

Trabajo Fin de Grado

Grado en Ingeniería de la Energía

Optimización de una instalación fotovoltaica para una fábrica

Autor: Ana Mateos Martínez

Tutor: José María Delgado Sánchez

Isidoro Lillo Bravo

Departamento de Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2019



UNIVERSIDAD
DE MÁLAGA

Proyecto Fin de Carrera
Grado en Ingeniería de la Energía

Optimización de una instalación fotovoltaica para una fábrica

Autor:

Ana Mateos Martínez

Tutores:

José María Delgado Sánchez
Profesor Sustituto Interino

Isidoro Lillo Bravo
Profesor titular

Dpto. Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2019

Proyecto Fin de Carrera: Optimización de una instalación fotovoltaica para una fábrica.

Autor: Ana Mateos Martínez

Tutor: José María Sánchez Delgado; Isidoro Lillo Bravo

El tribunal nombrado para juzgar el trabajo arriba indicado, compuesto por los siguientes profesores:

Presidente:

Vocal/es:

Secretario:

acuerdan otorgarle la calificación de:

El Secretario del Tribunal

Fecha:

Agradecimientos

Durante todos estos años de estudio, han sido muchas las personas que han puesto su granito de arena para hacerme crecer, tanto en lo académico como en lo personal. Elegir este grado me ha enseñado a esforzarme y a dar lo mejor de mí. Me ha señalado cuál es mi vocación y el camino que deseo seguir. Esto no me lo han enseñado las asignaturas, sino los profesores que he tenido la suerte de conocer. Muchas gracias a todos ellos que, aun sin saberlo, han cambiado cosas en mí y me han inspirado. Gracias a mis tutores José María e Isidoro, por la ayuda prestada estos meses.

Quiero agradecer especialmente el apoyo incondicional brindado por mi familia y amigos, también ellos me han inspirado y dado impulso para no rendirme.

Otra pieza importante ha sido la de mis compañeros, por el apoyo mutuo y experiencias vividas en la Escuela. Gracias a todos.

*Ana Mateos Martínez
Sevilla, 2019*

Resumen

Este trabajo de Fin de Grado está enfocado en el estudio energético en industria. La fábrica que se trata prevé aumentar su capacidad, por lo que se estudia la posibilidad de reducir los costes energéticos a través del autoconsumo de una instalación fotovoltaica. Esta reducción de costes repercute directamente en el producto final, suponiendo un aumento del margen de beneficios.

Para ello se lleva a cabo un estudio de viabilidad, en el que se analizan las producciones energéticas máxima y mínima anual para, así, conocer el porcentaje de cobertura de la demanda al que podría alcanzar. Una vez conocida la capacidad de la instalación, se estiman sus costes y amortización, haciendo uso del indicador Pay Back.

Abstract

This Final Work aims to analyze the reduction of energy costs from a photovoltaic solar installation. The Factory mentioned is planned to be expanded. so the possibility of reducing energy costs through self-consumption of a photovoltaic installation is studied. This reduction in costs has a direct impact on the final product, implying an increase in the profit margin.

For this purpose, a feasibility study is carried out, in which the maximum and minimum annual energy productions are analyzed to know the percentage of demand coverage that it could reach. Once the capacity of the installation is known, its costs and depreciation are estimated, using the Pay Back indicator.

Índice:

Agradecimientos.....	I
Resumen.....	III
Abstract.....	5
Índice:.....	7
1. Introducción	9
2. Objetivo	10
3. Escenario actual.....	11
3.1. Potencia instalada	11
3.2. Consumo energético	13
3.2.1. Coste porcentual	15
4. Localización	16
4.1. Datos meteorológicos	17
4.1.1. Temperatura media mensual	17
4.1.2. Radiación solar	18
4.2. Superficie disponible	20
5. Escenario futuro	21
5.1. Ampliación de potencia.....	21
5.2. Operativa:.....	21
5.3. Consumo energético	22
6. Instalación fotovoltaica	23
6.1. Características del módulo fotovoltaico.....	23
6.2. Potencia pico instalada.....	23
6.3. Producción energética.....	25
6.3.1. Estimación de consumo y cobertura en escenario futuro	30
6.4. Simulación con PVSyst	35
6.4.1. Orientación SE, 45º de inclinación	36
6.4.2. Orientación SO, 10º de inclinación.....	36
6.4.3. Orientación SO, 45º de inclinación.....	37
6.4.4. Orientación SO, 36º de inclinación.....	37
6.5. Comparación de datos.....	38

6.6.	Costes.....	39
6.6.1.	Coste porcentual.....	41
6.6.2.	Amortización de la instalación.....	42
7.	Conclusiones.....	43
8.	Referencias.....	44

1. Introducción

Este proyecto se va a centrar en el análisis energético de una fábrica de productos de limpieza: lejías, detergentes y amoníacos.

Ésta cuenta con tres áreas de producción diferenciadas: elaboración, soplado y envasado.

- En el área de elaboración se prepara el producto que se va a envasar. Se parte de diferentes materias primas, que son mezcladas según las especificaciones del cliente.
- En el área de soplado se encuentran las sopladoras, que producen botellas a partir de polietileno granulado; y las inyectoras, que producen tapones a partir de polipropileno granulado.
- En el área de envasado, las cuatro líneas existentes actualmente embotellan el producto previamente preparado en el área de elaboración, son etiquetadas e introducidas en cajas para luego ser paletizadas y distribuidas al cliente.

Todas ellas operan de lunes a viernes, tanto turno de mañana: desde las 6:00 horas a las 14:00 horas, como turno de tarde: de las 14:00 horas a las 22:00 horas. El área de soplado lo hace durante 24 horas.

En cuanto al consumo energético, el 80% aproximadamente se localiza en el área de soplado junto a los compresores generales, secadoras y frigoríficos.

2. Objetivo

El objetivo de este proyecto se va a centrar en el análisis del consumo energético de dicha fábrica y la posibilidad de reducir su coste a través del autoconsumo con una planta fotovoltaica. Ésta se alimenta de la red eléctrica, siendo la factura eléctrica una parte importante de los costes totales. Este valor oscila, en función del mes, alrededor del 20% del total de la fábrica.

Además, se prevé que la fábrica sufrirá una ampliación de las líneas de producción en unos meses, y, por tanto, su consumo eléctrico también crecerá. Pasará de operar con cuatro líneas a hacerlo con seis. Para ello, será necesario, además, aumentar la fabricación de envases y tapones, lo que conlleva la instalación de nuevas sopladoras e inyectoras. Estas modificaciones conducirán a un aumento en la potencia instalada, y consecuentemente, mayor consumo eléctrico, derivando en mayores costes. (Como consecuencia, se propone estudiar la reducción de los costes de electricidad a través del autoconsumo con una instalación fotovoltaica propia. Por ello se va a estudiar la capacidad de la fábrica para dicha instalación y el beneficio económico que aportaría.

3. Escenario actual

3.1. Potencia instalada

La potencia total instalada (2,5 MW aprox.) instalada se reparte entre las tres áreas descritas anteriormente de la siguiente forma:

POTENCIA INSTALADA POR ÁREA			
ELABORACIÓN	SOPLADO	ENVASADO	AUXILIARES
202 KW	1.712 KW	312 KW	341 KW
8%	66%	12%	14%

Tabla 1. Potencia instalada por área.

- En el área de elaboración la potencia instalada la componen los grupos de presión y grupos de Protección Contra Incendios (PCI).
- El área de soplado consta de 10 máquinas sopladoras y 2 inyectoras. Cada una de ellas supone una potencia de alrededor de 100 KW.
- El área de envasado dispone de cuatro líneas:
 - I. La línea 1 consta de un distribuidor de botellas, llenadora, taponadora, pesadora, etiquetadora, preformadora de cajas, encajadora y paletizador.
 - II. La línea 2 es igual que la línea 1, y además cuenta con una giradora de asas.
 - III. La línea 3 dispone de un distribuidor de botellas, llenadora, taponadora, etiquetadora, preformadora de cajas y encajadora.
 - IV. La línea 4 tiene llenado, etiquetado y paletizado manuales.

Se dispone de dos enfardadoras de palets.

En cuanto a los auxiliares, aportan, a través de compresores y secadoras, una línea general de aire comprimido, a 7 bar aproximadamente.

Se muestra un esquema de la cadena de producción:

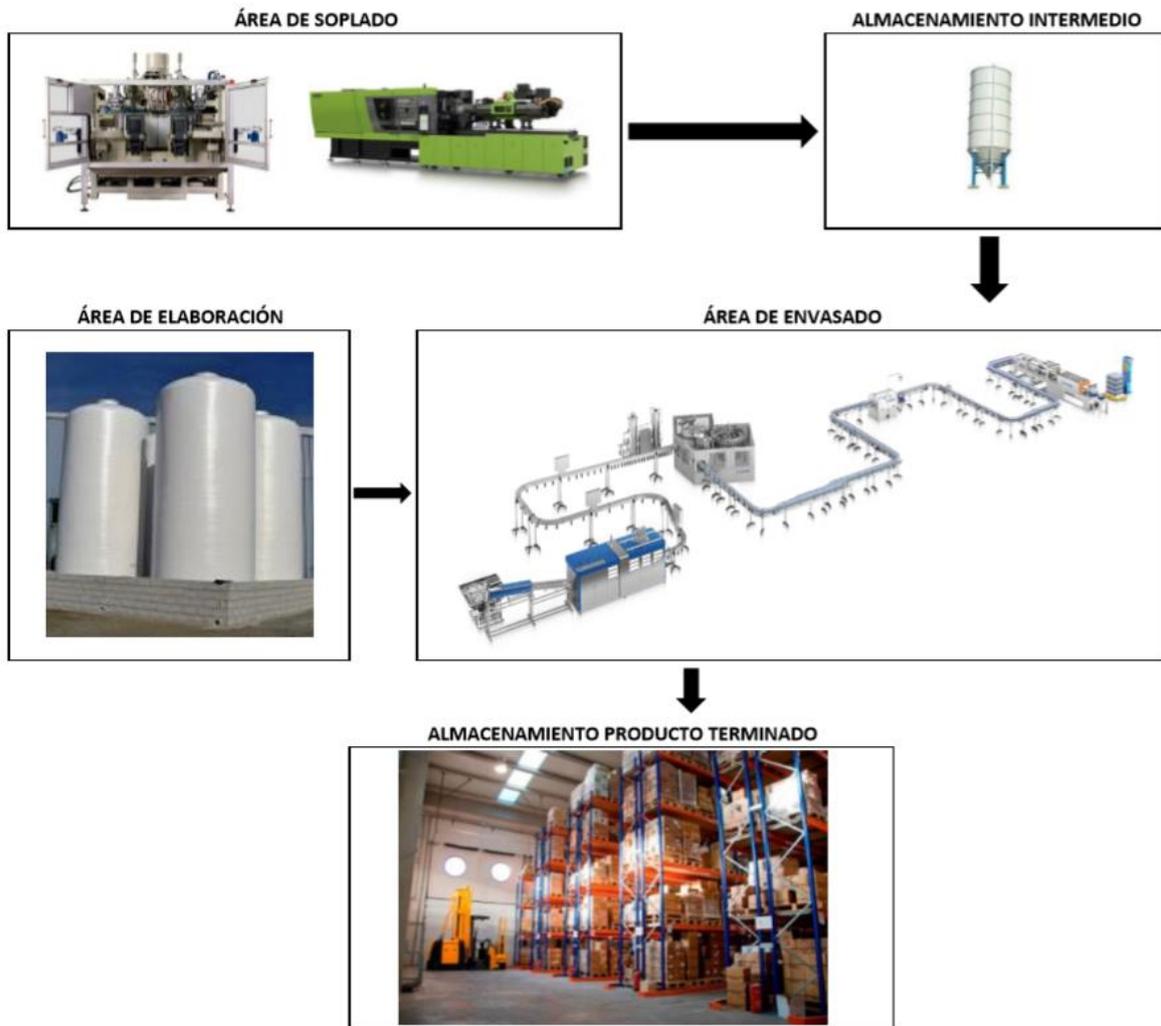


Figura 1. Cadena de producción.

3.2. Consumo energético

La fábrica se conecta a la red eléctrica de alta tensión a 15 kV con una potencia contratada mínima de 1010 kW. Según lo establecido en el

Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, para estas condiciones, la tarifa de aplicación es la de seis períodos, definida en el artículo 8: períodos tarifarios, de la siguiente forma:

La tarifa de seis períodos 6.1A distingue según el tipo de día, el período tarifario y el horario concreto, en la península, de la siguiente forma:

- Tipos de temporada:
 - I. Temporada alta: noviembre, diciembre, enero y febrero.
 - II. Temporada media: marzo, abril, julio y octubre.
 - III. Temporada baja: mayo, junio, agosto y septiembre.

- Tipos de día:
 - I. Tipo A: de lunes a viernes no festivos de temporada alta.
 - II. Tipo B: de lunes a viernes no festivos de temporada media.
 - III. Tipo C: de lunes a viernes no festivos de temporada baja, excepto agosto.
 - IV. Tipo D: sábados, domingos y festivos y agosto.

- Períodos tarifarios: depende del tipo de día y horario concreto.
 - Los horarios a aplicar en cada uno de los períodos tarifarios serán los de la Tabla 2:

Período tarifario	TIPO DE DÍA			
	Tipo A	Tipo B	Tipo C	Tipo D
1	De 16 a 22	-	-	-
2	De 8 a 16 De 22 a 24	-	-	-
3	-	De 9 a 15	-	-
4	-	De 8 a 9 De 15 a 24	-	-
5	-	-	De 8 a 24	-
6	De 0 a 8	De 0 a 8	De 0 a 8	De 0 a 24

Tabla 2. Horarios a aplicar en cada período tarifario

Si se analiza el consumo energético de un mes medio, como el mes de junio de 2018 (Figura), el consumo se reduce un 88% el fin de semana; por otro lado, el consumo medio en estos días es de 2.516 kWh frente a los 19.663 kWh de los días laborables. En el total del mes, los días laborables suponen el 95% del consumo energético.

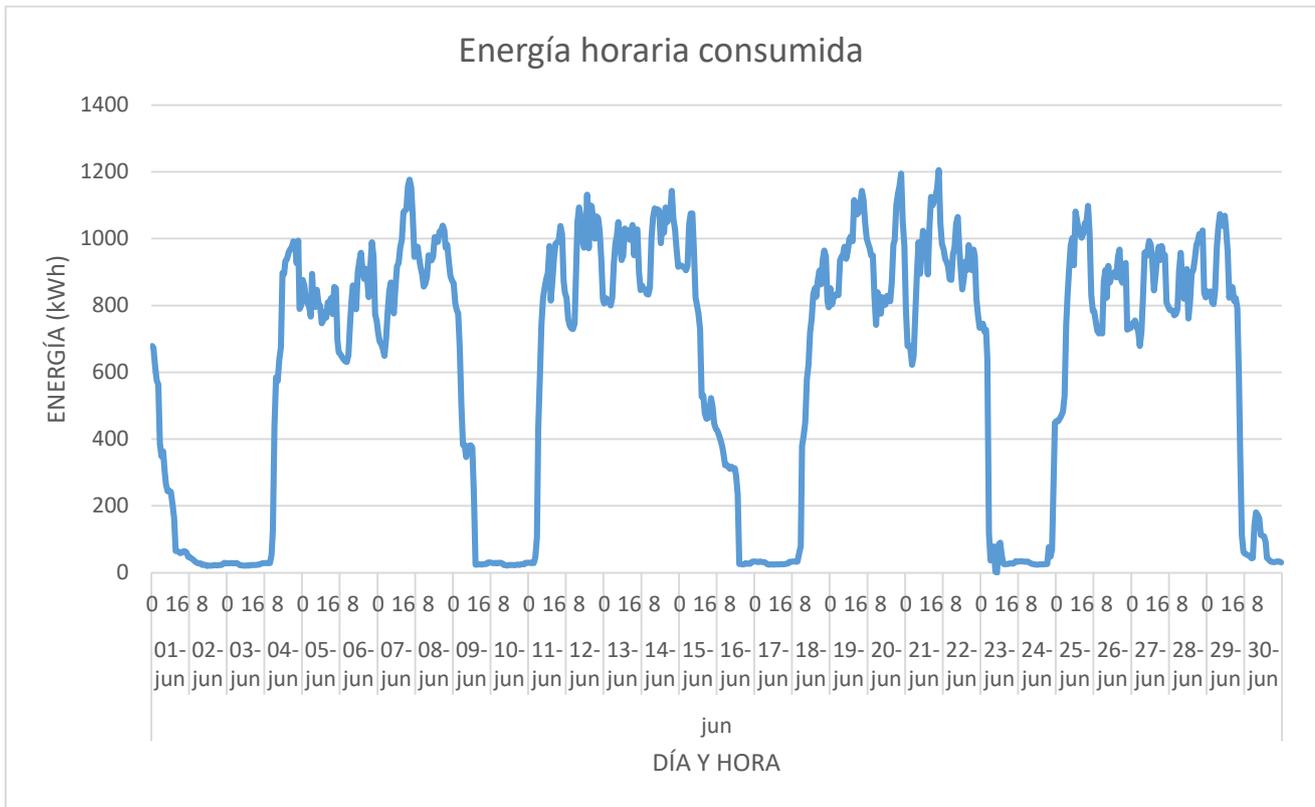


Figura 2. Perfil de consumo eléctrico mes tipo (junio)

3.2.1. Coste porcentual

La parte correspondiente al coste de la energía consumida oscila, según el mes, alrededor del 20% del total como se observa en la Tabla 3 , en la que el coste se indica por tonelada de producto envasado:

Mes	Tn	€/Tn	€ Energía	€ Energía/Tn	% Coste energía
Enero	5.199	51,9	64.163,50	12,34	24%
Febrero	3.688	65,1	47.583,70	12,9	20%
Marzo	3.944	64,5	43.311,90	10,98	17%
Abril	4.721	51,8	45.036,30	9,54	18%
Mayo	5.307	54,5	48.619,30	9,16	17%
Junio	5.112	52,7	56.748,00	11,1	21%
Julio	6.265	52,8	68.900,00	11	21%
Agosto	6.088	47,8	51.607,60	8,48	18%
Septiembre	5.784	53,3	56.248,80	9,72	18%
Octubre	6.371	51,3	57.488,10	9,02	18%
Noviembre	5.672	52	55.579,70	9,8	19%
Diciembre	3.320	82,4	56.017,50	16,87	20%

Tabla 3. Coste energético por meses referidos a una tonelada de producto producida

4. Localización

La fábrica en estudio está situada en Alcalá de Guadaíra, un municipio de la provincia de Sevilla, España.



Figura 3. Plano de planta de la fábrica

4.1. Datos meteorológicos

4.1.1. Temperatura media mensual

El municipio de Alcalá de Guadaíra se encuentra situado a 7 metros sobre el nivel del mar, y disfruta de un clima mediterráneo. En cuanto a temperaturas, según los datos registrados por Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre

<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2001-20850>

Climate data.org en el año 2018, la temperatura mínima alcanza 5,6 °Celsius en el mes de enero. Ésta asciende hasta su máximo de 35,2 °C en el mes de julio, como representa la Figura 4:

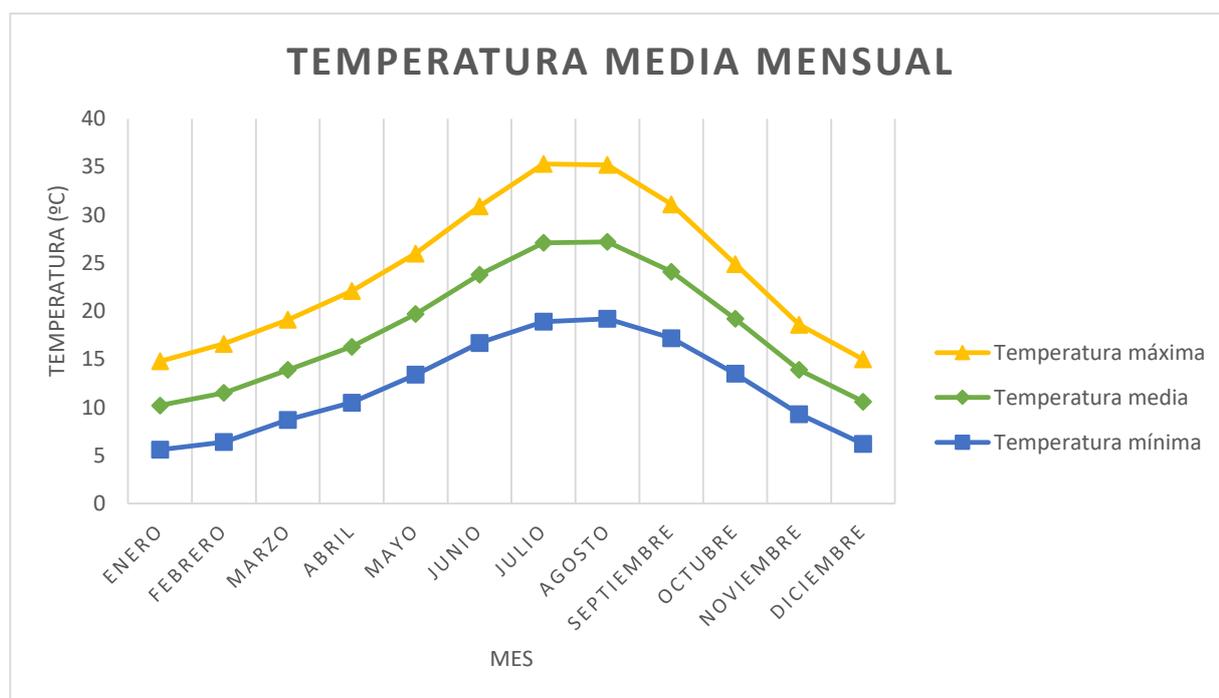


Figura 4. Temperatura mensual máxima, media y mínima.

4.1.2. Radiación solar

Los datos de radiación solar proporcionados por la Agencia Andaluza de la Energía para una superficie con inclinación 36° y orientación 0° son los representados en la Figura 5. Radiación global media mensual Figura 5:

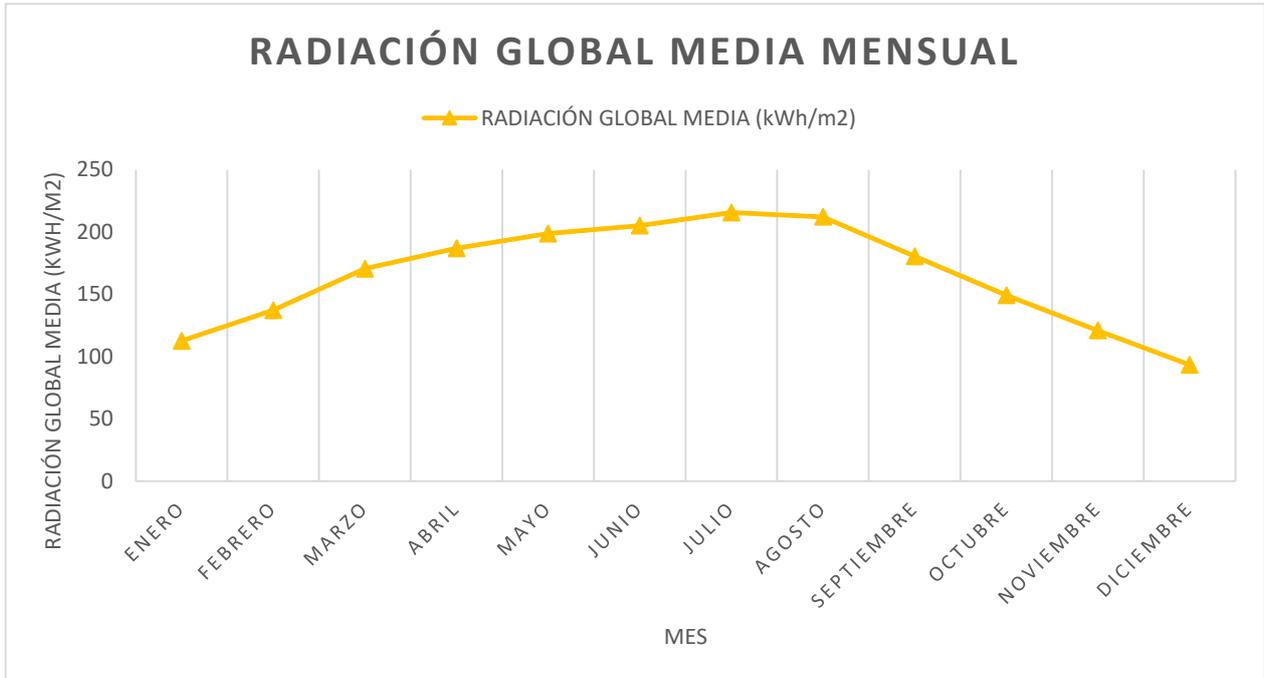


Figura 5. Radiación global media mensual

A modo de ejemplo, previamente se han utilizado los datos de consumo energético del mes de junio, es por ello que se muestran en la Figura 6 los datos de radiación del mismo mes en esta localidad:

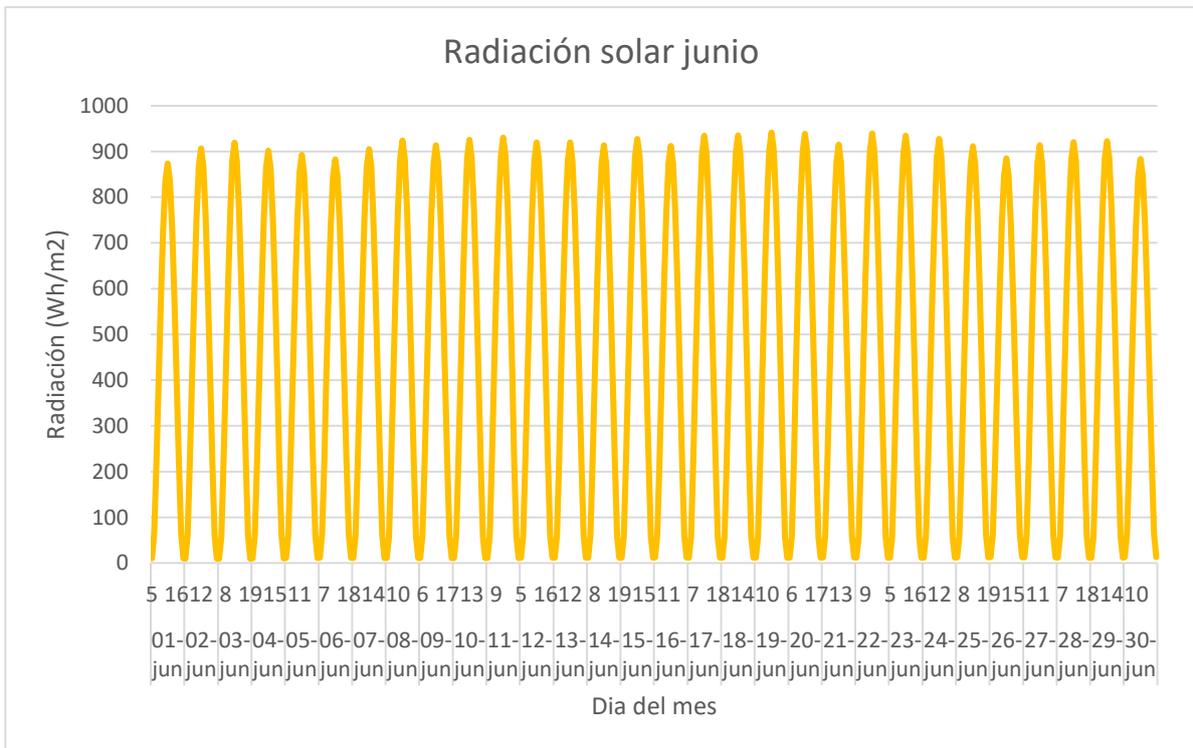


Figura 6. Radiación solar junio.

Para mayor precisión, se muestra la radiación solar del día 15 de junio (7):

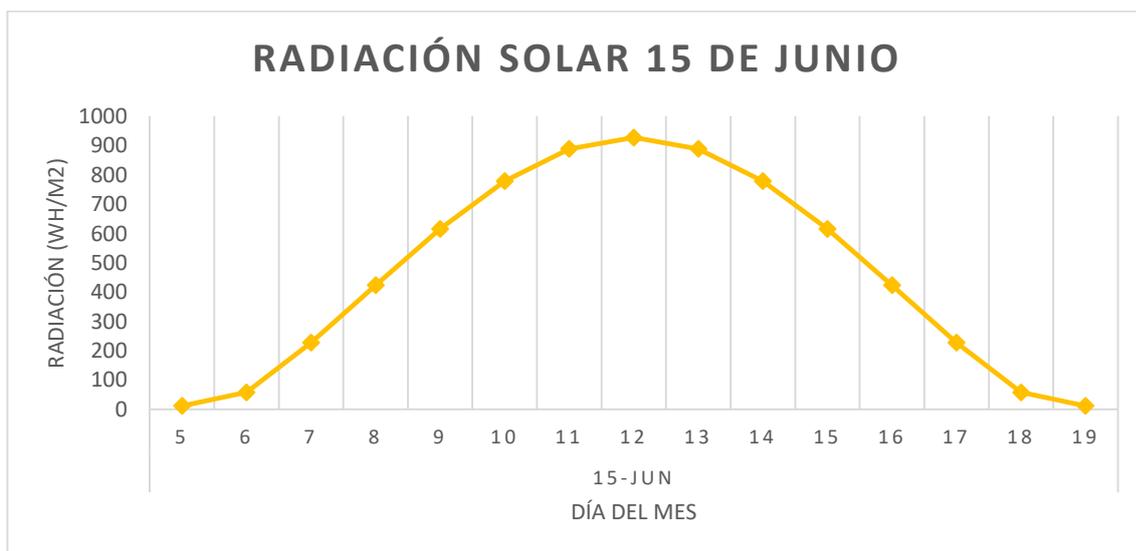


Figura 7. Radiación solar 15-junio

4.2. Superficie disponible



Figura 8. Distinción de superficies disponibles por orientación e inclinación.

La superficie disponible para la instalación se trata de los techos de la fábrica, a dos aguas o planos, que se distribuyen en diferentes orientaciones de la siguiente forma:

A. Superficie A: orientada al Suroeste:

- a. Color azul: Inclinación 10°.
- b. Color ámbar: Inclinación 45°
- c. Color rojo: superficie horizontal en la que los módulos se orientarán al Suroeste, por optimización de la superficie, y a 36° de inclinación con la horizontal, ya que es el valor óptimo en esta localidad según los datos proporcionados por la Agencia Andaluza de la Energía.

B. Superficie B: orientada al Sureste: color verde.

Orientación	Inclinación (°)	Superficie real (m2)
SE	45	2.036
SO	10	2.167
SO	45	3.019
SO	36	769
TOTAL:		7.991

Tabla 4. Superficie disponible

5. Escenario futuro

Tal y como se ha mencionado anteriormente, la fábrica va a sufrir una ampliación que afectará a todas sus áreas: elaboración, soplado y envasado tanto en potencia instalada como en operatividad.

5.1. Ampliación de potencia

La potencia instalada se va a ver modificada de la siguiente forma:

- **Elaboración:**
 - Ampliación de los grupos de presión de 120 kW.
- **Soplado:**
 - Se instalarán cuatro sopladoras, sumando 680 kW.
- **Envasado:**
 - Dispondrá de dos líneas nuevas de producción, sumando 270 kW.
- **Auxiliares:**
 - Se añade un compresor de 120 kW.

5.2. Operativa

El área de soplado operará todos los días de la semana durante 24 horas, lo que supondrá un aumento significativo en el consumo eléctrico de la fábrica, ya que supone el 80% del consumo total.

5.3. Consumo energético

En un futuro, además de incrementarse el consumo por el aumento de potencia, lo hará por la nueva operativa mencionada anteriormente: 7.719 MWh y 2.745 MWh respectivamente. Estos valores se obtienen de la siguiente forma:

- Aumento de potencia: actualmente se consumen 5.283 MWh disponiendo de una potencia instalada de 2.567 kW. Esta potencia se va a ver aumentada en un 46%, por lo tanto, el consumo futuro: $5.283 \text{ MWh} \times 1,46 = 7.719 \text{ MWh}$.
- Operativa: a partir del valor de potencia media de un día laborable (1.400 kW) y del porcentaje que supone la sección de soplado más auxiliares (76%), se obtiene que, aproximadamente, los sábados y domingos, la potencia máxima utilizada serán 1.100 kW. Consecuentemente: $1.100 \text{ Kw} \times 48 \text{ horas (sábado y domingo)} \times 52 \text{ semanas del año} = 2.745 \text{ MWh}$.

El total de consumo energético para el escenario futuro es de: 10.467 MWh.

6. Instalación fotovoltaica

La instalación fotovoltaica pretende reducir los costes de la empresa asociados a consumo de energía eléctrica que, como se ha mencionado anteriormente, oscilan alrededor de un 20% de los costes totales. Se dimensiona la planta fotovoltaica de autoconsumo a partir de los datos de Características del módulo fotovoltaico y de la Superficie disponible.

6.1. Características del módulo fotovoltaico

El módulo seleccionado es Mitsubishi PV-MJE280FB-B. Cuenta con 60 células de silicio monocristalino.

Especificaciones:

- Potencia pico: 280 W.
- Eficiencia: 17%
- Área: 1,6 m².

6.2. Potencia pico instalada

Para el cálculo de la potencia pico instalada, se considerará una superficie disponible de 15.213 m², de los cuales cada módulo requiere un área de 1,6 m², que asciende a 2 m² si se tiene en consideración el espacio que hay entre ellos.

La potencia pico instalada será:

$$N = \frac{AT}{Aps} = \frac{7.991}{2} = 3.996 \text{ módulos} \quad (1)$$

$$P_{inst} = N \times Pps = 3.996 \times 280 \text{ Wp} = 1.119 \text{ kWp} \quad (2)$$

Donde:

- P_{inst}: Potencia instalada
- P_{ps}: Potencia pico de la placa solar
- AT: Área total disponible
- A_{ps}: área ocupada por cada placa solar

Actualmente, la potencia eléctrica contratada es de 1.100 kW. Con la ampliación, se estima que la potencia contratada necesaria será de 1.600 kW (calculado en base a los coeficientes de potencia, estimados a partir de los conocimientos de operatividad de la planta):

ESCENARIO	ELABORACIÓN (kW)	SOPLADO (kW)	ENVASADO (kW)	AUXILIARES (kW)	POTENCIA CONTRATADA (kW)	CONSUMO (MWh)
ACTUAL	202	1.712	312	341	1.100	5.283
FUTURO	322	2.386	581,5	461	1.370	10.467

COEF SIMULT ACTUAL	10%	50%	50%	20%
COEF SIMULT FUTURO	10%	40%	50%	20%

Tabla 4. Ampliación de potencia por área.

El número de sopladoras que operarán de forma simultánea será aproximadamente de ocho. Actualmente la media de uso de sopladoras es de seis al día.

6.3. Producción energética

La producción de energía eléctrica, dependerá, en primer lugar, de la radiación solar incidente sobre la superficie absorbadora. En este caso, dicha superficie se inclinará 36° sobre la horizontal, ya que, según los datos obtenidos de la Agencia Andaluza de la Energía, de esta forma recibe más energía. A su vez, la radiación recibida varía con la orientación hacia la que se dirige el módulo fotovoltaico.

En esta fábrica, la superficie techada disponible se encuentra orientada hacia el Suroeste, Noroeste, Noreste, Sureste y horizontal (en este caso se orientaría al Sur).

Los datos de radiación global mensuales en Alcalá de Guadaíra sobre una superficie inclinada de 36° obtenidos de la Agencia Andaluza de la Energía, son los siguientes:

Radiación Global (kWh/m ²)					
Mes	Media SE (45° incl)	Media SO (10° incl)	Media SO (45° incl)	Media SO (36° incl)	Promedio mensual
Enero	101,3	83,7	101,3	99,2	96,375
Febrero	123,9	106,9	123,9	122,8	119,375
Marzo	157	149,5	157	159,4	155,725
Abril	175,5	181,3	175,5	181,6	178,475
Mayo	190,2	210,6	190,2	199,7	197,675
Junio	198,8	228,3	198,8	211,2	209,275
Julio	208,7	234,8	208,7	220,4	218,15
Agosto	200,6	212,3	200,6	208,8	205,575
Septiembre	167,8	163,6	167,8	171,6	167,7
Octubre	135,8	122,8	135,8	135,8	132,55
Noviembre	109	91,1	109	107,2	104,075
Diciembre	83,7	69,8	83,7	82,4	79,9
Promedio:	154,4	154,6	154,4	158,3	155,4

Tabla 5. Radiación global según orientación.

La producción de energía eléctrica de los módulos fotovoltaicos se calcula de la siguiente forma:

$$E = \sum H_{mi} \times N \times \eta_{ps} \times A_{Ti} \times \eta_{inv}$$

Donde:

- I: Orientación
- Hm: Radiación promedio mensual en orientación “i”
- N: Número de meses del año
- η_{ps} : Rendimiento placa solar
- η_{inv} : Rendimiento del inversor (97%)
- AT: Área total de módulos orientada hacia “i” (Tabla 7):

Orientación	Inclinación (°)	Superficie real (m2)	Nº de placas	Superficie activa (m2)	Potencia pico (kW)
SE	45	2.036	1.018	1.629	285
SO	10	2.167	1.084	1.734	303
SO	45	3.019	1.510	2.415	423
SO	36	769	384,5	615,2	107,66
TOTAL:		7.991	3.996	6.393	1.119

Tabla 6. Área total de módulos

Los resultados se muestran en la Tabla 7:

Producción energía eléctrica MWh			
SE (45° incl)	SO (10° incl)	SO (45° incl)	SO (36° incl)
498	530	738	193
TOTAL:		1.958	

Tabla 7. Producción de energía eléctrica anual según orientación.

La suma de energía eléctrica consumida durante el año es de 5.283 MWh, según datos proporcionados por la empresa comercializadora. Se estima que, en el futuro, la energía eléctrica consumida ascienda a 10.467 MWh. Por tanto, la instalación fotovoltaica tendría capacidad para cubrir el 19% del consumo eléctrico de la fábrica en la situación actual, ya que, como se demuestra en los siguientes apartados, la fábrica es capaz de consumir toda la energía generada por la instalación fotovoltaica:

$$\frac{1.958}{10.467} \times 100 = 18,7 \%$$

Este dato es una media anual. Es necesario conocer cómo se comporta de forma horaria para así calcular la demanda real cubierta cada día.

El cálculo de energía generada de forma horaria por la instalación fotovoltaica se muestra a continuación. Se parte de los datos de radiación por metro cuadrado incidente en cada

superficie, para cada orientación e inclinación disponibles en el caso más favorable (semana del 9 al 15 de julio) y en el más desfavorable (semana del 24 al 30 de diciembre):

$$E = \sum H_{mi} \times \eta_{ps} \times A_{Ti} \times \eta_{inv}$$

Donde:

- I: Orientación
- H_m: Radiación promedio horaria en orientación "i"
- η_{ps}: Rendimiento placa solar (17%)
- η_{inv}: Rendimiento del inversor (97%)
- A_T: Área total de módulos orientada hacia "i" (Tabla 7)

Se han estudiado los datos de radiación de toda una semana de verano para la comparativa de los siguientes apartados. Se muestran seguidamente los datos de un día tipo en verano:

ENERGÍA RECIBIDA (Wh/m2) VERANO 9/JUL				
HORA	RADIACIÓN SO 45º incl (Wh/m2)	RADIACIÓN SE 45º incl (Wh/m2)	RADIACIÓN SO 10º incl (Wh/m2)	RADIACIÓN SO 36º incl (Wh/m2)
0:00	0,0	0,0	0,0	0,0
1:00	0,0	0,0	0,0	0,0
2:00	0,0	0,0	0,0	0,0
3:00	0,0	0,0	0,0	0,0
4:00	0,0	0,0	0,0	0,0
5:00	8,6	111,7	8,5	8,6
6:00	45,8	292,6	84,3	45,4
7:00	75,2	497,6	244,2	74,6
8:00	109,7	683,8	428,9	193,9
9:00	305,2	832,8	616,2	397,5
10:00	515,2	919,5	783	603,2
11:00	706	926,8	906,8	782,7
12:00	851,2	851,2	969,5	910,8
13:00	926,8	706	961,1	966,3
14:00	919,5	515,2	882,3	939,2
15:00	832,8	305,2	745,7	836,1
16:00	683,8	109,7	571,5	675,4
17:00	497,6	75,2	383,4	482,6
18:00	292,6	45,8	201	277,1
19:00	111,7	8,6	47,3	98
20:00	0,0	0,0	0,0	0,0
21:00	0,0	0,0	0,0	0,0
22:00	0,0	0,0	0,0	0,0
23:00	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabla 8. Radiación máxima recibida

Datos de invierno:

RADIACIÓN INVIERNO (Wh/m ²) INVIERNO 29/DIC				
HORA	RADIACIÓN SO 45º incl (Wh/m ²)	RADIACIÓN SE 45º incl (Wh/m ²)	RADIACIÓN SO 10º incl (Wh/m ²)	RADIACIÓN SO 36º incl (Wh/m ²)
0:00	0,00	0,00	0,00	0,00
1:00	0,01	0,00	0,00	0,00
2:00	0,02	0,00	0,00	0,00
3:00	0,04	0,00	0,00	0,00
4:00	0,05	0,00	0,00	0,00
5:00	0,06	0,00	0,00	0,00
6:00	0,07	0,01	0,00	0,00
7:00	0,08	0,01	0,00	0,00
8:00	43	64,7	52,4	45,9
9:00	117,9	201,9	137,9	125,2
10:00	213,9	309,1	223,3	221
11:00	299	357,9	287,8	303,1
12:00	352,6	352,6	316,7	351,8
13:00	357,9	299	302,3	352,1
14:00	309,1	213,9	246,7	300,2
15:00	201,9	117,9	158,6	195,1
16:00	64,7	43	57,6	64
17:00	0,20	0,02	0,00	0,00
18:00	0,21	0,02	0,00	0,00
19:00	0,23	0,02	0,00	0,00
20:00	0,24	0,02	0,00	0,00
21:00	0,25	0,02	0,00	0,00
22:00	0,26	0,02	0,00	0,00
23:00	0,27	0,02	0,00	0,00

Tabla 9. Radiación mínima recibida.

Se muestra gráficamente la energía generada por la instalación fotovoltaica, resultado de multiplicar los datos de radiación anteriores por la superficie activa de módulo para cada orientación e inclinación:

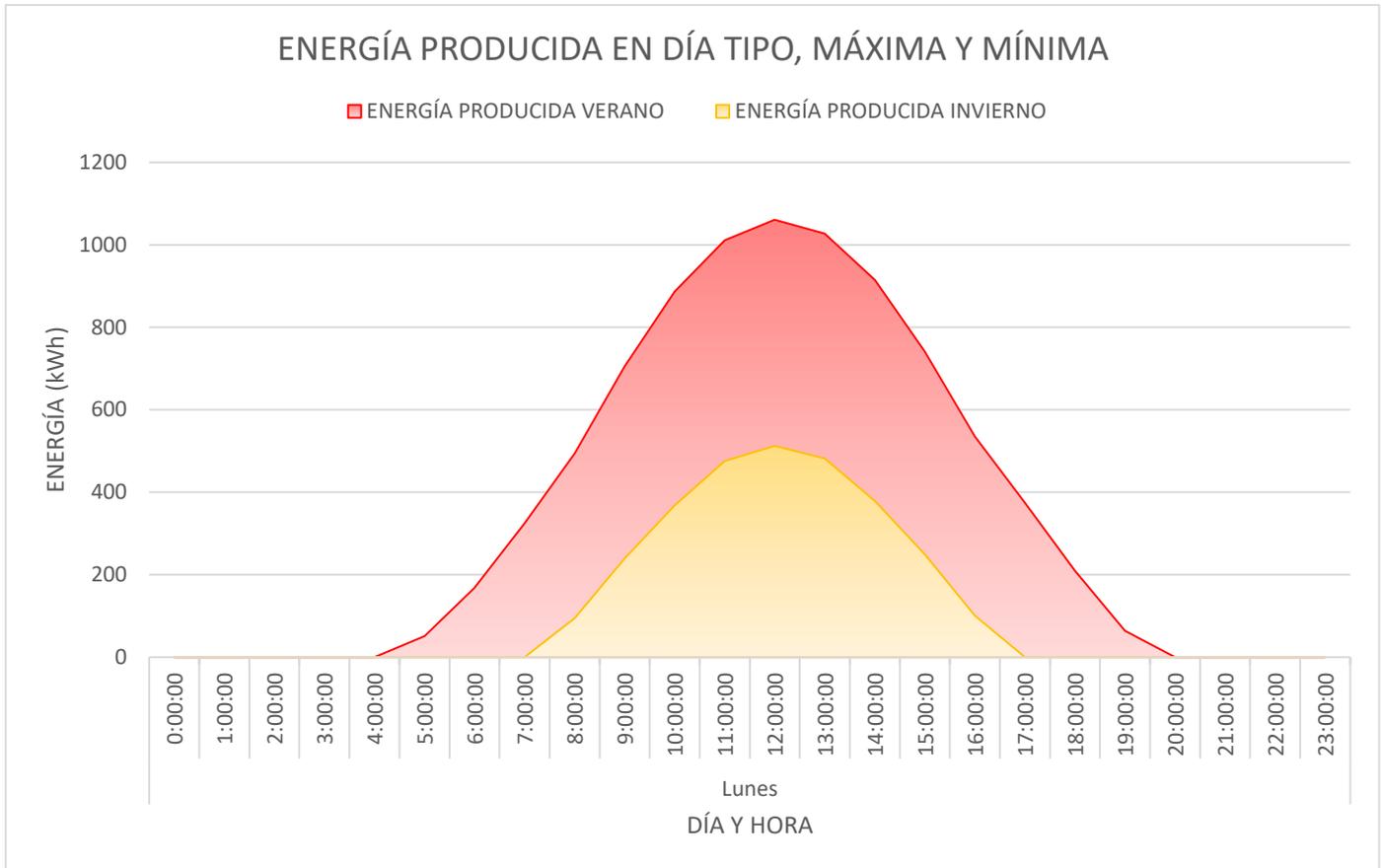


Figura 9. Energía máxima y mínima producida total.

Tanto en el caso de invierno como en verano, se alcanza el máximo de generación de energía a las 12:00 horas, hora de mayor radiación solar. Los días de máxima radiación del año, la generación de energía eléctrica comienza a las 5:00 horas y termina a las 19:00 horas, con un máximo de 1.060 kWh. Los días del año de menor radiación, el máximo alcanzado es de 403,05 kWh, comenzando la producción a las 8:00 horas y finalizando a las 16:00 horas.

6.3.1. Estimación de consumo y cobertura en escenario futuro

La energía consumida en la nueva situación se estima a partir de los datos de ampliación de potencia y de la nueva operativa de la fábrica:

Los días laborables se incrementa el consumo en un 46%. Ya que se considera que opera las mismas horas que en la situación actual y la potencia instalada aumenta en un 46%.

Los días de fin de semana se conoce que solo operará la sección de soplado, durante las 24 horas diarias, por lo que se estima que el consumo será el de estas máquinas junto al de auxiliares. Siendo la potencia de soplado el 64% del total de la fábrica y la de los auxiliares un 12%, y sabiendo que el valor de potencia media de día laborable es de 1.400 kW, se obtiene que, los días de fin de semana la potencia estimada necesaria será de 1100 kW.

En la figura x se exponen los datos de demanda de una semana tipo en el escenario futuro junto a la generación de la instalación fotovoltaica en el caso más favorable (verano) y en el más desfavorable (invierno):

Para más detalle, se estudian individualmente los días laborables y los no laborables.

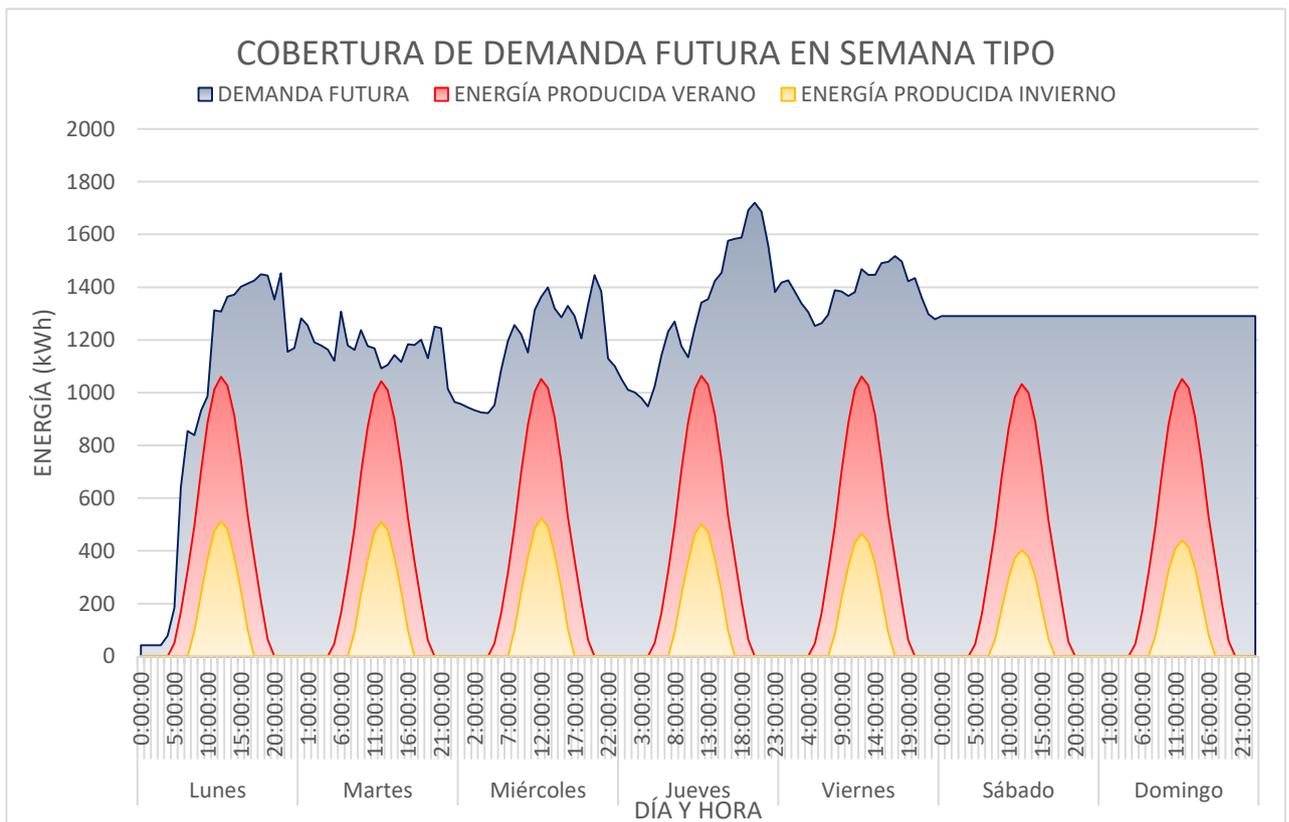


Figura 10. Cobertura de demanda futura en semana tipo.

6.3.1.1. Día laborable

Se muestra a continuación una comparativa de consumo de un día laborable tipo actual y futuro:

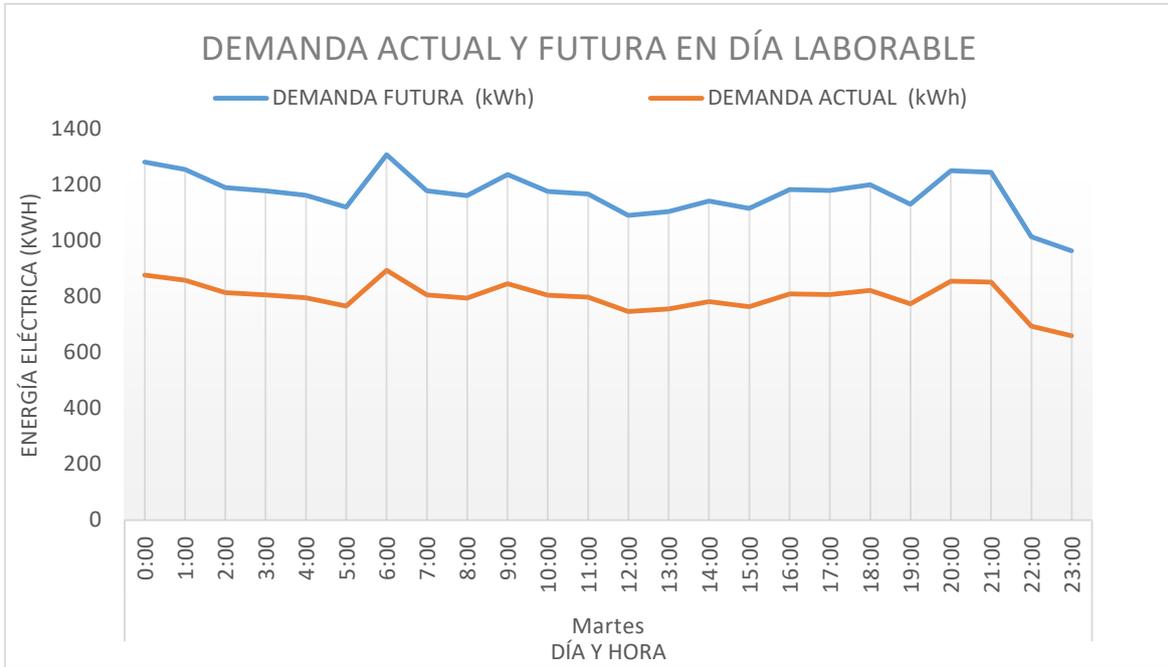


Figura 11. Demanda actual frente a futura en día laborable.

A partir de los datos de demanda y de generación de energía, se obtienen los porcentajes de demanda cubierta en día laborable tipo:

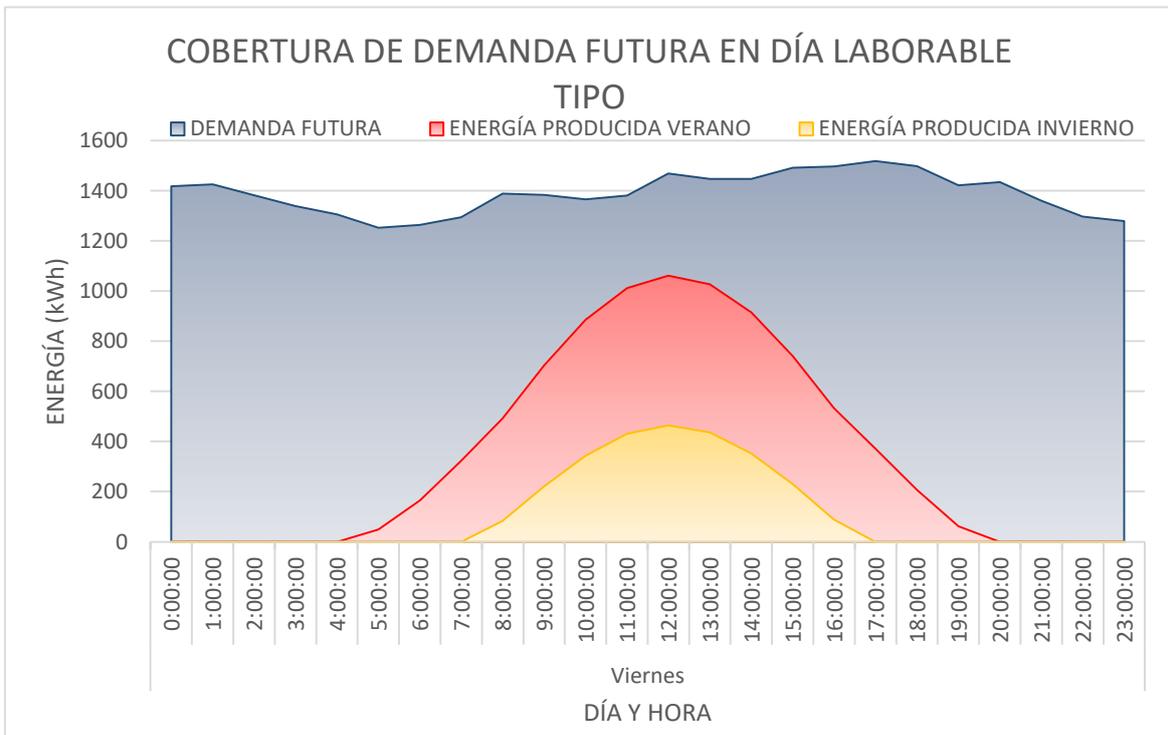


Figura 12. Cobertura de demanda futura en día laborable tipo.

En la Tabla 11 se exponen los porcentajes de demanda cubierta entre los que se encontrará la fábrica durante el año.

Las siguientes tablas (Tabla 10 y Tabla 11) reflejan mediante el color de su celda la situación en cuanto a cobertura de la demanda en cada hora:

- 1) Rojo: generación de energía nula.
- 2) Verde: generación de energía suficiente para cubrir una parte de la demanda, expresada en porcentaje.

HORA	COBERTURA DEMANDA FUTURA INVIERNO (%)	COBERTURA DEMANDA FUTURA VERANO (%)
0:00	0 %	0 %
1:00	0 %	0 %
2:00	0 %	0 %
3:00	0 %	0 %
4:00	0 %	0 %
5:00	0 %	4 %
6:00	0 %	13 %
7:00	0 %	25 %
8:00	6 %	35 %
9:00	16 %	51 %
10:00	25 %	65 %
11:00	31 %	73 %
12:00	32 %	72 %
13:00	30 %	71 %
14:00	24 %	63 %
15:00	15 %	50 %
16:00	6 %	36 %
17:00	0 %	24 %
18:00	0 %	14 %
19:00	0 %	4 %
20:00	0 %	0 %
21:00	0 %	0 %
22:00	0 %	0 %
23:00	0 %	0 %

Tabla 10. Cobertura porcentual de la demanda futura en día laborable.

Los días laborables la instalación fotovoltaica será capaz de cubrir una parte de la demanda de energía eléctrica en un promedio del 8% en las condiciones más desfavorables y de un 25% en las más favorables.

Además, en las condiciones más favorables, es decir, en verano, entre las 11:00 h y las 13:00 h, es posible cubrir la demanda por encima del 70%, alcanzando un 73% a las 12 am. Sin embargo, en las más desfavorables, en invierno, el máximo alcanzado es de un 32% a las 12 am.

Durante las horas que se indican en rojo, con un 0% de cobertura de la demanda, esto es, en verano: entre las 20:00 horas y las 5:00 horas y en invierno: entre las 17:00 horas y las 8:00 horas, la fábrica deberá abastecerse únicamente con la energía contratada de la red eléctrica.

6.3.1.2. Sábados y domingos

La comparativa de un día de fin de semana resulta de la siguiente forma:

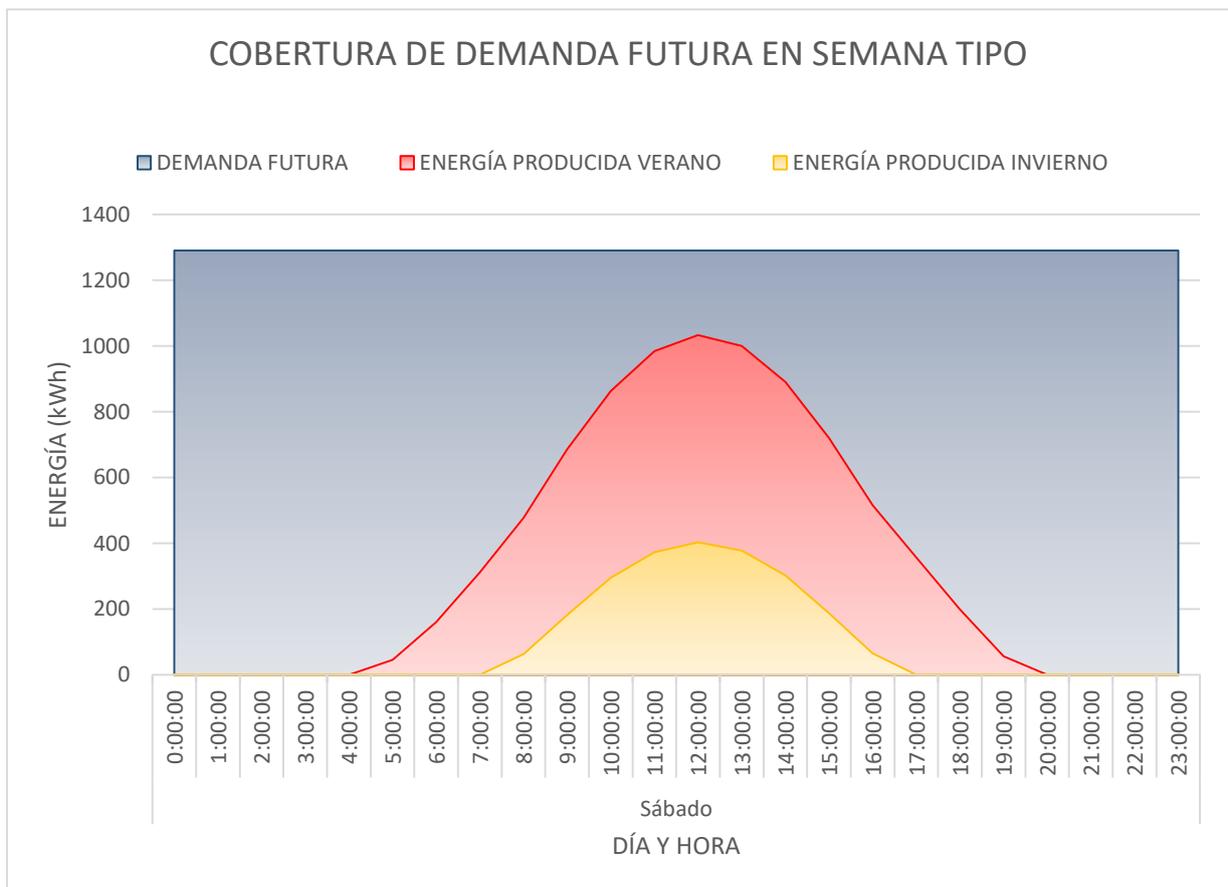


Figura 13. Cobertura de demanda futura en semana tipo sábados y domingos.

A continuación, se muestra un análisis horario de día de fin de semana tipo:

HORA	COBERTURA DEMANDA FUTURA INVIERNO (%)	COBERTURA DEMANDA FUTURA VERANO (%)
0:00	0 %	0 %
1:00	0 %	0 %
2:00	0 %	0 %
3:00	0 %	0 %
4:00	0 %	0 %
5:00	0 %	4 %
6:00	0 %	15 %
7:00	0 %	28 %
8:00	6 %	43 %
9:00	17 %	62 %
10:00	27 %	78 %
11:00	34 %	90 %
12:00	37 %	94 %
13:00	34 %	91 %
14:00	27 %	81 %
15:00	17 %	66 %
16:00	6 %	47 %
17:00	0 %	32 %
18:00	0 %	18 %
19:00	0 %	5 %
20:00	0 %	0 %
21:00	0 %	0 %
22:00	0 %	0 %
23:00	0 %	0 %

Tabla 11. Cobertura porcentual de la demanda futura en sábados y domingos.

Los días sábados y domingo la instalación fotovoltaica cubrirá la demanda en un promedio del 9% diario, en las condiciones más desfavorables. En las más favorables el promedio es de un 31%.

En este caso, en verano, es posible cubrir la demanda por encima del 70% entre las 10:00 h y las 15:00 h, con un máximo de un 94% a las 12 am. Sin embargo, en invierno, el máximo alcanzado es de un 37% a las 12 am.

6.4. Simulación con PVsyst

PVsyst es un software de simulación de instalaciones fotovoltaicas. Es posible hacer un pre-diseño de la instalación insertando datos de radiación local, potencia pico, inclinación y acimut. Se obtienen datos de radiación media mensual incidente y de generación energética anual, expresados gráficamente.

En este caso los datos incorporados han sido los mostrados en la Figura 12:

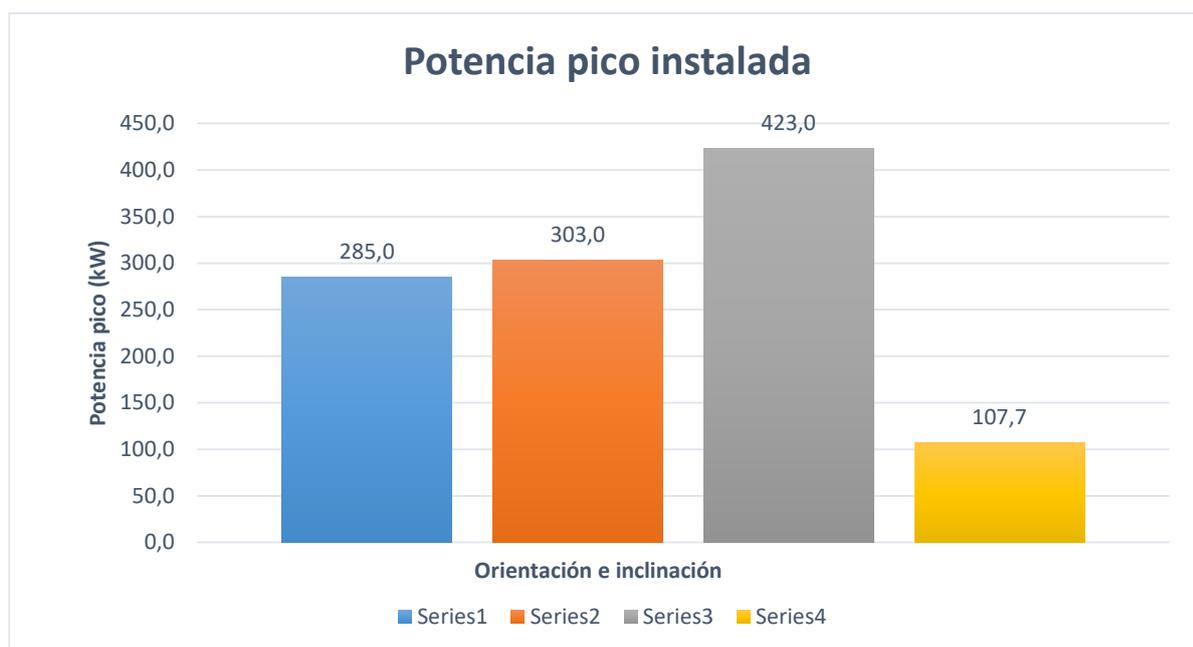
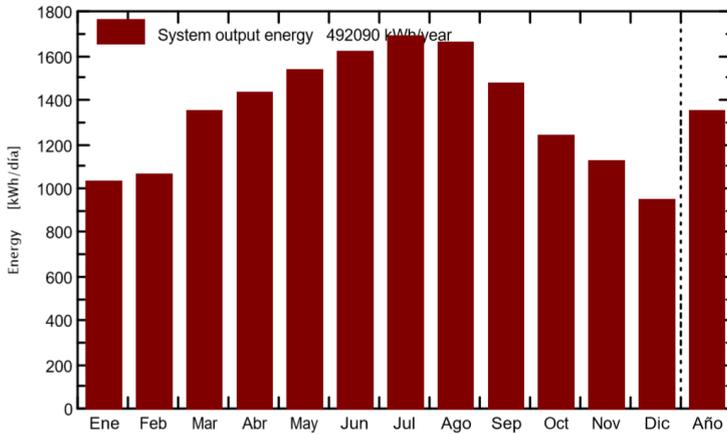


Figura 14. Potencia pico instalada por orientación e inclinación.

Se muestran los resultados gráficamente en los apartados que continúan, según su orientación e inclinación.

6.4.1. Orientación SE, 45° de inclinación

System output



Según la simulación, la energía generada en los módulos orientados hacia el Sureste, con 45° de inclinación es de 492.090 Wh al año.

Los cálculos anteriores proporcionan la cantidad de 498.000 Wh.

Figura 15. Energía total generada SO 36° (kWh/año) PVsyst

6.4.2. Orientación SO, 10° de inclinación

System output

Para la orientación Suroeste, con 10° de inclinación, la energía generada según la simulación es de 510.221 Wh al año.

Los cálculos anteriores indican la cantidad de 530.000 Wh.

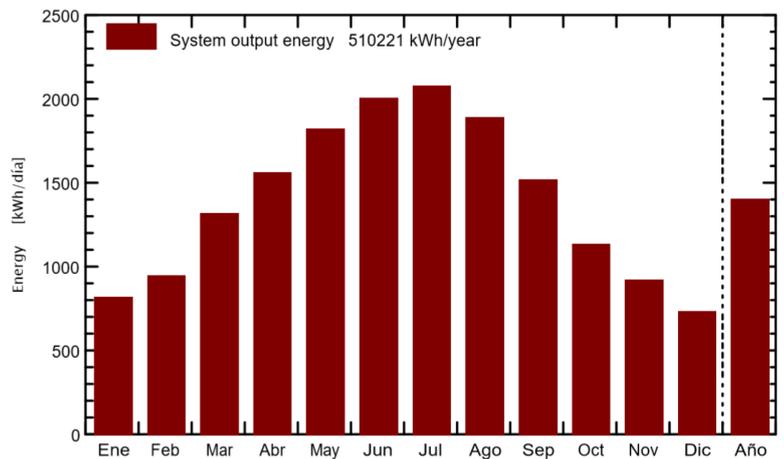
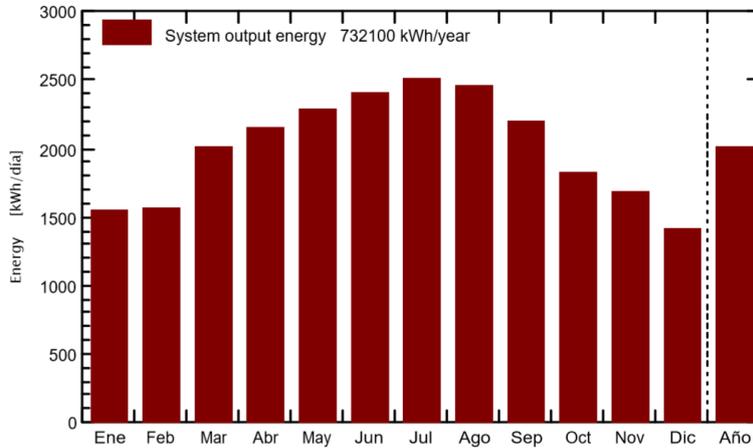


Figura 16. Energía total generada SO 10° (kWh/año) PVsyst

6.4.3. Orientación SO, 45° de inclinación

System output



En este caso, la energía generada en los módulos orientados hacia el Suroeste, con 45° de inclinación es de 732.100 Wh al año.

Anteriormente se han calculado 738.000 Wh.

Figura 17. Energía total generada SO 45° (kWh/año) PVsyst

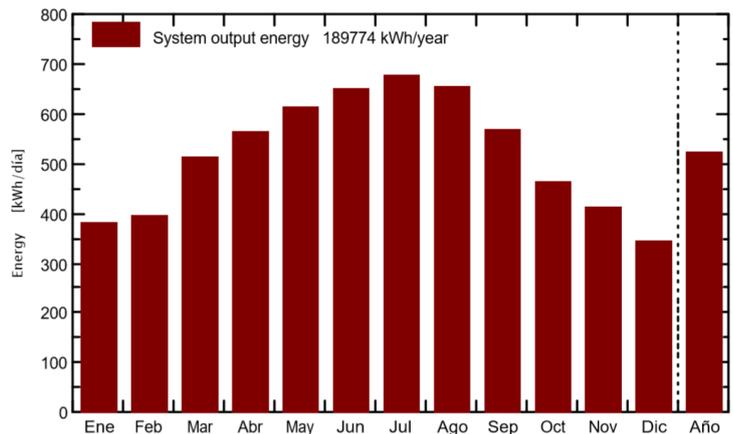
6.4.4. Orientación SO, 36° de inclinación

Para la orientación Suroeste, con 36° de inclinación, la simulación declara que se generan 189.774 Wh al año.

Los datos calculados anteriormente indican 193.000 Wh.

Figura 18. Energía total generada SO 36° (kWh/año) PVsyst

System output



6.5. Comparación de datos

En todos los casos anteriores, la energía producida calculada por la simulación es menor a la calculada manualmente. Esto se debe a las diferentes hipótesis de pérdidas que imputa la simulación. Aun así, el valor varía en menos de un 4%. El sumatorio de energía producida por la instalación fotovoltaica según la simulación de PVsyst es el siguiente:

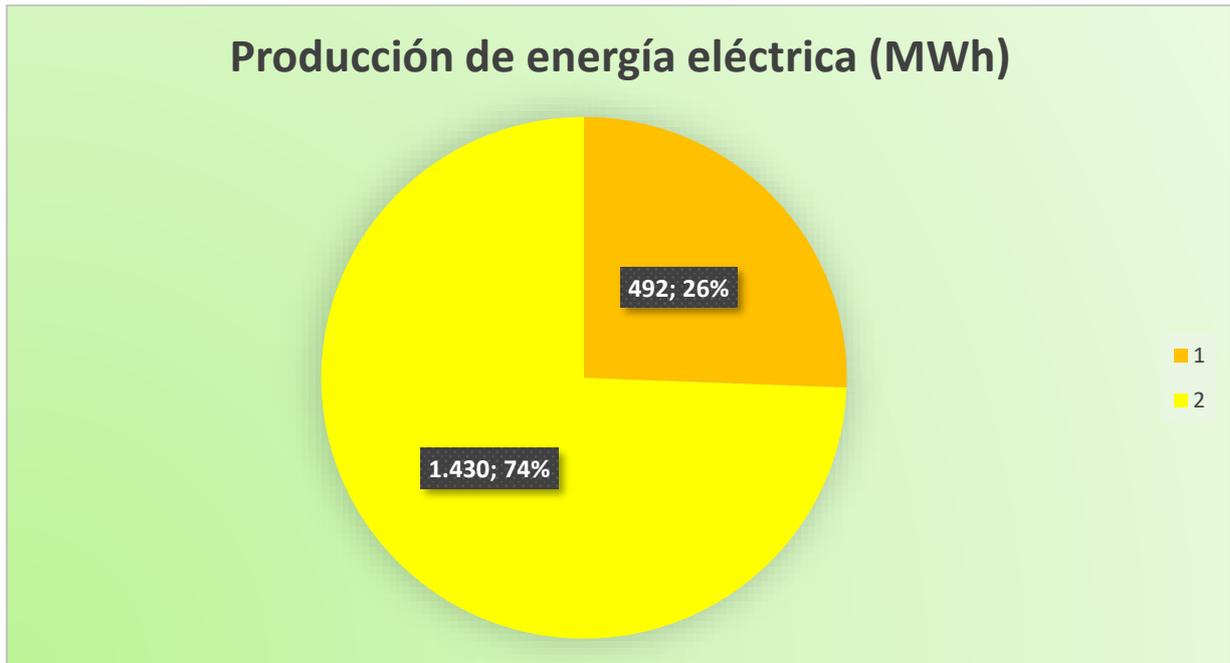


Figura 19. Producción energía eléctrica total por simulación.

La suma del total asciende a 1.922 MWh.

Este dato difiere del calculado anteriormente (1.958 MWh) en un 2%, es un error asumible, por lo que se dan por válidos los calculados anteriormente.

6.6. Costes

Actualmente, los costes energéticos se presentan de la siguiente forma:

Mes	€ Energía	Energía consumida (kWh)	Coste mensual (€/kWh)
Enero	64.163,5	447.325	0,1434
Febrero	47.583,7	339.727	0,1401
Marzo	43.311,9	358.288	0,1209
Abril	45.036,3	401.918	0,1121
Mayo	48.619,3	445.556	0,1091
Junio	56.748,0	435.422	0,1303
Julio	68.900,0	497.689	0,1384
Agosto	51.607,6	526.749	0,0980
Septiembre	56.248,8	486.914	0,1155
Octubre	57.488,1	537.571	0,1069
Noviembre	55.579,7	475.586	0,1169
Diciembre	56.017,5	329.588	0,1700
	<i>SUMA:</i>	<i>SUMA:</i>	<i>PROMEDIO:</i>
	651.304,3	5.282.333	0,1233

Tabla 12. Costes energéticos actuales.

Tras la ampliación de potencia y la nueva operativa de la fábrica, se estima un consumo de 10.467 MWh anual, lo que supone un aumento del consumo anual del 98%:

Suponiendo el coste de la energía como:

$$\frac{651.304 \text{ €}}{5.283.333 \text{ kWh}} = 0,1233 \text{ €/kWh}$$

El nuevo coste en electricidad asciende a:

$$10.467.000 \times 0,1233 = 1.290.566 \text{ €}$$

Es decir, un incremento de 639.180 € anualmente sobre el precio actual:

Año	Demanda (MWh)	Coste anual factura (€)
ACTUAL	5.283	651.386
FUTURO	10.467	1.290.566

Tabla 13. Demanda y coste de factura anual según escenario.

Si la demanda se cubre en un 18,7 % como se ha demostrado anteriormente, el ahorro será de:

$$\text{Ahorro anual} = 1.290.566 \times 0,187 = 241.336 \text{ €}$$

COSTE CON Y SIN INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

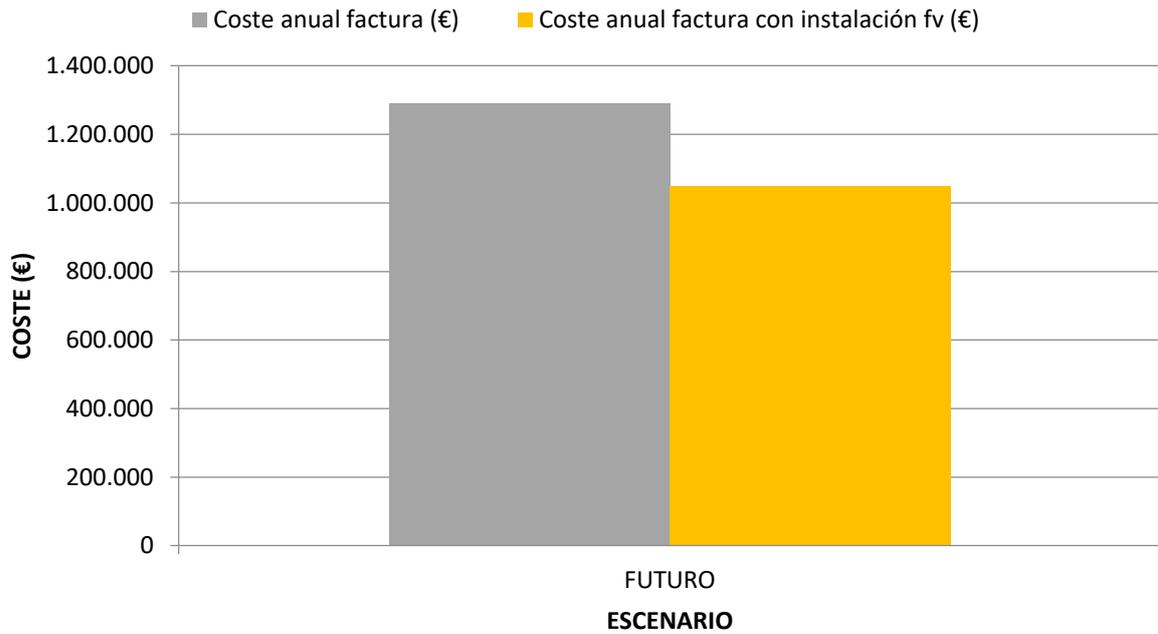


Figura 20. Coste factura futura anual con y sin instalación fotovoltaica.

6.6.1. Coste porcentual

Debido a la ampliación, se estima que la producción se duplique. En la siguiente tabla se muestran las toneladas de producto terminado estimadas mensualmente. Estas están basadas en los datos de 2018, aunque pueden sufrir modificaciones, ya que dependen de la demanda de los clientes. En cuanto a los costes totales, se valora que aumentarán aproximadamente un 40 %. Los costes de energía se han obtenido dividiendo el valor anual entre los doce meses.

Mes	Tn futuras estimadas	Costes totales (€)	SIN FV			CON FV		
			Coste de energía sin FV (€)	Coste de energía por tn sin FV (€)	Coste energía sobre total (%)	Coste de energía con FV (€)	Coste energía por tn (€)	Coste energía sobre total (%)
Enero	10.398	374.287	107.547	10,34	29%	87.463,83	8,41	23%
Febrero	7.376	333.086	107.547	14,58	32%	87.463,83	11,86	26%
Marzo	7.888	356.686	107.547	13,63	30%	87.463,83	11,09	25%
Abril	9.442	350.282	107.547	11,39	31%	87.463,83	9,26	25%
Mayo	10.614	400.394	107.547	10,13	27%	87.463,83	8,24	22%
Junio	10.224	378.320	107.547	10,52	28%	87.463,83	8,55	23%
Julio	12.530	459.333	107.547	8,58	23%	87.463,83	6,98	19%
Agosto	12.176	401.392	107.547	8,83	27%	87.463,83	7,18	22%
Septiembre	11.568	437.491	107.547	9,30	25%	87.463,83	7,56	20%
Octubre	12.742	447.130	107.547	8,44	24%	87.463,83	6,86	20%
Noviembre	11.344	409.535	107.547	9,48	26%	87.463,83	7,71	21%
Diciembre	6.640	392.123	107.547	16,20	27%	87.463,83	13,17	22%

Figura 1. Porcentajes de costes de energía sobre totales de la fábrica.

Sin instalación fotovoltaica, los costes energéticos ascenderían a un promedio mensual de 27% sobre una tonelada. Sin embargo, con la instalación de autoconsumo, este valor desciende hasta al 22%.

6.6.2. Amortización de la instalación

Para conocer la viabilidad económica del proyecto, conociendo el ahorro que supone anualmente, se estudian costes y amortización de la instalación.

El coste por vatio pico se estima a partir de datos proporcionados por una empresa del sector (Empresa del sector energético), de la siguiente forma:

- Placas fotovoltaicas: 783.300 €

$$1.119.000 \text{ Wp} \times 0,7 \text{ €/Wp} = 783.300 \text{ €}$$

- Inversores: 120.000 €

$$10 \text{ inversores} \times 12.000 \text{ €/inversor} = 120.000 \text{ €}$$

- Instalación eléctrica, cableado, canalizaciones y cuadros eléctricos: 64.000 €

Suma total de costes: 967.300 €.

El coste por vatio pico resulta: 0. 86€/Wp.

Se calcula el Pay Back de la instalación, que hace referencial tiempo en que se amortiza la inversión:

$$\text{PB} = \frac{967.300}{241.336} = 4 \text{ años}$$

El valor de 4 años es un tiempo de amortización que se encuentra dentro de los parámetros razonables para acometer la inversión por parte de esta empresa.

7. Conclusiones

La instalación de una planta solar fotovoltaica de autoconsumo en esta fábrica se estima que genera energía suficiente para cubrir un 18,7 % de la demanda, no existiendo exceso en ninguna situación. La inversión económica resulta viable, pues se recupera en cuatro años, tras los cuales la estimación de ahorro anual es de 241.000 € aproximadamente. Gracias a esta reducción de costes, se reduce el impacto económico provocado por el nuevo escenario sobre el producto final.

El resto de la demanda será suministrada por la red eléctrica de consumo. Este suministro es inestable, ya que, de forma aleatoria se dan cortes eléctricos de varios minutos. La instalación fotovoltaica pretende servir de apoyo para estas ocasiones, suministrando la energía eléctrica disponible a la sección más crítica de la planta.

8. Referencias

1. Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre
<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2001-20850>
2. Climate data.org
<https://es.climate-data.org/europe/espana/andalucia/alcala-de-guadaira-56847/>
3. Agencia Andaluza de la Energía
<http://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/Radiacion/radiacion2.php>
4. Mitsubishi PV-MJE280FB-B
https://www.mitsubishielectricsolar.com/images/uploads/documents/specs/MJEB_280.pdf
5. Empresa del sector energético
INGENERSA MERIDIONAL <http://www.ingenersa.es/>
6. Imágenes de cadena de suministro obtenidas de:
Línea: PET Technologies
Inyectora: IZARO
Sopladora: HAICOM
Silo: IndiaMart
Almacén: Noega Systems
Depósitos: Pedro Ximenez