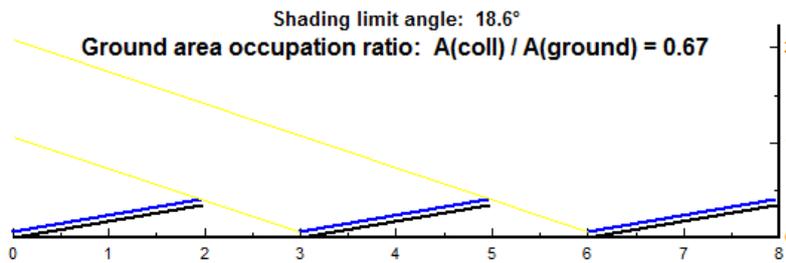
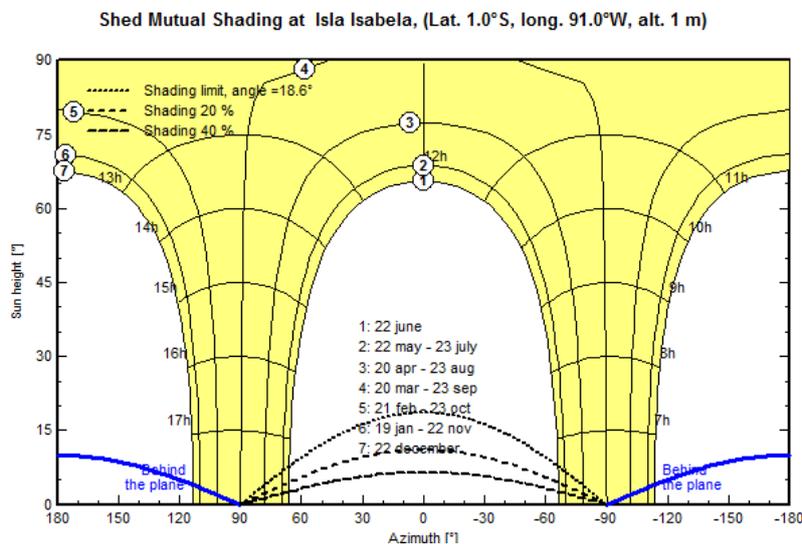


Figura 25.- Horizonte de sombreado con inclinación 10° y separación de 3 m



Procedemos a seleccionar el modulo fotovoltaico en la configuración de la instalación.

Figura 26.- Modelo de módulo TSM-250 PC/PA05 en PVsyst

Model	TSM-250 P05A		Manufacturer	Trina Solar	
File name	Trina_TSM_250_P05A.PAN		Data source	Manufacturer 2012	
Nom. Power (at STC)	250.	Wp	Tol.	0.1	%
			Technology	Si-poly	
Manufacturer specifications or other Measurements					
Reference conditions:	GRef	1000	W/m ²	TRef	25 °C
Short-circuit current	Isc	8.850	A	Open circuit Voc	37.60 V
Max Power Point:	Impp	8.270	A	Vmpp	30.30 V
Temperature coefficient	mulsc	4.2	mA/°C	Nb cells 60 in series	
	or mulsc	0.047	%/°C		
Internal model result tool					
Operating conditions	GOper	1000	W/m ²	TOper	25 °C
Max Power Point:	Pmpp	250.6	W	Temper. coeff.	-0.41 %/°C
	Current Impp	8.28	A	Voltage Vmpp	30.3 V
	Short-circuit current Isc	8.85	A	Open circuit Voc	37.6 V
Efficiency	/ Cells area	N/A	%	/ Module area	15.31 %

Standard NOCT factor

Alternative definition:

NOCT coefficient °C

for "Nominal Operating Collector Temperature"
 Temperature of "free" mounted modules in open circuit, under G=800 W/m², Tamb=20°C, Wind=1 m/s.

Igualmente seleccionamos el tipo y modelo de inversor:

Figura 27.- Modelo de inversor Sunny Central 200 en PVsyst

Model	Sunny Central 200		Manufacturer	SMA	
File name	SMA_Central200.OND		Data source	Manufacturer 2010	
Input side (DC PV field)					
Minimum MPP Voltage	450	V			
Min. Voltage for PNom	450	V			
Nominal MPP Voltage	500	V			
Maximum MPP Voltage	820	V			
Absolute max. PV Voltage	880	V			
Power Threshold	1000.0	W			
Contractual specifications, without real physical meaning ? Required					
Nominal PV Power	210	kW			
Maximum PV Power	230	kW			<input type="checkbox"/>
Maximum PV Current	472	A			<input type="checkbox"/>
Output side (AC grid)					
Type	<input type="radio"/> Monophased <input checked="" type="radio"/> Triphased <input type="radio"/> Biphased		Frequency	<input checked="" type="checkbox"/> 50 Hz <input checked="" type="checkbox"/> 60 Hz	
Grid Voltage	400	V			
Nominal AC Power	200	kW			
Maximum AC Power	200	kW			
Nominal AC current	289	A			<input checked="" type="checkbox"/>
Maximum AC current	289	A			<input checked="" type="checkbox"/>
Efficiency					
Maximum efficiency	95.7	%			
EURO efficiency	94.5	%			?
<input type="checkbox"/> Efficiency defined for 3 voltages					

Procedemos a configurar el número de módulos en serie y en paralelo que hemos definido anteriormente, quedando:

Figura 28.- Configuración instalación en PVsyst

Select the PV module

Sort modules: Power Technology Manufacturer | All modules

250 Wp 26V Si-poly TSM-250 P05A Trina Solar Manufacturer 20

Sizing voltages: $V_{mpp}(60^{\circ}C)$ **26.0 V**
 $V_{oc}(0^{\circ}C)$ **41.1 V**

Select the inverter

Sort inverters by: Power Voltage (max) Manufacturer | All inverters

200 kW 450 - 820 V 50/60 Hz Sunny Central 200 SMA

Nb. of inverters: 1 | Operating Voltage: **450-820 V** | Global Inverter's power: **200 kWac**
 Input maximum voltage: **880 V**

Design the array

Number of modules and strings

Mod. in series: 20 | should be between 18 and 21
 Nbre strings: 46

Overload loss: 0.1 % | P_{nom} ratio: 1.15 | Show sizing

Nb. modules: 920 | **Area: 1506 m²**

Operating conditions

$V_{mpp}(60^{\circ}C)$: 519 V
 $V_{mpp}(20^{\circ}C)$: 623 V
 $V_{oc}(0^{\circ}C)$: 823 V

Plane irradiance: **1000 W/m²** | Max. in data | STC
 $I_{mpp}(STC)$: 379 A | Max. operating power: **207 kW**
 $I_{sc}(STC)$: 409 A | at 1000 W/m² and 50°C
 $I_{sc}(at STC)$: 404 A | **Array nom. Power (STC): 230 kWp**

Definimos otros factores de la instalación:

Figura 29.- Estimación de pérdidas en el sistema PVsyst

DC circuit: ohmic losses for the array

Global wiring resistance: 24.2 mOhm | Calculated
 or in loss fraction at STC: 1.5 % | Default
 Voltage Drop across series diode: 0.0 V | Default

Mismatch Losses

Power Loss at MPP: 2.0 % | default
 Loss when running at fixed voltage: 4.0 % |
 Not relevant when MPPT operation

Yearly soiling loss factor

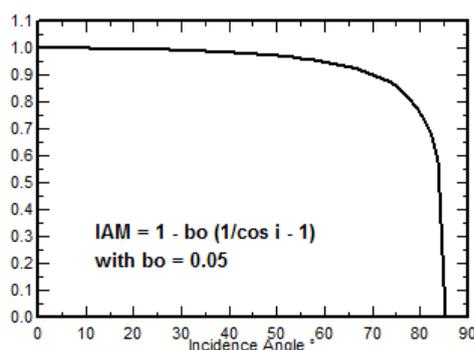
Yearly loss factor: 2.0 % | Default

Incidence Angle effect

ASHRAE Model: $b_0 = 0.05$ | default
 User defined profile |

Los valores de pérdidas en DC y mismatch se han utilizados los que recomienda el software como estándares, la suciedad la hemos estimado en un 2% pues no es una zona con contaminación o polvo y las perdidas IAM se ha optado por la aplicación del Modelo propuesto por ASHARE (American Society of Heating, Refrigerating, and Air-Conditioning Engineers), el cual estima un parámetro por el cual el efecto del ángulo de incidencia varía según la siguiente forma:

Figura 30.- Parámetro IAM en función del Angulo de incidencia



Tras introducir todos estos datos obtenemos los siguientes resultados de la simulación en PVsyst:

PVSYST V5.74	Roberto Calvo Garcia	25/07/15	Page 1/3
Grid-Connected System: Simulation parameters			
Project :	Isla Isabela		
Geographical Site	Isla Isabela	Country	Equator
Situation	Latitude	1.0°S	Longitude 91.0°W
Time defined as	Legal Time	Time zone UT-6	Altitude 1 m
	Albedo	0.20	
Meteo data :	Isla Isabela, Synthetic Hourly data		
Simulation variant :	fija 10°		
	Simulation date	25/07/15 11h38	
Simulation parameters			
Collector Plane Orientation	Tilt	10°	Azimuth 0°
Horizon	Free Horizon		
Near Shadings	Linear shadings		
PV Array Characteristics			
PV module	Si-poly	Model	TSM-250 P05A
	Manufacturer	Trina Solar	
Number of PV modules	In series	20 modules	In parallel 46 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	920	Unit Nom. Power 250 Wp
Array global power	Nominal (STC)	230 kWp	At operating cond. 207 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	546 V	I mpp 379 A
Total area	Module area	1506 m²	
Inverter			
	Model	Sunny Central 200	
	Manufacturer	SMA	
Characteristics	Operating Voltage	450-820 V	Unit Nom. Power 200 kW AC
PV Array loss factors			
Thermal Loss factor	Uc (const)	28.8 W/m²K	Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m², Tamb=20°C, Wind=1 m/s.)			NOCT 45 °C
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	25 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC
Array Soiling Losses			Loss Fraction 2.0 %
Module Quality Loss			Loss Fraction 0.1 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction 2.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM = 1 - bo (1/cos i - 1)		bo Parameter 0.05
System loss factors			
Wiring Ohmic Loss	Wires	49 m 3x240 mm²	Loss Fraction 0.6 % at STC
User's needs :	Unlimited load (grid)		

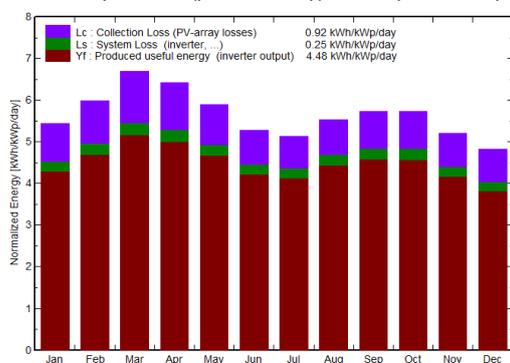
Grid-Connected System: Main results

Project : Isla Isabela
Simulation variant : fija 10°

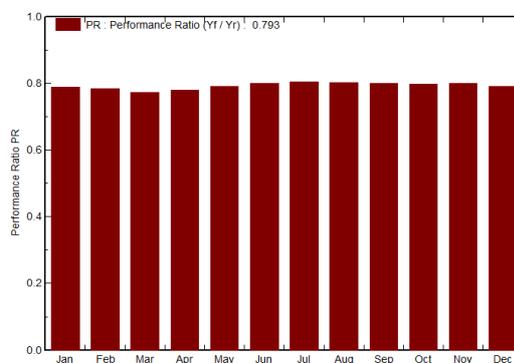
Main system parameters	System type Grid-Connected	
Near Shadings	Linear shadings	
PV Field Orientation	tilt 10°	azimuth 0°
PV modules	Model TSM-250 P05A	Pnom 250 Wp
PV Array	Nb. of modules 920	Pnom total 230 kWp
Inverter	Model Sunny Central 200	Pnom 200 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)	

Main simulation results
 System Production **Produced Energy 376.3 MWh/year** Specific prod. 1636 kWh/kWp/year
 Performance Ratio PR **79.3 %**

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 230 kWp



Performance Ratio PR



fija 10°

Balances and main results

	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	%	%
January	182.0	24.40	168.4	161.3	32.34	30.62	12.75	12.07
February	177.0	25.60	167.8	161.4	31.98	30.30	12.66	11.99
March	211.0	26.00	207.4	200.5	38.97	36.86	12.47	11.80
April	188.0	25.50	192.5	186.3	36.54	34.57	12.60	11.92
May	174.0	24.70	182.9	176.4	35.20	33.33	12.78	12.10
June	149.0	23.40	158.3	152.5	30.78	29.13	12.91	12.22
July	151.0	22.30	159.3	153.5	31.15	29.48	12.99	12.29
August	166.0	21.60	171.3	165.2	33.45	31.66	12.97	12.27
September	172.0	21.40	171.8	165.7	33.46	31.66	12.94	12.24
October	184.0	21.60	177.5	170.5	34.47	32.64	12.89	12.21
November	167.0	22.00	156.3	149.8	30.43	28.81	12.93	12.24
December	163.0	23.00	149.5	142.8	28.84	27.27	12.81	12.11
Year	2084.0	23.45	2063.2	1985.9	397.61	376.31	12.80	12.11

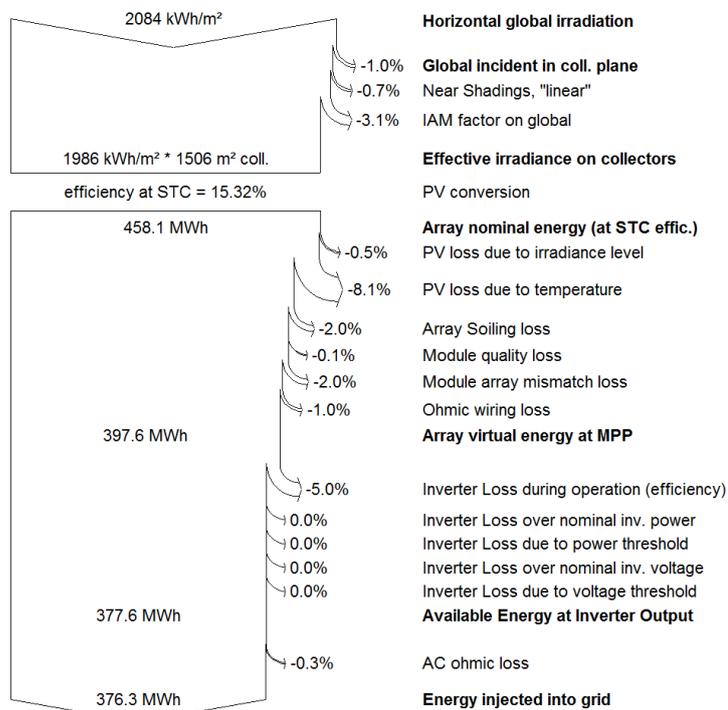
Legends:	GlobHor	Horizontal global irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
	T Amb	Ambient Temperature	E_Grid	Energy injected into grid
	GlobInc	Global incident in coll. plane	EffArrR	Effic. Eout array / rough area
	GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EffSysR	Effic. Eout system / rough area

Grid-Connected System: Loss diagram

Project : Isla Isabela
Simulation variant : fija 10°

Main system parameters	System type	Grid-Connected		
Near Shadings	Linear shadings			
PV Field Orientation	tilt	10°	azimuth	0°
PV modules	Model	TSM-250 P05A	Pnom	250 Wp
PV Array	Nb. of modules	920	Pnom total	230 kWp
Inverter	Model	Sunny Central 200	Pnom	200 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Loss diagram over the whole year



A partir de la simulación de PVsyst podemos obtener el rendimiento del sistema, parámetro que utilizaremos para introducirlo en la simulación del software HOMER Energy.

Según PVsyst, el PR del sistema es del **79,3 %**.

6.5 Sistema de Hibridación con baterías

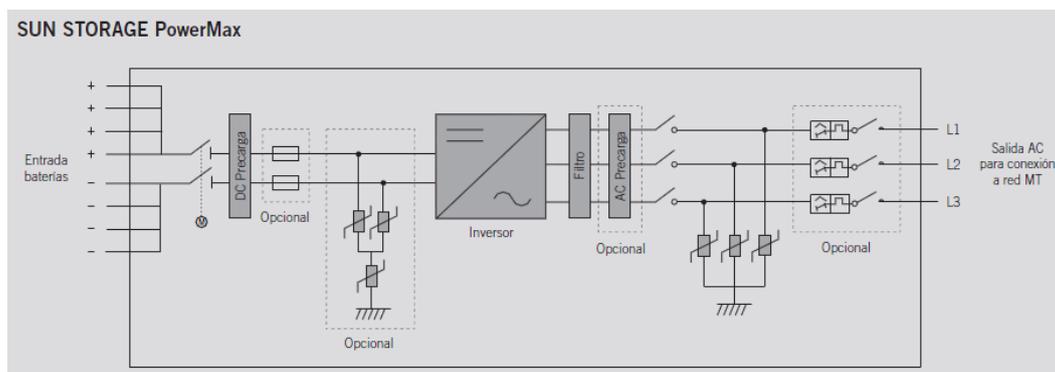
6.5.1 Dimensionamiento

Para las baterías, se pretende utilizar un inversor-cargador reversible trifásico de 1000 kW de potencia de la marca INGETEAM, modelo 1000TL B400 DCAC Indoor, el cual tiene las siguientes características:

Figura 31.- Características equipo Inversor-Cargador 1000TL B400 DCAC de Ingeteam

1000TL B400 DCAC Indoor	
Baterías (DC)	
Potencia nominal	≥ 1.030 kW
Rango de tensión en modo aislado	580 - 820 V
Rango de tensión para modos de funcionamiento en conexión a red ¹⁾	638 - 820 V
Tensión máxima ²⁾	1.050 V
Corriente máxima	2.000 A
Número de entrada	8
Tipo de batería	Lead, Ni-Cd, Li-ion
Valores de Salida (AC)	
Potencia nominal (@ 50 °C)	1.000 kVA
Potencia máxima (@ 30 °C)	1.108 kVA
Corriente máxima	1.600 A
Tensión nominal	400 V
Frecuencia	50 / 60 Hz
Rendimiento	
Eficiencia máxima	98,9%
Datos generales	
Aislamiento galvánico	No
Refrigeración por aire	8.000 m ³ /h
Consumo en stand-by	60 W
Temperatura en funcionamiento	-20 °C a +65 °C
Humedad relativa (sin condensación)	0 - 95%
Altitud máxima ³⁾	3.000
Grado de protección	IP20
Grado de protección de la electrónica	IP64
Peso	1.860 kg

Figura 32.- Esquema unifilar equipo Inversor-Cargador 1000TL B400 DCAC de Ingeteam



Por lo tanto, nuestras baterías deben de operar en un rango entre 638-820 V, se ha optado por poner una tensión en baterías de 660 V.

Las baterías empleadas son del fabricante HOPPECKE, modelo 20 OPzS 2500, con las siguientes características:

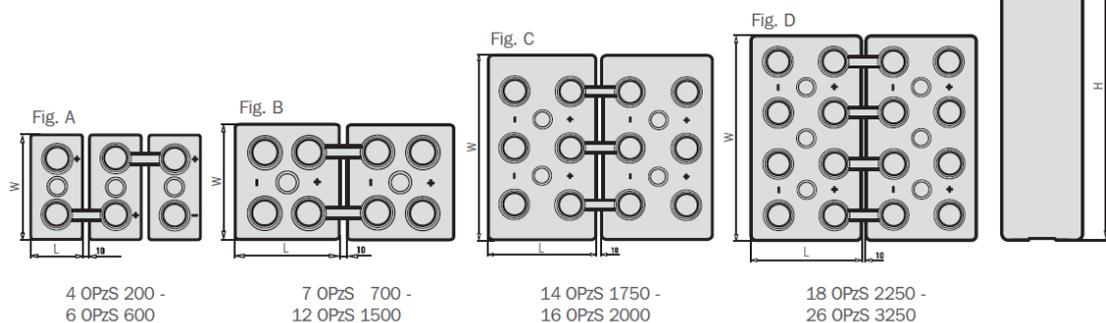
Figura 33.- Ficha fabricante baterías HOPPECKE

Type	$C_{nom}/1.80$ V Ah	$C_{10}/1.80$ V Ah	$C_5/1.77$ V Ah	$C_3/1.75$ V Ah	$C_1/1.67$ V Ah	max.* Weight kg	Weight electrolyte kg (1.24 kg/l)	max.* Length L mm	max.* Width W mm	max.* Height H mm	Fig.
4 OPzS 200	200	213	182	161	118	17.3	4.5	105	208	420	A
5 OPzS 250	250	266	227	201	147	21.0	5.6	126	208	420	A
6 OPzS 300	300	320	273	241	177	24.9	6.7	147	208	420	A
5 OPzS 350	350	390	345	303	217	29.3	8.5	126	208	535	A
6 OPzS 420	420	468	414	363	261	34.4	10.1	147	208	535	A
7 OPzS 490	490	546	483	426	304	39.5	11.7	168	208	535	A
6 OPzS 600	600	686	590	510	353	46.1	13.3	147	208	710	A
7 OPzS 700	700	801	691	596	411	59.1	16.7	215	193	710	B
8 OPzS 800	800	915	790	681	470	63.1	17.3	215	193	710	B
9 OPzS 900	900	1026	887	767	529	72.4	20.5	215	235	710	B
10 OPzS 1000	1000	1140	985	852	588	76.4	21.1	215	235	710	B
11 OPzS 1100	1100	1256	1086	938	647	86.6	25.2	215	277	710	B
12 OPzS 1200	1200	1370	1185	1023	706	90.6	25.8	215	277	710	B
12 OPzS 1500	1500	1610	1400	1197	784	110.4	32.7	215	277	855	B
14 OPzS 1750	1750	1881	1632	1397	914	142.3	46.2	215	400	815	C
15 OPzS 1875	1875	2016	1748	1496	980	146.6	46.7	215	400	815	C
16 OPzS 2000	2000	2150	1865	1596	1045	150.9	45.9	215	400	815	C
18 OPzS 2250	2250	2412	2097	1796	1176	179.1	56.4	215	490	815	D
18 OPzS 2375	2375	2546	2213	1885	1242	182.3	55.6	215	490	815	D
20 OPzS 2500	2500	2680	2330	1995	1307	187.3	55.7	215	490	815	D
22 OPzS 2750	2750	2952	2562	2195	1437	212.5	67.0	215	580	815	D
23 OPzS 2875	2875	3086	2678	2294	1503	216.8	65.9	215	580	815	D
24 OPzS 3000	3000	3220	2795	2394	1568	221.2	66.4	215	580	815	D
26 OPzS 3250	3250	3488	3028	2594	1699	229.6	65.4	215	580	815	D

C_{nom} = nominal capacity at 10 h discharge according to DIN 40736-1

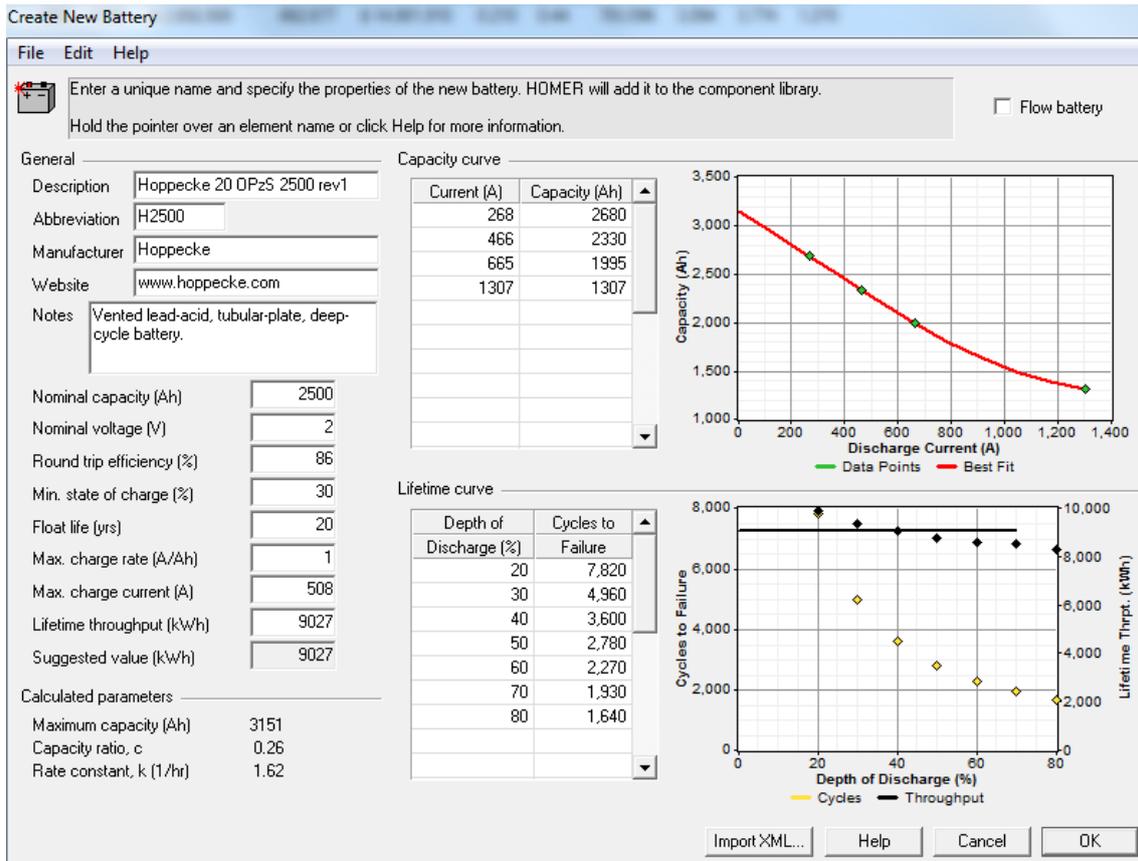
C_{10} , C_5 , C_3 and C_1 = Capacity at 10 h, 5 h, 3 h and 1 h discharge

* according to DIN 40736-1 data to be understood as maximum values



Se han de ajustar los valores en HOMER Energy de los parámetros C_1 , C_3 , C_5 y C_{10} , pues difieren un poco respecto a los que vienen de serie en el programa, quedando de la siguiente forma:

Figura 34.- Datos de la batería del software HOMER Energy ajustados



Cada batería tiene una tensión de 2 V, por lo que hemos colocado 330 baterías en serie para alcanzar los 660 V.

$$V_{sistema\ bat.} = N_{bat.\ serie} \cdot V_{bateria} = 330 \cdot 2(V) = 660 V$$

Para alcanzar la capacidad almacenada requerida de al menos 3,3 MWh, y sabiendo que cada batería tiene una capacidad de 5 kWh, hemos de instalar al menos la siguiente cantidad de baterías:

$$N_{min\ total\ bat.} = \frac{E_{req.sistema}}{E_{bat.}} = \frac{3.300(kWh)}{5 (kWh)} = 660\ baterias$$

Como hemos de conectar 330 baterías en serie para alcanzar la tensión de operación de 660V, hemos de conectar en paralelo el número necesario de bloques de 330 baterías hasta alcanzar la energía mínima requerida:

$$N_{grupos\ paralelo} = \frac{N_{min\ total\ bat.}}{N_{baterias\ serie}} = \frac{660}{330} = 2\ paralelos$$

Por lo tanto, hemos de instalar en paralelo 2 grupos de 330 baterías en serie, lo que daría una capacidad de almacenamiento total de:

$$E_{sist.bat.} = N_{grupos\ paralelos} \cdot N_{bat.\ serie} \cdot E_{bat.} = 2 \cdot 330 \cdot 5(kWh) = 3.300\ kWh$$

La agrupación de las baterías hacia el inversor-cargador se hará de la siguiente forma:

- 2 grupos de 330 baterías en serie, cada uno de ellos conectado a una de las 8 entradas disponibles del inversor-cargador

6.5.1.1 Conductores

La instalación estará configurada de la siguiente forma

- Circuito individual DC desde las baterías hasta el embarrado DC del Inversor-Cargador
- Circuitos individuales en AC de salida de cada inversor-cargador, 25 m enterrado

Circuito individual desde las baterías al embarrado de DC del inversor-cargador, 15 m enterrado

Según un criterio de intensidades máximas admisibles, el cableado proveniente de las baterías tendría que soportar una intensidad mínima de:

$$I_{bateria} = 1,25 \cdot I_{max,C1}$$

Se supondrá la intensidad máxima de este circuito como la intensidad máxima a las que la batería puede descargarse en C1, que será de 1.307A.

Por lo tanto:

$$I_{bateria} = 1,25 \cdot I_{max,C1}$$

$$I_{bateria} = 1,25 \cdot 1.307 = 1.633A$$

Figura 35.- Intensidades máximas admisibles conductores de cobre enterrados, ITC BT 07

SECCIÓN NOMINAL mm ²	Terna de cables unipolares (1) (2)			1 cable tripolar o tetrapolar (3)		
						
	TIPO DE AISLAMIENTO					
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
6	72	70	63	66	64	56
10	96	94	85	88	85	75
16	125	120	110	115	110	97
25	160	155	140	150	140	125
35	190	185	170	180	175	150
50	230	225	200	215	205	180
70	280	270	245	260	250	220
95	335	325	290	310	305	265
120	380	375	335	355	350	305
150	425	415	370	400	390	340
185	480	470	420	450	440	385
240	550	540	485	520	505	445
300	620	610	550	590	565	505
400	705	690	615	665	645	570
500	790	775	685	-	-	-
630	885	870	770	-	-	-

Al ser la zona de actividad volcánica, se va a estimar una temperatura de terreno de hasta 50°C, aplicándole un factor de 0,78 según la siguiente tabla:

Figura 36.- Corrección por temperatura de terreno para instalación enterrada, ITC BT 07

Temperatura de servicio Θ_s (°C)	Temperatura del terreno, Θ_t , en °C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
90	1.11	1.07	1.04	1	0.96	0.92	0.88	0.83	0.78
70	1.15	1.11	1.05	1	0.94	0.88	0.82	0.75	0.67

Según la tabla mostrada anteriormente, y suponiendo el cable enterrado, le correspondería una sección de $>630 \text{ mm}^2$ de conductor con aislamiento XLPE.

Por lo tanto, se optará por seleccionar una sección menor, y poner varios conductores por cada fase, por lo tanto se instalarán 4 conductores de 240 mm^2 por cada fase, quedando una configuración de $4(2 \times 1 \times 240 \text{ mm}^2)$,

$$I_{bateria} \leq I_{cable} \cdot 0,78$$

$$1.633 \text{ A} \leq 4 \cdot 550 \text{ A} \cdot 0,78$$

$$1.633 \text{ A} \leq 1.716 \text{ A} \text{ Cumple}$$

Atendiendo al criterio de caída de tensión máxima de un 1,5% según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE y con una tensión de 660V, aplicamos la siguiente ecuación para calcular la sección mínima para que se cumpla dicho criterio:

$$S_{m,princ} = \frac{2 \cdot L_{princ} \cdot I_{bateria}}{\Delta V_{princ} \cdot V_{bateria} \cdot \sigma}$$

$$S_{m,rama} = \frac{2 \cdot 15 \cdot 1.307}{0,015 \cdot 660 \cdot 56} = 70,72 \text{ mm}^2$$

$$70,72 \text{ mm}^2 \leq 960(4 \times 240) \text{ mm}^2 \text{ Cumple}$$

Circuitos individuales en AC de salida de cada inversor-cargador, 25 m enterrado

Calculamos la intensidad máxima de salida del cada inversor-cargador 1000TL B400 DCAC (1600 A según fabricante), cable CA:

$$I_{AC} = 1,25 \cdot I_{INV-CARG,AC} = 1,25 \cdot 1600 = 2000 \text{ A}$$

Para cables enterrados se utiliza la siguiente tabla:

Figura 37.- Intensidades máximas admisibles conductores de cobre enterrados, ITC BT 07

SECCIÓN NOMINAL mm ²	Terna de cables unipolares (1) (2)			1 cable tripolar o tetrapolar (3)		
						
	TIPO DE AISLAMIENTO					
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
6	72	70	63	66	64	56
10	96	94	85	88	85	75
16	125	120	110	115	110	97
25	160	155	140	150	140	125
35	190	185	170	180	175	150
50	230	225	200	215	205	180
70	280	270	245	260	250	220
95	335	325	290	310	305	265
120	380	375	335	355	350	305
150	425	415	370	400	390	340
185	480	470	420	450	440	385
240	550	540	485	520	505	445
300	620	610	550	590	565	505
400	705	690	615	665	645	570
500	790	775	685	-	-	-
630	885	870	770	-	-	-

Al ser la zona de actividad volcánica, se va a estimar una temperatura de terreno de hasta 50°C, aplicándole un factor de 0,78 según la siguiente tabla:

Figura 38.- Corrección por temperatura de terreno para instalación enterrada, ITC BT 07

Temperatura de servicio Θ_s (°C)	Temperatura del terreno, Θ_t , en °C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
90	1.11	1.07	1.04	1	0.96	0.92	0.88	0.83	0.78
70	1.15	1.11	1.05	1	0.94	0.88	0.82	0.75	0.67

Según la tabla mostrada anteriormente, y suponiendo el cable enterrado, le correspondería una sección de >630 mm² de conductor con aislamiento XLPE.

Por lo tanto, se optará por seleccionar una sección menor, y poner varios conductores por cada fase, por lo tanto se instalarán 5 conductores de 240mm² por cada fase, quedando una configuración de 5(3x1x240mm²),

$$I_{AC} \leq I_{cable} \cdot 0,78$$

$$2.000 A \leq 5 \cdot 550 A \cdot 0,78$$

$$2.000 A \leq 2.145 A \text{ Cumple}$$

Atendiendo al criterio de caída de tensión máxima de un 1,5% según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, aplicamos la siguiente ecuación para calcular la

sección mínima para que se cumpla dicho criterio en un inversor trifásico de 400V con $\cos\phi=1$:

$$S_{m,AC} = \frac{\sqrt{3} \cdot L_{AC} \cdot I_{INV,AC} \cdot \cos\rho}{\Delta V_{AC} \cdot V_{INV,AC} \cdot \sigma}$$

$$S_{m,rama} = \frac{\sqrt{3} \cdot 25 \cdot 1.600 \cdot 1}{0,015 \cdot 400 \cdot 56} = 206,2 \text{ mm}^2$$

$$206,2 \text{ mm}^2 \leq 1.200(5 \times 240) \text{ mm}^2 \text{ Cumple}$$

Por lo tanto, las secciones finales de los conductores serán:

Tabla 8.- Tabla resumen secciones conductores

TRAMO	SECCIÓN (mm ²)
Baterías a embarrado BT en DC	240
Tramo AC a salida inversor-cargador	240

6.5.1.2 Protecciones

Se instalarán fusibles en el lado de BT en DC para proteger cada uno de los dos ramales que derivan hacia las baterías.

Para el cálculo de los fusibles aplicamos el siguiente criterio:

$$I_{nominal \text{ inst.}} \leq I_{nominal \text{ fusible}} \leq I_{max.cable}$$

Aplicamos la ecuación descrita anteriormente:

$$1.307 \text{ A} \leq 1.600 (4 \times 400) \text{ A} \leq 2.145 \text{ A, Cumpliria}$$

Además, se ha de cumplir:

$$I_{fusion} \leq 1,45 I_{max.cable}$$

Para fusibles de intensidad nominal $\leq 400\text{A}$, la intensidad de fusión es 1,6 veces la intensidad nominal, por lo tanto:

$$1.600 \cdot 1,6 \text{ A} \leq 1,45 \cdot 2.145 \text{ A}$$

$$2.560 \text{ A} \leq 3.110 \text{ A, Cumpliria}$$

Por lo que se instalarán 4 fusibles en paralelo de **400 A** de intensidad nominal cada uno para alcanzar una intensidad total de 1.600A.

En concreto, se utilizará el **fusible 541PV de 400 A** de intensidad nominal de la marca SOLARTEC y del tipo NH.

Como dispositivos de Maniobra se emplearan los incluidos en el equipo Inversor-Cargador 1000TL B400 DCAC de Ingeteam, que incluye seccioandor a la entrada en DC e interruptor automatico en la salida AC.

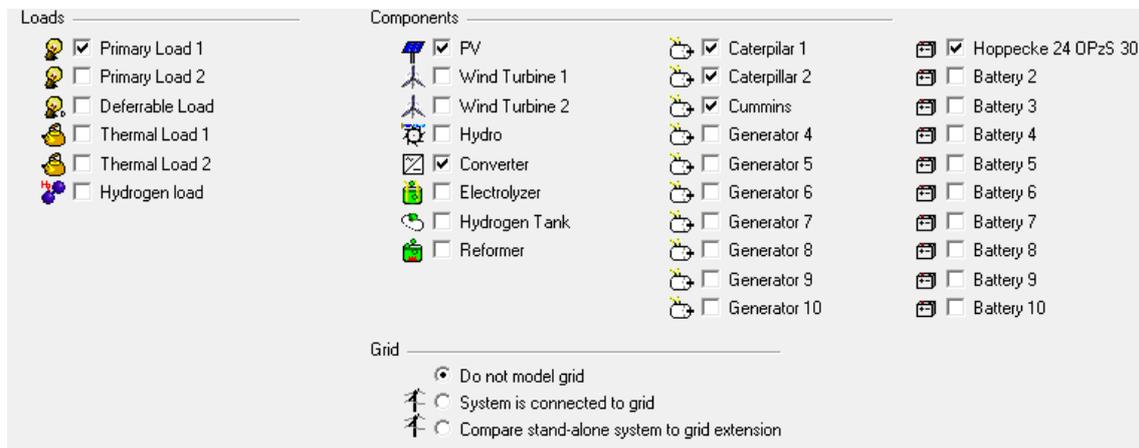
6.5.2 Simulación

6.5.2.1 HOMER Energy

A continuación procedemos a realizar la simulación el HOMER Energy, para ello hemos de definir inicialmente los elementos de nuestro sistema, el cual está compuesto por:

- 3 generadores diesel existentes
- Instalación fotovoltaica
- Baterías de almacenamiento
- Cargas de consumo de la isla

Figura 39.- Definición de fuentes en HOMER Energy



Inicialmente solo definiremos los parámetros técnicos del sistema, los parámetros económicos se definirán más adelante.

En cuanto a la definición del sistema FV en Homer, lo definimos como un sistema conectado directamente en AC y le añadimos un rendimiento (derating factor) a partir de la simulación realizada en PVsyst.

El Derating Factor en el software HOMER se estima como un valor constante y no tiene en cuenta las variaciones en función de la temperatura (para lo que HOMER usa otra opción de simulación), por lo tanto, extraemos del PR calculado de PVsyst la influencia de la temperatura y ponemos este PR sin temperatura como Derating Factor.

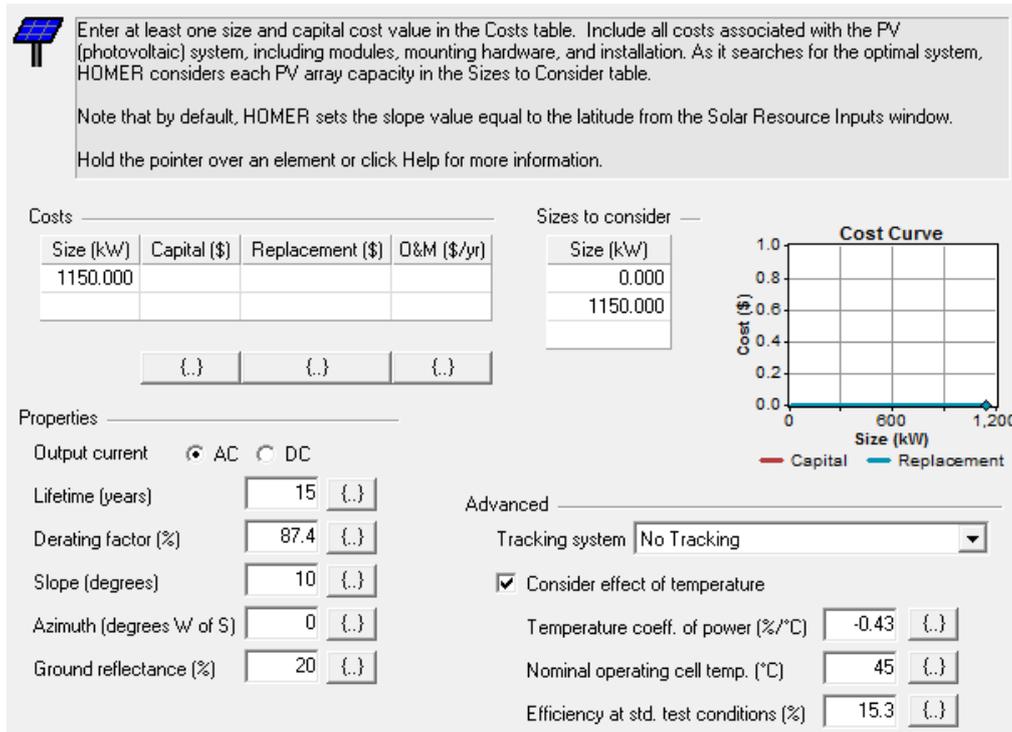
De un 79,3% de PR que es el parámetro que hemos calculado anteriormente con PVsyst, observamos en el informe de la simulación que un -8,1% corresponde a perdidas por temperatura, por lo tanto el PR sin la influencia de la temperatura será:

$$PR_{\text{sin temp.}} = PR - \text{Perd.}_{\text{temp}} = 79,3 - (-8,1) = 87,4\%$$

De esta forma podremos introducir un Derating Factor en HOMER Energy de un 87,4% y simular también la influencia de la temperatura en las opciones avanzadas, de esta forma se podrá simular el comportamiento de la instalación fotovoltaica en base a parámetros de eficiencia de la configuración y emplazamiento real propuesto.

Los parámetros introducidos quedarían de la siguiente forma:

Figura 40.- Definición de la instalación FV en HOMER Energy



Donde se obtienen de la ficha del fabricante los siguientes parámetros:

- Coeficiente de temperatura (-0,43%/°C)
- Temperatura de Operación Nominal de la Célula (45°C)
- Eficiencia en STC (15,3%)

Introducimos los parámetros de los 3 grupos diesel existentes en la Isla Isabela, los cuales se han definido anteriormente:

- 1 Grupo Cartepillar de 386 kW
- 1 Grupo Cartepillar de 248 kW
- 1 Grupo Cummins de 252 kW

Figura 41.- Grupos diesel existentes en Isla Isabela

Size (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/hr)
386.600	0	0	0.000

Size (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/hr)
248.000	0	0	0.000

Size (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/hr)
252.000	0	0	0.000

El sistema de baterías en el software HOMER quedaría configurado de la siguiente manera:

Figura 42.- Configuración baterías en Software HOMER Energy

Choose a battery type and enter at least one quantity and capital cost value in the Costs table. Include all costs associated with the battery bank, such as mounting hardware, installation, and labor. As it searches for the optimal system, HOMER considers each quantity in the Sizes to Consider table.

Hold the pointer over an element or click Help for more information.

Battery type: **Hoppecke 20 OPzS 2500 re** Details... New... Delete

Battery properties:

- Manufacturer: Hoppecke
- Website: www.hoppecke.com
- Nominal voltage: 2 V
- Nominal capacity: 2,500 Ah (5 kWh)
- Lifetime throughput: 9,035 kWh

Quantity	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/yr)
1	0	0	0.00

Sizes to consider: Strings: 2

Advanced:

- Batteries per string: 330 (660 V bus)
- Minimum battery life (yr): 4

Help Cancel OK

Se incluye también en la configuración un convertidor, que en este caso será el equipo inversor-cargador 1000TL B400 DCAC de Ingeteam, que actuaría como cargador y descargador de las baterías con una potencia de 1000 kW con una eficiencia máxima del 98,9% según la ficha del fabricante.

En el software HOMER lo introducimos de la siguiente forma:

Figura 43.- Configuración de Convertidor en Software HOMER Energy

A converter is required for systems in which DC components serve an AC load or vice-versa. A converter can be an inverter (DC to AC), rectifier (AC to DC), or both.

Enter at least one size and capital cost value in the Costs table. Include all costs associated with the converter, such as hardware and labor. As it searches for the optimal system, HOMER considers each converter capacity in the Sizes to Consider table. Note that all references to converter size or capacity refer to inverter capacity.

Hold the pointer over an element or click Help for more information.

Costs

Size (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	D&M (\$/yr)
1000.000	0	0	0

Sizes to consider

Size (kW)
0.000
1000.000

Inverter inputs

Lifetime (years)

Efficiency (%)

Inverter can operate simultaneously with an AC generator

Rectifier inputs

Capacity relative to inverter (%)

Efficiency (%)

Cost Curve

A continuación definimos la carga del sistema, introduciendo el perfil horario de consumo de un día tipo para cada mes que se ha calculado en base a los datos obtenidos para la isla Isabela en apartados anteriores. Se introducen los perfiles de carga horario de cada uno de los meses del año.

Figura 44.- Definición de perfil de carga horario en HOMER Energy, mes de Enero.

Label **Primary Load 1** Load type: AC DC Data source: Enter daily profile(s) Import time series data file

Baseline data

Month Day type

Hour	Load (kW)
00:00 - 01:00	427.000
01:00 - 02:00	324.000
02:00 - 03:00	331.000
03:00 - 04:00	322.000
04:00 - 05:00	316.000
05:00 - 06:00	318.000
06:00 - 07:00	316.000
07:00 - 08:00	327.000
08:00 - 09:00	358.000
09:00 - 10:00	350.000
10:00 - 11:00	429.000
11:00 - 12:00	473.000

Daily Profile

DMap

Seasonal Profile

Random variability

Day-to-day %

Time-step-to-time-step %

Scaled annual average (kWh/d)

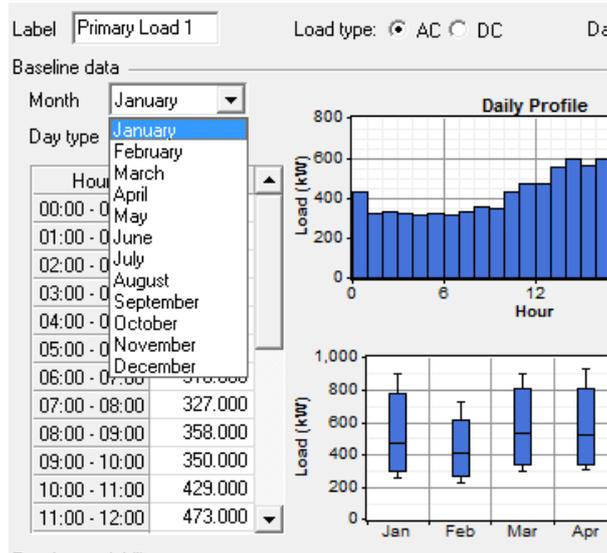
	Baseline	Scaled
Average (kWh/d)	10,336	10,535
Average (kW)	431	439
Peak (kW)	925	943
Load factor	0.466	0.466

Efficiency Inputs...

Se han introducido los promedios horarios para un día tipo de cada mes, añadiendo una variabilidad diaria de un 5% sobre el perfil, y una variabilidad horaria de un 5%, con un diario de 10.535 kWh que se estimó inicialmente.

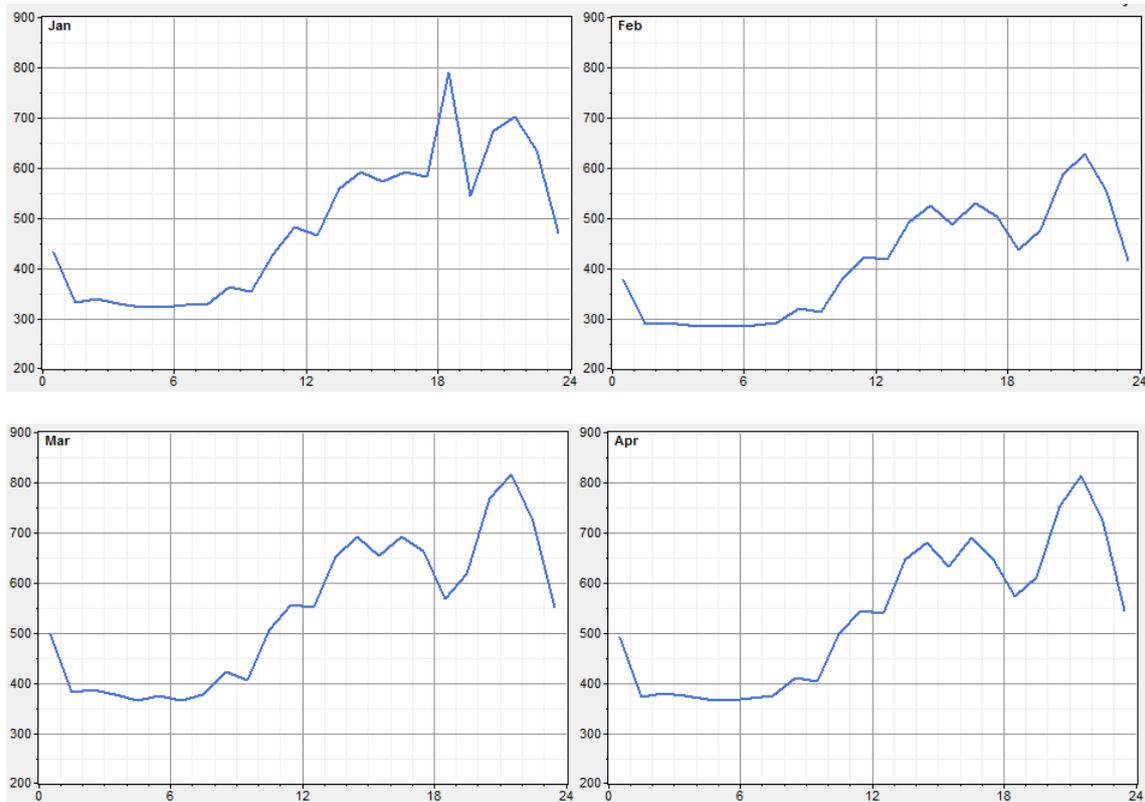
Se repite este procedimiento introduciendo estos mismos parámetros para los meses restantes en base a los perfiles obtenidos en el apartado “5.3 Perfil de consumo de la isla”.

Figura 45.- Pestaña selección input de perfil mensual, HOMER Energy



Los perfiles horarios mensuales una vez introducidos en el Software HOMER Energy, quedan de la siguiente forma:

Figura 46.- Perfil de carga horario introducido para cada mes del año en HOMER Energy, Eje X (kWh), Eje Y (Horas)



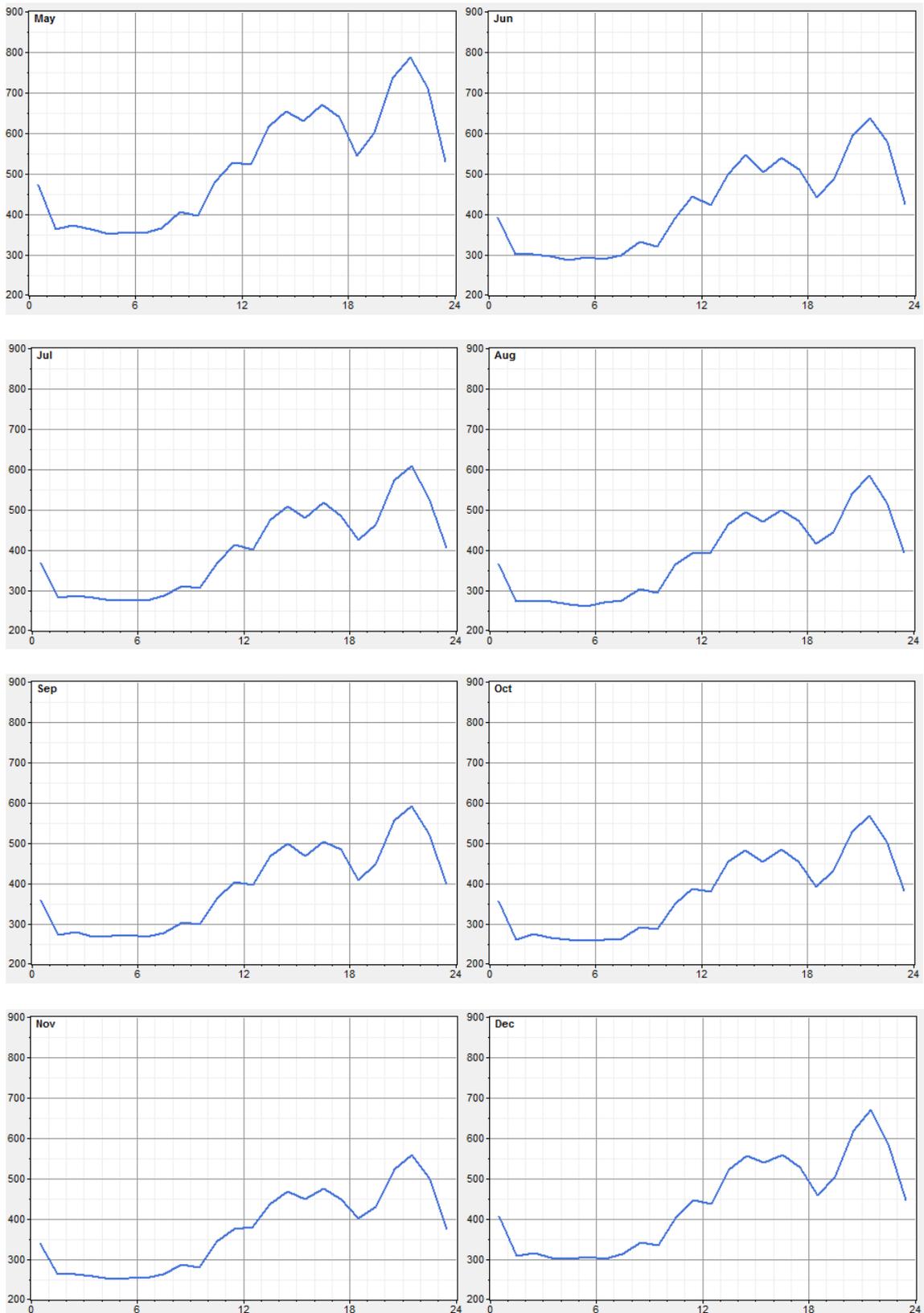
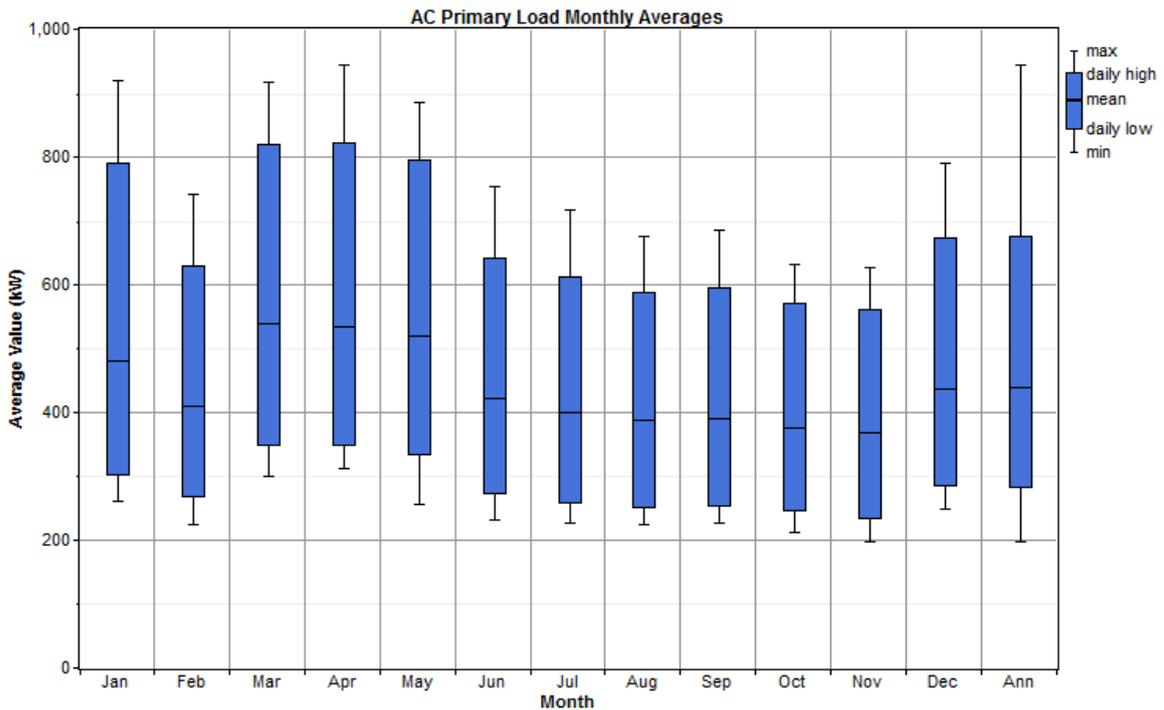
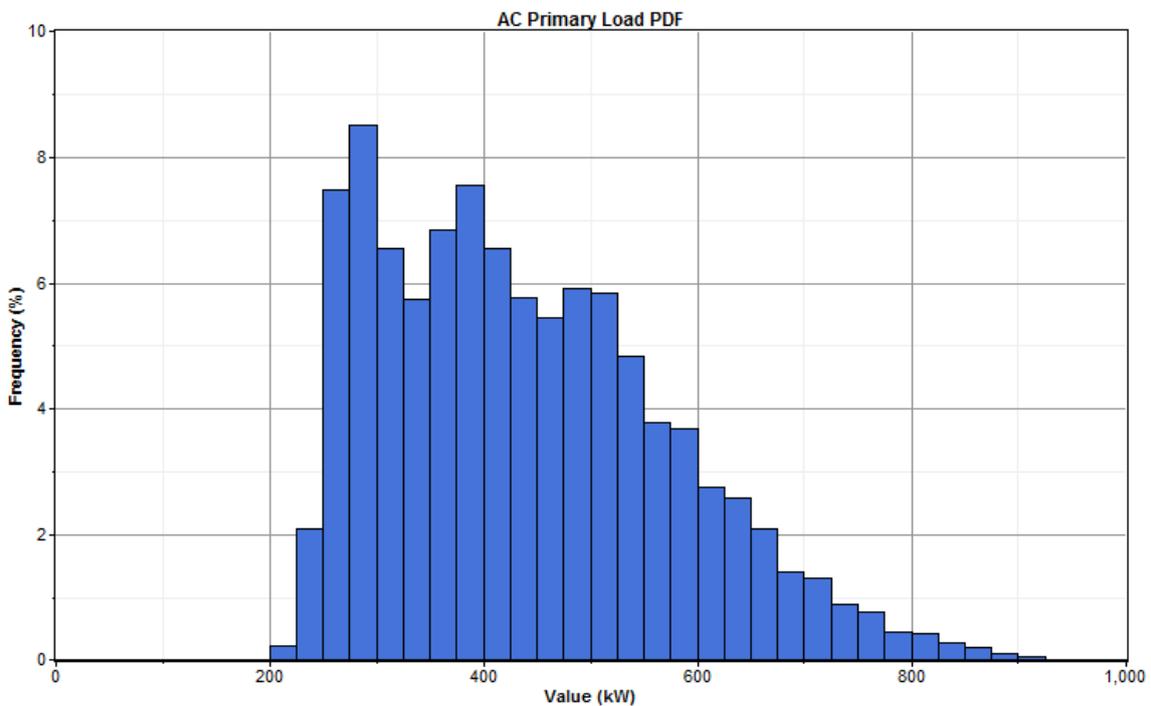


Figura 47.- Promedios mensuales de carga, HOMER Energy



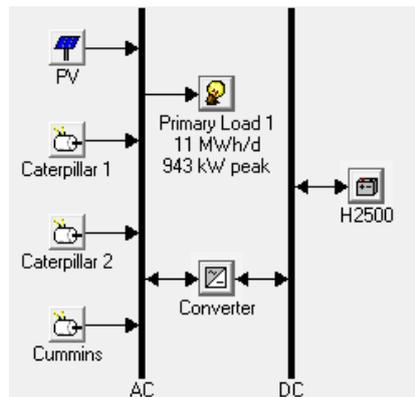
Obtenemos también el perfil de frecuencias de la potencia demandada, donde podemos observar que la mayor parte del tiempo el consumo de la isla no sobrepasa los 650 kW, como se observa en la siguiente gráfica:

Figura 48.- Frecuencia de potencia de consumo en Isla Isabela, HOMER Energy



Una vez introducido todos los elementos que actúan en el sistema, el esquema de conexión quedaría de la siguiente forma:

Figura 49.- Esquema de conexión equipos en HOMER Energy



También se ha de definir el recurso solar en la zona, se introducirán los datos a partir de los estudios de las diferentes bases de datos que se ha realizado previamente en el apartado “6.2 Recurso solar en la zona”, quedando de la siguiente forma:

Figura 50.- Datos introducidos sobre el recurso solar en HOMER Energy

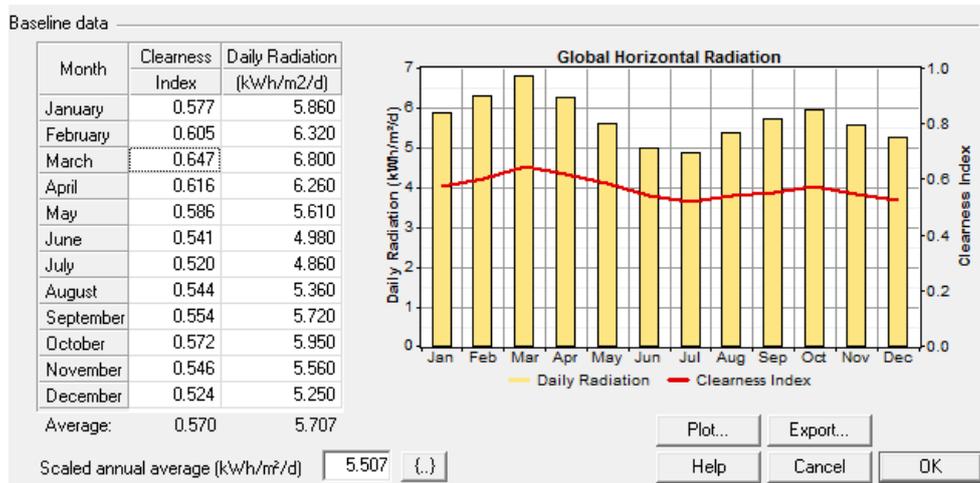
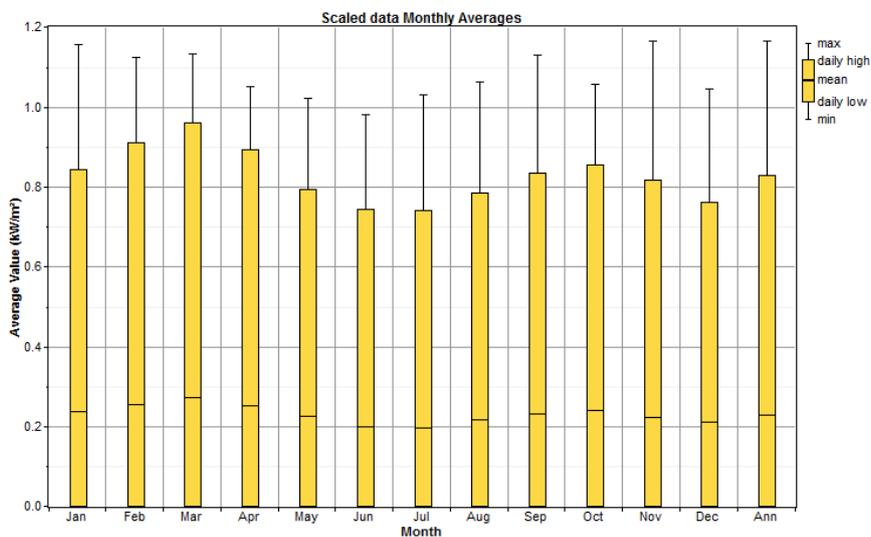


Figura 51.- Valores mensuales de la radiación diaria



Procedemos a comprobar que los resultados de generación fotovoltaica del software HOMER Energy se corresponden con los resultados obtenidos con PVsyst, ya que este último software es más especializado para la simulación Fotovoltaica y por tanto más preciso en sus estimaciones, por lo que lo usaremos como referencia.

Realizando la simulación de Generación Fotovoltaica en HOMER Energy obtenemos los siguientes resultados:

Figura 52.- Resultados Generación Fotovoltaica, HOMER Energy

Quantity	Value	Units
Rated capacity	1,150	kW
Mean output	216	kW
Mean output	5,182	kWh/d
Capacity factor	18.8	%
Total production	1,891,264	kWh/yr

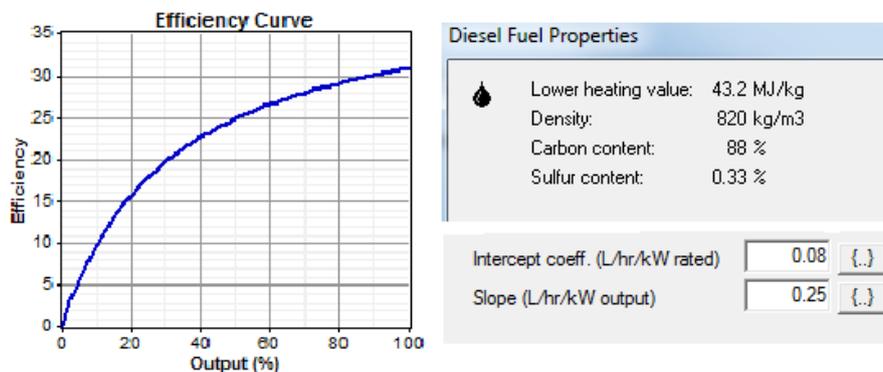
A partir de estos datos calculamos la producción específica o yield, la cual compararemos con la obtenida en PVsyst para valorar su precisión. Por lo que la producción específica obtenida de HOMER Energy es:

$$Yield = \frac{Generacion_{anual}}{Potencia_{STC}} = \frac{1.891.264 \text{ kWh}}{1.150 \text{ kWp}} = 1.644 \frac{\text{kWh}}{\text{kWp año}}$$

La producción específica obtenida de la simulación de PVsyst es de 1.636 kWh/kWp año, existiendo una variación entre el cálculo de ambos software de 8 kWh/kWp año, lo cual supone menos de 0,5% de diferencia respecto a PVsyst, por lo que podemos concluir que la simulación de la generación realizada con HOMER Energy es perfectamente válida para realizar el estudio.

Para los generadores diesel, se ha estimado una curva de rendimiento y consumos genérica según el software HOMER Energy de la siguiente forma:

Figura 53.- Curva de rendimiento y parámetros de consumo de generadores Diesel, HOMER Energy



7. Análisis Técnico-económico

Se procederá al análisis de la solución técnico económica propuesta, para ello se realizarán las simulaciones en HOMER Energy, en base a los siguientes datos económicos:

- Coste de la instalación fotovoltaica
 - Coste inversión: 2.100.000 \$
 - Coste O&M: 15.000 \$/año
 - Periodo de vida equipos (solo inversor): 15 años
 - Coste reposición equipos (solo inversor): 150.000 \$
- Coste de la instalación diesel
 - Coste de inversión: 0\$ (instalación existente)
 - Coste de O&M:⁸
 - Caterpillar 3412: 33 \$/hora
 - Caterpillar 3408: 21 \$/hora
 - Cummins 350CA2: 21 \$/hora
 - Coste diesel: 1,5 \$/l
 - Periodo vida equipos: 15.000 horas
 - Coste reposición equipos:
 - Caterpillar 3412: 181.700 \$
 - Caterpillar 3408: 119.000 \$
 - Cummins 350CA2: 120.000 \$
- Coste de la instalación de almacenamiento en baterías
 - Coste inversión baterías: 742.500 \$
 - Coste inversión inversor-cargador: 225.000 \$
 - Coste O&M baterías: 19.800 \$/año
 - Coste O&M inversor-cargador: 1.000 \$/año
 - Periodo de vida convertidor: 15 años
 - Coste reposición convertidor: 191.000 \$
 - Coste reposición baterías: 528.000 \$
- Análisis económico a 25 años
- Incremento IPC anual en Ecuador: 2,46%⁹
- Costes fijos: 30.000 \$/año

Para la viabilidad Técnico-Económica Se realizarán dos casos de estudio:

- CASO 1: Instalación solo con Diesel (instalación existente)
- CASO 2: Instalación con Fotovoltaica, almacenamiento y Diesel

⁸ IT Power Pty Limited "Data collection of diesel generators in South Australia", 2013

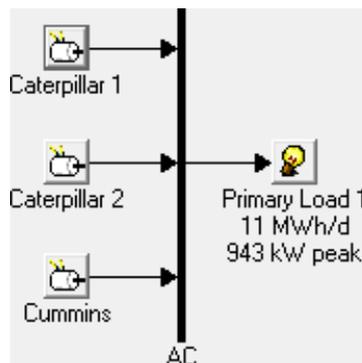
⁹ <http://www.ecuadorencifras.gob.ec/historicos-ipc/>

7.1 CASO 1: Instalación solo con Diesel

En primer lugar se analizará el comportamiento y los costes asociados a la operación de la instalación solo con los grupos generadores existentes, sin aportación de energías renovables.

Para ello configuramos la instalación en el Software HOMER para que funcione solo con los generadores existentes.

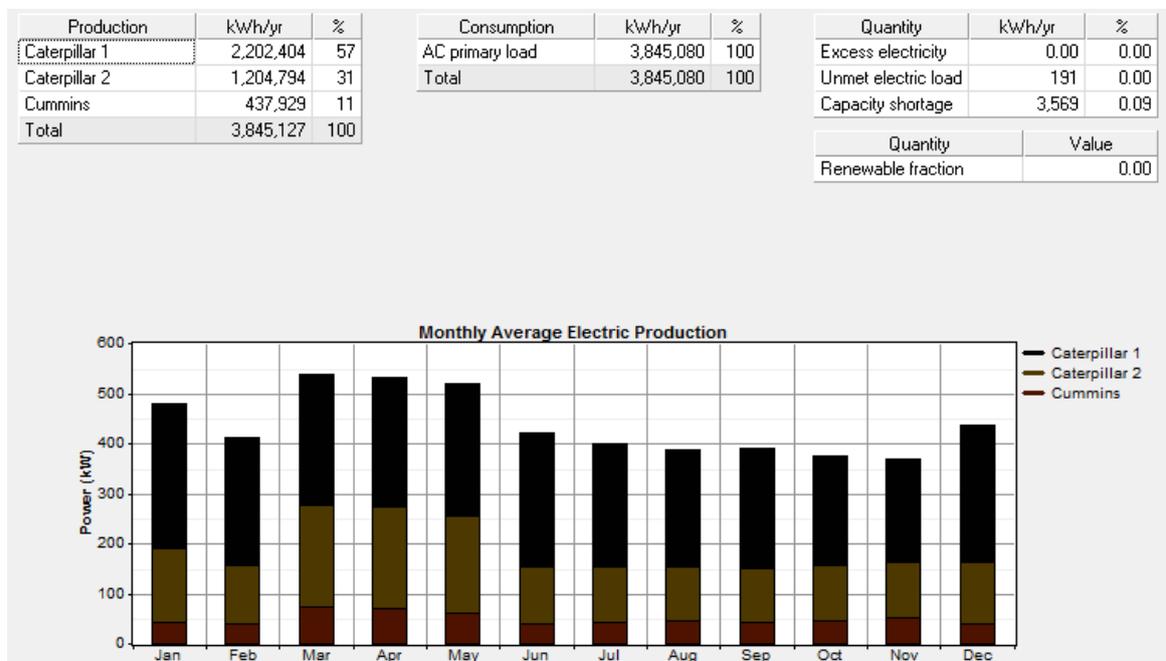
Figura 54.- Diagrama de funcionamiento solo con diesel en HOMER Energy



7.1.1 Análisis Técnico

Tras realizar la simulación en HOMER Energy obtenemos los siguientes parámetros de funcionamiento:

Figura 55.- Resultados de operación CASO 1, HOMER Energy



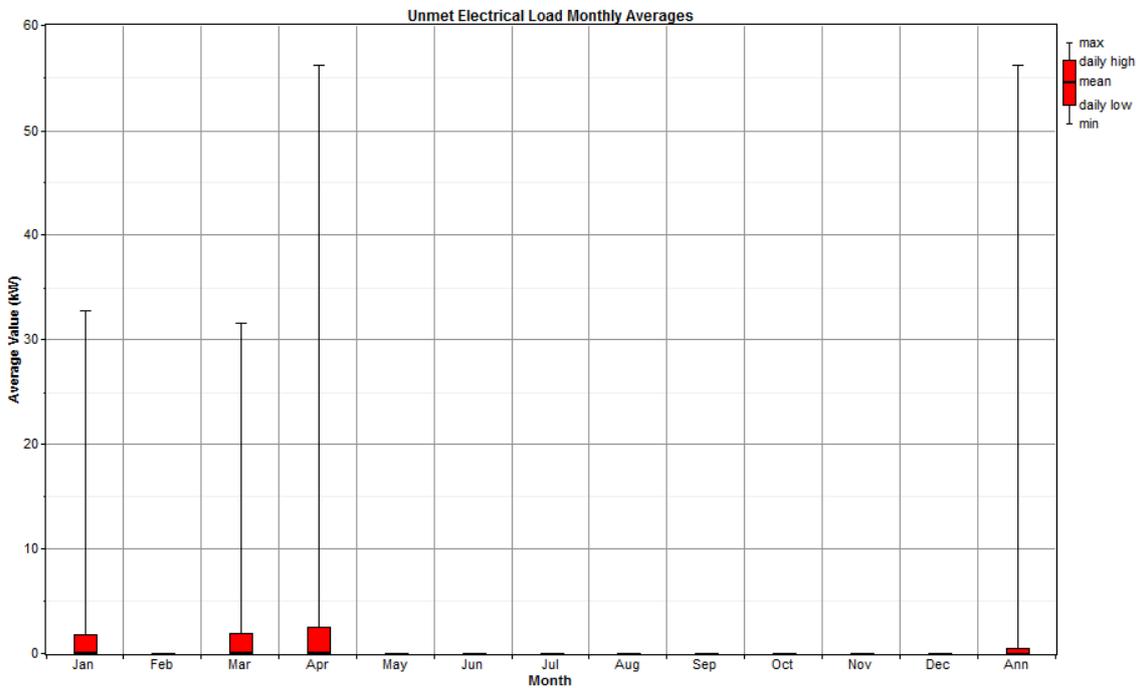
Se puede observar que el Grupo Electrónico Caterpillar 3412 es el que funciona la mayor parte del tiempo, en concreto suministra el 57% de la energía demandada por la

isla, el resto de energía es suministrada un 31% por el grupo Caterpillar 3408 y el 12 % restante por el grupo Cummins.

Debido a la variabilidad introducida en los datos de consumo y la previsión de crecimiento de carga para el año 2016, existe un pequeño porcentaje del tiempo (0,005%) en el que los grupos no tienen potencia suficiente como para abastecer toda la demanda energética de la isla. Esto puede suponer un problema si se sigue la tasa de crecimiento estimada en la isla, pues este porcentaje de energía cada vez será mayor, con el consecuente desabastecimiento energético a algunas zonas e incluso posibles fallas del sistema.

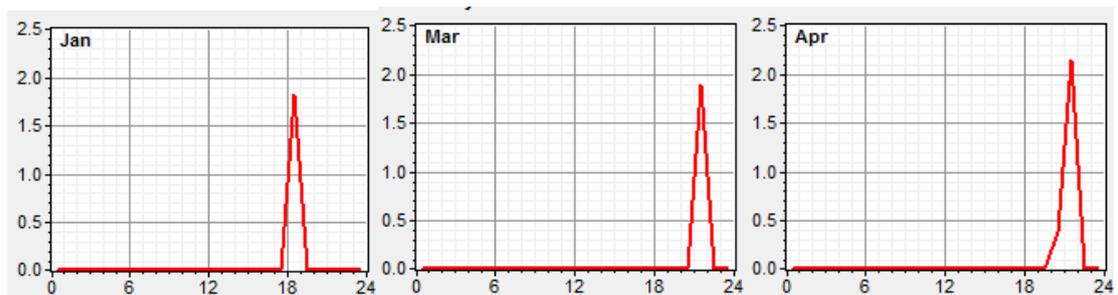
Esta falta de suministro energético se da en los meses de Enero, Marzo y Abril, tal como se muestra en la siguiente figura:

Figura 56.- Promedio mensual de Energía eléctrica sin suministrar, HOMER Energy



Se observa también que esto coincide con los picos de consumo máximo que se dan a últimas horas del día.

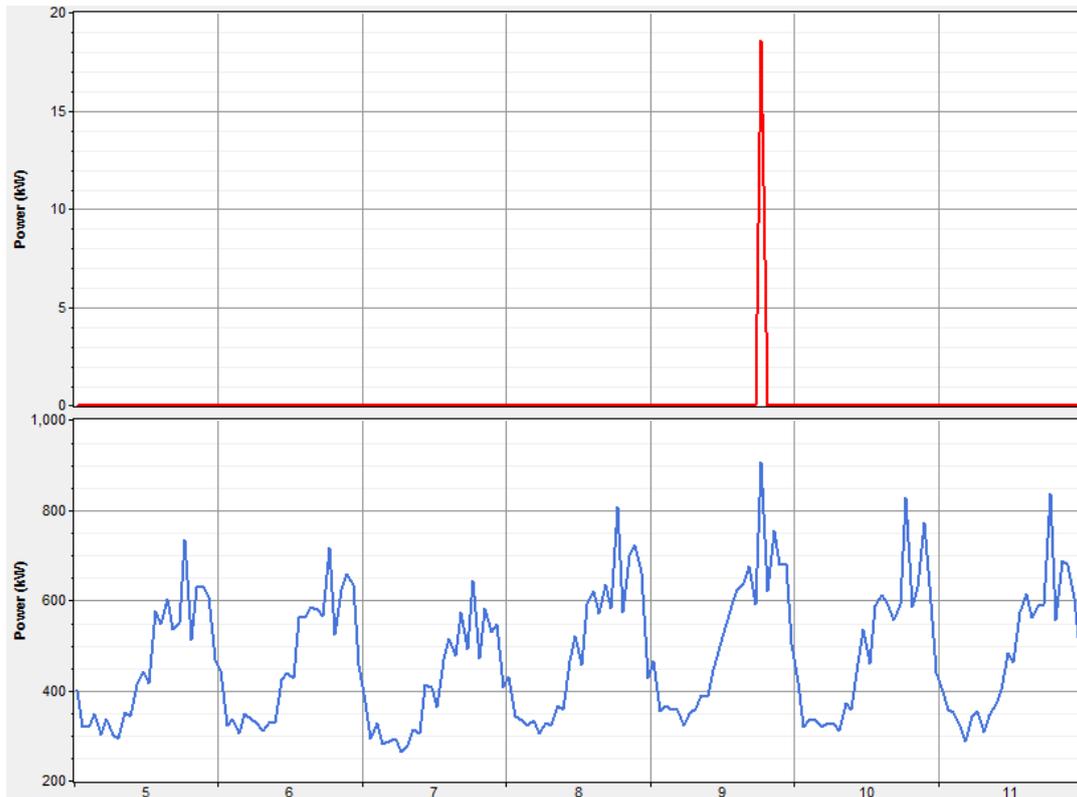
Figura 57.- Perfil horario de energía sin suministrar en kWh, HOMER Energy



A continuación podemos observar el detalle de cuando se produce este desabastecimiento en un día concreto del mes de Enero, coincidiendo con un momento puntual de demanda máxima de la isla que los grupos no son capaces de abastecer.

La grafica superior corresponde a la energía sin suministrar y en la gráfica inferior se observa la demanda energética de la isla.

Figura 58.- Pico de desabastecimiento tipo de un día de Enero, HOMER Energy

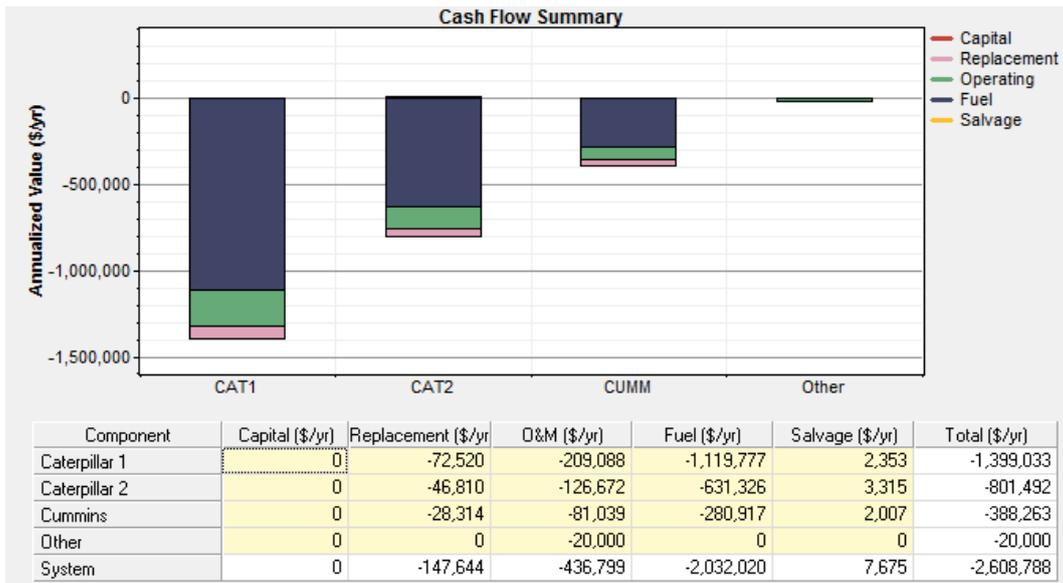


Técnicamente la instalación cubre prácticamente el 100% de la demanda energética de la isla, pero con la tasa de crecimiento del consumo anual, la instalación llegará a estar subdimensionada por lo que habrá que ampliarla, combinarla con otras fuentes de energía o limitar el consumo de alguna forma.

7.1.2 Análisis Económico

En este caso se han asumido unos costes fijos anuales de 20.000 \$, ya que no existe instalación fotovoltaica ni baterías, tras realizar la simulación en HOMER Energy obtenemos los siguientes parámetros de económicos:

Figura 59.- Parámetros Económicos anuales de operación CASO 1, HOMER Energy

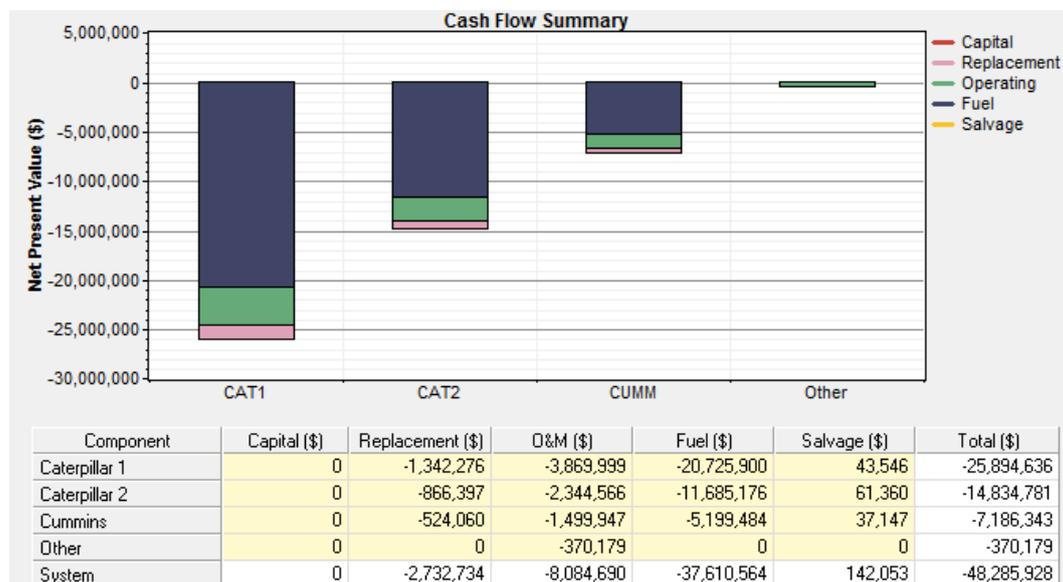


Como se puede observar, el mayor coste la instalación está asociado al consumo de combustible, lo cual supone un 78% del coste total de operación anual. Este elevado coste está sin duda muy relacionado con la ubicación del emplazamiento y su carácter aislado, pues el suministro del combustible o tareas de mantenimiento tienen un coste asociado muy elevado.

Además, existen otros factores como la alta variabilidad del precio del combustible (generalmente al alza) que influirían considerablemente en el aumento del coste de operación de este tipo de instalaciones.

En los 25 años en los que se ha realizado el estudio y reflejando los costes netos a día de hoy teniendo en cuenta la inflación durante todo el periodo, se obtienen los siguientes parámetros económicos:

Figura 60.- Parámetros económicos durante 25 años de operación CASO 1, HOMER Energy



Se puede observar que el coste de operación en 25 años es muy elevado (> 48 MM\$), esto supone a lo largo del periodo de vida útil del proyecto un Coste de la Energía (COE: Cost of Energy) de **0,678\$/kWh**.

Igualmente, se ha de tener en cuenta también el factor ambiental en relación a las emisiones, pues la tendencia mundial es a penalizar las instalaciones con altas emisiones lo cual supone un coste adicional en la explotación.

Figura 61.- Emisiones de instalación solo con Diesel

Pollutant	Emissions (kg/yr)
Carbon dioxide	3,567,320
Carbon monoxide	8,805
Unburned hydrocarbons	975
Particulate matter	664
Sulfur dioxide	7,164
Nitrogen oxides	78,571

Los costes asociados a las emisiones atmosféricas no se han tenido en cuenta en la simulación, pero se hace mención a ello porque es un factor importante de cara a futuras leyes de limitación de emisiones.

Una forma de reducir los costes es integrar energías de origen renovable, reduciendo así lo máximo posible el consumo de diesel que como hemos visto, es el factor más importante en lo referente a costes de explotación.

7.2 CASO 2: Instalación con fotovoltaica, almacenamiento y Diesel

En el segundo caso de estudio se analizará el comportamiento y los costes asociados a la operación de la instalación con los grupos generadores existentes hibridada con energía Fotovoltaica y Almacenamiento en baterías

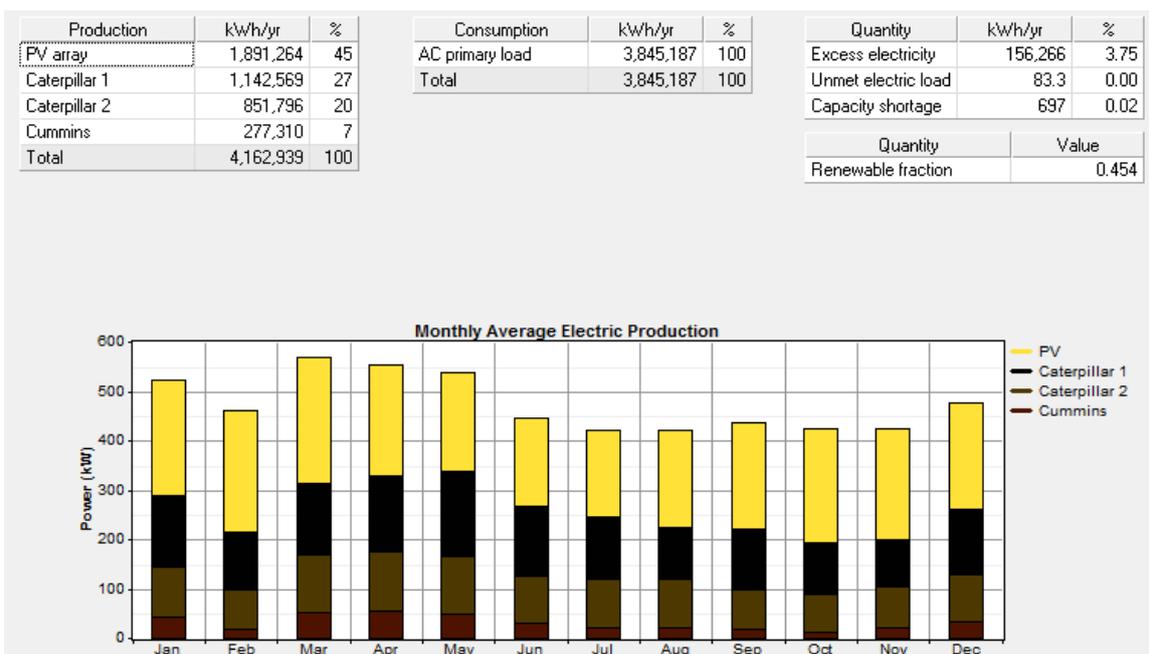
Para ello configuramos la instalación en el Software HOMER tal como se ha planteado en el apartado anterior “ 6.5 Sistema de Hibridación con baterías”, formado por:

- 3 generadores diesel existentes
- Instalación fotovoltaica de 1.150 kWp
- Baterías de almacenamiento con capacidad de 3,3MWh
- Cargas de consumo de la isla Isabela

7.2.1 Análisis Técnico

Tras realizar la simulación en HOMER Energy obtenemos los siguientes parámetros de funcionamiento:

Figura 62.- Resultados de operación CASO 2, HOMER Energy



Según los datos obtenidos, se puede observar la fuerte penetración de la Fotovoltaica en el aporte de energía a la Isla Isabela, siendo este aporte de un 45,4% de la Energía Total consumida, reduciendo la producción de energía por fuentes de energía convencionales al 54,6% de la energía consumida de la isla, esto tiene un enorme impacto en la reducción del consumo de combustible y en las emisiones contaminantes.

El primer dato a destacar de los resultados es que tenemos excedente de energía, en concreto un 3,75% de la energía total generada, esto se debe a que la alta generación fotovoltaica es capaz de cubrir la totalidad de la demanda energética de la isla durante ciertos periodos.

En estas situaciones, la energía que se puede extraer de la instalación fotovoltaica es mayor que la demandada por la carga de consumo de la isla (o de las baterías en el proceso de carga), por lo que hay excedente energético, en términos prácticos el inversor regulará su tensión de funcionamiento (desplazándose del MPPT) dejando de trabajar en el punto óptimo para ajustar la generación a la demanda.

Este excedente de energía puntual se podría emplear en por ejemplo, el bombeo de agua a depósitos, de este modo no se desaprovecharía dicha energía y se podría almacenar agua para utilizarla posteriormente en regadío, consumo o incluso como fuente de energía partir de su energía potencial.

En la siguiente grafica podemos observar el perfil de excedente de energía que provocaría esta situación de exceso de generación frente a la demanda total de consumo.

Figura 63.- Excedente de energía horaria, HOMER Energy

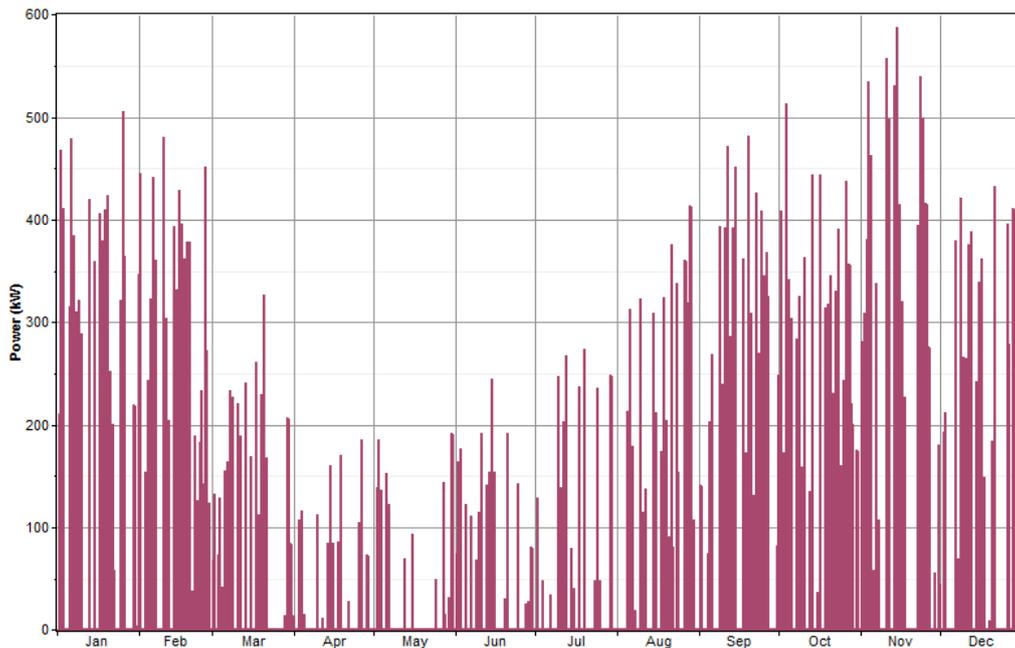
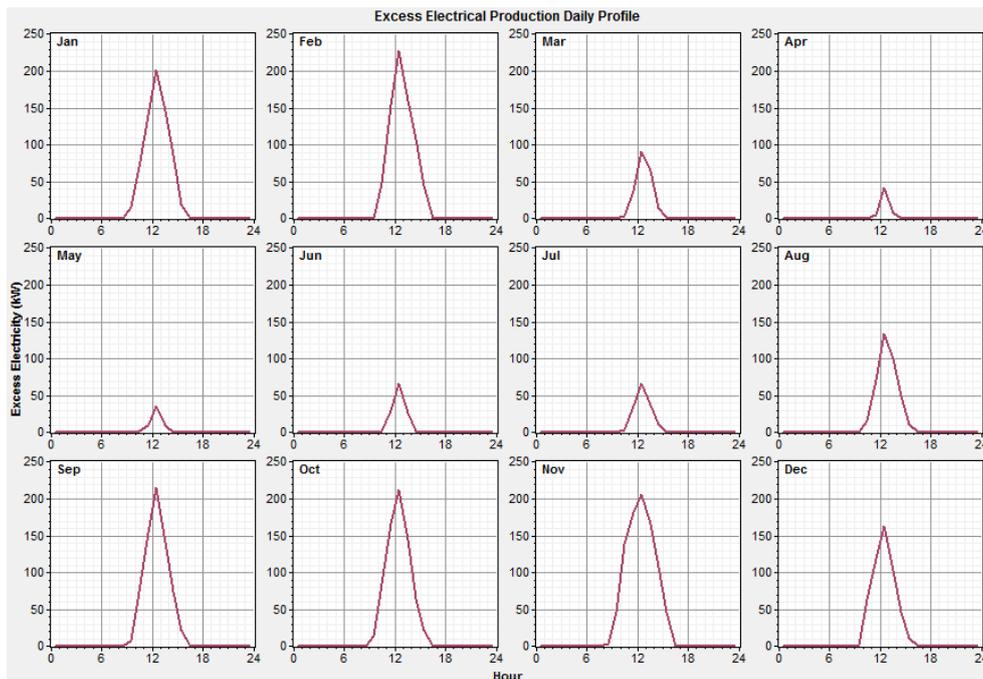


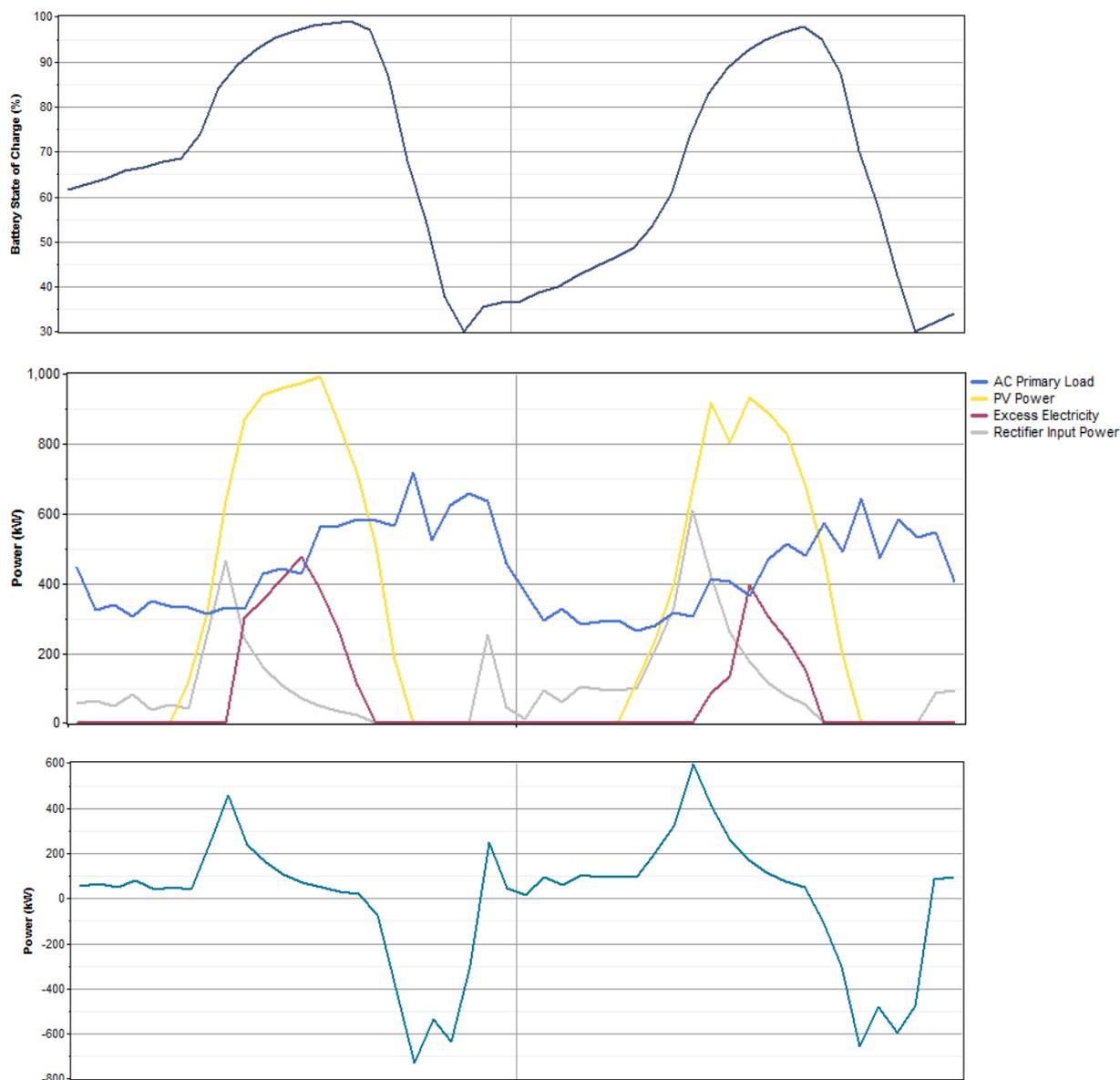
Figura 64.- Perfil diario de excedente de energía, HOMER Energy



Este fenómeno se puede observar con más detalle en las siguientes gráficas, donde la alta generación Fotovoltaica cubre la demanda de consumo de la Isla Isabela, así como las necesidades de la batería para su recarga, produciéndose un excedente energético no aprovechable, que como hemos dicho anteriormente el inversor regulará su punto de funcionamiento y esta energía no será generada.

Se observa también el SOC de la batería, que prácticamente llega al 100% en las horas centrales del día y se descarga hasta el mínimo SOC fijado del 30% por las noches, así como la potencia de carga (+) y descarga (-) en cada instante.

Figura 65.- Detalle situación excedente energético, HOMER Energy



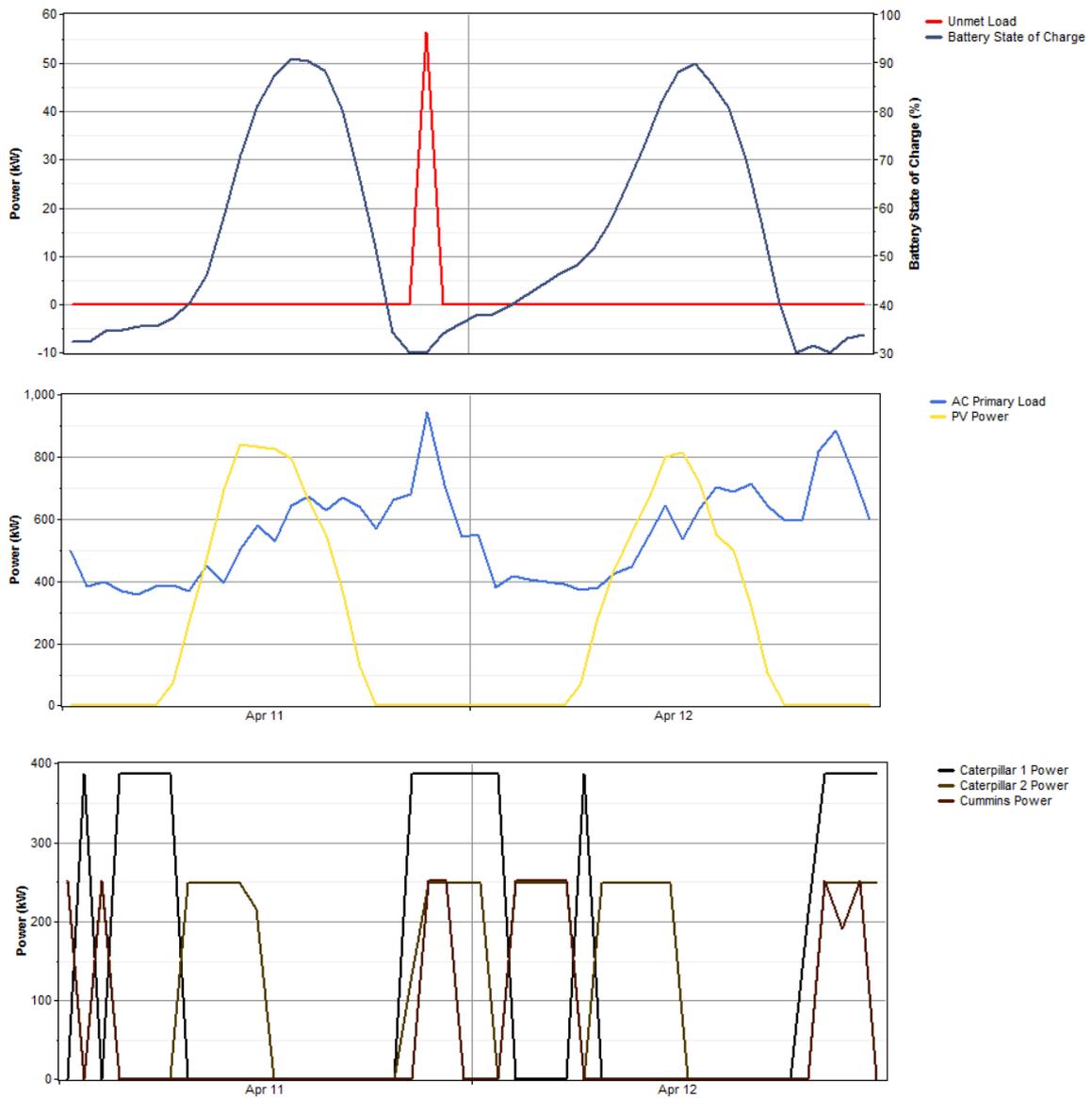
De igual forma, se producen momentos puntuales en los que no es posible suministrar la energía que demanda el sistema y existe por tanto, un déficit energético. Este fenómeno sucede una fracción mínima del tiempo de operación de la instalación, en concreto el 0,002%.

Esta situación se genera principalmente en momentos muy puntuales en las últimas horas de la noche cuando hay un pico de consumo inusualmente elevado, la batería está totalmente descargada (SOC mínimo fijado) y no existe generación Fotovoltaica. En este caso, los tres grupos electrogenos estarían encendidos simultáneamente pero no podrían aportar la potencia suficiente, de ahí el déficit energético.

En la gráfica que se muestra a continuación, se puede observar uno de estos momentos en los que el consumo es máximo (incluso mayor a la potencia instalada en los

generadores diesel), no existe generacion fotovoltaica y el SOC de las baterias está al minimo (SOC 30%), por lo que se produce el mencionado deficit energetico.

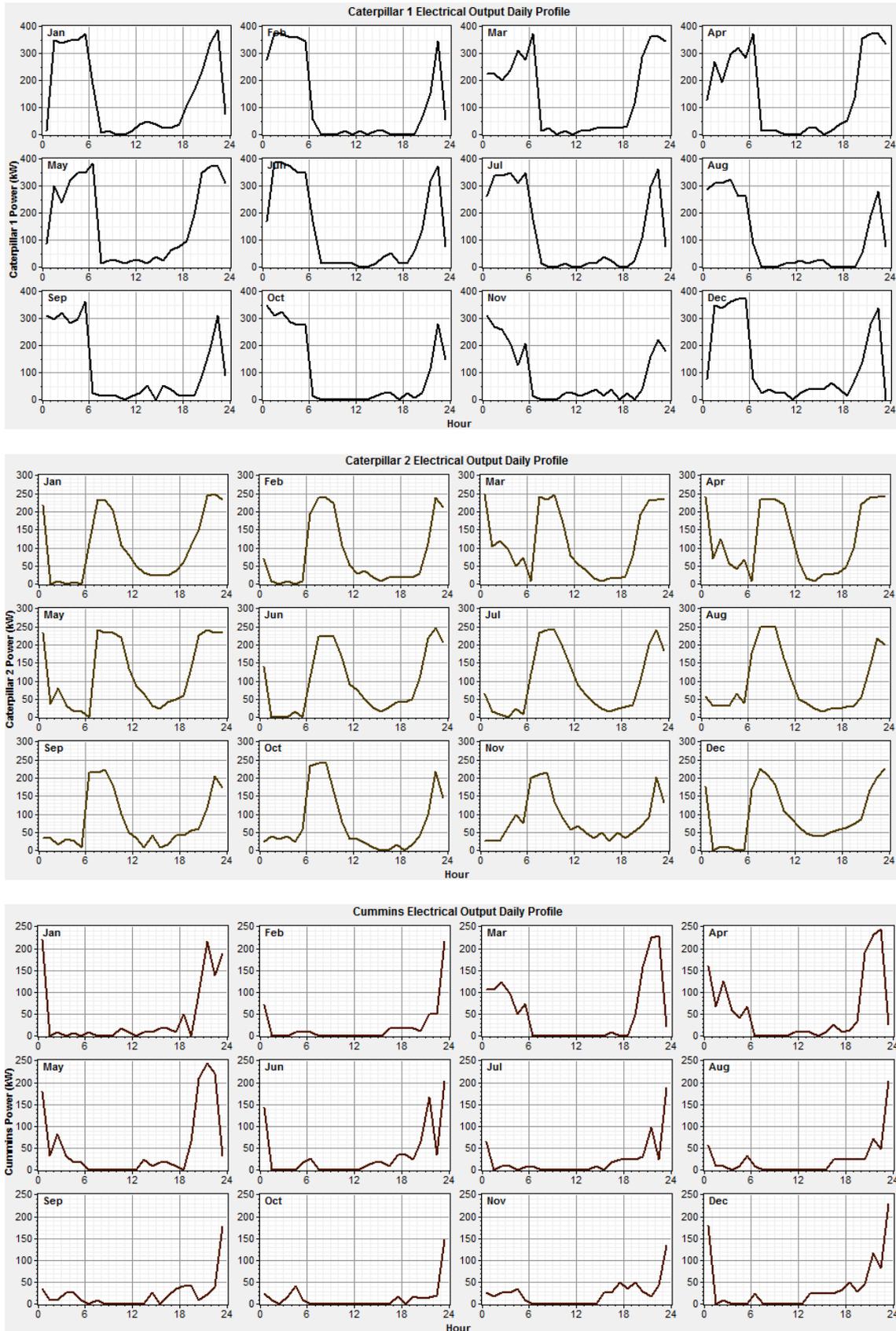
Figura 66.- Detalle situación déficit energético, HOMER Energy



Esta situación es fácilmente resoluble, si bien no se puede simular en HOMER Energy debido a que sus opciones de control son limitadas, bastaría con programar el Controlador de la Planta que gestiona los balances energéticos, para que no de prioridad absoluta a la descarga de la baterías en las tardes-noches y mantubiese en operación alguno de los grupos electrogenos, de este modo se dejaría una reserva de energía almacenada en las baterías para cubrir estos momentos en los que la potencia de los grupos electrogenos no es suficiente.

En las graficas que estan a continuacion, se puede observar la gran influencia de la penetracion de la Fotovoltaica en el consumo de los grupos generadores Diesel, ya que en las horas centrales del dia donde la Generacion Fotovoltaica es maxima, estos apenas funcionan en minimos o incluso estan completamente desconectados.

Figura 67.- Perfil diario de potencia generada en los diferentes grupos electrógenos, HOMER Energy



En la siguientes graficas se aprecia la potencia de carga (+) y descarga(-) de las baterias y la generacion fotovoltaica. Se puede observar que las baterias empiezan a recargarse en cuanto comienza la generacion Fotovoltaica y llegan a su maxima carga aproximadamente 9 horas despues del inicio, a partir de este momento procede a descargarse durante aproximadamente 7 horas, hasta llegar a su SOC minimo de consigna (en las graficas de la Figura 67 se observa que este periodo coincide con la minima actividad de los grupos electrogenos). Es llegado este momento cuando comienzan de nuevo a cargarse las baterias mediante la energia suministrada por los grupos electrogenos que comienzan a funcionar al altos regimenes de carga para poder cargar las baterias y al mismo tiempo suministrar las demandas energeticas de la Isla.

Figura 68.- Perfil diario de potencia de carga y descarga de la batería, HOMER Energy

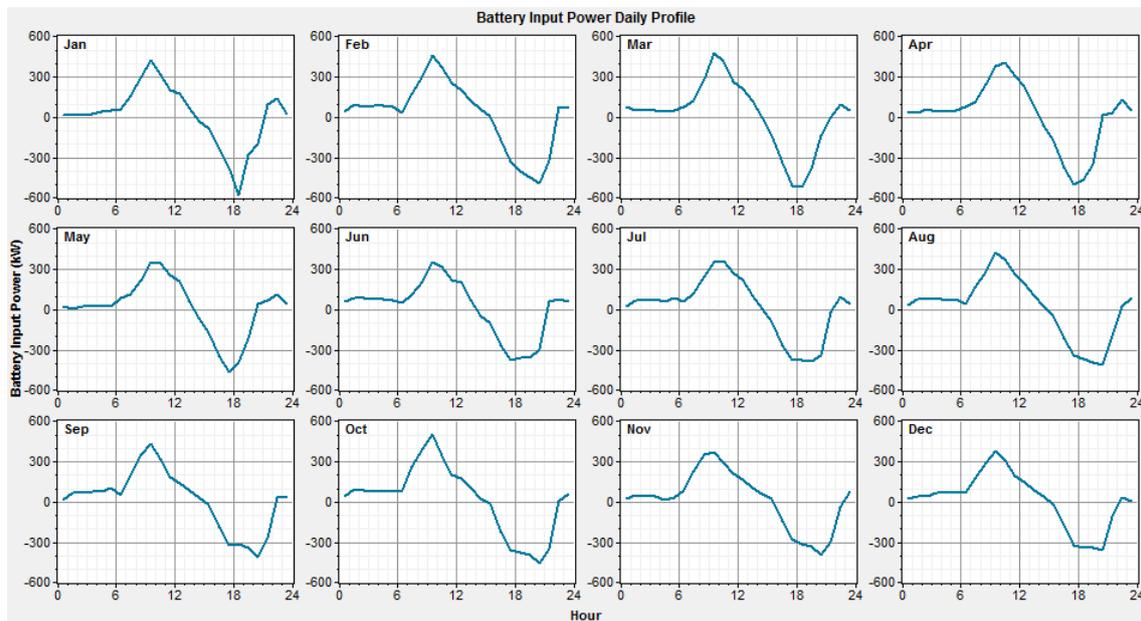
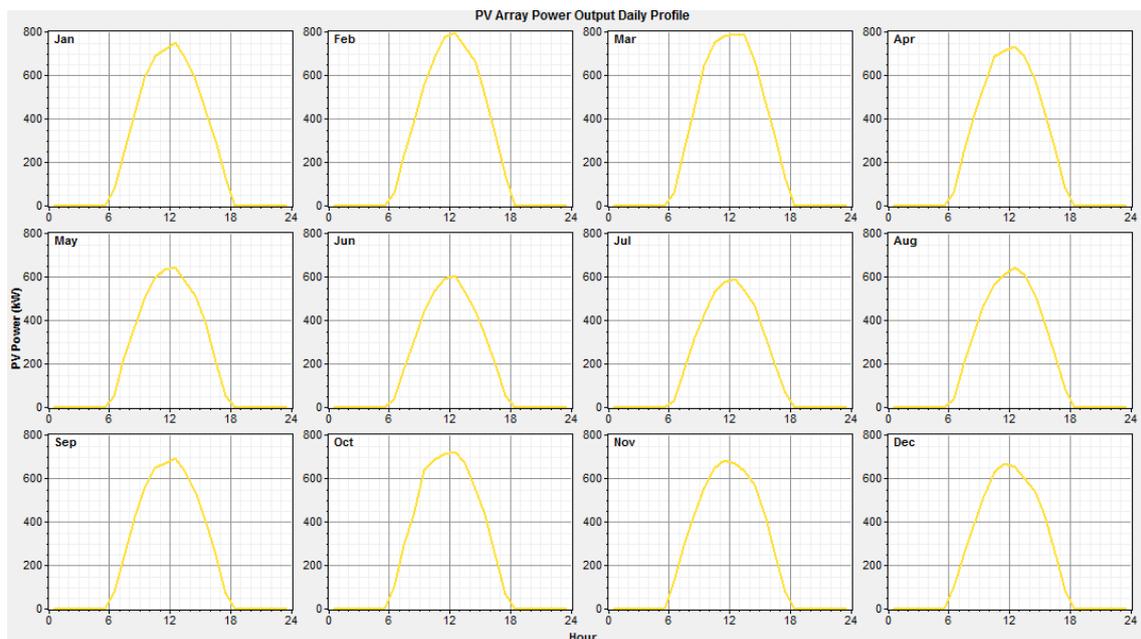


Figura 69.- Perfil diario de generación fotovoltaica, HOMER Energy



En base a los datos obtenidos, se puede concluir que la solución adoptada es viable ya que cumple completamente con las solicitudes de consumo energético de la Isla Isabela, si bien habría que ajustar con mayor precisión la filosofía de control de carga y descarga de las baterías o arranques de los grupos, para evitar esos momentos puntuales donde no se es capaz de suministrar toda la potencia requerida.

A modo de resumen se presentan los datos generales de energía aportados por las diferentes fuentes de generación:

Figura 70.- Tabla resumen Generación Fotovoltaica, HOMER Energy

Quantity	Value	Units	Quantity	Value	Units
Rated capacity	1,150	kW	Minimum output	0	kW
Mean output	216	kW	Maximum output	1,095	kW
Mean output	5,182	kWh/d	PV penetration	49.2	%
Capacity factor	18.8	%	Hours of operation	4,380	hr/yr
Total production	1,891,264	kWh/yr	Levelized cost	0.0701	\$/kWh

Figura 71.- Tabla resumen Generación grupo diesel Caterpillar 1, HOMER Energy

Quantity	Value	Units	Quantity	Value	Units	Quantity	Value	Units
Hours of operation	2,961	hr/yr	Electrical production	1,142,569	kWh/yr	Fuel consumption	377,198	L/yr
Number of starts	835	starts/yr	Mean electrical output	386	kW	Specific fuel consumption	0.330	L/kWh
Operational life	5.07	yr	Min. electrical output	200	kW	Fuel energy input	3,711,626	kWh/yr
Capacity factor	33.7	%	Max. electrical output	387	kW	Mean electrical efficiency	30.8	%
Fixed generation cost	91.5	\$/hr						
Marginal generation cost	0.375	\$/kWh						

Figura 72.- Tabla resumen Generación grupo diesel Caterpillar 2, HOMER Energy

Quantity	Value	Units	Quantity	Value	Units	Quantity	Value	Units
Hours of operation	3,647	hr/yr	Electrical production	851,796	kWh/yr	Fuel consumption	285,315	L/yr
Number of starts	872	starts/yr	Mean electrical output	234	kW	Specific fuel consumption	0.335	L/kWh
Operational life	4.11	yr	Min. electrical output	0.130	kW	Fuel energy input	2,807,502	kWh/yr
Capacity factor	39.2	%	Max. electrical output	248	kW	Mean electrical efficiency	30.3	%
Fixed generation cost	58.7	\$/hr						
Marginal generation cost	0.375	\$/kWh						

Figura 73.- Tabla resumen Generación grupo diesel Cummins, HOMER Energy

Quantity	Value	Units	Quantity	Value	Units	Quantity	Value	Units
Hours of operation	1,112	hr/yr	Electrical production	277,310	kWh/yr	Fuel consumption	91,744	L/yr
Number of starts	626	starts/yr	Mean electrical output	249	kW	Specific fuel consumption	0.331	L/kWh
Operational life	13.5	yr	Min. electrical output	16.0	kW	Fuel energy input	902,763	kWh/yr
Capacity factor	12.6	%	Max. electrical output	252	kW	Mean electrical efficiency	30.7	%
Fixed generation cost	59.2	\$/hr						
Marginal generation cost	0.375	\$/kWh						

Y finalmente el resumen de generación de la instalación híbrida:

Figura 74.- Tabla resumen Generación instalación Híbrida, HOMER Energy

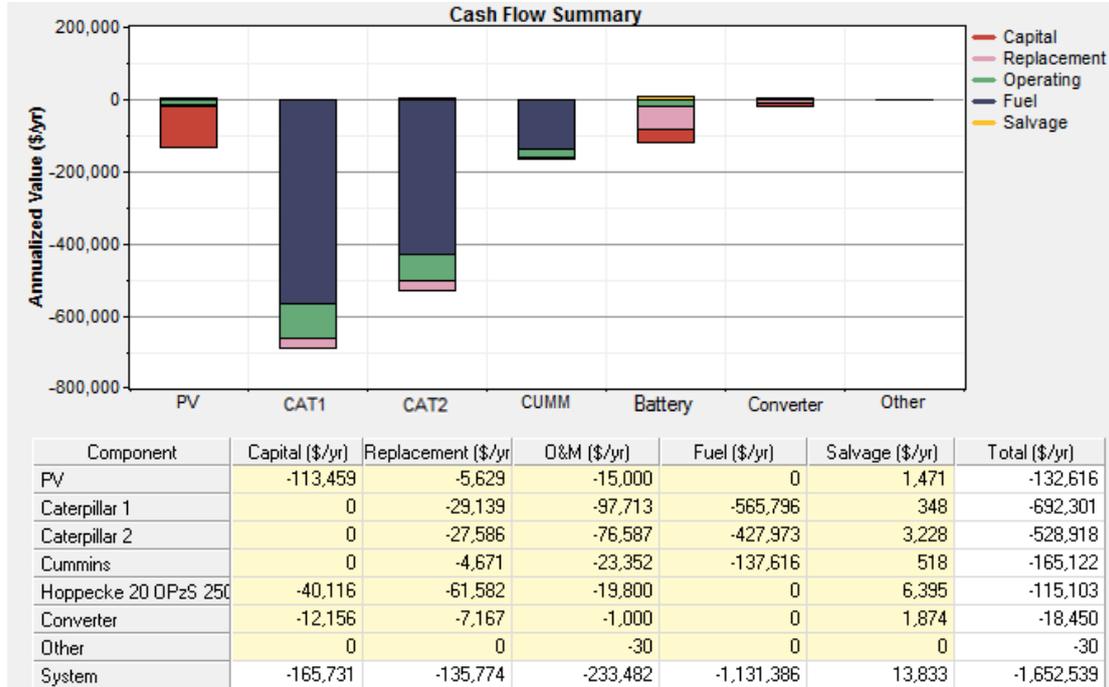
Production	kWh/yr	%	Consumption	kWh/yr	%	Quantity	kWh/yr	%
PV array	1,891,264	45	AC primary load	3,845,187	100	Excess electricity	156,266	3.75
Caterpillar 1	1,142,569	27	Total	3,845,187	100	Unmet electric load	83.3	0.00
Caterpillar 2	851,796	20				Capacity shortage	697	0.02
Cummins	277,310	7						
Total	4,162,939	100						

Quantity	Value
Renewable fraction	0.454

7.2.2 Análisis Económico

Tras realizar la simulación en HOMER Energy con los parámetros económicos descritos anteriormente obtenemos los siguientes parámetros de económicos:

Figura 75.- Parámetros Económicos anuales de operación CASO 2, HOMER Energy



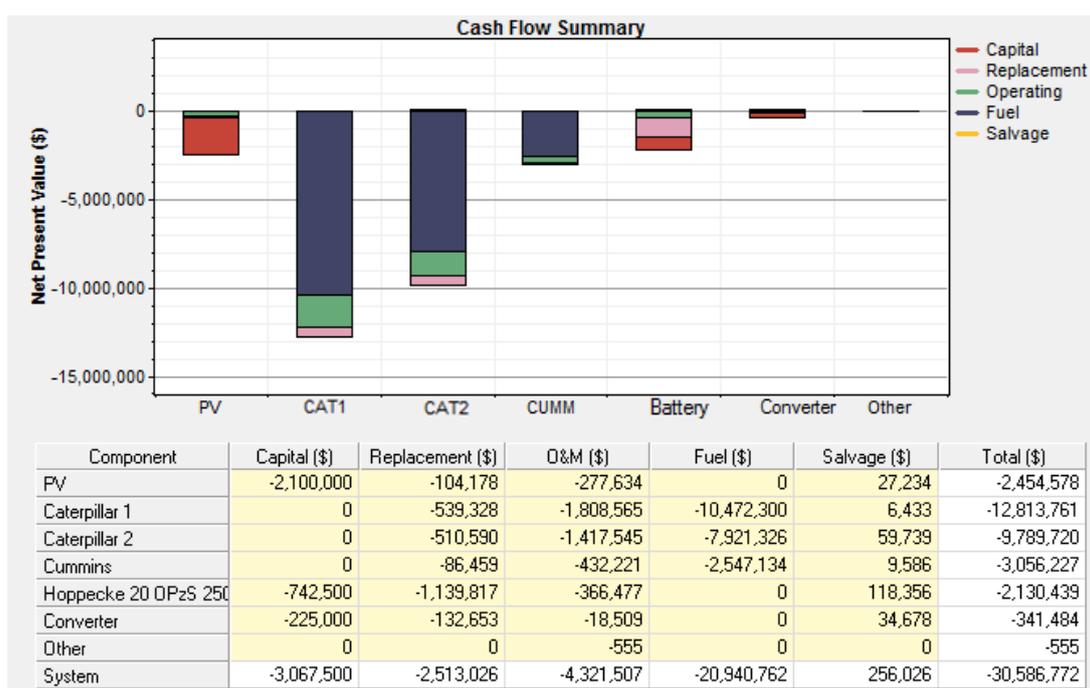
En este grafico se ha planteado la inversión inicial de la instalación Hibrida prorrateada en los 25 años que se prevé de vida del proyecto.

Como se puede observar, el mayor coste la instalación está asociado al consumo de combustible, lo cual supone un 68% del coste total de operación anual. Como se comentó en el caso anterior, este elevado coste está sin duda muy relacionado con la ubicación del emplazamiento y su carácter aislado, pues el suministro del combustible o tareas de mantenimiento tienen un coste asociado muy elevado.

Además, existen otros factores como la alta variabilidad del precio del combustible (generalmente al alza) que influirían considerablemente en el aumento del coste de operación de este tipo de instalaciones.

En los 25 años en los que se ha realizado el estudio y reflejando los costes netos a día de hoy teniendo en cuenta la inflación durante todo el periodo, se obtienen los siguientes parámetros económicos:

Figura 76.- Parámetros Económicos a 25 años de operación CASO 2, HOMER Energy



Se puede observar que el coste de operación en 25 años (> 30 MM\$), es casi la mitad que el CASO 1 donde solo empleábamos Diesel, esto supone a lo largo del periodo de vida útil del proyecto un Coste de la Energía (COE: Cost of Energy) de **0,430\$/kWh**.

Igualmente, se ha de tener en cuenta también el factor ambiental en relación a las emisiones, pues la tendencia mundial es a penalizar las instalaciones con altas emisiones lo cual supone un coste adicional en la explotación. De forma análoga, también existe un mercado de bonos de carbono de origen renovable, los cuales pueden ser vendidos a precio de mercado:

Figura 77.- Cotización Bono de Carbono (\$/tCO₂)

Fecha	Último	Apertura	Máximo	Mínimo	Vol.	Var. %
01.07.2015	8.02	7.46	8.15	7.34	-	7.36%
01.06.2015	7.47	7.37	7.64	7.24	-	1.56%
01.05.2015	7.36	7.43	7.74	7.18	-	-1.28%
01.04.2015	7.45	6.96	7.64	6.79	-	6.89%
01.03.2015	6.97	7.16	7.24	6.29	-	-2.86%
01.02.2015	7.18	7.16	7.89	6.88	-	0.21%
01.01.2015	7.16	7.33	7.53	6.68	-	-2.52%
01.12.2014	7.34	7.01	7.59	6.46	-	4.18%
01.11.2014	7.05	6.32	7.21	6.29	-	11.02%
01.10.2014	6.35	5.82	6.47	5.49	-	8.83%
01.09.2014	5.84	6.41	6.45	5.63	-	-8.83%
01.08.2014	6.40	6.21	6.51	5.76	-	2.89%
01.07.2014	6.22	5.86	6.29	5.46	-	5.96%
01.06.2014	5.87	5.14	5.96	4.93	-	15.21%
01.05.2014	5.09	5.43	5.51	4.63	-	-6.77%
01.04.2014	5.47	4.62	5.91	4.62	-	15.91%
01.03.2014	4.72	7.20	7.37	3.88	-	-34.01%
01.02.2014	7.14	5.58	7.32	5.47	-	28.05%
01.01.2014	5.58	4.93	5.86	4.54	-	13.07%

Figura 78.- Grafica de histórico de cotización del Bono de Carbono, ($\$/tCO_2$)¹⁰



Actualmente el precio se sitúa en 8 $\$/tCO_2$, pero se han llegado a alcanzar valores de hasta 17 $\$/tCO_2$.

Las emisiones asociadas al proyecto híbrido son las siguientes:

Figura 79.- Emisiones de instalación Híbrida

Pollutant	Emissions (kg/yr)
Carbon dioxide	1,986,207
Carbon monoxide	4,903
Unburned hydrocarbons	543
Particulate matter	370
Sulfur dioxide	3,989
Nitrogen oxides	43,747

Los costes asociados a las emisiones atmosféricas no se han tenido en cuenta en la simulación, pero se hace mención a ello porque es un factor importante de cara a futuras leyes de limitación de emisiones.

¹⁰ <http://es.investing.com/commodities/carbon-emissions-historical-data>

8. Conclusiones

Tras comprobar que la opción de hibridación de la instalación existente con Fotovoltaica y almacenamiento en Baterías es técnicamente viable, vamos a comprobar las ventajas que ofrece este sistema respecto al sistema convencional son solo grupos Diesel.

Las conclusiones se podrían dividir principalmente en dos categorías: Técnicas y Económicas:

8.1 Conclusiones Técnicas

Con la solución Híbrida la principal ventaja es la menor dependencia de generación Diesel, así como disponer del respaldo de una fuente de energía gestionable como es el almacenamiento en baterías y de otra no gestionable como es la generación fotovoltaica.

Esta diversidad de fuentes energéticas tiene un impacto claro en el número de horas de funcionamiento de los equipos diesel, reduciéndolo considerablemente tal como se aprecia en la siguiente tabla:

Tabla 9.- Horas de funcionamiento de generadores Diesel en CASO 1 y CASO 2

	CASO 1: Solo Diesel		CASO 2: Híbrido	
	Horas func. Año	Nº Arranques año	Horas func. Año	Nº Arranques año
Caterpillar 3412	6.636	1.043	2.961	835
Caterpillar 3408	6.032	484	3.647	872
Cummins 350CA2	3.859	1.433	1.112	626

Esta reducción de horas de funcionamiento es considerable, operando tan solo entre un 30-62% del tiempo que estarían operando si estuviera el sistema hibridado, además de reducirse considerablemente el número de arranques al año en el caso de los grupos Caterpillar 3412 y Cummins 350CA2, y aumentando en el caso del grupo Caterpillar 3408.

Tabla 10.- Diferencia de horas de operación del CASO 2 respecto al CASO 1

	Horas func. Año	Nº Arranques año
Caterpillar 3412	44,42%	80,06%
Caterpillar 3408	62,15%	180,17%
Cummins 350CA2	30,63%	43,68%

Estas frecuencias de arranque u horas de funcionamiento dispares entre diferentes grupos se puede gestionar y regular mediante un Controlador de Planta que reparta las horas de funcionamiento de forma equitativa.

De igual forma, se puede observar como con el sistema Híbrido el número de horas de funcionamiento de los grupos diesel se reduce considerablemente, alargando la vida de los equipos y reduciendo los costes de O&M así como de consumo de combustible.

El disponer de Baterías proporciona la capacidad adicional de regulación de red, aportando por ejemplo energía reactiva para la estabilidad de la red o proporcionando un respaldo energético ante una falla o parada de emergencia de un grupo electrógeno, de modo que el suministro no sea interrumpido instantáneamente, pudiendo desconectar equipos bajo situaciones controladas.

La generación Fotovoltaica también aporta capacidad de regulación a la red, ya que los inversores tienen curvas de regulación de energía reactiva-capacitiva según las necesidades de la red, aportando estabilidad al conjunto.

Por lo tanto, se concluye que desde el apartado técnico la solución híbrida es capaz de aportar la potencia y energía necesaria para la isla, y además incluye otras ventajas como puede ser la reducción de las horas de funcionamiento de los generadores, el consumo y mejora la estabilidad de la red, siendo por lo tanto una solución muy interesante y viable para su aplicación.

8.2 Conclusiones Económicas

Es en la parte económica principalmente donde destaca la hibridación sobre la generación convencional con grupos Diesel.

A continuación podemos observar una gráfica con los flujos de caja descontados al presente de la operación de la instalación con generadores diesel exclusivamente

Figura 80.- Flujos de caja descontados al presente para CASO 1, según tipología de gasto, HOMER Energy

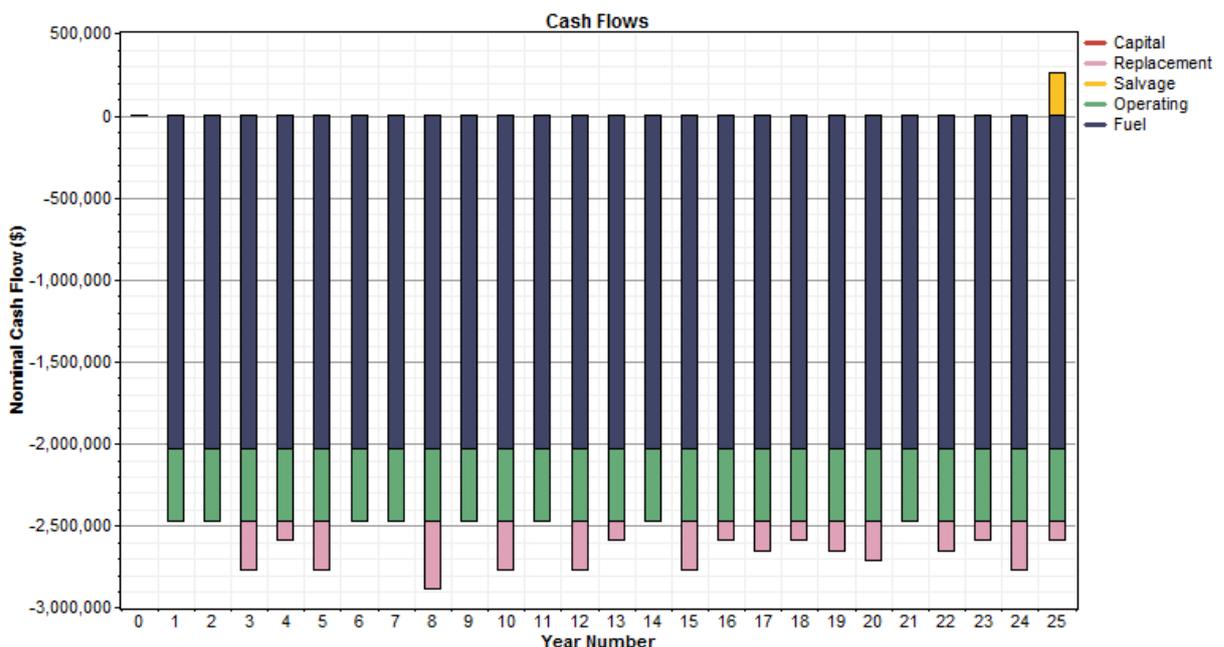
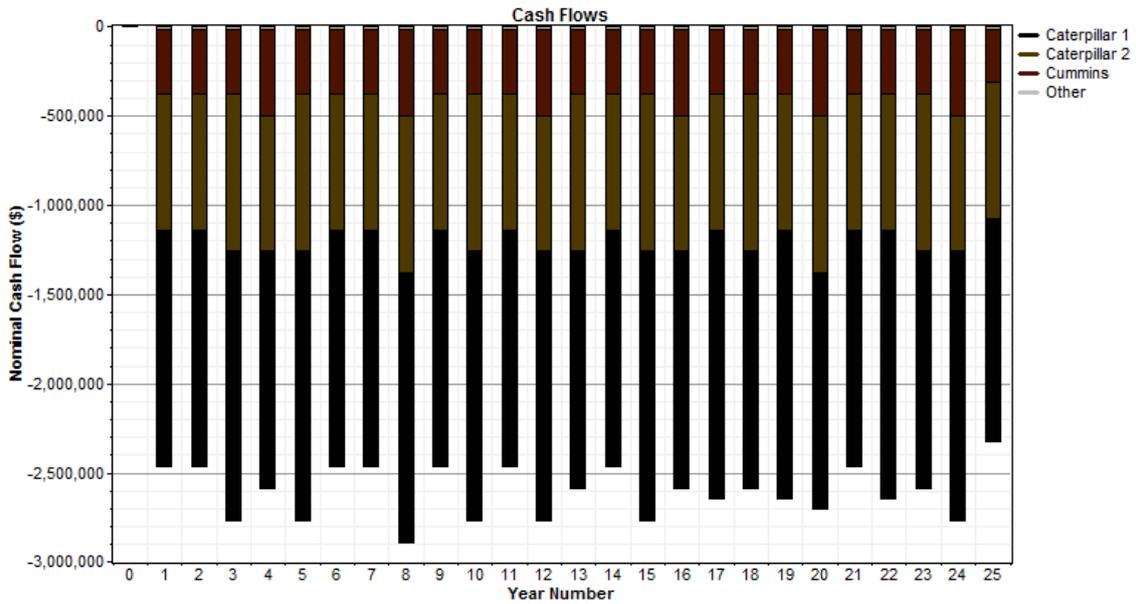


Figura 81.- Flujos de caja descontados al presente para CASO 1, según equipo en operación, HOMER Energy



Se puede observar en la Figura 80 que la mayor parte del gasto es exclusivamente en consumo de combustible de los grupos generadores, que consumen un total de aproximadamente 1.354.680 litros de Diesel al año, lo que supone más de 2.000.000\$ de coste en Diesel anual, a parte del elevado número de horas en funcionamiento que influyen de forma directa en el incremento del coste de O&M y reposición de los equipos por alcanzar el fin de su vida útil.

Es mediante la Hibridación con Fotovoltaica y almacenamiento en baterías como logramos bajar estas grandes cifras de consumo y así reducir el coste anual de operación de la instalación tal como se muestra a continuación:

Figura 82.- Flujos de caja descontados al presente para CASO 2, según tipología de gasto, HOMER Energy

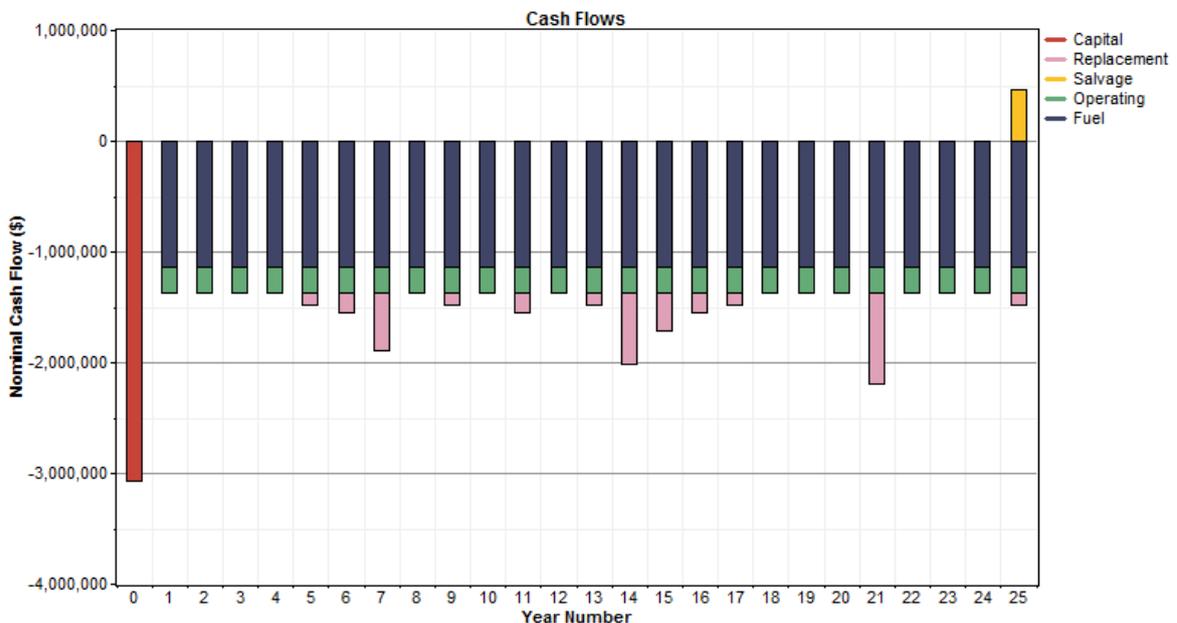
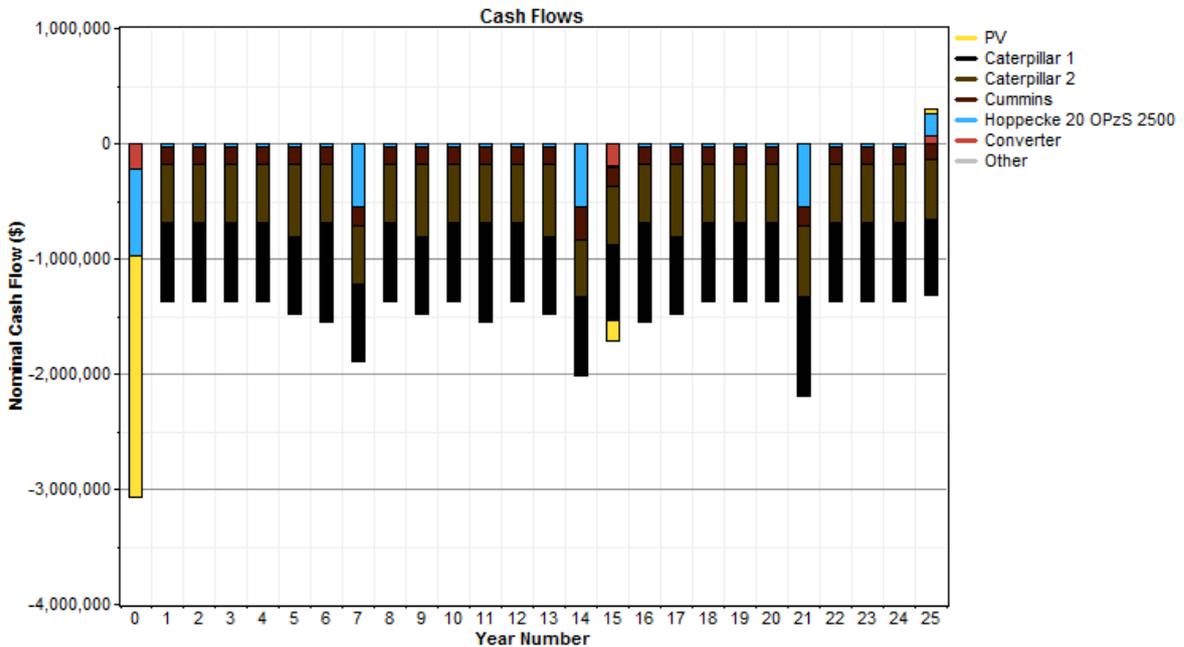


Figura 83.- Flujos de caja descontados al presente para CASO 2, según tipología de gasto, HOMER Energy

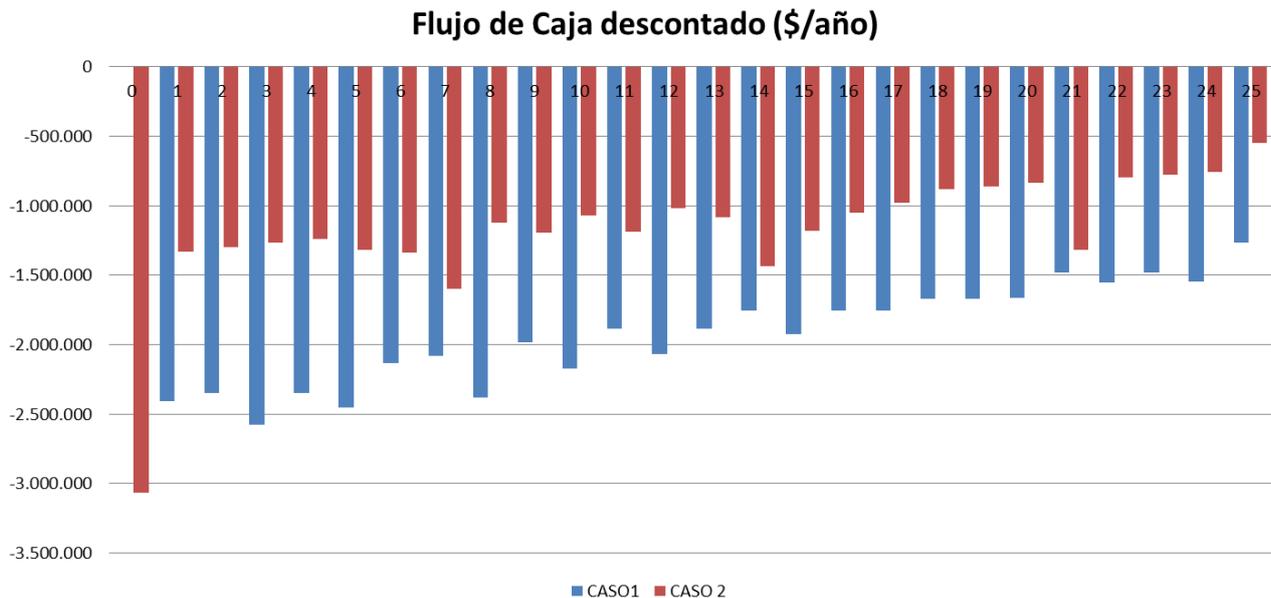


Como se puede observar, con la hibridación de los grupos generadores Diesel, obtenemos una considerable reducción en el gasto de combustible, que pasa a ser de aproximadamente 754.257 litros al año de Diesel en comparación a los 1.354.680 litros del CASO 1(solo Diesel), este consumo supone un coste de 1.134.000\$ anuales.

Estos valores suponen una reducción del consumo de combustible de un 44%, así como una considerable reducción de horas de funcionamiento de los equipos alargando su vida útil y por tanto reduciendo los costes operacionales a largo plazo.

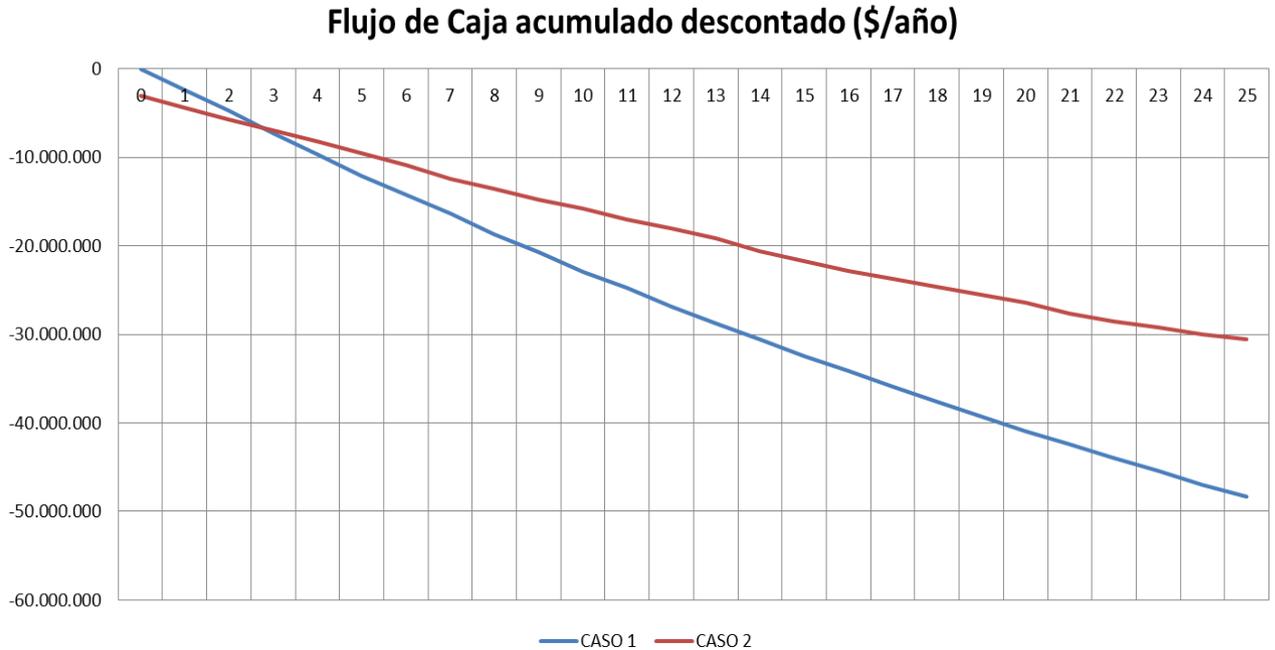
A continuación se muestra una tabla comparativa de los flujos de caja de ambos casos:

Figura 84.- Flujos de Caja descontados al presente de CASO 1 y CASO 2



Si procedemos a realizar una comparativa de los flujos de caja acumulados, vemos que aun suponiendo una importante inversión en el CASO 2 correspondiente a la hibridación del sistema existente, la inversión se amortiza a partir del año 3, donde vemos que el Flujo de Caja acumulado del CASO 2 (Hibridación) se cruza con el CASO 1 (solo Diesel) y comienza a ser menor en los años sucesivos.

Figura 85.- Flujos de Caja acumulados descontados al presente de CASO 1 y CASO 2



Esto supone un coste acumulado en el año 25 para ambos casos de:

- CASO 1 (solo Diesel): 48.285.000 \$
- CASO 2 (Hibridación): 30.586.000 \$

Siendo en el periodo de vida útil del proyecto de 25 años el Coste de la Energía (COE: Cost of Energy) es:

- CASO 1 (solo Diesel): 0,678 \$/kWh.
- CASO 2 (Hibridación): 0,430 \$/kWh

Por lo tanto, hibridar la instalación diesel existente reduciría el coste del kWh generado en un 36,5%, suponiendo una operación de las instalaciones de 25 años.

Esta enorme reducción de consumo además permite ser más independiente del mercado del Diesel, el cual es muy sensible a cambios de precio motivados por razones Económicas o Geopolíticas los cuales pueden incurrir en sobrecostes imprevistos.

Otra consideración a tener en cuenta a favor de la hibridación es la reducción de las emisiones de CO₂ entre el CASO 1 (solo Diesel) y el CASO 2(Hibridación):

- CASO 1 (solo Diesel): 3.567.320 kgCO₂/año
- CASO 2 (Hibridación): 1.986.207 kgCO₂/año

Obtenemos una reducción de emisiones del CASO 2 (Hibridación) respecto al CASO 1(solo Diesel): de 1.581.113 kgCO₂/año, justificando esta reducción de emisiones a partir de la utilización de fuentes renovables se podría acceder a venderlos en el mercado de Bonos de Carbono, si el precio actual está a 8,02 \$/tCO₂ se pueden generar a unos ingresos adicionales de aproximadamente:

$$Ingreso_{CO_2} = Emisiones_{evitadas} \cdot Precio_{bono} = 1.581 \text{ tCO}_2 \cdot 8,02 \frac{\$}{\text{tCO}_2} = 12.679 \$$$

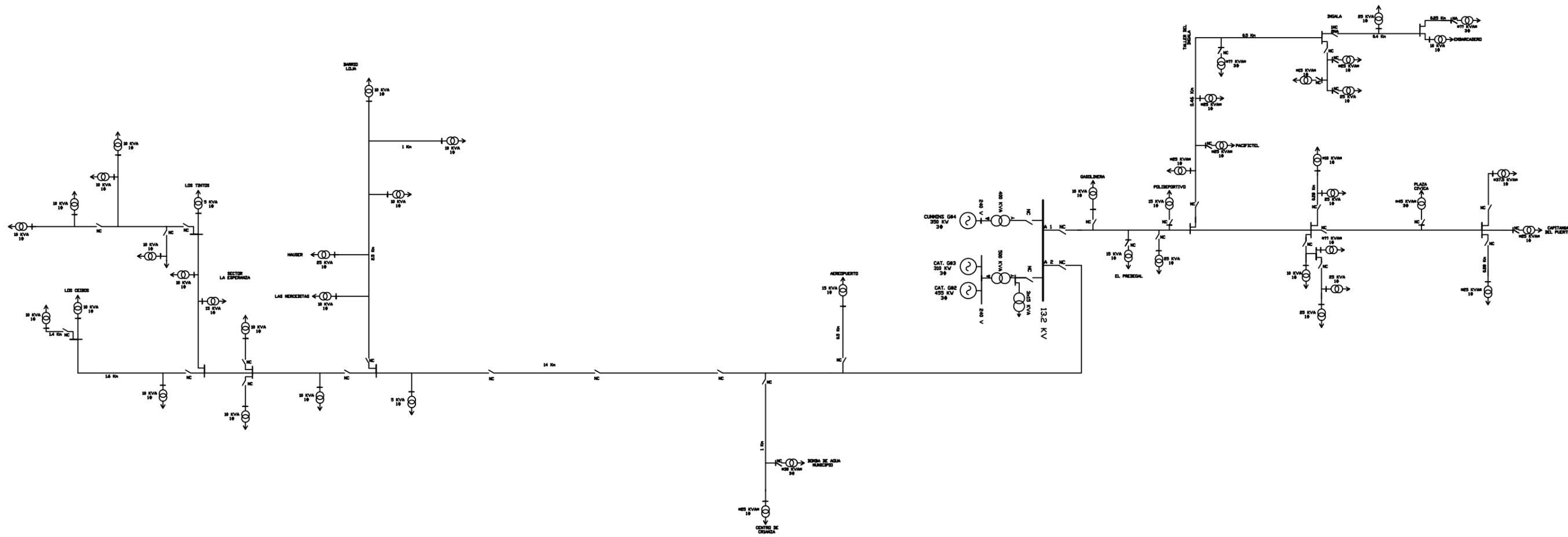
Por lo que se tendría un ingreso adicional aproximadamente de 12.679\$ al año por venta de bonos de carbono en el mercado.

También sería interesante tener en cuenta si existe algún tipo de penalización económica o multa por emisiones, ya que al utilizar la Hibridación estas se reducen considerablemente y con total seguridad estas penalizaciones dejen de ser aplicables, lo que supondría un gasto menos a incurrir en la operación del proyecto.

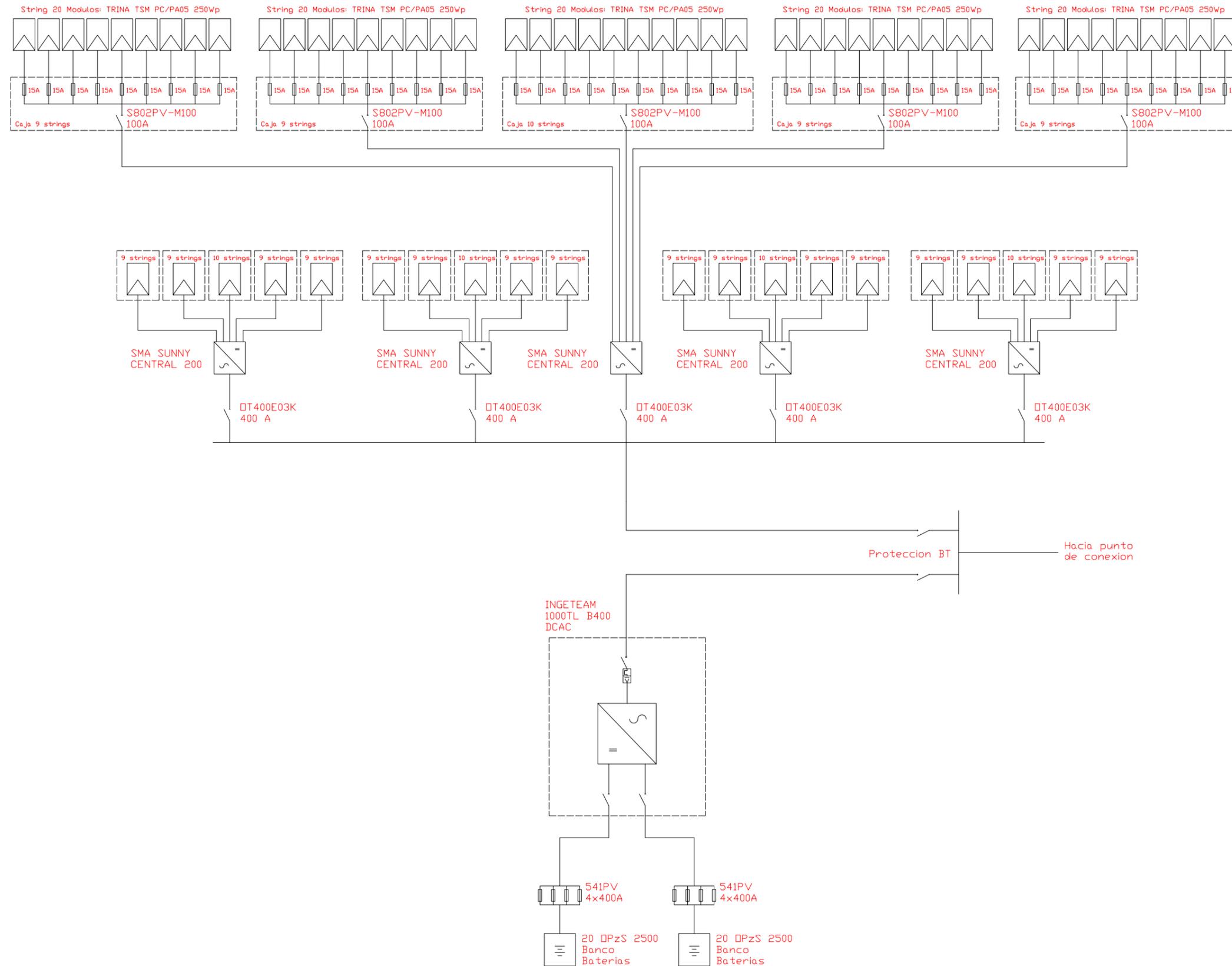
9. ANEXOS

ANEXO I: PLANOS

- 1- Plano instalación existente Isla Isabela
- 2- Plano unifilar instalación de Hibridación propuesta
- 3- Plano unifilar conexión a instalación existente



EMPRESA ELECTRICA PROVINCIAL GALAPAGOS ELECGALAPAGOS S.A.	
PUERTO VILLAMIL ISLA ISABELA DIAGRAMA UNIFILAR	
DIBUJADO:	RECOMENDADO:
REVISADO:	APROBADO:
FECHA: AGOSTO 2005	ESCALA:

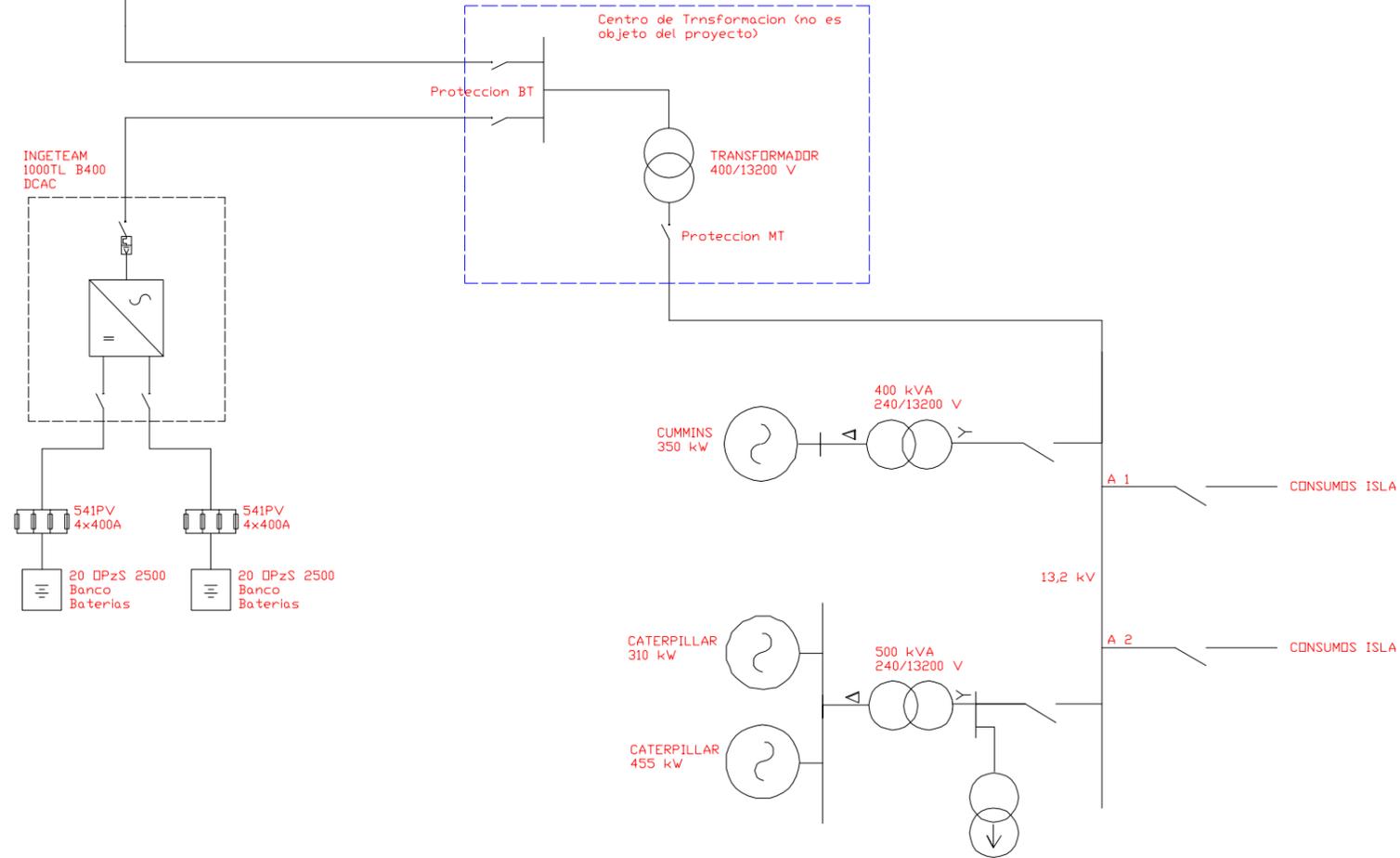
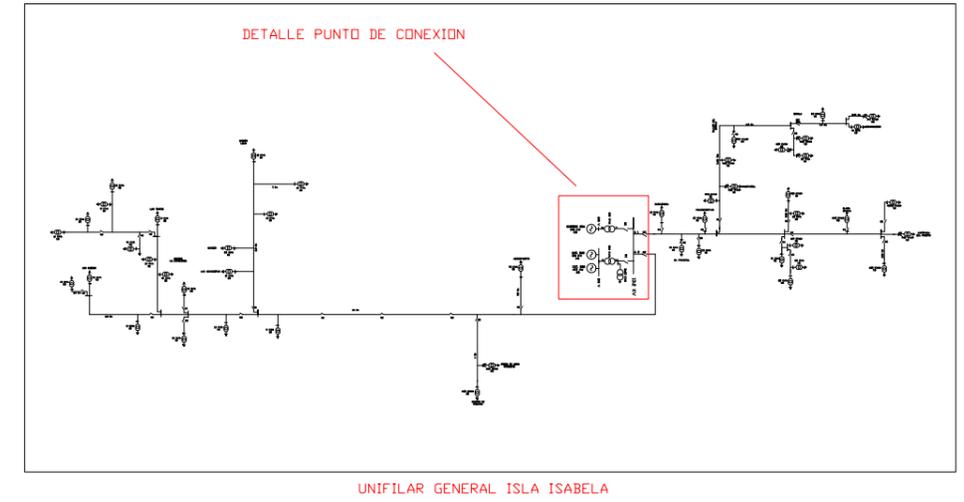
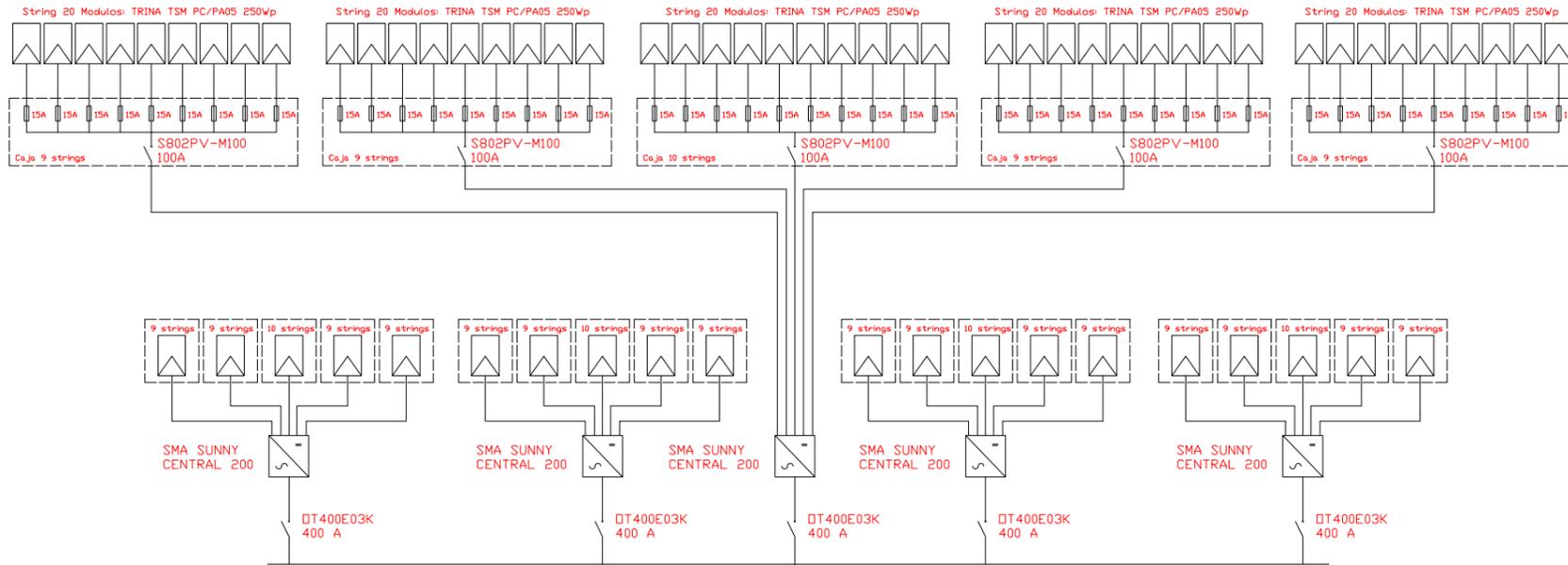


REV	CONCEPTO	PROYECTADO	DIBUJADO	REVISADO	APROBADO
1	CREACION DOCUMENTO	RCG	RCG	RCG	

REV	CONCEPTO	PROYECTADO	DIBUJADO	REVISADO	APROBADO

HIBRIDACION ISLA ISABELA	
ROBERTO CALVO GARCIA	
SITUACIÓN: ARCHIPIELAGO GALAPAGOS	

MASTER OFICIAL EN TECNOLOGIA DE LOS SISTEMAS DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICAS		
PROYECTADO	NOMBRE	FECHA
DIBUJADO	RCG	
REVISADO	RCG	
APROBADO	RCG	
	ESCALA	



REV	CONCEPTO	PROYECTADO	DIBUJADO	REVISADO	APROBADO
1	CREACION DOCUMENTO	RCG	RCG	RCG	

REV	CONCEPTO	PROYECTADO	DIBUJADO	REVISADO	APROBADO

HIBRIDACION ISLA ISABELA	
ROBERTO CALVO GARCIA	
SITUACIÓN: ARCHIPIELAGO GALAPAGOS	

MASTER OFICIAL EN TECNOLOGIA DE LOS SISTEMAS DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICAS		
PROYECTADO	NOMBRE	FECHA
DIBUJADO	RCG	
REVISADO	RCG	
APROBADO		
		ESCALA

ANEXO II: DATOS CLIMATICOS

1- Datos Meteonorm

2- Datos SolarGIS

Isla Isabela

Nombre del sitio

-0.946

Latitud [°N]

-90.968

Longitud [°E]

0

Altitud [msnm]

V, 4

Región climática

Estándar

Modelo irradiancia

Estándar

Modelo temperatura

Perez

Modelo irrada. incl.

2000–2009

Periodo de temperatura

1991–2010

Periodo de radiación

Información adicional

Incertidumbre de valores anuales: Gh = 6%, Bn = 11%, Ta = 2.4 °C

Tendencia de gh / década: -

Variabilidad de gh / año: -999.0%

Sitios de radiación interpolados: Datos de satélite (Parte de los datos de satélite: 100%)

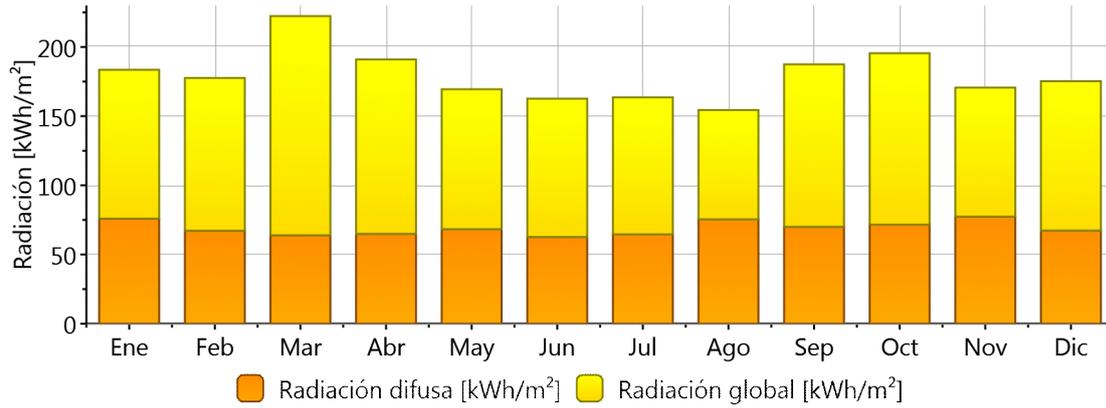
Temperature interpolation locations: MANTA/ELOY ALFARO (1143 km), Guayaquil Aer. (1239 km), Latacunga/Cotopaxi (1372 km)

Mes	H_Gh	H_Dh	H_Bn	Ta
	[kWh/m2]	[kWh/m2]	[kWh/m2]	[°C]
Enero	184	76	160	25.5
Febrero	178	67	156	25.5
Marzo	222	64	218	25.7
Abril	191	65	177	25.6
Mayo	169	68	140	25.0
Junio	163	63	151	23.7
Julio	164	65	147	23.5
Agosto	154	75	114	23.3
Setiembre	187	70	160	23.2
Octubre	195	72	171	23.5
Noviembre	171	77	135	23.9
Diciembre	175	67	163	24.7
Año	2155	829	1892	24.4

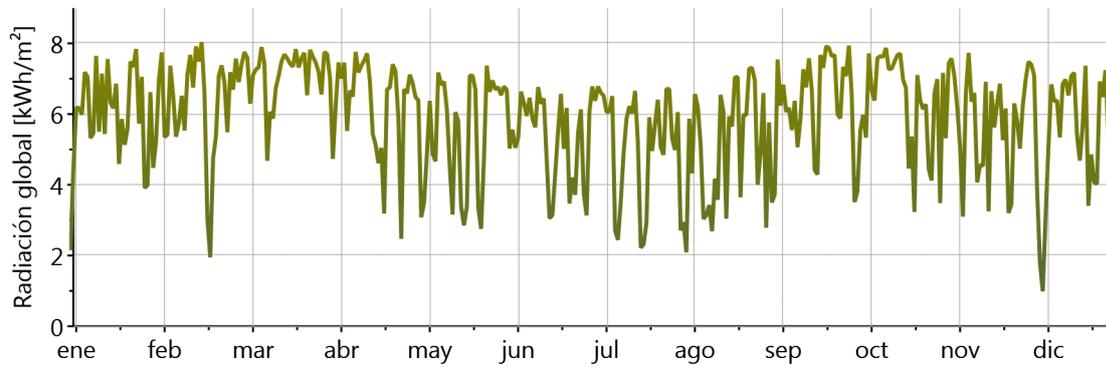
H_Gh: Irradiación global horizontal
H_Dh: Irradiación difusa horizontal
H_Bn: Irradiación de la radiación directa normal
Ta: Temperatura del aire



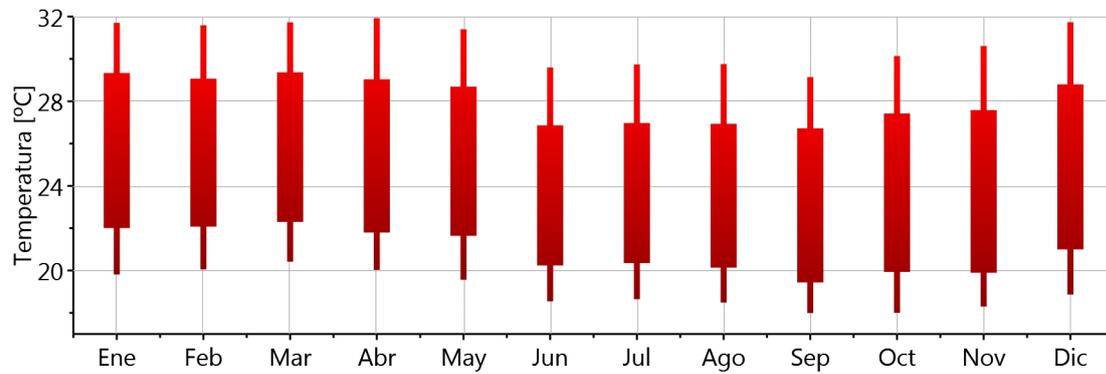
Radiación mensual



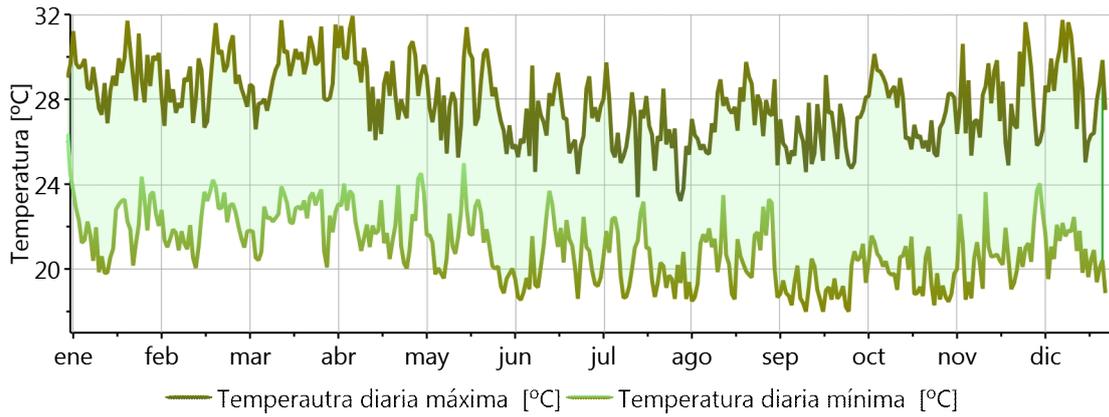
Radiación global diaria



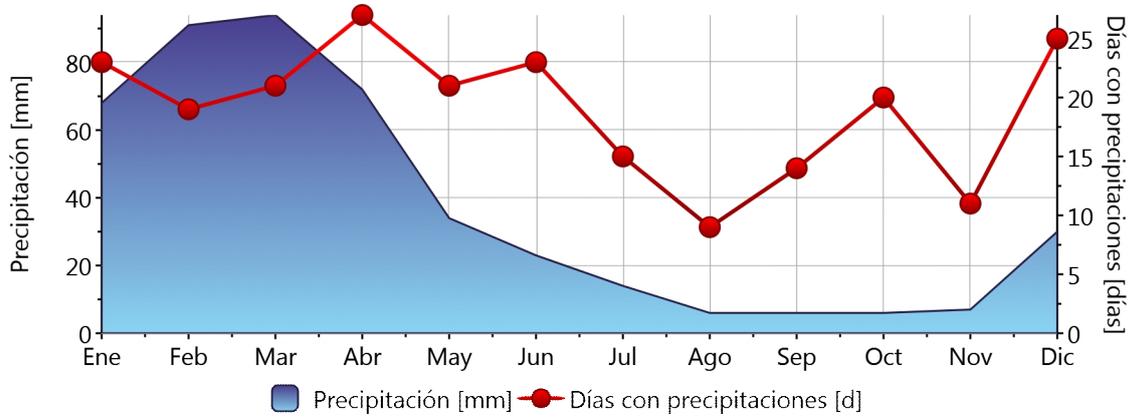
Temperatura mensual



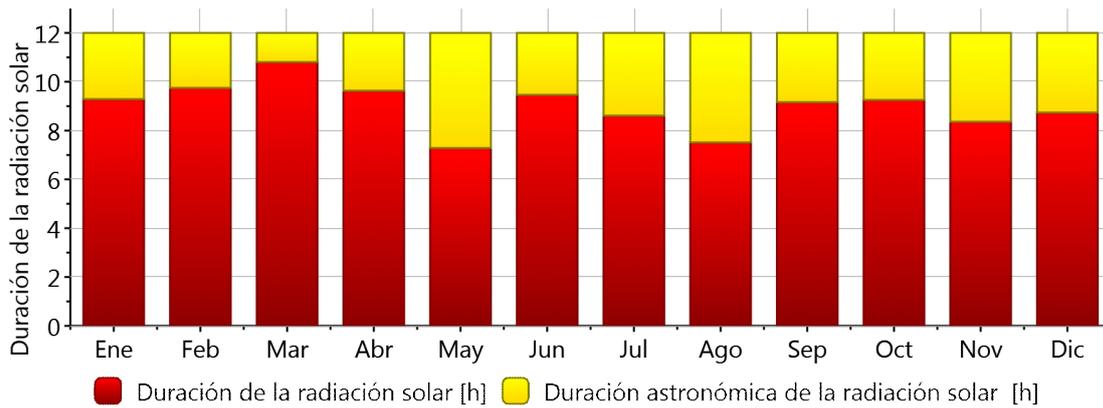
Temperatura diaria



Precipitación



Duración de la insolación



LONG-TERM MONTHLY AVERAGES OF SOLAR RADIATION AND AIR TEMPERATURE

Report number: IMAPS-15038-1507-21
 Issued: 07 July 2015 09:40 (UTC)

Site info

Site name: **Islas Galápagos**
 Islas Galápagos, Ecuador

Coordinates: **0° 56' 21.44" S, 90° 56' 21.59" W**

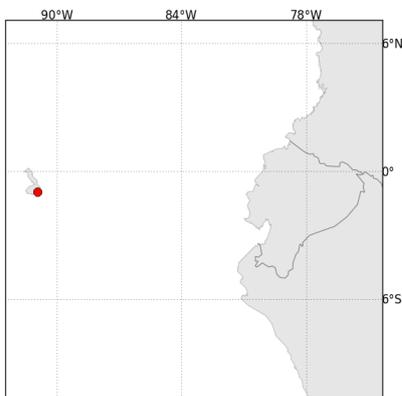
Elevation a.s.l.: 9 m

Slope inclination: 1°

Slope azimuth: 315° northwest

Location on the map: <http://solargis.info/imaps/#tl=Google:satellite=-0.939288979085,-90.9393310547=14>

Geographic position



Google Maps © 2015 Google

Climate data

Month	Gh _d	Gh _m	Dh _d	Dh _m	T ₂₄
Jan	5.86	182	2.28	71	24.4
Feb	6.32	177	2.16	60	25.6
Mar	6.80	211	2.07	64	26.0
Apr	6.26	188	2.04	61	25.5
May	5.61	174	2.13	66	24.7
Jun	4.98	149	2.26	68	23.4
Jul	4.86	151	2.42	75	22.3
Aug	5.36	166	2.58	80	21.6
Sep	5.72	172	2.69	81	21.4
Oct	5.95	184	2.60	81	21.6
Nov	5.56	167	2.51	75	22.0
Dec	5.25	163	2.43	75	23.0
Year	5.71	2084	2.35	857	23.4

Long-term averages:

- Gh_d Daily sum of global horizontal irradiation (kWh/m²)
- Gh_m Monthly sum (annual) of global horizontal irradiation (kWh/m²)
- Dh_d Daily sum of diffuse horizontal irradiation (kWh/m²)
- Dh_m Monthly sum (annual) of diffuse horizontal irradiation (kWh/m²)
- T₂₄ Daily (diurnal) air temperature (°C)

Site: Islas Galápagos, Ecuador, lat/lon: -0.939288979085°/-90.9393310547°

SolarGIS v1.8 - description of the database

SolarGIS is high-resolution climate database operated by GeoModel Solar. Primary data layers include solar radiation, air temperature and terrain (elevation, horizon).

Air temperature at 2 m: developed from the CFSR and GFS data (© NOAA NCEP, USA); years: 1994 - 2011; recalculated to 15-minute values. The data are spatially enhanced to 1 km resolution to reflect variability induced by high resolution terrain.

Solar radiation: calculated from the satellite and atmospheric data:

- Meteosat PRIME satellite (© EUMETSAT, Germany) 1994 - 2010, 15-minute or 30-minute values for Europe, Africa and Middle East,
- Meteosat IODC satellite (© EUMETSAT, Germany) 1999 - 2011, 30-minute values for Asia,
- GOES EAST satellite (© NOAA, USA) 1999 - 2012, 30-minute, partially 3-hourly values for Americas,
- MTSAT satellite (© JMA, Japan) 2007 - 2012, 30-minute values for Pacific,
- MACC (© ECMWF, UK) 1994 - 2012, atmospheric data,
- GFS, CFSR (© NOAA, USA), 1994 - 2012, atmospheric data.

This estimation assumes a year having 365 days. More information about the data and underlying uncertainty can be found at: <http://solargis.info/doc/116>.

Service provider

GeoModel Solar s.r.o. , Milana Marečka 3, 84107 Bratislava, Slovakia; Registration ID: 45 354 766, VAT Number: SK2022962766; Registration: Business register, District Court Bratislava I, Section Sro, File 62765/B

Disclaimer and legal information

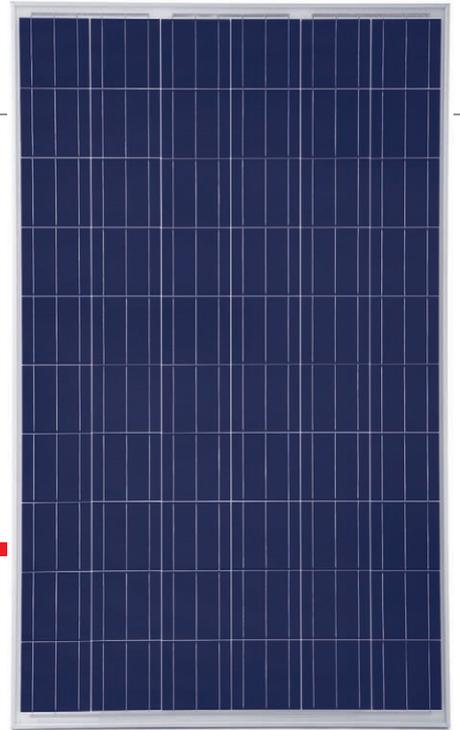
Considering the nature of climate fluctuations, interannual and long-term changes, as well as the uncertainty of measurements and calculations, GeoModel Solar cannot take full guarantee of the accuracy of estimates. The maximum possible has been done for the assessment of climate conditions based on the best available data, software and knowledge. GeoModel Solar shall not be liable for any direct, incidental, consequential, indirect or punitive damages arising or alleged to have arisen out of use of the provided report.

This report is copyright to © 2015 GeoModel Solar, all rights reserved.
SolarGIS® is a trade mark of GeoModel Solar

This document is electronically signed by GeoModel Solar. The authenticity of this report can be verified here: <http://solargis.info/doc/120>

ANEXO III: FICHAS TECNICAS

- 1- Ficha Modulo Fotovoltaico
- 2- Ficha Inversor Fotovoltaico
- 3- Ficha Inversor-Cargador Baterías
- 4- Ficha Baterías



TSM-PC05 TSM-PA05

THE UNIVERSAL SOLUTION

15.3%
MAX EFFICIENCY

250W
MAX POWER OUTPUT

10 YEAR
PRODUCT WARRANTY

25 YEAR
LINEAR POWER WARRANTY

Founded in 1997, Trina Solar is one of the world's leading PV companies. Since its IPO on the NYSE in 2006, Trina Solar has developed a vertically integrated business model, with in-house production of ingots, wafers, cells and solar panels in both mono and multicrystalline technologies. Its manufacturing capacity for solar panels will be 2.4GW by the end of 2012, making it one of the largest solar manufacturers in the world. Trina Solar's extensive portfolio includes panels for all kinds of applications- residential, utility, offgrid, BIPV as well as innovative system solutions.

With 20 branch offices around the world, Trina Solar is serving leading installers, distributors, utilities and developers in all major PV markets. Trina Solar is committed to driving down the cost of solar and making it more affordable for all.

Trina Solar Limited
www.trinasolar.com



Module can bear snow loads up to **5400Pa** and wind loads up to **2400Pa**



Guaranteed power output **0~+3%**



High performance under low light conditions
Cloudy days, mornings and evenings



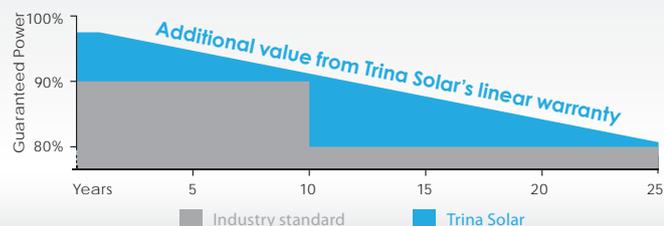
Manufactured according to International Quality and Environment Management System Standards **ISO9001, ISO14001**



Approved **original MC4** Photovoltaic connector used with highest reliability

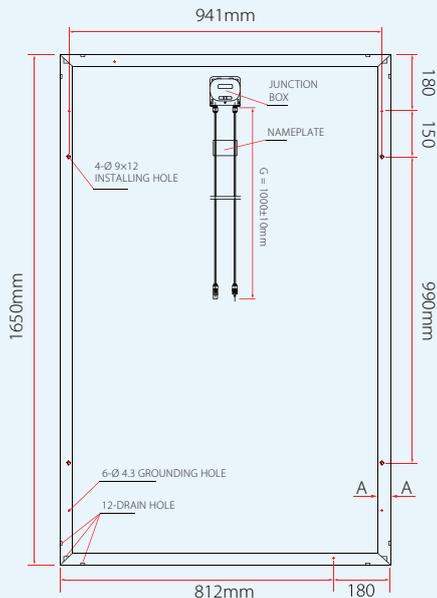
LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

10 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty

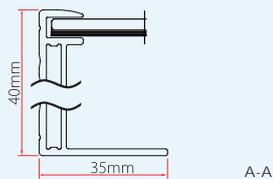


TSM-PC05 / TSM-PA05 THE UNIVERSAL SOLUTION

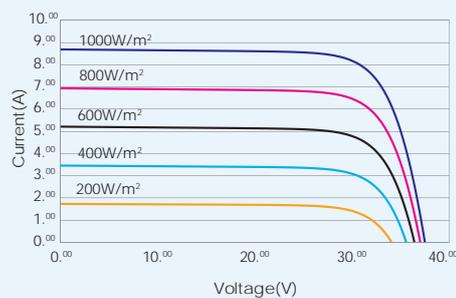
DIMENSIONS OF PV MODULE TSM-PC/PA05



Back View



I-V CURVES OF PV MODULE TSM-245 PC/PA05



Average efficiency reduction of 4.5% at 200W/m² according to EN 60904-1.

CERTIFICATION



ELECTRICAL DATA @ STC	TSM-235 PC/PA05	TSM-240 PC/PA05	TSM-245 PC/PA05	TSM-250 PC/PA05
Peak Power Watts-P _{MAX} (Wp)	235	240	245	250
Power Output Tolerance-P _{MAX} (%)	0/+3	0/+3	0/+3	0/+3
Maximum Power Voltage-V _{MPP} (V)	29.3	29.7	30.2	30.3
Maximum Power Current-I _{MPP} (A)	8.03	8.10	8.13	8.27
Open Circuit Voltage-V _{OC} (V)	37.2	37.3	37.5	37.6
Short Circuit Current-I _{SC} (A)	8.55	8.62	8.68	8.85
Module Efficiency η _m (%)	14.4	14.7	15.0	15.3

Values at Standard Test Conditions STC (Air Mass AM1.5, Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C). Power measurement tolerance: ±3%

ELECTRICAL DATA @ NOCT	TSM-235 PC/PA05	TSM-240 PC/PA05	TSM-245 PC/PA05	TSM-250 PC/PA05
Maximum Power-P _{MAX} (Wp)	171	174	178	181
Maximum Power Voltage-V _{MPP} (V)	26.4	26.6	26.8	27.0
Maximum Power Current-I _{MPP} (A)	6.48	6.55	6.64	6.70
Open Circuit Voltage (V)-V _{OC} (V)	34.0	34.1	34.2	34.3
Short Circuit Current (A)-I _{SC} (A)	6.97	7.04	7.10	7.25

NOCT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s. Power measurement tolerance: ±3%

MECHANICAL DATA

Solar cells	Multicrystalline 156 × 156mm (6 inches)
Cell orientation	60 cells (6 × 10)
Module dimensions	1650 × 992 × 40mm (64.95 × 39.05 × 1.57 inches)
Weight	19.5kg (43.0 lb)
Glass	High transparency solar glass 3.2mm (0.13 inches)
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP 65 rated
Cables	Photovoltaic Technology cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), 1000mm (39.4 inches)
Connector	MC4  

TEMPERATURE RATINGS

Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P _{MAX}	-0.43%/°C
Temperature Coefficient of V _{OC}	-0.32%/°C
Temperature Coefficient of I _{SC}	0.047%/°C

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1000V DC(IEC)/600V DC(UL)
Max Series Fuse Rating	15A

WARRANTY

10 year workmanship warranty

25 year linear performance warranty

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box: 24 pcs

Modules per 40' container: 672 pcs



Seguro

- Magnetotérmico de CC con rearme automático
- Protección contra sobretensión en los lados de CC y de CA

Comunicativo

- Consultas a distancia de manera sencilla mediante acceso remoto
- Envío de avisos de estado por correo electrónico o mensaje de texto al móvil

Opcional

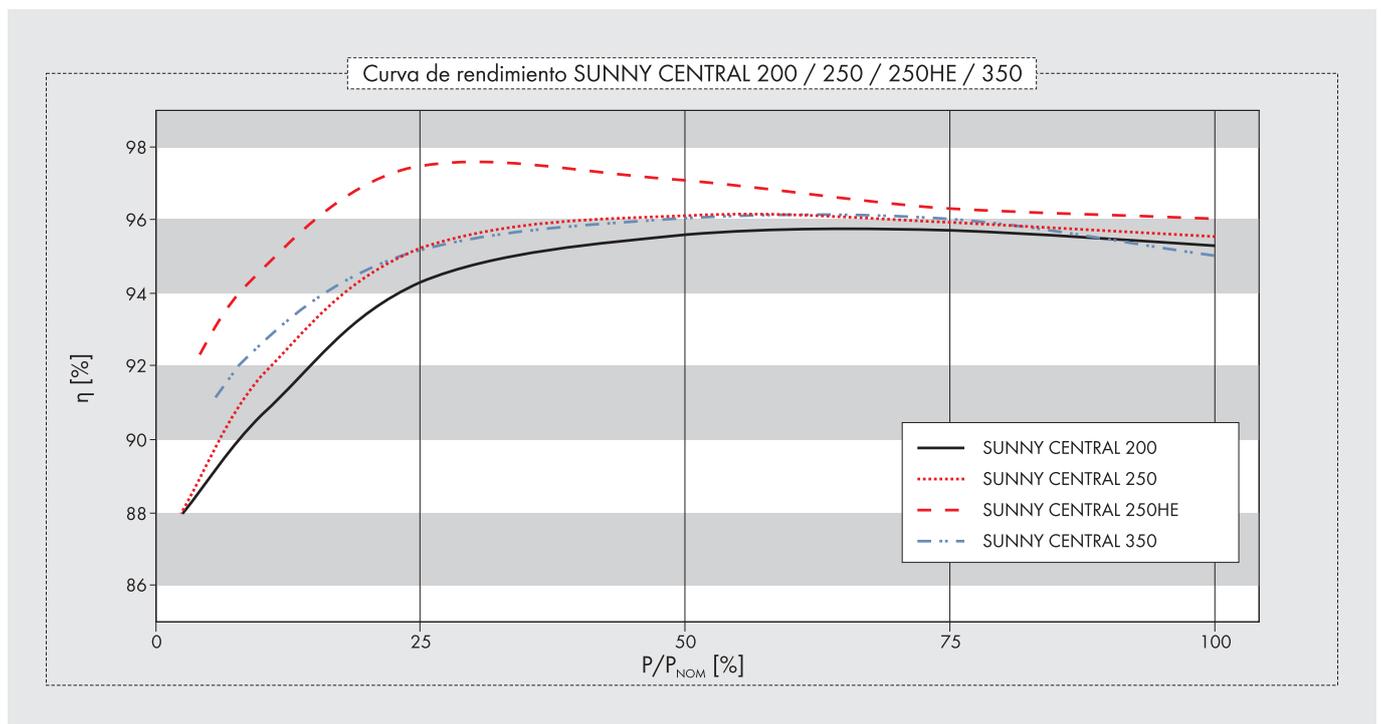
- Monitorización de corriente String
- Rango de tensión CC de entrada ampliado hasta 1000 V

SUNNY CENTRAL 200 / 250 / 250HE / 350

Contacto directo a la red de baja tensión

La mejor opción para uso en plantas solares de medianas y grandes dimensiones. Los Sunny Central 200, 250 y 350 brindan a los operadores de la instalación óptimos rendimientos energéticos, especialmente en instalaciones en campo abierto o sobre cubiertas de estructura homogénea. En el lado de CC, los inversores centrales tienen cinco, ocho o doce entradas con fusible para de distribución de CC. En el lado de CA se pueden conectar varios Sunny Central entre sí. De esta manera, se posibilitan potencias de generador de varios megavatios. Mientras que los Sunny Central 200, 250 y 350 se inyectan directamente en el nivel de red de baja tensión, el Sunny Central 250HE se puede conectar inmediatamente a un transformador de tensión media.

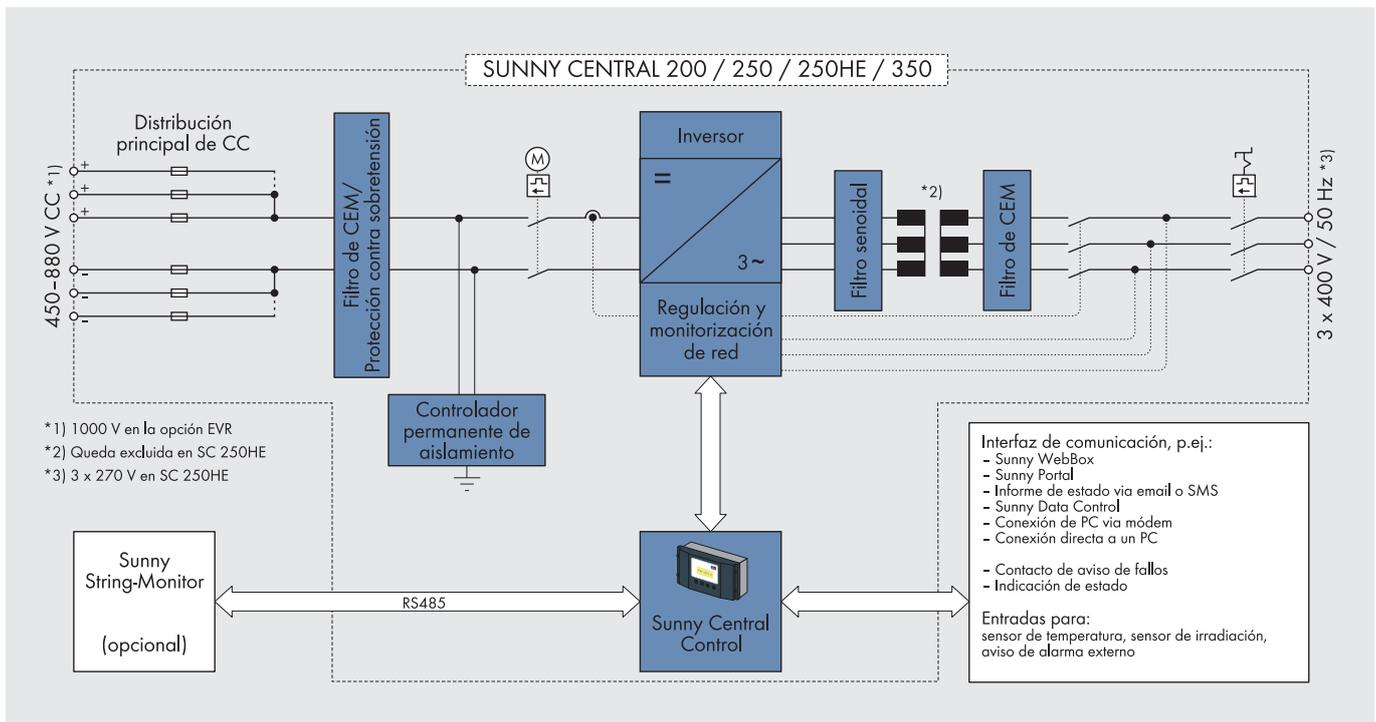
Datos técnicos	Sunny Central 200	Sunny Central 250	Sunny Central 250HE	Sunny Central 350
Valores de entrada				
Potencia nominal de CC	210 kW	262 kW	261 kW	369 kW
Potencia máxima de CC	230 kW _p ¹⁾	290 kW _p ¹⁾	285 kW _p ¹⁾	405 kW _p ¹⁾
Rango de tensión MPP	450 V - 820 V ⁵⁾			
Tensión máx. de CC	880 V	880 V	880 V	880 V
Corriente continua máx.	472 A	591 A	591 A	800 A
No. de entradas de CC	5	8	8	12
Parámetros de salida				
Potencia nominal de CA	200 kW	250 kW	250 kW	350 kW
Potencia máx. de CA	200 kW	250 kW	250 kW	350 kW
Tensión nominal de CA	400 V	400 V	270 V	400 V
Corriente nominal de CA	289 A	361 A	535 A	505 A
Frecuencia de red de CA 50 Hz	●	●	●	●
Frecuencia de red de CA 60 Hz	●	●	●	●
Máx. cos φ	> 0,98	> 0,98	> 0,98	> 0,98
Coefficiente de distorsión máx.	< 3 %	< 3 %	< 3 %	< 3 %
Consumo de potencia				
Autoconsumo en funcionamiento	< 1000 W	< 1500 W	< 1500 W	< 2500 W
Consumo en stand-by	< 70 W	< 80 W	< 80 W	< 70 W
Tensión auxiliar externa	230 V, 50/60Hz	400 V, 50/60 Hz	400 V, 50/60 Hz	400 V, 50/60 Hz
Fusible de entrada exterior para alimentación auxiliar	B 16 A, 1 polos	B 16 A, 3 polos	B 16 A, 3 polos	B 16 A, 3 polos
Dimensiones y peso				
Altura	2120 mm ⁴⁾	2120 mm ⁴⁾	2120 mm ⁴⁾	2120 mm ⁴⁾
Ancho	2000 mm	2400 mm	2400 mm	2800 mm
Profundidad	850 mm	850 mm	850 mm	850 mm
Peso	1600 kg	2070 kg	1170 kg	2800 kg
Coefficiente de rendimiento²⁾				
Rendimiento máx.	95,7 %	96,1 %	97,5 %	96,0 %
Rendimiento europeo	94,5 %	95,2 %	96,7 %	95,2 %
Clase de protección y condiciones ambientales				
Clase de protección (según CEI 60529)	IP20	IP20	IP20	IP20
Rango de temperatura de servicio	-20 °C ... +40 °C			
Humedad rel. del aire	15 % ... 95 %	15 % ... 95 %	15 % ... 95 %	15 % ... 95 %
Consumo de aire fresco	3300 m ³ /h	4200 m ³ /h	3500 m ³ /h	6500 m ³ /h
Altitud máx. sobre el nivel del mar (NN)	1000 m	1000 m	1000 m	1000 m



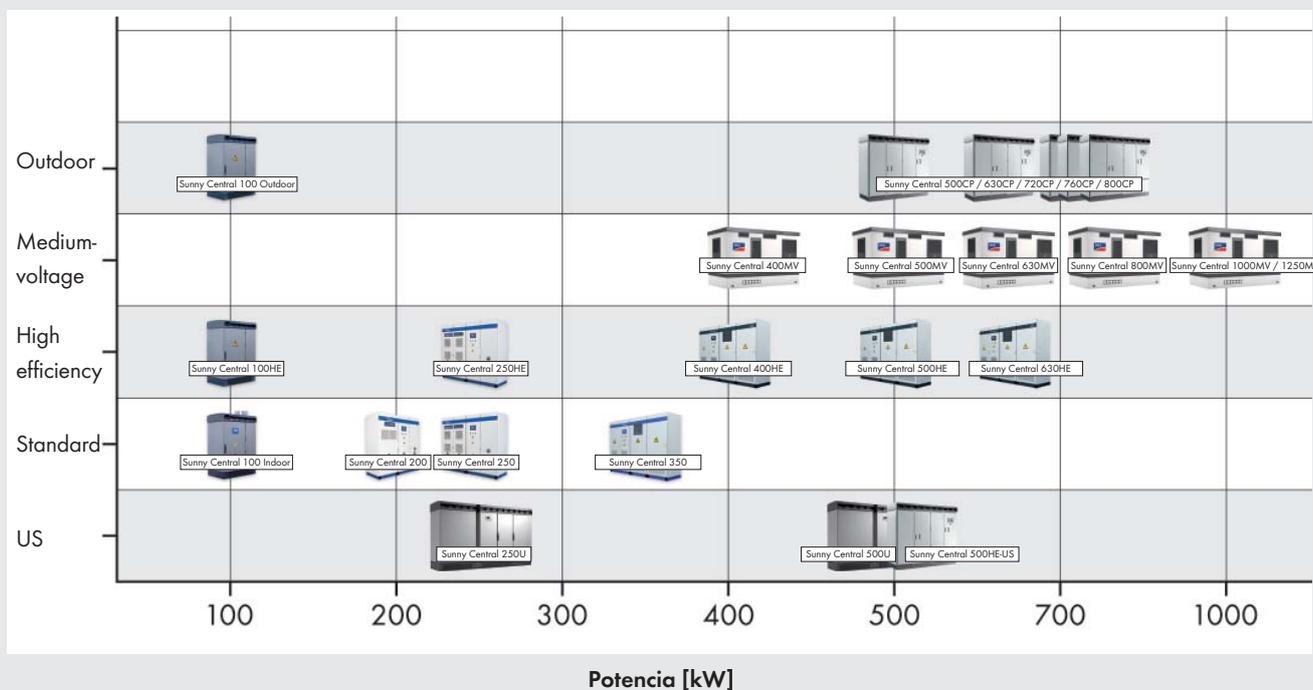
	Sunny Central 200	Sunny Central 250	Sunny Central 250HE	Sunny Central 350
Características				
Display (SCC)	●	●	●	●
Monitorización de toma a tierra	●	●	●	●
Calefacción	●	●	●	●
Interruptor de emergencia	●	●	●	●
Interruptor de potencia en el lado de CA	●	●	Seccionador para ruptura de carga	●
Interruptor de potencia en el lado de CC	con accionamiento por motor			
Descargadores de sobretensión de CA monitorizados	● (no con red TT)	● (no con red TT)	●	● (no con red TT)
Descargadores de sobretensión de CC monitorizados	●	●	●	●
Descargadores de sobretensión monitorizados, alimentación auxiliar	● (no con red TT)	● (no con red TT)	●	● (no con red TT)
Interfaces de SCC (Sunny Central Control)				
Comunicación (NET-Piggy-Back, opcional)	Análogo, ISDN, Ethernet	Análogo, ISDN, Ethernet	Análogo, ISDN, Ethernet	Análogo, ISDN, Ethernet
Entradas analógicas	1 x PT 100, 2 x A _{in} ³⁾	1 x PT 100, 2 x A _{in} ³⁾	1 x PT 100, 2 x A _{in} ³⁾	1 x PT 100, 2 x A _{in} ³⁾
Protección de sobretensión para entradas analógicas	○	○	○	○
Conexión del Sunny String-Monitor (COM1)	RS485	RS485	RS485	RS485
Conexión PC (COM3)	RS232	RS232	RS232	RS232
Contacto libre de potencial (alarmas de fallos externos)	1	1	1	1
Certificados / inscripciones				
CEM			EN 61000-6-2 EN 61000-6-4	
Conformidad CE	●	●	●	●
Conforme a la EEG ⁶⁾	●	●	●	●
RD 1633 / 2000	●	●	●	●
● De serie ○ Opcional – no disponible				
Modelo comercial	SC 200	SC 250	SC 250HE	SC 350

- 1) Datos válidos para valores de radiación = 1000 (kWh/(kWp x año))
- 2) Rendimiento medido sin autoalimentación a $U_{CC} = 500$ V
- 3) Conexión para un sensor analógico, con técnica de dos y cuatro conductores, por parte del cliente
- 4) En la opción EVR, el armario de distribución se elevará 210 mm.
- 5) $U_{CC, min}$ siendo $U_{CA, nom} \pm 5\%$ y $\cos \phi = 1$
- 6) Capacidad de gestión de seguridad de red y soporte de tensión estática

Por favor observe las Indicaciones para el transporte del Sunny Central y las Instrucciones de instalación del Sunny Central



SUNNY CENTRAL GAMA DE PRODUCTOS



Accesorios



Sunny String Monitor



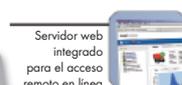
Presentación de gran efecto de los datos de la instalación en pantalla Sunny Matrix de grandes dimensiones



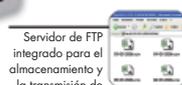
Archivo y visualización automática de los datos de medición en el Sunny Portal de manera gratuita



Ampliación de la memoria y transmisión de datos al PC con tarjeta SD intercambiable



Servidor web integrado para el acceso remoto en línea a todos los datos actuales desde cualquier PC



Servidor de FTP integrado para el almacenamiento y la transmisión de datos al PC



Procesamiento individual de los datos de medición en su PC

**INVERSOR
DE BATERÍAS
TRIFÁSICO SIN
TRANSFORMADOR****1000TL B400 DCAC Indoor**

El inversor de baterías INGECON® SUN STORAGE PowerMax es un equipo trifásico bidireccional que puede ser utilizado tanto en sistemas aislados como conectados a la red general de distribución. Este inversor ofrece una elevada densidad de potencia en un único bloque de potencia, ofreciendo distintos modos de funcionamiento configurables.

Fácil mantenimiento

Equipo muy fácil de usar, ya que la filosofía de los inversores de string ha sido aplicada al diseño de este inversor central.

Además, las acometidas de entrada y salida están integradas en el mismo armario para facilitar las tareas de mantenimiento.

Gestión de baterías

El INGECON® SUN STORAGE PowerMax presenta una avanzada tecnología de control de baterías, asegurando la máxima vida útil del sistema de almacenamiento. La temperatura de las baterías puede ser controlada en todo momento, garantizando su correcto funcionamiento. Este inversor es 100% compatible con los inversores INGECON® SUN.

Software incluido

Se incluye sin coste adicional el software INGECON® SUN Manager para la monitorización y el registro de datos del inversor a través de Internet. Las comunicaciones Ethernet están incluidas de serie.

El inversor trifásico INGECON® SUN STORAGE PowerMax cumple con la normativa internacional más exigente.

Garantía estándar de 3 años, ampliable hasta 25 años



1000TL B400 DCAC Indoor

Modos de funcionamiento:

- Modo aislado

El inversor INGECON® SUN STORAGE PowerMax genera una red AC aislada y actúa como gestor de la red, garantizando el equilibrio entre generación, consumo y almacenamiento. Para conseguirlo, el INGECON® SUN STORAGE PowerMax puede controlar los flujos de energía entre la red y las baterías, basándose en la situación dada en cualquier momento. El inversor INGECON® SUN STORAGE PowerMax permite la integración en la red de una fuente de energía solar mediante el uso de inversores INGECON® SUN.

Un avanzado sistema de control que no requiere comunicaciones gestiona la potencia producida por los inversores INGECON® SUN, basándose en los datos de consumo y en el estado de carga de las baterías. La fuente de generación auxiliar (un generador o la red

pública) sólo se conecta cuando el estado de carga de las baterías es inferior a un determinado nivel programable.

- Modo back-up

Este modo de funcionamiento ha sido concebido para sistemas conectados a la red, donde las caídas de red son largas y frecuentes, y una fuente de energía auxiliar es necesaria. El inversor INGECON® SUN STORAGE PowerMax opera conectado a la red alterna. Con el fin de garantizar una fuente de energía, el inversor mantiene las baterías cargadas. Durante una caída de red, el inversor de baterías genera la red AC y la energía almacenada en las baterías se usa para alimentar las cargas. Si hay fuentes de energía renovable conectadas a la red y la energía generada es mayor que la demandada, el excedente puede ser inyectado en la red.

- Modo autoconsumo

Este modo de funcionamiento se dirige a sistemas de conexión a red con fuentes de energía renovable, con el fin de minimizar el consumo desde la red. Si la producción de energía es mayor que la demanda, el excedente se puede usar para cargar las baterías o para inyectar en la red, si las baterías están completamente cargadas. Si las cargas requieren de más energía que la producida por las fuentes renovables, las baterías serían las encargadas de satisfacer esa demanda, aumentando el ratio de autoconsumo.

- Soporte de red

En combinación con el INGECON® EMS Plant Controller, el inversor INGECON® SUN STORAGE PowerMax puede adaptar la potencia de salida de la planta FV a un valor preestablecido, logrando mantener un valor de potencia constante o controlar la rampa de variación de potencia.

PROTECCIONES

- Cortocircuitos y sobrecargas en la salida.
- Fallos de aislamiento.
- Seccionador DC.
- Protección IP64 para la electrónica.

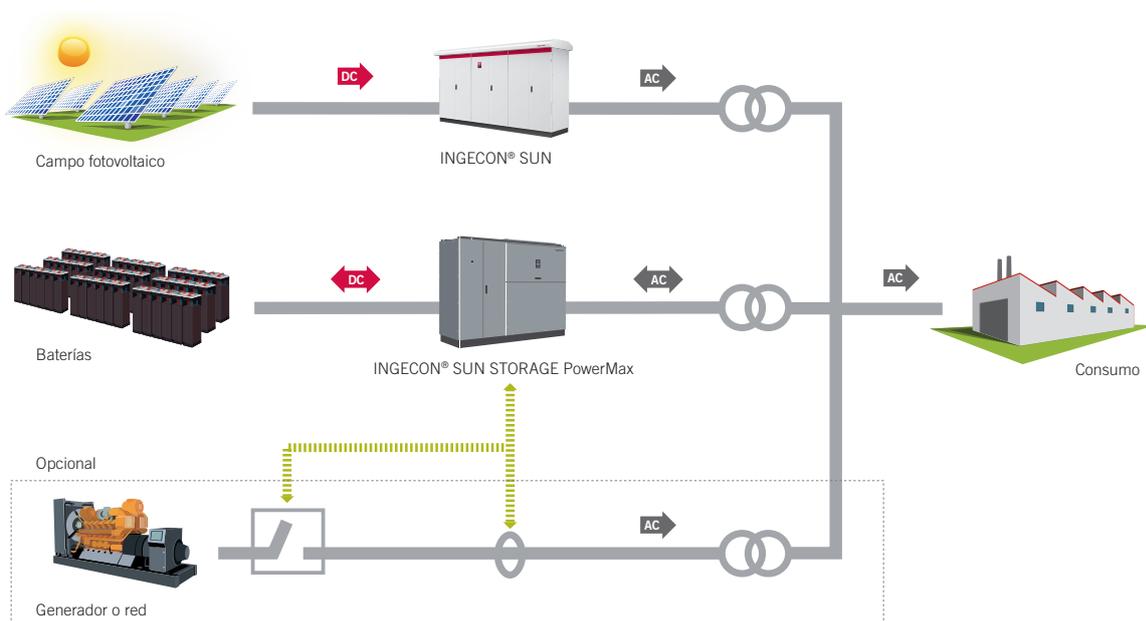
ACCESORIOS INTEGRADOS

- Comunicación Ethernet.
- Comunicación CAN para baterías inteligentes.
- Entradas libres de potencial configurables.
- Salidas libres de potencial configurables, algunas para la conexión y desconexión de los generadores auxiliares.
- Sistema de pre-carga DC.
- Descargadores AC, tipo 2.

ACCESORIOS OPCIONALES

- Fusibles DC.
- Descargadores DC, tipo 2.
- Sistema de pre-carga AC.
- Kit de caldeo para operar a una temperatura ambiente de -40 °C (-40 °F).
- Seccionador magneto-térmico AC.

Esquema para el Modo aislado



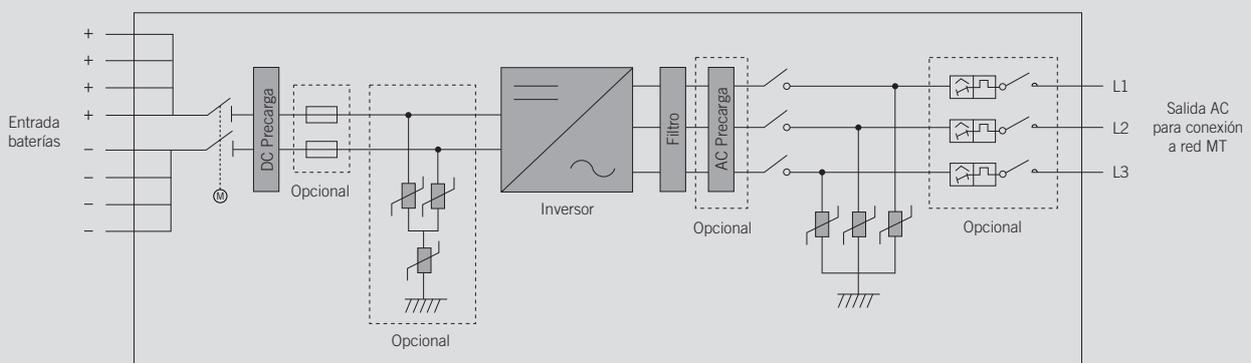
1000TL B400 DCAC Indoor

Baterías (DC)	
Potencia nominal	≥ 1.030 kW
Rango de tensión en modo aislado	580 - 820 V
Rango de tensión para modos de funcionamiento en conexión a red ⁽¹⁾	638 - 820 V
Tensión máxima ⁽²⁾	1.050 V
Corriente máxima	2.000 A
Número de entrada	8
Tipo de batería	Lead, Ni-Cd, Li-ion
Valores de Salida (AC)	
Potencia nominal (@ 50 °C)	1.000 kVA
Potencia máxima (@ 30 °C)	1.108 kVA
Corriente máxima	1.600 A
Tensión nominal	400 V
Frecuencia	50 / 60 Hz
Rendimiento	
Eficiencia máxima	98,9%
Datos generales	
Aislamiento galvánico	No
Refrigeración por aire	8.000 m ³ /h
Consumo en stand-by	60 W
Temperatura en funcionamiento	-20 °C a +65 °C
Humedad relativa (sin condensación)	0 - 95%
Altitud máxima ⁽³⁾	3.000
Grado de protección	IP20
Grado de protección de la electrónica	IP64
Peso	1.860 kg

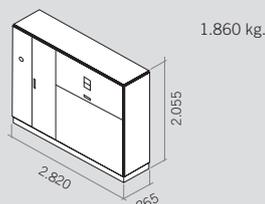
Referencias normativas: EN 61000-6-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EN 61000-3-12, EN 61000-3-11, EN 62109-1, EN 62109-2, IEC 62103, EN 50178, FCC Part 15, EN 50438, IEC 62116, IEC 61727

Notas: ⁽¹⁾ Los modos en conexión a red incluyen los modos back-up, autoconsumo y soporte de red. La tensión DC mínima ($V_{DC, min}$) para $V_{grid, max} = 1,1$ p.u. Si $V_{grid, max}$ es mayor que este valor, la tensión mínima debería ser corregida para $V_{DC, min} * V_{grid, max} / 1,1$ ⁽²⁾ Por encima de 820 V, la corriente máxima disminuye gradualmente ⁽³⁾ Por encima de 1.000 m, la temperatura para potencia nominal se reduce 4,5 °C por cada 1.000 m.

SUN STORAGE PowerMax



Dimensiones (mm)





Ingeteam

Ingeteam Power Technology, S.A.

Avda. Ciudad de la Innovación, 13
31621 SARRIGUREN (Navarra) - Spain
Tel.: +34 948 288 000 / Fax: +34 948 288 001
e-mail: solar.energy@ingeteam.com

Ingeteam S.r.l.

Via Emilia Ponente, 232
48014 CASTEL BOLOGNESE (RA) - Italy
Tel.: +39 0546 651 490 / Fax: +39 054 665 5391
e-mail: italia.energy@ingeteam.com

Ingeteam GmbH

Herzog-Heinrich-Str. 10
80336 MUNICH - Germany
Tel.: +49 89 99 65 38 0 / Fax: +49 89 99 65 38 99
e-mail: solar.de@ingeteam.com

Ingeteam SAS

La Naurouze B - 140 rue Carmin
31670 Labège - France
Tel: +33 (0)5 61 25 00 00 / Fax: +33 (0)5 61 25 00 11
e-mail: france@ingeteam.com

Ingeteam INC.

5201 Great American Parkway, Suite 320
SANTA CLARA, CA 95054 - USA
Tel.: +1 (415) 450 1869 / +1 (408) 524 2929 / Fax: +1 (408) 824 1327
e-mail: solar.us@ingeteam.com

Ingeteam INC.

3550 W. Canal St.
MILWAUKEE, WI 53208 - USA
Tel.: +1 (414) 934 4100 / +1 (855) 821 7190 / Fax: +1 (414) 342 0736
e-mail: solar.us@ingeteam.com

Ingeteam, a.s.

Technologická 371/1
70800 OSTRAVA - PUSTKOVEC
Czech Republic
Tel.: +420 59 732 6800 / Fax: +420 59 732 6899
e-mail: czech@ingeteam.com

Ingeteam Shanghai, Co. Ltd.

Shanghai Trade Square, 1105
188 Si Ping Road
200086 SHANGHAI - P.R. China
Tel.: +86 21 65 07 76 36 / Fax: +86 21 65 07 76 38
e-mail: shanghai@ingeteam.com

Ingeteam, S.A. de C.V.

Ave. Revolución, n° 643, Local 9
Colonia Jardín Español - MONTERREY
64820 - NUEVO LEÓN - México
Tel.: +52 81 8311 4858 / Fax: +52 81 8311 4859
e-mail: northamerica@ingeteam.com

Ingeteam Ltda.

Estrada Duílio Beltrami, 6975
Chácara Sao Bento
13278-078 VALINHOS SP - Brazil
Tel.: +55 19 3037 3773 / Fax: +55 19 3037 3774
e-mail: brazil@ingeteam.com

Ingeteam Pty Ltd.

Unit 2 Alphen Square South
16th Road, Randjiespark, Midrand 1682 - South Africa
Tel.: +2711 314 3190 / Fax: +2711 314 2420
e-mail: southafrica@ingeteam.com

Ingeteam SpA

Cerro El Plomo 5630, Piso 9, Oficina 901
7560742 Las Condes - Santiago de Chile - Chile
Tel.: +56 2 26664370
e-mail: chile@ingeteam.com

Ingeteam Power Technology India Pvt. Ltd.

2nd Floor, 431
Udyog Vihar, Phase III
122016 Gurgaon (Haryana) - India
Tel.: +91 124 420 6491-5 / Fax: +91 124 420 6493
e-mail: india@ingeteam.com

Ingeteam Sp. z o.o.

Ul. Koszykowa 60/62 m 39
00-673 Warszawa - Poland
Tel.: +48 22 821 9930 / Fax: +48 22 821 9931
e-mail: polska@ingeteam.com

Ingeteam Australia Pty Ltd.

Suite 112, Level 1, Mike Codd Building 232
Innovation Campus, Squires Way
North Wollongong, NSW 2500 - Australia
Tel.: +61 499 988 022
e-mail: australia@ingeteam.com

OPzS

Vented lead-acid battery



Motive Power Systems

Reserve Power Systems

Special Power Systems

Service

Your benefits with HOPPECKE OPzS

- **Very high expected service life** - due to optimized low-antimony selenium alloy
- **Excellent cycle stability** - due to tubular plate design
- **Maximum compatibility** - design according to DIN 40736-1
- **Higher short-circuit safety even during the installation** - based on HOPPECKE system connectors
- **Extremely extended water refill intervals up to maintenance-free** - optional use of AquaGen® recombination system minimizes emission of gas and aerosols¹



Similar to the illustration, AquaGen® optional

Typical applications of HOPPECKE OPzS

- **Telecommunications**
 - Mobile phone stations
 - BTS-stations
 - Off-grid/on-grid solutions
- **Power Supply**
- **Security lighting**

 **HOPPECKE**
POWER FROM INNOVATION

Type Overview

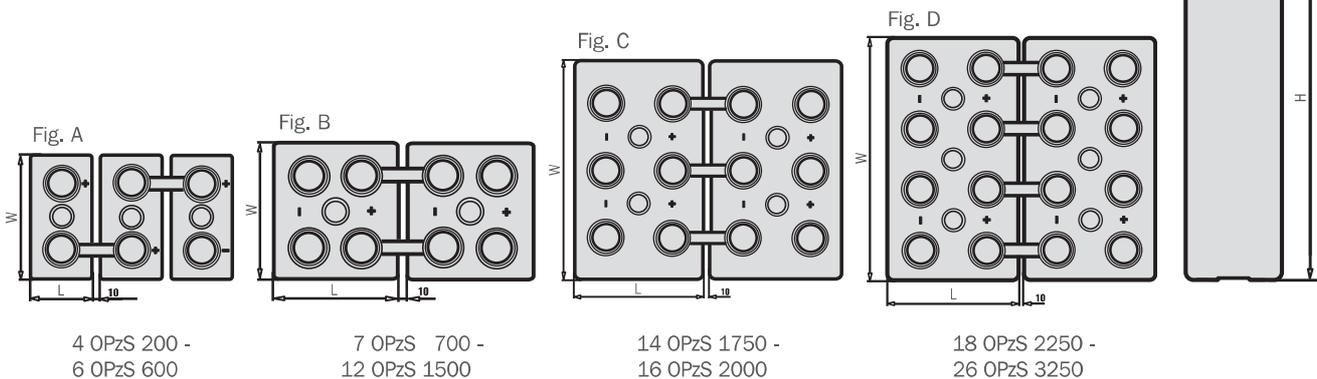
Capacities, dimensions and weights

Type	C _{nom} /1.80 V Ah	C ₁₀ /1.80 V Ah	C ₅ /1.77 V Ah	C ₃ /1.75 V Ah	C ₁ /1.67 V Ah	max.* Weight kg	Weight electrolyte kg (1.24 kg/l)	max.* Length L mm	max.* Width W mm	max.* Height H mm	Fig.
4 OPzS 200	200	213	182	161	118	17.3	4.5	105	208	420	A
5 OPzS 250	250	266	227	201	147	21.0	5.6	126	208	420	A
6 OPzS 300	300	320	273	241	177	24.9	6.7	147	208	420	A
5 OPzS 350	350	390	345	303	217	29.3	8.5	126	208	535	A
6 OPzS 420	420	468	414	363	261	34.4	10.1	147	208	535	A
7 OPzS 490	490	546	483	426	304	39.5	11.7	168	208	535	A
6 OPzS 600	600	686	590	510	353	46.1	13.3	147	208	710	A
7 OPzS 700	700	801	691	596	411	59.1	16.7	215	193	710	B
8 OPzS 800	800	915	790	681	470	63.1	17.3	215	193	710	B
9 OPzS 900	900	1026	887	767	529	72.4	20.5	215	235	710	B
10 OPzS 1000	1000	1140	985	852	588	76.4	21.1	215	235	710	B
11 OPzS 1100	1100	1256	1086	938	647	86.6	25.2	215	277	710	B
12 OPzS 1200	1200	1370	1185	1023	706	90.6	25.8	215	277	710	B
12 OPzS 1500	1500	1610	1400	1197	784	110.4	32.7	215	277	855	B
14 OPzS 1750	1750	1881	1632	1397	914	142.3	46.2	215	400	815	C
15 OPzS 1875	1875	2016	1748	1496	980	146.6	46.7	215	400	815	C
16 OPzS 2000	2000	2150	1865	1596	1045	150.9	45.9	215	400	815	C
18 OPzS 2250	2250	2412	2097	1796	1176	179.1	56.4	215	490	815	D
19 OPzS 2375	2375	2546	2213	1895	1242	182.9	55.6	215	490	815	D
20 OPzS 2500	2500	2680	2330	1995	1307	187.3	55.7	215	490	815	D
22 OPzS 2750	2750	2952	2562	2195	1437	212.5	67.0	215	580	815	D
23 OPzS 2875	2875	3086	2678	2294	1503	216.8	65.9	215	580	815	D
24 OPzS 3000	3000	3220	2795	2394	1568	221.2	66.4	215	580	815	D
26 OPzS 3250	3250	3488	3028	2594	1699	229.6	65.4	215	580	815	D

C_{nom} = nominal capacity at 10 h discharge according to DIN 40736-1

C₁₀, C₅, C₃ and C₁ = Capacity at 10 h, 5 h, 3 h and 1 h discharge

* according to DIN 40736-1 data to be understood as maximum values



Design life: up to 20 years

Optimal environmental compatibility - closed loop for recovery of materials in an accredited recycling system

¹ Similar to sealed lead-acid batteries