

Trabajo Fin de Grado
Grado de Ingeniería de la Energía

Análisis técnico-económico de instalaciones solares
aplicadas a microcerveceras en España

Autor: Ana Rodríguez Fernández

Tutores: F. Javier Pino Lucena

Alan Pino Araya

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

Sevilla, 2020



Trabajo Fin de Grado
Grado en Ingeniería de la Energía

Análisis técnico-económico de instalaciones solares aplicadas a microcerveceras en España

Autor:

Ana Rodríguez Fernández

Tutor:

F. Javier Pino Lucena

Profesor Titular de Universidad

y

Alan Pino Araya

Ingeniero civil mecánico

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

Sevilla, 2020

Trabajo Fin de Grado: Análisis técnico-económico de instalaciones solares aplicadas a microcerveceras en España

Autor: Ana Rodríguez Fernández

Tutores: F. Javier Pino Lucena y Alan Pino Araya

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2020

El Secretario del Tribunal

A mi familia

A mis amigos

Agradecimientos

Me gustaría agradecer a toda mi familia todo el apoyo que me han dado hasta ahora. Por todo lo que me han enseñado, por estar tanto en los buenos y malos momentos.

A mis tutores Javier Pino Lucena y Alan Pino Araya por darme la oportunidad de realizar este proyecto con ellos, ofreciéndome su ayuda desde el principio.

A mis compañeros y amigos conocidos en esta etapa universitaria, por su apoyo y por tantos buenos momentos compartidos durante esta etapa.

Ana Rodríguez Fernández

Sevilla, 2020

Dentro de la industria alimentaria, las cerveceras son un consumidor intensivo de energía. Para reducir los costos de energía, eléctrica y térmica, sin modificar los productos y servicios, concretamente de una microcervecera, en este trabajo de fin de grado, se propone la integración de una combinación de dos tecnologías solares, la termosolar de baja temperatura y la fotovoltaica en el suministro, además de la implementación de una estrategia de recuperación de calor, aumentando con esto, la eficiencia del sistema.

En este trabajo se define: la industria cervecera nacional, el proceso de elaboración de la cerveza en la microcervecera, se detalla el perfil de demanda de energía de la microcervecera seleccionada y, posteriormente, se desarrolla un modelo de simulación para cada tecnología. Los programas utilizados para la realización de las simulaciones han sido, TRNSYS, para los sistemas termosolares de baja temperatura y SAM, para los sistemas fotovoltaicos. Además, se estudia cinco casos, de tamaños diferentes, de sistemas termosolares de baja temperatura (ST) y seis de sistemas fotovoltaicos (FV). Este análisis se realiza en las 50 provincias de España y en las ciudades autonómicas de Ceuta y Melilla, cubriendo así, la totalidad del territorio español, teniendo en cuenta para ello los diferentes niveles de irradiación solar y clima de cada lugar. Finalmente, se hace un análisis térmico-económico de los resultados obtenidos en dichas simulaciones.

Abstract

Within the food industry, breweries are an energy intensive consumer. In order to reduce energy, electrical and thermal costs, without modifying products and services, specifically a microbrewery, it is proposed in this end-of-degree work, the integration of a combination of two solar technologies, the low-temperature solar thermal and the photovoltaic, in addition to the implementation of a heat recovery strategy.

This work defines: the national brewing industry, the brewing process in a microbrewery, the energy demand profile of the selected microbrewery is detailed and, subsequently, a simulation model is developed for each technology. The programs used to carry out the simulations have been, TRNSYS, for solar thermal systems and SAM, for photovoltaic systems. In addition, five cases, of different sizes, of low temperature solar thermal (ST) systems and six photovoltaic (PV) systems are studied. This analysis is carried out in the 50 provinces of Spain and in the autonomous cities of Ceuta and Melilla, thus covering the entire Spanish territory, considering the different levels of solar irradiation and climate of each place. Finally, a thermal-economic analysis will be made of the results obtained in said simulations.

Agradecimientos	ix
Resumen	xi
Abstract	xii
Índice	xiii
Índice de Tablas	xv
Índice de Figuras	xvi
Notación	xviii
1 Introducción	1
1.1. <i>Industria Cervecera</i>	1
1.1.1 Grandes cerveceras	1
1.1.2 Medianas, pequeñas y microcerveceras	3
1.2. <i>Energía Solar</i>	8
1.2.1. Solar Térmica de baja temperatura	9
1.2.2. Fotovoltaica	11
1.3. <i>Objetivos</i>	14
2 Proceso Productivo	15
<i>Proceso de elaboración del mosto</i>	15
<i>Fermentación</i>	16
<i>Maduración</i>	17
<i>Embalaje y etiquetado</i>	17
3 Consumo energético	19
3.1. <i>Proceso de elaboración del mosto</i>	19
3.2. <i>Fermentación</i>	20
3.3. <i>Maduración</i>	20
3.4. <i>Embalaje y etiquetado</i>	20
4 Herramienta de simulación	22
4.1 <i>TRNSYS</i>	22
4.1.1 Descripción de los types utilizados	23
4.1.2 Modelo de simulación	25
4.2 <i>System Advisor Model (SAM)</i>	27
4.3 <i>Meteonorm 7.3.</i>	28
4.4 <i>QGIS</i>	30
4.5 <i>Excel</i>	30
5 Descripción del Caso Base	31
5.1 <i>Instalación solar Térmica de baja temperatura</i>	31
5.2 <i>Instalación Fotovoltaica</i>	33
5.3 <i>Costes de inversión inicial de las instalaciones y costes de la energía</i>	34
5.3.1 Costes de inversión inicial de las instalaciones	34
5.3.2. Costes de la energía	36
5.4. <i>Incremento del precio del Gas Natural con el tiempo</i>	37

6	Análisis de Resultados	40
6.1.	<i>Instalación termosolar de baja temperatura</i>	40
6.1.1.	Análisis económico sistemas termosolares de baja temperatura	41
6.1.2.	Análisis posterior al estudio principal de la instalación termosolar de baja temperatura	45
6.2.	<i>Instalación Fotovoltaica</i>	48
6.2.1.	Análisis de resultados del sistema fotovoltaico realizado por gráfico ofrecidos por SAM	50
6.2.2.	Análisis económico sistemas fotovoltaicos	54
7	Conclusiones	58
8	BIBLIOGRAFÍA	60
9	Anexo I: Descripción Detallada de la Herramienta TRNSYS	62
10	Anexo II: Descripción Detallada de la Herramienta SAM	72

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2: Características del módulo fotovoltaico Jinko Solar Co. Ltd JKM250PP-60-J4	33
Tabla 3: Características del módulo fotovoltaico Siemens Industry: SMIINV215R60XX [240V]	34
Tabla 4: Costo específico para sistemas solares térmicos y fotovoltaicos en Chile, IVA incluido. (Grupo de Termotecnia de la ETSI, 2019)	35
Tabla 5: Precio del GN para que el periodo de inversión sea de 20 años	45
Tabla 6: Precio de la instalación para que el periodo de inversión sea de 20 años	46
Tabla 7: Análisis paramétrico realizado para los diferentes sistemas en la provincia de Sevilla	50
Tabla 8: Resultados métricos de la simulación de SAM para el sistema 1 en Sevilla	51
Tabla 9: Datos que el type Radiation redefina del Type15	63
Tabla 10: Parámetros de los sistemas solares	67
Tabla 11: Parámetros característicos de los colectores	68
Tabla 12: Precio de compra y venta de la energía eléctrica a lo largo de un año	75

ÍNDICE DE FIGURAS

Ilustración 1: Evolución del consumo de cerveza en España. (Cerveceros de España, 2019)	1
Ilustración 2: Volumen de producción de cerveceras en Europa por país (en miles hl). (The Brewers of Europe, 2019)	2
Ilustración 3: Número de microcerveceras por comunidad autónoma	5
Ilustración 4: Número de microcerveceras por cada millón de habitantes en cada comunidad autónoma	5
Ilustración 5: Número de microcerveceras en Europa. (Brewers of Europe, 2019)	7
Ilustración 6: Irradiación global horizontal anual para cada provincia de España en [kWh/m ² ·año]	8
Ilustración 7: Irradiación global horizontal media diaria anual para cada provincia de España. (Código Técnico de la Edificación, 2006)	9
Ilustración 8: Esquema de una instalación solar térmica de baja temperatura. (Agencia Andaluza de la Energía, 2011)	11
Ilustración 9: Esquema instalación fotovoltaica de autoconsumo con excedentes. (Certificados Energéticos, 2019)	13
Ilustración 10: Proceso de elaboración de la cerveza. (Adaptado de: The Institute of Brewing & Distilling, 2020)	15
Ilustración 11: Consumos energéticos de las diferentes etapas de producción	21
Ilustración 12: Entorno de simulación general de TRNSYS	23
Ilustración 13: Modelo de simulación de la instalación termosolar de baja temperatura, Imagen 1 de 3	26
Ilustración 14: Modelo de simulación de la instalación termosolar de baja temperatura, Imagen 2 de 3	26
Ilustración 15: Modelo de simulación de la instalación termosolar de baja temperatura, Imagen 3 de 3	27
Ilustración 16: Gráfico obtenido por Meteonorm 7.3 de la radiación solar en Sevilla	29
Ilustración 17: Modelo instalación termosolar en TRNSYS	32
Ilustración 18: Precio del gas natural de Henry Hub en US \$ por millón de unidades térmicas británicas. (U.S. Energy Information Administration, 2017)	37
Ilustración 19: Diferentes situaciones de la subida del precio del GN con el tiempo según el índice de referencia nacional de Henry Hub. (Energy Information Administration's, 2017)	38
Ilustración 20: Savings de cada sistema vs GHI	40
Ilustración 21: Fracción Solar de cada sistema vs GHI	41
Ilustración 22: Análisis económico a partir del VAN en el sistema termosolar	43
Ilustración 23: VAN de cada provincia para el sistema ST2	44
Ilustración 24: Rentabilidad en función del precio del gas natural	46
Ilustración 25: Rentabilidad en función del precio de la instalación	47
Ilustración 26: SFPV vs GHI	48
Ilustración 27: Periodo de recuperación vs GHI	49
Ilustración 28: Producción de energía mensual en kWh en la provincia de Sevilla	52
Ilustración 29: Diagrama de Sankey del sistema 6 para la provincia de Sevilla	53

Ilustración 30: Periodo de recuperación del Sistema 1	54
Ilustración 31: Periodo de recuperación del Sistema 2	54
Ilustración 32: Periodo de recuperación del Sistema 3	55
Ilustración 33: Periodo de recuperación del Sistema 4	55
Ilustración 34: Periodo de recuperación del Sistema 5	56
Ilustración 35: Periodo de recuperación del Sistema 6	56
Ilustración 36: VAN con respecto a la GHI recibida por los sistemas fotovoltaicos	57
Ilustración 37: Esquema de un sistema termosolar de baja temperatura en TRNSYS	71
Ilustración 38: Curva características I-V del módulo fotovoltaico	72
Ilustración 39: Curva del de la eficiencia del inversor en función de la potencia de salida	73
Ilustración 40: Distribución por horas de los precios de compra y venta de electricidad para cada mes del año	75
Ilustración 41: Pantallazo de SAM del análisis paramétrico de los sistemas FV en Sevilla	76

Notación

ST	Solar Térmica de baja temperatura
FV	Fotovoltaica
:	Tal que
<	Menor o igual
>	Mayor o igual
CC	Corriente continua
CA	Corriente alterna
PD	Payback descontado
VAN	Valor Actual Neto
SFPV	Sistema fotovoltaico
GN	Gas natural
LPG	Gas licuado del petróleo
GHI	Radiación total horizontal
DNI	Radiación directa normal
GTI	Radiación Total en plano Inclinado
SAM	System Advisor Model
TRNSYS	Transient System Simulation Tool
W	Watt
F	Fracción solar
BT	Baja tensión
AT	Alta tensión
CPV	Tecnología de concentración fotovoltaica
TMY	Typical Meteorological Year

1 INTRODUCCIÓN

1.1. Industria Cervecera

La cerveza es la bebida resultante de la fermentación alcohólica, mediante levadura seleccionada, de un mosto procedente de malta de cebada, solo o mezclado con otros productos amiláceos transformables en azúcares por digestión enzimática, adicionado con lúpulo y/o sus derivados y sometido a un proceso de cocción, según el Real Decreto 53/1995.

La cerveceras se clasifican por tamaño según su producción anual de la siguiente forma:

- Pequeñas cerveceras (microcerveceras): en España, el Boletín Oficial del Estado (BOE) publicó el pasado 29 de diciembre el Real Decreto 1512/2018, reconoce un escenario diferenciado para los microcerveceros, fijando el umbral en 5.000 hectolitros de producción de cerveza anual.
- Grandes cerveceras: Son según el Real Decreto 1512/2018, son las cerveceras cuya producción anual supera los 5.000 hectolitros de producción de cerveza anual.

1.1.1 Grandes cerveceras

En España, de los 37,6 millones de hectolitros que se produjeron en 2017 en el territorio español, el 93% sale de las 4 de cerveceras más grandes del país: Mahou San Miguel (12.303.471 hl), Heineken (10.518.069 hl), Damm (9.659.436 hl) y Estrella Galicia (2.788.299 hl). Entre estas 4 cerveceras, se producen más de 35 millones de hectolitros. La fuente de estos datos es Cerveceros de España.

Además, el 90% de cerveza que se toma en España, se produce dentro del país, algo que, sin duda, está relacionado con el peso que el consumo de esta bebida tiene en el PIB nacional, que alcanza el 1,3%. Este dato ha sido obtenido del Informe socioeconómico del sector de la cerveza en España 2018, realizado de forma conjunta por el Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación del Gobierno de España y por Cerveceros de España.

A continuación, se adjunta una ilustración sobre la evolución del consumo de la cerveza en España en los últimos años.

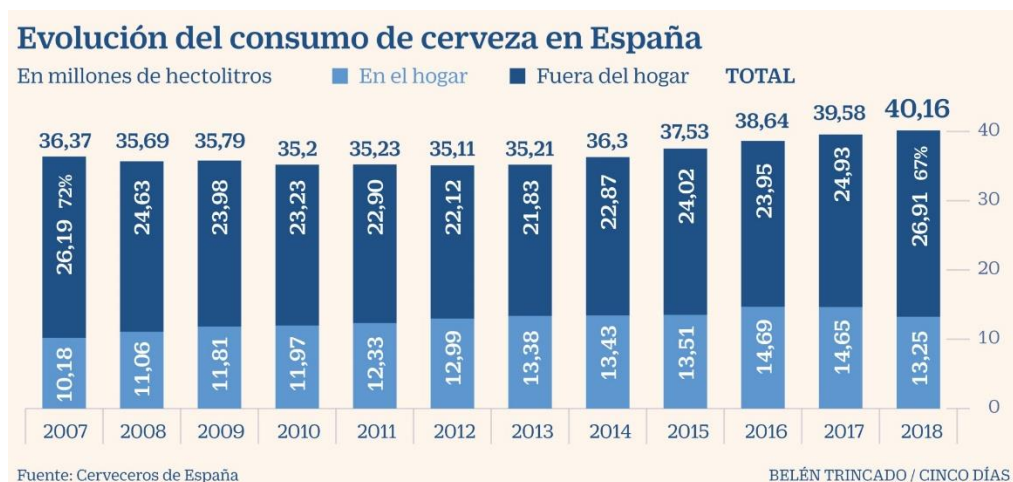


Ilustración 1: Evolución del consumo de cerveza en España. (Cerveceros de España, 2019)

En la Ilustración 1, se puede observar que el consumo de cerveza crece con los años exceptuando la época de

la crisis, que estancó el crecimiento del consumo entre 2010 y 2013.

España es el cuarto país con mayor capacidad de producción de cervezas (en grandes empresas) de la Unión Europea. Por delante de España en la producción de cerveza, se encuentran Alemania, con una capacidad de producción de 93,652 millones de hectolitros al año, Reino Unido con 42,282 millones de hectolitros, y Polonia con 42,603 millones de hectolitros.

La Unión Europea produce al año un total de 405,938 millones de hectolitros de cerveza. A continuación, en la siguiente tabla se compara la producción de las grandes cerveceras en España con la del resto de países europeos desde 2012 hasta 2018.

COUNTRY	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
AUSTRIA	8,924	9,045	9,001	9,023	9,227	9,312	9,472
BELGIUM	18,751	18,138	18,207	19,811	20,616	N/A	N/A
BULGARIA	4,992	5,112	4,890	4,960	5,180	5,020	5,070
CROATIA	3,634	3,408	3,405	3,379	3,348	3,395	3,434
CYPRUS	329	322	318	341	365	383	398
CZECH REPUBLIC	18,692	18,690	19,129	19,530	20,475	20,322	21,272
DENMARK	6,080	6,166	6,110	5,970	6,200	6,060	6,040
ESTONIA	1,433	1,465	1,608	1,398	1,416	1,369	1,287
FINLAND	4,030	4,020	4,010	3,970	4,100	3,812	3,700
FRANCE	17,600	18,300	19,850	20,300	20,650	21,000	22,000
GERMANY	94,618	94,365	95,274	95,623	94,957	93,013	93,652
GREECE	3,745	3,750	3,700	3,820	3,827	3,800	3,933
HUNGARY	6,312	6,181	6,239	5,965	6,239	6,279	6,090
IRELAND	8,195	8,008	7,288	7,755	7,680	8,019	8,322
ITALY	13,293	13,256	13,521	14,286	14,516	15,673	16,415
LATVIA	1,405	1,467	968	856	739	820	N/A
LITHUANIA	2,841	2,886	3,172	3,108	2,999	2,727	N/A
LUXEMBOURG	292	281	271	287	290	290	293
MALTA	135	138	146	154	170	175	181
NETHERLANDS	24,271	23,636	23,726	24,012	24,559	24,313	24,912
POLAND	39,294	40,001	40,075	40,890	41,369	40,382	42,603
PORTUGAL	7,986	7,323	7,290	6,465	6,474	6,994	6,758
ROMANIA	18,000	16,110	14,750	15,950	15,780	16,050	16,600
SLOVAKIA	2,998	2,883	2,648	2,404	2,385	2,467	2,144
SLOVENIA	1,819	2,011	2,098	2,029	1,696	1,399	2,303
SPAIN	33,029	32,691	33,614	34,888	36,344	37,391	38,134
SWEDEN	4,711	4,755	4,643	4,689	4,442	4,421	4,480
UNITED KINGDOM	42,047	41,956	41,204	41,270	38,084	40,480	42,282
TOTAL EÚ 28	389,456	386,364	387,155	393,133	394,127	= 395,982	= 405,938
NORWAY	2,256	2,293	2,250	2,290	2,361	2,199	2,312
SWITZERLAND	3,515	3,370	3,432	3,438	3,422	3,464	3,659
TURKEY	11,013	9,809	10,252	9,819	9,567	9,597	9,700
TOTAL ALL	406,240	401,836	403,089	408,680	409,477	= 411,242	= 421,721

Ilustración 2: Volumen de producción de cerveceras en Europa por país (en miles hl). (The Brewers of Europe, 2019)

Exportaciones e Importaciones

Las exportaciones españolas de cerveza se han disparado más del 336 % en la última década, hasta alcanzar los 2,97 millones de hectolitros en 2018, un 3 % más que en 2017, siendo los principales países destinatarios: Portugal, China, Reino Unido, Guinea Ecuatorial y Francia.

La producción de cerveza creció un 1,95 % en 2018, hasta alcanzar los 38,134 millones de hectolitros, impulsada por las exportaciones y por el récord de turistas registrados, lo que le permite mantener la

tendencia al alza en los últimos cinco años, según se observa en el informe socioeconómico de Cerveceros de España.

1.1.2 Medianas, pequeñas y microcerveceras

1.1.2.1 ¿Qué es una microcervecera?

A continuación, se nombra y se hace una breve explicación de las principales características que tienen las microcerveceras que las diferencian de las grandes cerveceras.

- Producción limitada

Una microcervecera es una fábrica de cerveza donde se hace una producción limitada de cerveza, es decir, una cantidad de cerveza muy pequeña comparada con las grandes cerveceras industriales.

La cantidad de cerveza máxima producida para poder considerar que una fábrica es una microcervecera puede variar dependiendo de las normativas de cada país. En los E.E.U.U. por ejemplo, se fija como límite la producción de 18.000 hectolitros al año para considerar microcervecera a una fábrica de cerveza. Sin embargo, en Alemania, la Oficina Federal de Estadísticas define a una microcervecera como una cervecera con una producción de menos de 5.000 hectolitros por año. En España, como ya se ha comentado, el Boletín Oficial del Estado, publicó el pasado 29 de diciembre el Real Decreto 1512/2018, que, entre otras cosas, supone una modificación del Reglamento de Impuestos Especiales y, por extensión, del Impuesto Especial sobre la Cerveza, donde reconoce por primera vez en nuestro país un escenario diferenciado para los microcerveceros, fijando el umbral en 5.000 hectolitros de producción de cerveza anual.

- Independientes

Las microcerveceras o fábricas de cerveza artesana no deben pertenecer ni estar controladas por los grandes fabricantes de cerveza industrial, es decir, deben ser totalmente independientes. Aunque, a veces, los dueños (inversores) son grandes empresas, pero la producción sigue en manos de los maestros cerveceros originales.

- Calidad del producto

Otra característica igual de importante de las microcerveceras es el cuidado que tienen por la calidad y las características organolépticas de la cerveza que producen. Esto se basa en dos aspectos básicos:

- Selección de materias primas de calidad.
- Proceso de elaboración inspirado en el proceso tradicional.

Los grandes retos, a nivel de calidad, que tienen que afrontar las microcerveceras por el hecho de fabricar de forma artesana son:

- La consistencia del producto, esto es, que no haya diferencias perceptibles entre un lote y otro de la misma receta.
- Errores en el proceso de fabricación que resulte en defectos en la cerveza acabada.
- Las economías de escala les juegan en contra, ya que, al comprar menor cantidad tanto de energía como de materias primas que las grandes cerveceras, tienen poco poder de negociación, y tienen que pagar precios más caros por estos.

- Ingredientes y recetas

También se puede destacar, que aparte de la utilización de los cuatro ingredientes tradicionales de la cerveza (agua, malta, lúpulo y levadura), en ocasiones se utilizan ingredientes poco habituales en las cervezas tradicionales, con la intención de ofrecer productos diferentes y diferenciarse de otras cervezas.

- Ineficiencia

Por último, las microcerveceras se caracterizan por ser muy ineficientes, mucho más que las grandes cerveceras. Por ejemplo, una cervecera grande gasta 90 MJ por cada hectolitro que produce, mientras que una microcervecera puede gastar hasta 300 o más MJ/hl. Este dato ha sido aproximado usando como fuente el artículo científico “Highlights on energy efficiency improvements: a case of a small brewery”, publicado en 2016.

1.1.2.2 Microcerveceras en España

En España se ha observado un gran crecimiento de la industria microcervecera en los últimos años. Se ha pasado de un volumen de fabricación en microcerveceras de 17.900 hectolitros en 2011, a uno de 400.000 hectolitros en 2017, según los datos estimados ofrecidos por Cerveceros de España. A pesar de que estas cifras se parecen ser positivas, la cerveza artesana producida en microcervecera solo representa el 1% de la producción del sector de la cerveza en España. En 2018, se produjeron un total de 40,16 millones de hectolitros contando la cerveza producida por grandes y pequeñas industrias.

Parte de este boom de las microcerveceras estuvo relacionado con la crisis, cuando hubo mucha gente emprendedora e innovadora buscando fórmulas de autoempleo que apostó por la cerveza.

Hoy en día, según la fuente de “Birrapedia”, existen 998 empresas de microcervecera en España, aunque este número recoge a empresas que han podido cerrar y, no necesariamente están dadas de alta. Estas microcerveceras están repartidas por las diferentes comunidades del país de la siguiente forma:

- 128 Andalucía.
- 40 Aragón.
- 37 Asturias.
- 16 Cantabria.
- 44 Castilla la Mancha.
- 83 Castilla y León.
- 235 Cataluña.
- 1 Ceuta.
- 106 Comunitat Valenciana.
- 47 Euskadi.
- 19 Extremadura.
- 57 Galicia.
- 23 Islas Baleares.
- 28 Islas Canarias.
- 8 La Rioja.
- 80 Madrid.
- 24 Murcia.
- 16 Navarra.

Sin embargo, aunque la producción de cerveza en microcerveceras sea mucho menor que en la de grandes cerveceras industriales, el número de empresas cerveceras no es mucho mayor, siendo este de 1.171.

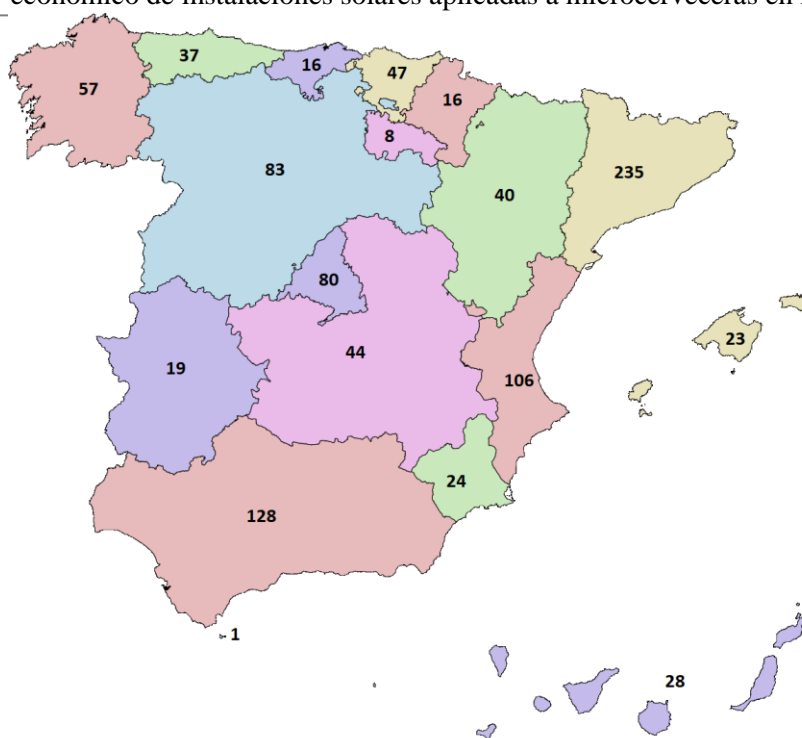


Ilustración 3: Número de microcerveceras por comunidad autónoma

La concentración de la industria microcervecera en el norte del país, es mayor que en el sur del país, es decir, la concentración es mayor en las regiones que reciben una menor irradiación. Esto se demuestra en la Ilustración 4, en la que se ha representado con una degradación de color (de más intenso a menos) el número de microcerveceras por cada millón habitantes de cada comunidad autónoma, incluyendo además Ceuta y Melilla.

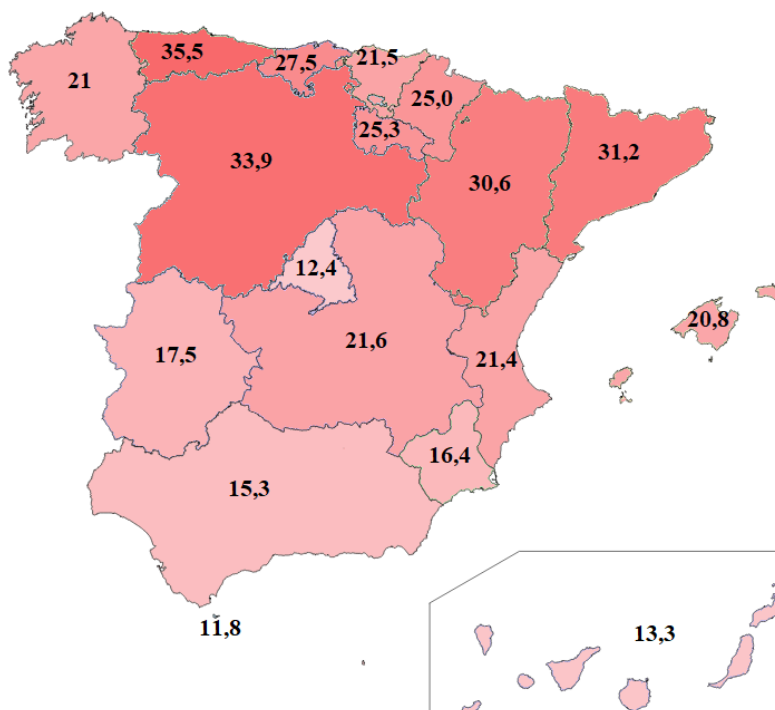


Ilustración 4: Número de microcerveceras por cada millón de habitantes en cada comunidad autónoma

Que la concentración de la industria microcervecera sea mayor en el norte que en el sur de España, tiene una explicación histórica. El proceso de la fermentación es difícil de datarse ya que, en la antigüedad ya se conocía, pero no fue hasta la aparición de la escritura, cuando se constató el conocimiento de la fermentación de raíces cereales y frutos silvestres. Unas tablillas de arcilla sumerias

de Mesopotamia (del 3.100 a.C.) con inscripciones en escritura cuneiforme registran el uso de una cerveza.

El salto de Mesopotamia a Egipto supuso la consolidación del consumo de la cerveza. Egipto, con su vocación comercial, acercó la cerveza al norte del Mediterráneo, y aunque su consumo era notorio, los gustos se decantaban más por el vino. Donde sí permeó fue en los pueblos germánicos y escandinavos, que en un territorio mucho más frío no dependían así de una vendimia que no siempre podía recogerse. Por lo que, debido a la cercanía y similitud del clima del norte de España con los pueblos germánicos, junto a que probablemente, hubo pueblos germánicos que se quedaron en la península, el consumo de cerveza era mayor que en el sur de país, en donde las vendimias eran más exitosas debido a su mejor clima. Esto, por costumbre y tradición, ha llegado a la actualidad.

Concretamente en la provincia de Sevilla existen las siguientes empresas microcerveceras, según la fuente “Birrapedia”:

- **8 Huellas.** Calle Creación, 18 41720 Los Palacios y Villafranca Sevilla.
- **Cervezas Vandalia.** Calle Vendimiadores, 1041710 Utrera, Sevilla.
- **Cervezas Debla.** Polígono industrial La Morera C/ Escribanos, 3 Utrera (Sevilla) 41710.
Capacidad de producción: Entre 600 y 3600 hectolitros al año.
- **La Nazarenita.** Minerva, 13 Pol. Industrial. Carretera de la Isla 41703 Dos Hermanas. Sevilla.
- **Cervezas Cárdenas.** Polígono Orippo nave 18 41702 Dos Hermanas Sevilla.
- **Bamba Craftbeer.** Camino las Aceñas, 2341500 Alcalá de Guadaíra, Sevilla.
- **Sturio.** Calle Salado, 5 Pol. Industrial. Los Cantosales, 41510 Mairena del Alcor, Sevilla.
- **Cervezas Tirana.** Avenida Doctor Espinosa, 54, 41540 La Puebla de Cazalla, Sevilla.
- **Noisy Budgie.** Calle la Lantejuela, 26 41420 Fuentes de Andalucía Sevilla.
- **Cervezas Mond.** Calle Alfred Nobel, 6 Polígono Industrial del Cáñamo 41300 San José de la Rinconada Sevilla.
Capacidad de producción: 2080 hectolitros al año.
- **Guadalquiber.** calle Carpinteros, 34, 41907 Valencina de la Concepción, Sevilla.
Capacidad de producción: 2400 hectolitros al año. Existe posibilidad de visitar la fábrica.
- **Bodegas Valhalla S.L.** Calle Maestre Angulo, 6, 41008, Sevilla.
- **Rancia.** Calle Imaginero Castillo Lastrucci, 8, bloque 3, bajo 241002 Sevilla.
- **Cerveza Son.** Calle Delgado, 4 41002 Sevilla.
Capacidad de producción: más de 300 hectolitros al año.
- **Cervezas Libre.** Calle Sebastián Recasens, 12, 41007, Sevilla.
- **Múrtiga.** Rico Cejudo, 37 Bajo 41005 Sevilla.
- **Chata.** Calle Puruñuela, 12 41010 Sevilla.
- **Cervezas Taifa.** Mercado de Triana, puesto n. 36, Sevilla.
- **Cervezas Río Azul.** Calle Lana, 6, 41006, Sevilla.
- **Desiderata Cerveza Artesanal.** C/Congreso 61, PI PISA Mairena del Aljarafe, 41927, Sevilla.
- **Cervezas Cárdenas.** Polígono Orippo nave 18, 41702, Dos Hermanas, Sevilla.
Capacidad de producción: 1080 hectolitros al año.

A continuación, se mostrará en la Ilustración 5, la evolución del número de microcerveceras en los países europeos desde 2012 hasta 2018.

COUNTRY	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
AUSTRIA	92	109	109	114	123	129	126
BELGIUM	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
BULGARIA	5	5	6	6	7	13	16
CROATIA	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
CYPRUS	0	0	2	2	1	1	2
CZECH REPUBLIC	20	207	238	202	350	402	440
DENMARK	N/A	130	129	132	140	157	175
ESTONIA	4	7	12	17	30	40	50
FINLAND	27	22	25	41	55	N/A	104
FRANCE	433	504	566	690	850	1,000	1,450
GERMANY	666	673	682	723	738	824	853
GREECE	8	9	10	15	25	30	30
HUNGARY	46	46	46	46	55	60	74
IRELAND	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	45	75
ITALY	407	491	505	540	718	693	692
LATVIA	N/A	20	26	34	38	42	N/A
LITHUANIA	N/A	30	32	32	31	N/A	N/A
LUXEMBOURG	2	2	12	15	22	29	31
MALTA	0	0	0	1	1	1	2
NETHERLANDS	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
POLAND	50	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
PORTUGAL	3	12	30	60	89	115	115
ROMANIA	2	3	7	15	20	31	50
SLOVAKIA	26	28	29	39	48	55	57
SLOVENIA	28	28	49	50	60	64	97
SPAIN	114	203	233	307	363	392	395
SWEDEN	70	100	149	214	270	328	369
UNITED KINGDOM	1,032	1,192	1,378	1,527	1,817	1,878	1,978
NORWAY	21	35	51	76	85	107	103
SWITZERLAND	328	363	440	573	703	818	933
TURKEY	5	3	0	7	8	9	12

Ilustración 5: Número de microcerveceras en Europa. (Brewers of Europe, 2019)

España, en número de microcerveceras, se encuentra en la quinta posición, detrás de: Reino Unido, Alemania, Francia, Italia y Suiza, con 395 microcerveceras repartidas por todo el país.

Además, se puede observar que, en los últimos 7 años, el número de microcerveceras se ha septuplicado, lo que da a entender que es un negocio todavía en auge en España. Por el contrario, en países como Alemania el número de microcerveceras se ha mantenido más o menos constante a lo largo de los últimos 7 años.

El dato del número de microcerveceras en España aportado por Brewers of Europe, difiere del aportado por Birrapedia, ya que tienen diferente criterio. El de birrapedia ya se expuso anteriormente y, el de Brewers of Europe, cubre todas las microcerveceras activas en 2018 dadas de alta.

1.2. Energía Solar

La península Ibérica se encuentra en una zona templada, no teniendo características climáticas homogéneas al ser una de mezcla entre zonas de aire cálido y zonas de aire frío (subtropicales y polares). La variada orografía de España, así como su situación geográfica, en latitudes medias de la zona templada del hemisferio Norte, hace que el país tenga una notable diversidad climática. Así pasamos de lugares con suaves temperaturas, en torno a los 15 °C, a otros que superan los 40 °C en verano, y de sitios con un clima oceánico húmedo con precipitaciones anuales de más de 2500 mm, a sitios con un clima mediterráneo desértico que no superan los 200 mm anuales, como es el cabo de Gata, en Almería, con una precipitación anual de 150 mm anuales.

Antes de diseñar cualquier instalación que utilice la energía solar para producir energía, hay que analizar la radiación solar del emplazamiento en cuestión. En este trabajo, como ya se ha dicho, se quiere reducir los costos de energía de una microcervecera, situada en cada provincia de España, mediante la integración de una combinación de dos tecnologías que utilizan la radiación solar, la termosolar de baja temperatura y la fotovoltaica. Por ello, habrá que analizar la radiación solar de cada provincia.

El atlas climático constituye un medio de presentar, de forma gráfica, una síntesis de los conocimientos referentes al clima de un país o de una región. En la Ilustración 6, se representa la radiación global horizontal anual por provincias (referidas a sus capitales), incluyendo las de Ceuta y Melilla.

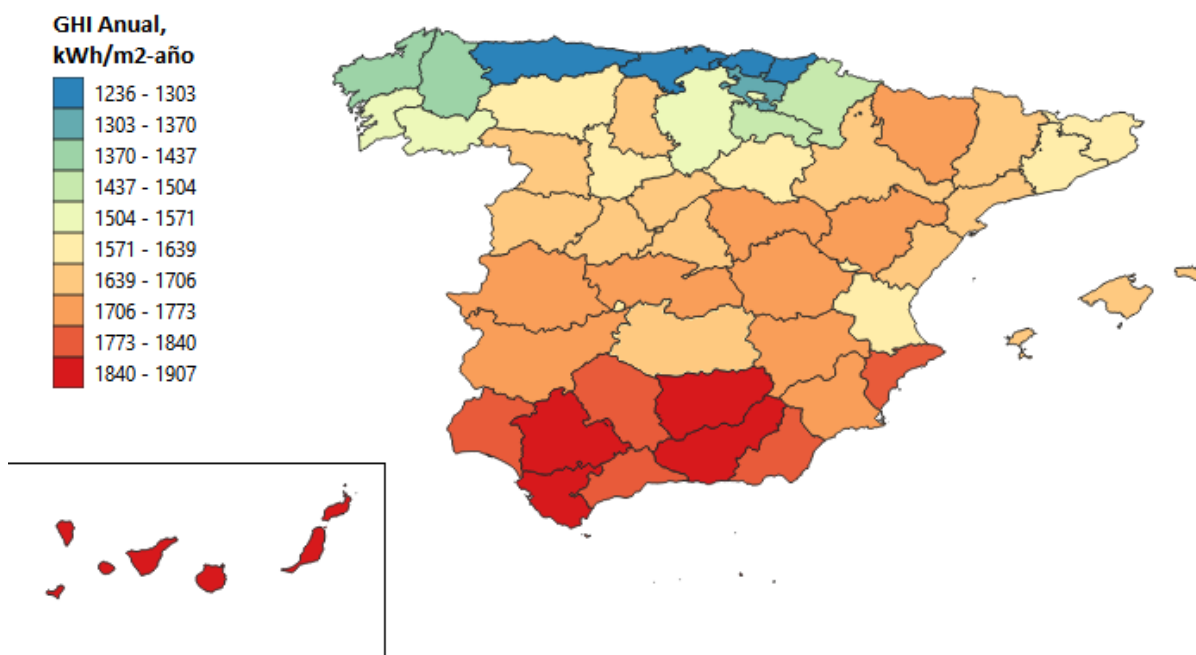


Ilustración 6: Irradiación global horizontal anual para cada provincia de España en [kWh/m²-año]

La imagen se genera en QGIS 3.4, con datos obtenidos desde:

1. Instituto Geográfico Nacional.
2. Base de datos de radiación de Meteonorm 7.3.

En la Ilustración 6, existen 10 colores diferentes que representan un rango de radiación anual incidente en cada provincia. Se puede observar que cuanto más al sur nos encontremos, mayor irradiación solar hay, lo cual concuerda con lo que ocurre en la realidad.

Para comprobar la certeza de estos resultados, se ha comparado el gráfico anterior con el proporcionado por el CTE (Código Técnico de la Edificación, 2006). Como se puede ver en la Ilustración 7, el CTE clasifica el

territorio español en 5 zonas climáticas, las cuales se han definido teniendo en cuenta la irradiación global horizontal media diaria anual.

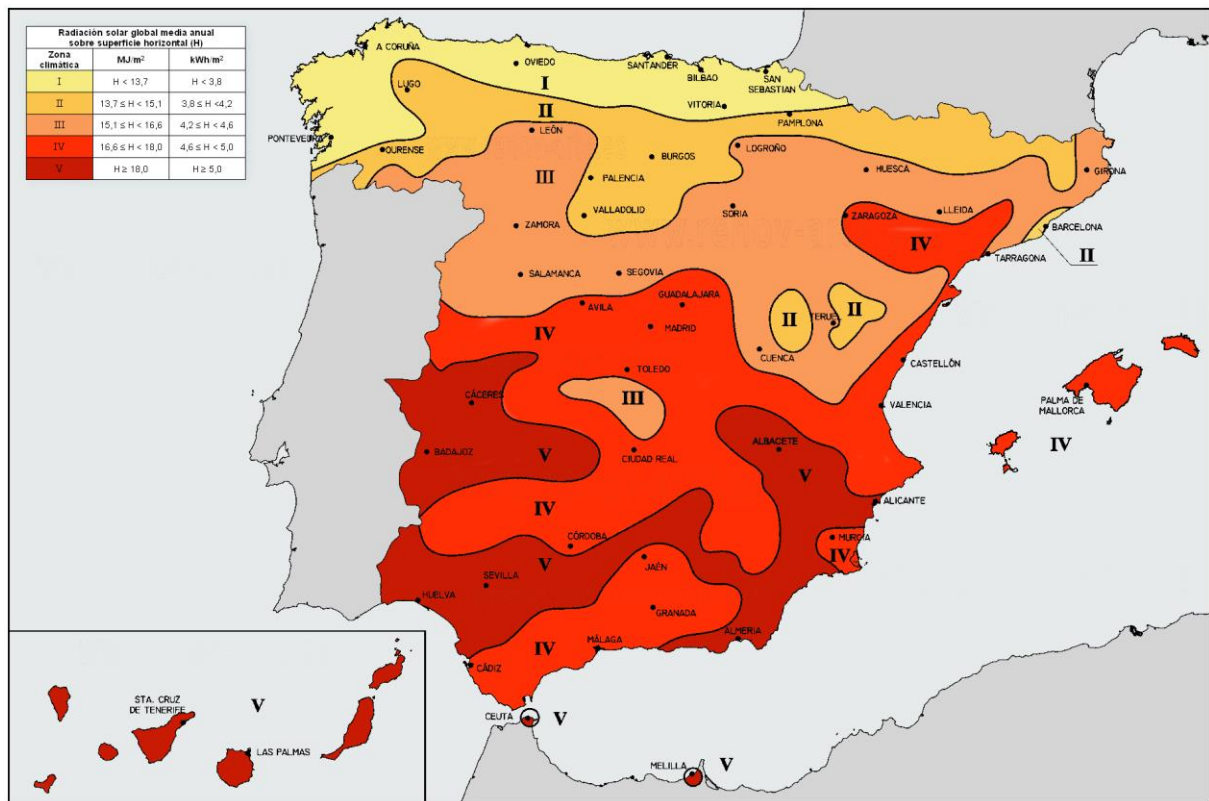


Ilustración 7: Irradiación global horizontal media diaria anual para cada provincia de España. (Código Técnico de la Edificación, 2006)

Se observa, que las dos imágenes muestran irradiaciones solares muy similares, por ejemplo, según Meteonorm 7.3, la irradiación global horizontal anual en Sevilla está en el rango de 1840-1907 kWh/m²·año, en cambio, este mismo dato ofrecido por el CTE dice que GHI es mayor de 1825 kWh/m²·año, lo cual concuerda con lo ofrecido con Meteonorm 7.3. No hay ninguna provincia en la que los datos de las dos ilustraciones de GHI anual difieran.

1.2.1. Solar Térmica de baja temperatura

Una instalación solar térmica es un sistema de aprovechamiento de la energía procedente de la radiación solar para la producción de aire o agua caliente. El rango de temperaturas de trabajo se adapta a aplicaciones en el sector doméstico y en el terciario, como son los sistemas de climatización de piscinas, apoyo a sistemas de calefacción (especialmente, sistemas radiantes), necesidades de ACS y secado de frutas, verduras, madera, etc.

La circulación del agua dentro de los circuitos se puede obtener mediante termosifón, aprovechando la diferencia de densidad del agua a temperaturas distintas o, mediante el uso de bombas de circulación. Aunque, con una bomba de circulación, se necesita una aportación externa de energía eléctrica.

En un circuito solar térmico general, pueden distinguirse los siguientes elementos:

- Sistema de captación solar: Tiene como misión captar la energía solar incidente y transmitirla al fluido circulante. La radiación solar llega al captador y atraviesa una cubierta con alta transmitancia. Después, incide sobre una placa absorbedora, que se calienta y transmite este calor al fluido.

- Sistema de intercambio: El intercambiador de calor calienta el fluido de consumo a través del calor captado proveniente de la radiación solar. Se sitúa en el extremo del circuito primario. El fluido que entra en el acumulador, siempre que esté más frío que el que atraviesa el intercambiador, se calentará. Este fluido, calentado en horas de Sol, quedará disponible para el consumo posterior.
- Sistema de acumulación: es un depósito donde se acumula el fluido calentado (generalmente agua) útil para el consumo. Tiene una entrada para el fluido frío y una salida para el caliente. El fluido frío entra por debajo del acumulador donde se encuentra con el intercambiador, a medida que se calienta se desplaza hacia arriba (estratificación), que es desde donde saldrá el fluido caliente para el consumo.
- Sistema de transporte: formado por tuberías y elementos de impulsión y aislamiento térmico adecuados, diseñados para transportar la energía producida. Deben vencer las pérdidas de carga que aparecen en los circuitos.
- Vaso de expansión: absorbe variaciones de volumen del fluido caloportador, el cual circula por los conductos del captador, manteniendo la presión adecuada y evitando pérdidas de la masa del fluido. Es un recipiente con una cámara de gas separada de la de líquidos y con una presión inicial la que va en función de la altura de la instalación.
- Sistema de regulación y control: es el cerebro de la instalación, funciona como un pequeño ordenador que recibe información de las temperaturas en diferentes partes del circuito y decide cuando y que bombas o válvulas activar o parar, abrir o cerrar, etc. Además, muestra la temperatura del sistema en todo momento. Mediante él, es posible controlar el funcionamiento del sistema en su totalidad.
- Sistema de apoyo energético: elemento de apoyo a la instalación solar para complementar el aporte solar en periodos de escasa radiación solar o de demanda de energía superior a la prevista de manera que siempre se supla la demanda térmica del usuario.

A continuación, se muestra el esquema de una instalación solar térmica de baja temperatura forzada para producción de agua caliente.

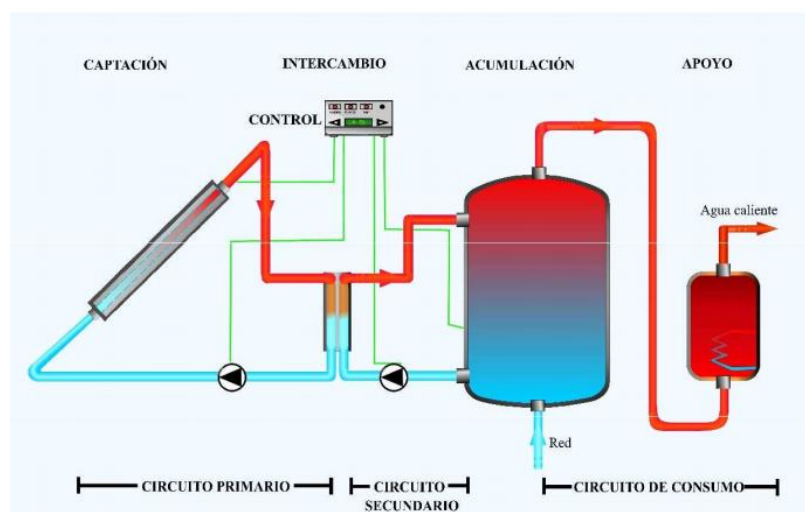


Ilustración 8: Esquema de una instalación solar térmica de baja temperatura. (Agencia Andaluza de la Energía, 2011)

1.2.2. Fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica es una fuente de energía limpia y renovable que utiliza la radiación solar para la producción de electricidad. Se basa en el llamado efecto fotoeléctrico, por el cual determinados materiales son capaces de absorber fotones (partículas lumínicas) y liberar electrones, generando una corriente eléctrica. Para ello, se emplea un dispositivo semiconductor denominado celda o célula fotovoltaica, que puede ser de:

- Tecnología de silicio cristalino, entre las cuales se puede diferenciar entre silicio monocristalino y silicio policristalino. Las células de silicio monocristalino se obtienen a partir de un único cristal de silicio puro y alcanzan una máxima eficiencia, entre un 18% y un 21% de media. Las de silicio policristalino se elaboran en bloque a partir de la superposición de varios cristales, por lo que resultan más baratas y poseen una eficiencia media menor que las células monocristalinas, que está entre el 16% y el 17,5%.
- Células de película delgada: Se hacen depositando capas extremadamente delgadas de materiales fotosensibles en el rango de micrómetros (μm) en un respaldo de bajo costo, como vidrio, acero inoxidable o plástico. Dentro de este tipo de células se puede diferenciar entre los siguientes tipos:
 - Teluro de cadmio (CdTe): 9% a 12% de eficiencia.
 - Silicio amorfo (a.Si): 6% a 9% de eficiencia.
 - Diselenuro de cobre-indio-galio (CIGS): 8% a 14% de eficiencia.
- Tecnología de concentración fotovoltaica: usa espejos o lentes para concentrar la luz solar 2 a 1200 veces en células fotovoltaicas de silicio o multifunción de alta eficiencia. CPV utiliza ópticas de concentración hechas de materiales económicos como vidrio, acero y plástico para enfocar la luz solar en una pequeña área de semiconductores. Esto minimiza la cantidad de material semiconductor activo necesario para producir una cantidad dada de electricidad.

La instalación fotovoltaica, está formada por distintas partes bien diferenciadas. Se relacionan y describen brevemente a continuación:

- Generador fotovoltaico: es el encargado de transformar la energía del Sol en energía eléctrica. Está compuesto de unidades básicas llamadas células fotovoltaicas las cuales se agrupan formando módulos fotovoltaicos, y estos, se conectarán entre ellos en serie y/o paralelo.

- Inversor: es un convertidor que transforma la energía de corriente continua procedente del generador fotovoltaico en corriente alterna. Estos se subdividen en: inversores aislados e inversores conectados a la red. En las instalaciones analizadas se trata de inversores conectados a red. Es opcional, pero se vuelve necesario si quiere conectarse a la red eléctrica en corriente alterna. En cambio, en sistemas aislados se puede trabajar en continua, por lo que no hará falta un inversor.
- Obra civil: Las estructuras soporte sobre las que irán montados los módulos fotovoltaicos, además de las canalizaciones que contendrán el cableado, tanto de corriente continua, como de corriente alterna (si existiese), que evacuarán la energía desde los módulos hasta el inversor y de éste hasta el punto de conexión, así como de la puesta a tierra del generador.
- Instalación eléctrica:
 - Tramos DC: Los tramos de corriente continua son los que unen las series de módulos fotovoltaicos que forman cada una de las hileras, así como la unión de estos en paralelo hasta llegar al equipo inversor.
 - Tramos AC: Se trata del tramo de corriente alterna que va desde el inversor central, a la caja general de protección de la vivienda.
 - Instalación de Puesta a Tierra: Es la parte de la instalación encargada de garantizar que no se alcancen niveles de tensión peligrosos ante contactos directos/indirectos o ante sobretensiones.
- Protecciones: elementos para garantizar la seguridad tanto de la instalación y equipos, como de la seguridad de las personas encargadas de su funcionamiento y mantenimiento.
- Baterías: Son un elemento opcional de la instalación fotovoltaica que, tienen la función de aportar energía eléctrica al sistema en el momento en que los paneles fotovoltaicos no generan la electricidad necesaria. En el momento en que los paneles puedan generar más electricidad que la demandada por el sistema eléctrico, toda la energía demandada por el sistema eléctrico es suministrada por los paneles y la sobrante se utiliza para cargar las baterías. Una batería consta de pequeños acumuladores eléctricos de 2V integrados en el mismo elemento. El acumulador es la celda que almacena energía a través de un proceso electroquímico. Es un elemento hoy en día ineficiente.

1.1.2.3 Autoconsumo en una instalación fotovoltaica

Las instalaciones fotovoltaicas que se usan para autoconsumo se pueden clasificar en dos modalidades según Guía para el Autoconsumo Fotovoltaico realizado por la UNEF en 2019:

- Autoconsumo sin excedentes: Cuando existen sistemas antivertido que impiden la inyección de energía excedentaria a la red de transporte o distribución. En este caso existe un único tipo de sujeto: el consumidor.
- Autoconsumo con excedentes: Cuando las instalaciones de generación pueden, además de suministrar energía para el autoconsumo, inyectar la energía excedentaria en las redes de transporte y distribución. Existen dos tipos de sujetos: consumidor y productor. Dentro de esta modalidad existen dos formas de valorar los excedentes:
 - Modalidad con excedentes acogidos a compensación. En esta modalidad la comercializadora eléctrica compensará en la factura eléctrica del productor la energía vertida a la red. A esta modalidad, podrán acogerse las viviendas y las industrias con potencias instaladas inferiores a 100 kW.
 - Modalidad con excedentes no acogida a compensación simplificada. Estas instalaciones son aquellas, mayores de 100 kW, cuyos excedentes van a ser volcados a la red, pero en régimen

de venta, no de compensación. El precio de la energía vertida será el dispuesto por la legislación como cualquier otra instalación de generación, sometido a la tributación normal.

En este caso, se ha decidido que la instalación sea de autoconsumo con excedentes y dentro de esta, se escogerá la modalidad con excedentes acogidos a compensación. Las características de las instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo con excedentes acogida a compensación, según el Real Decreto-ley 15/2018, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores son:

- Las configuraciones técnicas de estas instalaciones tendrán solo los equipos de medida necesarios para su correcta facturación. Estos equipos de medida serán: un contador bidireccional en el punto frontera y el contador de consumo.
- Se permite el uso de sistemas de acumulación, como baterías.
- Está modalidad está exenta de cargos y peajes. Los excedentes estarán sometidos al mismo tratamiento que la energía producida e inyectada a la red y la energía consumida de la red al mismo tratamiento que el resto de los consumidores.
- Las instalaciones inferiores a 15 kW, cuando se ubiquen en suelo urbanizado, quedarán exentas de solicitar los permisos de acceso y conexión.
- Las instalaciones de producción de energía eléctrica con potencia menor o igual a 100 kW conectadas directamente a una red de tensión menor de 1kV, es decir en baja tensión (BT), quedan excluidas del régimen de autorización administrativa previa y de construcción.
- Las instalaciones de menos de 15 kW en suelo urbanizado estarán exentas de presentar el aval.
- Las instalaciones de potencia menor o igual a 100 kW, conectadas en BT se ejecutarán de acuerdo con el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT).
- Los titulares de este tipo de instalaciones estarán exentos de realizar el trámite de inscripción, las Comunidades Autónomas lo harán de oficio.
- Estas instalaciones no precisan de suscribir un contrato específico de acceso y conexión con la compañía distribuidora, excepto si resultase necesario realizar un contrato de suministro para servicios auxiliares de producción. En el caso de las instalaciones con excedentes conectadas a baja tensión (BT) y menores o iguales a 100 kW, esta modificación será realizada de oficio por la empresa distribuidora a partir de la información que las Comunidades Autónomas les remitan.
- Estas instalaciones deberán estar inscritas en el registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica pero este paso no supone ninguna carga administrativa adicional para los autoconsumidores ya que es un procedimiento entre Administraciones.
- Los titulares de instalaciones de estas instalaciones no precisan realizar el trámite de inscripción en RAIPRE. Será la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio competente en materia de energía quien realice la inscripción a partir de la información procedente del registro administrativo de autoconsumo.
- Se aplican las mismas sanciones por infracción que en el caso del autoconsumo sin excedentes.

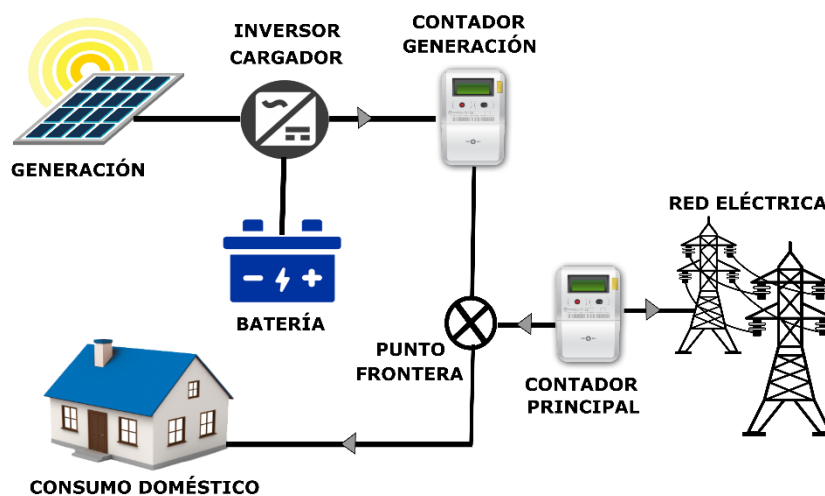


Ilustración 9: Esquema instalación fotovoltaica de autoconsumo con excedentes.
(Certificados Energéticos, 2019)

1.3. Objetivos

El objetivo de este trabajo es reducir los costes de energía y el consumo de esta, en una microcervecera. Además, mantener los niveles de emisiones contaminantes dentro de unos márgenes aceptables para el planeta, mediante la integración en el suministro y no directamente en el proceso, de una combinación de dos tecnologías que utilizan la radiación solar, la termosolar de baja temperatura y la fotovoltaica. Adicionalmente, se propone la implementación de una estrategia de recuperación de calor, aumentándose la eficiencia del sistema.

En este trabajo se definirá: el proceso de elaboración de la cerveza en una microcervecera, se detalla el perfil de demanda de energía de la microcervecera seleccionada y, posteriormente, se desarrolla un modelo de simulación. Utilizando dicho modelo de simulación, se estudiarán cinco casos de sistemas termosolares de baja temperatura (ST) de tamaños diferentes y seis sistemas fotovoltaicos (PV), al igual que en los casos de los sistemas termosolares, de diferentes dimensiones cada uno, a los cuales se les realizará posteriormente un análisis de viabilidad.

Este análisis se realizará en las 50 provincias de España y en Ceuta y Melilla, las cuales tienen una radiación solar diferente que hará que en algunos lugares sea rentable y en otros no dicha inversión. Para obtener dicha radiación solar se ha utilizado el programa Meteonorm versión 7.3.

El modelo de simulación los sistemas ST se obtiene en intervalos de 1 hora empleando el programa TRNSYS. Mientras que, para los sistemas fotovoltaicos, también se obtiene en intervalos de 1 hora, pero usando para hacer el modelo del sistema el programa SAM.

2 PROCESO PRODUCTIVO

El proceso completo de fabricación de la cerveza dura entre 15 y 40 días, dependiendo de la recetas y equipos disponibles. Además, es un proceso formado por varias etapas diferenciadas que se explicarán brevemente a continuación. La primera etapa consiste en el proceso de elaboración del mosto. Posteriormente ocurre la fermentación, la cual tiene una duración entre 8 y 10 días a una temperatura de entre 18 y 24 ° C y la maduración normalmente dura entre 7 y 14 días, a una temperatura entre 2 y 12° C. Por último, se encuentra la etapa de envasado y etiquetado. En este apartado, se explicará más detalladamente las etapas del proceso de elaboración de la cerveza de forma genérica, sin centrarnos en ninguna cervecera en particular, dando por ello rangos de temperaturas y de tiempos en vez de valores exactos para cada etapa. A continuación, en la Ilustración 10, se muestra el esquema del proceso de elaboración de la cerveza.

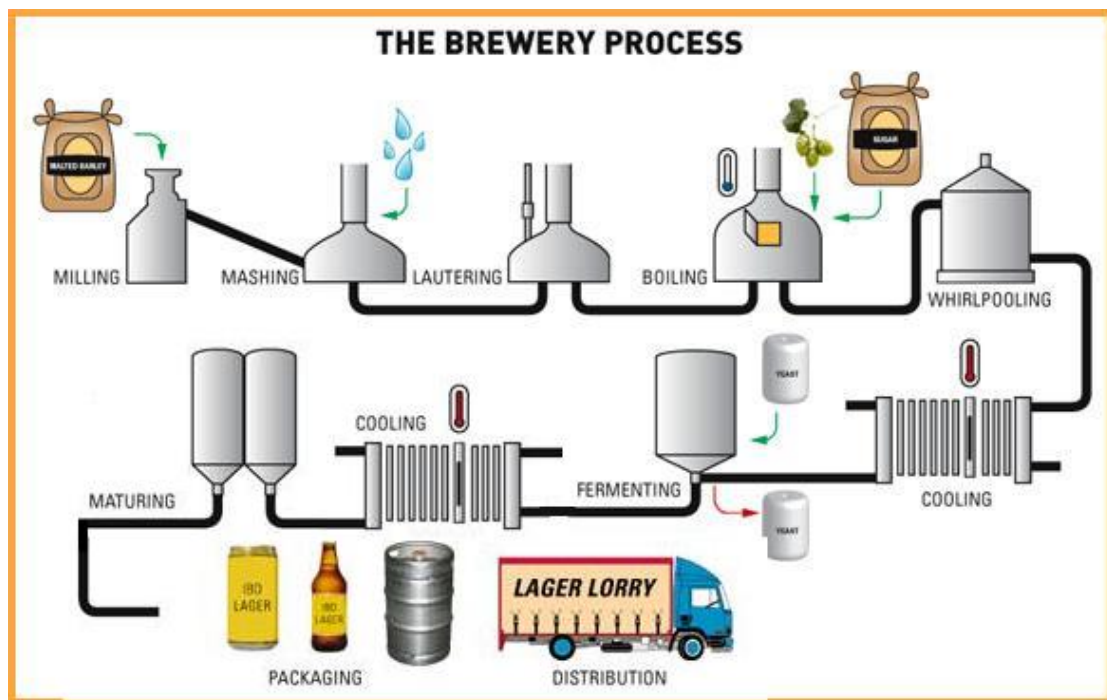


Ilustración 10: Proceso de elaboración de la cerveza. (Adaptado de: The Institute of Brewing & Distilling, 2020)

Proceso de elaboración del mosto

El proceso de elaboración del mosto sigue las siguientes etapas:

1. Molienda de la malta:

Cuando la cebada que ha germinado y ha sido posteriormente secada y tostada en un proceso que suele denominarse “malteado”, comienza la molienda. La molienda tiene como objetivo triturar la malta para lograr un tamaño de partículas que permita una maceración adecuada. Es necesario que la cascarilla permanezca tan entera como sea posible ya que, si se desintegra demasiado, no se puede formar un filtro suficientemente eficaz y permeable en la fase posterior de filtrado

2. Maceración

Consiste en mezclar la cebada malteada molida con agua caliente, vertiéndolas en cubas, donde finalmente ocurrirá la maceración. Este proceso transforma el almidón en azúcares fermentables y las

proteínas en péptidos y aminoácidos, que constituirán la fuente nitrogenada necesaria para la fermentación posterior.

3. Filtración del mosto de cerveza:

El filtrado del mosto consiste en eliminar la cascarilla de la malta de cebada, hasta reducir al máximo las partículas sólidas. La filtración consta de 3 pasos: mash out, recirculación y rociado. El mosto se recircula hasta que sale claro, lo que indica que ya se ha formado la capa filtrante.

En esta etapa se separa el mosto del bagazo (restos sólidos de la maceración).

4. Ebullición del mosto:

Es una etapa que generalmente tiene una duración entre 60 y 90 minutos. En ella el jugo obtenido por la filtración del macerado se introduce en una caldera donde se calienta con el lúpulo hasta la ebullición, manteniéndola el tiempo que indique la receta de cerveza que se esté realizando.

Con ello, se quiere extraer las sustancias amargas del lúpulo que le dan el sabor clásico a la cerveza, eliminar el exceso de agua para conseguir la densidad adecuada del mosto, esterilizar el mosto y precipitar los complejos de proteínas.

5. Clarificación del mosto:

Después de la etapa de ebullición, las partículas sólidas restantes precipitan, formándose el hot trub, siendo necesaria su eliminación de la cerveza. El hot trub se separará del mosto dentro de un remolino. En este paso, el mosto entra en el depósito de forma tangencial, para empujar los sólidos no deseados hacia el centro y fondo del hervidor.

6. Enfriamiento:

El último paso antes de la fermentación es el enfriamiento. Cuando ya se han eliminado las partículas sólidas del mosto, este se enfría desde una temperatura aproximada de 100 ° C, hasta la temperatura de fermentación (entre 18 y 24 ° C) a través de intercambiadores de calor, que suelen utilizar agua como refrigerante.

Fermentación

La transformación del mosto en cerveza se realiza mediante la fermentación, afinándose la cerveza posteriormente en un periodo de inactividad.

El mosto frío (entre 18 y 24 °C) se introduce en el fermentador donde se le añaden las levaduras, previamente separadas, que crecen hasta agotar el oxígeno y fermentar los azúcares transformándolos en alcohol y anhídrido carbónico (CO₂).

La fermentación comienza al finalizar el proceso de elaboración del mosto. La etapa de fermentación se divide un período en el que ocurre una reacción exotérmica con la levadura activa, y un período de inactividad, para que la levadura convierta los azúcares y el oxígeno, en alcohol y anhídrido carbónico. Debido a que la reacción del primer periodo es exotérmica, los fermentadores se refrigeran para mantener la temperatura entre 18 y 24 ° C.

Maduración

La etapa de maduración (o acondicionamiento) consiste en mantener la cerveza a baja temperatura, entre unos 2 y 12 ° C, durante un tiempo entre 7 y 14 días, para evitar aromas y sabores indeseables después de la fermentación y consolidar las características organolépticas deseadas.

Embalaje y etiquetado

El proceso de envasado y etiquetado se divide en 3 etapas que se exponen a continuación:

1. Lo primero que se envasa son los **barriletes**, donde se necesita CO₂ para presurizar y carbonatar la cerveza.
2. **Embotellado**: para su realización, se utiliza una máquina de embotellado semiautomático y aire comprimido. También se necesita CO₂ para carbonatar la cerveza y de agua de limpieza.
3. Finalmente, el **etiquetado** es realizado por una máquina semiautomática.

A continuación, se describirán las características particulares de la microcervecera de análisis. El tipo de cerveza que se produce en la microcervecera analizada en este trabajo es Ale, que es el nombre que abarca a todas las cervezas de fermentación alta, lo que las diferencia de las lagers que son de fermentación baja. Esto quiere decir que, en las ales, el proceso de fermentación ocurre en la superficie del líquido, mientras que en las cervezas lager esta ocurre cerca del fondo. Desde el punto de vista energético, esta diferencia de estilos afecta al sistema de control de temperaturas del proceso de fermentación. La fermentación alta ocurre a temperaturas entre 18 y 24 °C, mientras que la fermentación baja se realiza entre 7 y 13 °C.

- **Proceso de elaboración del mosto**

Este proceso se denomina "día de preparación" y tiene una duración de 6 horas.

El agua limpia utilizada para la etapa de maceración se extrae de un pozo privado ubicado en la propiedad donde está construida la microcervecera y, se encuentra a una temperatura de 15 ° C. Esta, se calienta hasta una temperatura entre 62 y 70 ° C.

En el enfriamiento, se enfría el mosto hasta la temperatura de fermentación, que es 20 ° C, a través de dos intercambiadores de calor de placas en serie. Una corriente de agua se enfría con electricidad para disminuir la temperatura del mosto a 25 ° C. El agua de enfriamiento se mantiene en un recipiente sin aislar cuando se calienta. Más tarde, 250 L de esta agua caliente se utilizan para el proceso de limpieza. El restante del agua se usa para otros fines (por ejemplo, riego) cuando alcanza la temperatura ambiente.

El segundo fluido frío es agua fría a 7 ° C, obtenida del enfriador de la cámara de fermentación. Este proceso debe ser rápido (menos de 1 hora) para evitar la contaminación y la producción de sulfuro de dimetilo (DMS).

Entre una etapa y la siguiente se vierte una pequeña parte del líquido; Estas pérdidas no se pueden evitar.

Para los procesos de maceración y ebullición se emplean recipientes adecuadamente aislados. Sin embargo, durante el proceso de ebullición, se pierde parte del volumen de agua debido a la evaporación.

- **Fermentación**

La microcervecera de estudio cuenta con un total de 7 fermentadores. Para mantener estos fermentadores bajo las condiciones deseadas se utilizan cámaras con temperatura controlada. Como ya se ha mencionado, la temperatura de la cámara de fermentación es de 20 ° C. En la microcervecera

de estudio, la fermentación tiene una duración de 10 días.

- **Maduración**

La maduración tiene lugar en la cámara de maduración, la cual tiene una temperatura fijada de 2 ° C. Este etapa del proceso tiene una duración de 10 días.

- **Embalaje y etiquetado**

El día del embalaje y etiquetado corresponde al día 21 del proceso de fabricación de la cerveza. Se considera que la mitad del volumen (500 L) se mete en barriles y la otra mitad está embotellada. En primer lugar, se vacía y limpia el primer fermentador. Al día siguiente, este fermentador se usa para un nuevo lote. Este proceso de 21 días se repite para los 6 fermentadores que quedan con un intervalo de tiempo de 3 días. El día de envasado y etiquetado se divide en 3 etapas que se expondrán a continuación:

1. Lo primero que se envasa son los barriles, donde se necesita CO₂ para presurizar y carbonatar la cerveza.
2. Embotellado: este proceso tiene una duración 6 horas. Para su realización, se utiliza una máquina de embotellado semiautomático y aire comprimido. También se necesita CO₂ para carbonatar la cerveza y, 360 L de agua de limpieza a 70 ° C.
3. Finalmente, el etiquetado es realizado por una máquina semiautomática.

Tanto la máquina de embotellado como la de etiquetado consumen electricidad y por eso se indican estos procesos y su duración.

3 CONSUMO ENERGÉTICO

En este punto se describe los consumos de energía de los diferentes procesos de cada etapa de la microcervecera de análisis de este trabajo. Como ya se dijo anteriormente, la primera etapa consiste en el proceso de elaboración del mosto, que, en la microcervecera de estudio, es la etapa que consume más energía. Posteriormente, ocurre la fermentación, la cual tiene una duración entre 8 y 10 días. En ella se quiere mantener una temperatura en el fermentador de alrededor 20 ° C. La maduración, es la siguiente etapa y, normalmente dura entre 7 y 14 días. En ella se quiere mantener una temperatura en la cámara de maduración cercana a 2 ° C. Por último, se encuentra la etapa de envasado y etiquetado.

3.1. Proceso de elaboración del mosto

Aunque el día de preparación tiene una duración total de 6 horas, es el día que consume más energía, porque es cuando se forma el mosto de cerveza, que es el líquido extraído del proceso de remojado de malta durante el proceso de fabricación de la cerveza para extraer sus principios solubles. A continuación, se hablará del consumo energético que tiene cada etapa del proceso de elaboración del mosto :

1. Molienda de la malta:

La molienda se realiza usando un molino, que consume una energía eléctrica de 2,5 kWh.

2. Maceración

El proceso de mezclado de la harina de malta con agua caliente a 70 ° C consumirá una electricidad de 2,5 kWh.

El agua limpia se calienta hasta 70 ° C en la caldera de maceración con un quemador de gas natural de 120 kW, el cual tiene una eficiencia del 90%. No hay una caldera de vapor como en las cerveceras más grandes. Calentar 910 L el agua desde 15 ° C a 70 ° C supondrá un consumo de 56,9 kWh.

3. Filtración del mosto de cerveza:

El filtrado del mosto supondrá un consumo eléctrico de 2,5 kWh. Debido a que también se requieren 516 L de agua caliente adicional a 70 ° C, se consume en la producción de esta 29,1 kWh.

4. Ebullición del mosto:

En ella el jugo obtenido por la filtración del macerado se introduce en el recipiente de cocimiento, el cual, tiene un quemador de gas natural en su parte inferior, que permite llevar al líquido hasta la ebullición. En esta etapa se agrega el lúpulo y, se eleva la temperatura del mosto (1256 L) de 70 a 100 °C, y se mantiene la ebullición por 60 minutos, evaporando un 10 % del volumen inicial, se consume en ello 120,4 kWh.

5. Clarificación del mosto:

Para separar las partículas sólidas (lúpulo y harina de cebada) del líquido (mosto) se emplea un remolino, conocido como *Whirlpool*. En este paso, el mosto se bombea tangencialmente al remolino para empujar los sólidos no deseados hacia el centro y fondo del hervidor. En este bombeo del mosto se consumen 2,5 kWh de electricidad.

6. **Enfriamiento:**

El enfriamiento de la corriente de agua utilizada para enfriar el mosto a la temperatura de fermentación (20 ° C), a través del intercambiador, supone un consumo de 95,6 kWh de energía frigorífica.

Además, el movimiento del mosto se consumen 2,5 kWh.

3.2. **Fermentación**

Para mantener la temperatura del fermentador a 20 ° C, es necesario “compensar” la energía generada en el proceso de fermentación, debido a que la reacción interna producida en esta etapa es exotérmica. Esto supone un consumo de energía térmica, que principalmente es de frío, de aproximadamente 18,2 kWh, aunque dependerá de la ubicación y de la temperatura que hay en dicho momento, donde se considere que se instale la microcervecera.

3.3. **Maduración**

Pasar de una temperatura de 20 a 2 ° C en la cámara de maduración de la microcervecera, supone un consumo de 21,1 kWh.

El sistema de refrigeración necesita satisfacer esta demanda, teniendo también en cuenta las cargas asociadas a las pérdidas térmicas de las cámaras tanto en la maduración como en la fermentación. El sistema de refrigeración está dimensionado para suministrar la máxima demanda de refrigeración durante el año. El enfriador de la sala de fermentación tiene una capacidad nominal de 5 kW, una relación de eficiencia energética (EER) nominal de 3,5 y una temperatura establecida del evaporador de 7 ° C. Si se necesita calor, se usa un calentador eléctrico, con un coeficiente de Rendimiento (COP) de 1. La cámara de maduración tiene un sistema de refrigeración montado en la pared con una capacidad nominal de 1,6 kW y EER nominal = 2,8 cuando la temperatura exterior es de 35 ° C y la temperatura del evaporador es de -3 ° C.

3.4. **Embalaje y etiquetado**

El día de envasado y etiquetado se divide en 3 etapas que supondrán el siguiente consumo energético cada una:

4. Envasar los barriletes, supone un consumo de 2,5 kWh, empleado en presurizar el CO₂ para carbonatar la cerveza. La duración de esta etapa es de 1 hora.
5. Embotellado: La máquina de embotellado semiautomática empleada, requiere potencia de 450 W y aire comprimido (potencia nominal del compresor: 1,8 kW). También se necesita CO₂ para carbonatar la cerveza. Además, se consume 0,9 kW de bombeo ya que se necesita energía constantemente. Además, la producción del agua de limpieza a 70 ° C, supone un consumo de 22,5 kWh.
6. Finalmente, el etiquetado es realizado por una máquina semiautomática. Es un proceso que tiene una duración de 2 horas y, consume 1,2 kW de potencia nominal.

El consumo total de electricidad en esta etapa es de 22,6 kWh.

El proceso no incluye filtración y hay un uso importante de mano de obra (no automatizado). Además, no se considera la potencia de iluminación, la energía térmica y eléctrica de las instalaciones adicionales.

Los consumos energéticos de cada etapa de la producción de la cerveza quedan recogidos en la Ilustración 11.

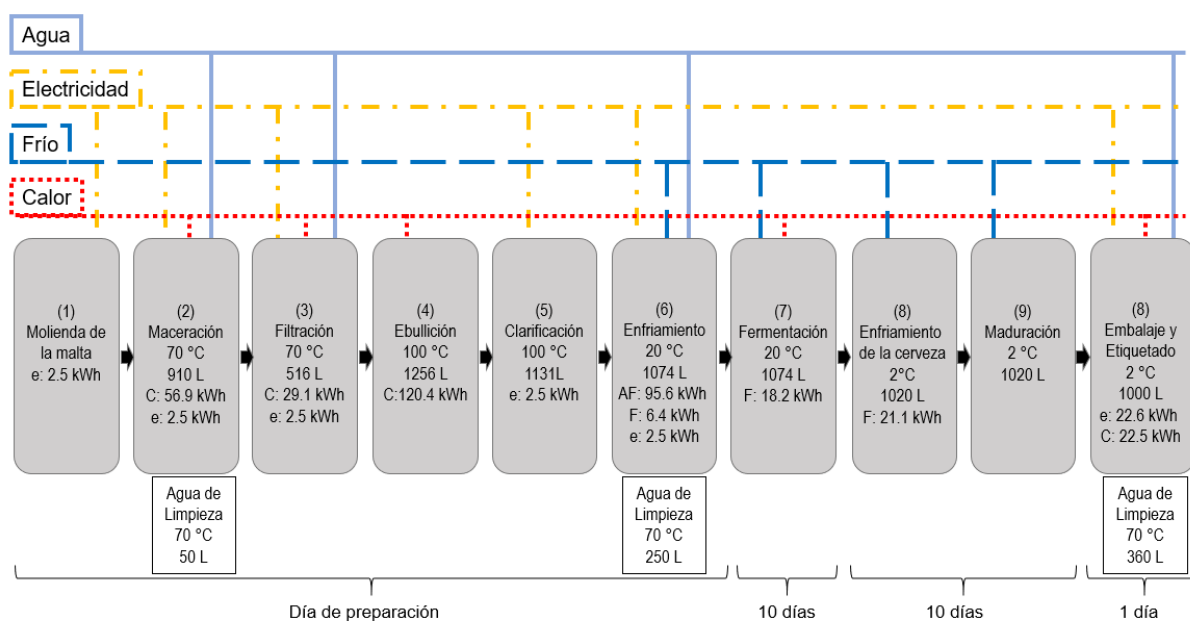


Ilustración 11: Consumos energéticos de las diferentes etapas de producción

Significando las abreviaciones de la ilustración anterior lo siguiente:

- e: Electricidad.
- C: Consumo de energía térmica (calor).
- F: Consumo de energía frigorífica (frío).
- CW: Consumo de agua fría de refrigeración.

4 HERRAMIENTA DE SIMULACIÓN

4.1 TRNSYS

TRNSYS es un software basado en un entorno gráfico muy flexible, usado para simular el comportamiento de sistemas transitorios. Fue desarrollado en la Universidad de Wisconsin, y enriquecido por las contribuciones de TRANSSOLAR Energietechnik GMBH, Centre Scientifique et Technique du Bâtiment (CSTB) y Thermal Energy Systems Specialists (TESS).

TRNSYS es un software usado para diseñar, optimizar, y hacer un análisis detallado de sistemas cuyo comportamiento sea dependiente del paso del tiempo. Es usado por ingenieros e investigadores para validar nuevos desarrollos energéticos, desde sistemas de agua caliente sanitaria hasta el diseño y simulación de edificios y sus equipos, incluyendo estrategias de control y sistemas alternativos de energía (eólica, fotovoltaica, solar, sistemas de hidrógeno, etc.).

Principalmente, es un solucionador de ecuaciones algebraicas y diferenciales, capaz de leer y procesar un archivo de datos de entrada de texto para posteriormente resolver el sistema iterativamente, determinando la convergencia, y representado variables. Junto a este potente sistema de resolución de ecuaciones se encuentra una enorme biblioteca de types, cada uno de los cuales modela el comportamiento de una parte del sistema. La biblioteca estándar incluye aproximadamente 150 types, desde bombas a aerogeneradores, electrolizadores, procesadores de datos meteorológicos u otros equipos.

La forma de generar un proyecto en TRNSYS resulta muy intuitiva: se conectan gráficamente los componentes del sistema (types) por medio del interfaz visual Simulation Studio. Cada uno de los types se describe con un modelo matemático mediante lenguaje de programación Fortran y lleva asociado un Proforma en el Simulation Studio. Éste describe el type como una caja negra por medio de entradas, salidas y parámetros. Las salidas de cada componente actúan como entradas de otro.

Además, existen herramientas que permiten la integración de valores, su exportación a Excel, o la exportación de resultados a un archivo de texto.

TRNSYS, debido a la amplia base de usuarios, la larga historia de la herramienta y su flexibilidad inherente se usa activamente para distintas aplicaciones:

- Simulación energética de edificios.
- Sistemas solares térmicos.
- Plantas biomasa y cogeneración.
- Sistemas solares fotovoltaicos.
- Edificios de baja energía.
- Transferencia geotérmica.
- Aplicaciones solares de alta temperatura.
- Sistemas de bomba de calor geotérmica.
- Modelado de flujo de aire acoplado.
- Optimización de sistemas energéticos.
- Investigación y desarrollo en sistemas de producción y distribución energética.
- Evaluación de tecnologías.
- Plantas de energía.

- Pilas de combustible.
- Eólica y sistemas de combustible.
- Calibración de modelos de edificios y sistemas con datos reales de operación.

A continuación, se mostrará en la Ilustración 12, una imagen del entorno de simulación general de TRNSYS.

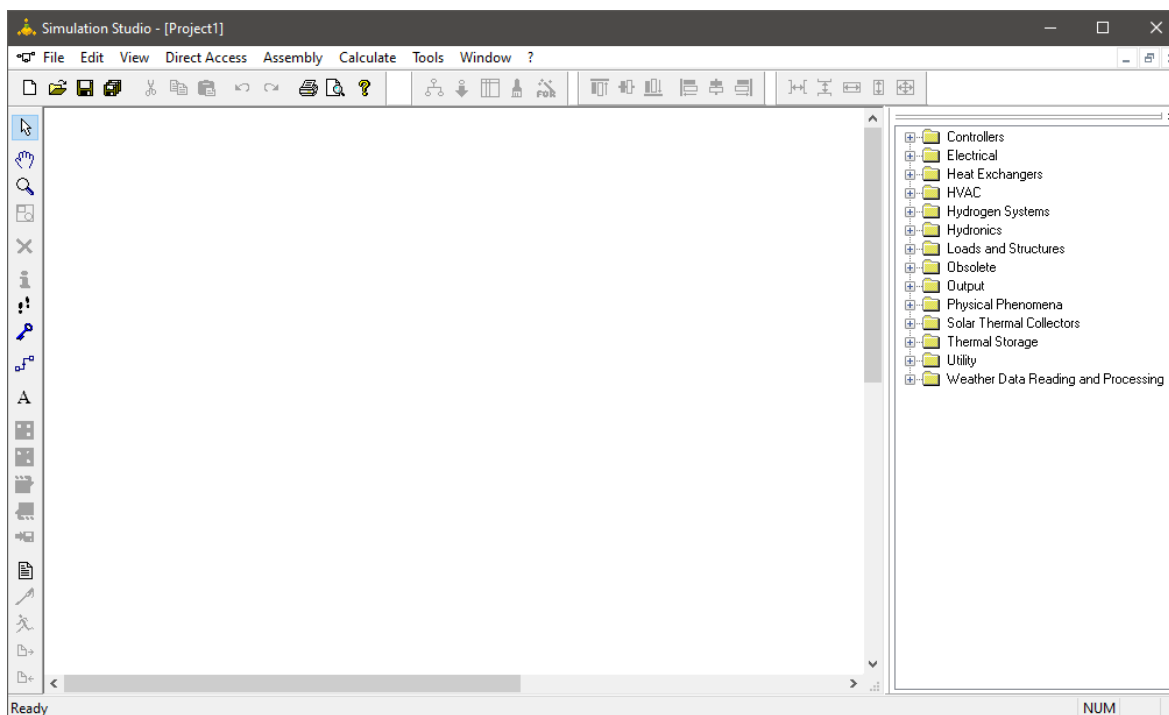


Ilustración 12: Entorno de simulación general de TRNSYS

4.1.1 Descripción de los types utilizados

Los types utilizados en el modelo de simulación de TRNSYS son los enumerados y descritos brevemente a continuación:

- **Type15:** Este componente sirve para leer datos a intervalos regulares de tiempo desde un archivo de datos meteorológicos externos, interpolar los datos (incluida la radiación solar para superficies inclinadas) a intervalos de menos de una hora y ponerlos a disposición de otros componentes de TRNSYS. El modelo también calcula varios términos útiles que incluyen la temperatura del agua de la red, la temperatura efectiva del cielo y las funciones de forzamiento de la temporada de calefacción y refrigeración.

Este componente lee archivos de datos meteorológicos en los siguientes formatos:

- Formato del año meteorológico típico (TMY) (.TMY).
- Formato típico del año meteorológico versión 2 (TMY2) (.TM2).
- Formato típico del año meteorológico versión 3 (TMY3).
- Formato internacional de cálculo del tiempo para la energía (IWECC).
- Formato canadiense del tiempo para cálculos de energía (CWECC).
- Formato Energy + (.EPW).
- Archivos Meteororm para TRNSYS (.TM2).

- **Type56:** Este componente modela el comportamiento térmico de un edificio que tiene múltiples zonas térmicas.
- **Type25a:** El componente de la impresora se utiliza para generar o imprimir variables de sistema seleccionadas a intervalos de tiempo especificados. En este modo, los descriptores de unidades provistos por TRNSYS (kJ / h, ° C, W, etc.), si están disponibles y, se imprimen en el archivo de salida junto con cada encabezado de columna.
- **Type14h:** es una función de forzamiento dependiente del tiempo que tiene un comportamiento caracterizado por un patrón repetido. El patrón de la función de forzamiento se establece mediante un conjunto de puntos de datos discretos que indican el valor de la función en varios momentos a lo largo de un ciclo. Se proporciona interpolación lineal para generar una función de forzamiento continuo a partir de los datos discretos.
- **Type33d:** Este componente realiza un análisis psicrométrico, para lo que necesita dos parámetros. En este caso particular se le entrega la temperatura del bulbo seco y la temperatura del punto de rocío del aire húmedo y llama a la rutina TRNSYS Psychrometrics, devolviendo las siguientes propiedades correspondientes del aire húmedo: temperatura del bulbo seco, temperatura del punto de rocío, temperatura del bulbo húmedo, humedad relativa, relación de humedad absoluta, y entalpía.
- **Type9:** Este componente sirve para leer datos a intervalos de tiempo regulares desde un archivo de datos, convertirlos en un sistema de unidades deseado y ponerlos a disposición de otros componentes de TRNSYS como funciones de forzamiento que varían en el tiempo. Este componente es de naturaleza muy general y puede leer muchos tipos diferentes de archivos. Los datos de línea a línea deben estar en intervalos de tiempo constantes.
- **EQUA:** Este componente cumple con la función de hacer los cálculos necesarios en los sistemas utilizados dentro de TRNSYS. Insertando la ecuación o cálculos que el usuario necesite cumpliendo la demanda de una calculadora ordinaria, además de disponer defunciones lógicas, min, máx., etc.
- **Type114:** El Type114 modela una bomba de velocidad única (constante) que puede mantener un caudal de masa de salida de fluido constante. Las características de arranque y parada de la bomba no están modeladas, ni los efectos de caída de presión. Al igual que con la mayoría de las bombas y ventiladores en TRNSYS, Type114 toma el caudal másico como entrada, pero ignora el valor, excepto para realizar comprobaciones de balance de masa. Type114 establece la velocidad de flujo aguas abajo en función de su parámetro de velocidad de flujo nominal y el valor actual de su entrada de señal de control.
- **Type4a:** El rendimiento térmico de un tanque de almacenamiento de energía sensible lleno de fluido, sujeto a estratificación térmica, puede modelarse suponiendo que el tanque consta de N ($N \leq 100$) segmentos de igual volumen completamente mezclados. El grado de estratificación está determinado por el valor de N. Si N es igual a 1, el tanque de almacenamiento se modela como un tanque completamente mezclado y no son posibles los efectos de estratificación. Esta instancia de Tipo 4 modela un tanque estratificado que tiene posiciones de entrada fijas definidas dentro del código. El fluido que ingresa al lado caliente del tanque se agrega al nodo del tanque debajo del primer calentador auxiliar. El fluido que ingresa al lado frío del tanque ingresa al nodo inferior. Los tamaños de nodo en esta instancia no necesitan ser iguales. La banda inactiva de temperatura en los termostatos

del calentador está disponible. Esta instancia supone además que las pérdidas de cada nodo del tanque son iguales y no calcula las pérdidas en el conducto de gas del calentador auxiliar.

- **Type1b:** Este componente modela el rendimiento térmico de un colector solar de placa plana. El conjunto de colectores solares puede consistir en colectores conectados en serie y en paralelo. El rendimiento térmico de la matriz del colector está determinado por el número de módulos en serie y las características de cada módulo. El usuario debe proporcionar resultados de pruebas estándar de eficiencia del colector versus una relación de temperatura del fluido menos temperatura ambiente a radiación solar. La temperatura del fluido puede ser la temperatura de entrada, la temperatura promedio o la temperatura de salida. En el Type 1, hay 5 posibilidades para considerar los efectos de la incidencia solar fuera de lo normal. En este caso de Type 1, se utiliza una función cuadrática de segundo orden para calcular el modificador de ángulo de incidencia.
- **Type11h:** El uso de piezas en T para tuberías o conductos, mezcladores y desviadores que están sujetos a control externo a menudo es necesario en los sistemas térmicos. Este componente tiene diez modos de operación. El modelo Type11 usa el modo 1 para modelar una pieza en T en la que dos corrientes de líquido de entrada se mezclan en una sola corriente de salida de líquido.
- **Type2b:** El controlador diferencial de encendido / apagado genera una función de control que puede tener un valor de 1 o 0. El valor de la señal de control se elige en función de la diferencia entre las temperaturas superior e inferior T_h y T_l , en comparación con dos diferencias de temperatura de banda muerta DTI y DTI . El nuevo valor de la función de control depende del valor de la función de control de entrada en el paso de tiempo anterior. El controlador se usa normalmente con la señal de control de entrada conectada a la señal de control de salida, proporcionando un efecto de histéresis.
- **Type24:** Este componente integra una serie de cantidades durante un período de tiempo. Cada integrador de cantidad puede tener hasta, pero no más de 500 entradas. Type24 puede reiniciarse periódicamente a lo largo de la simulación, ya sea después de un número específico de horas o después de cada mes del año.

4.1.2 Modelo de simulación

A partir de la utilización de los types descritos anteriormente, se realiza el modelo de simulación que finalmente queda de la siguiente forma:

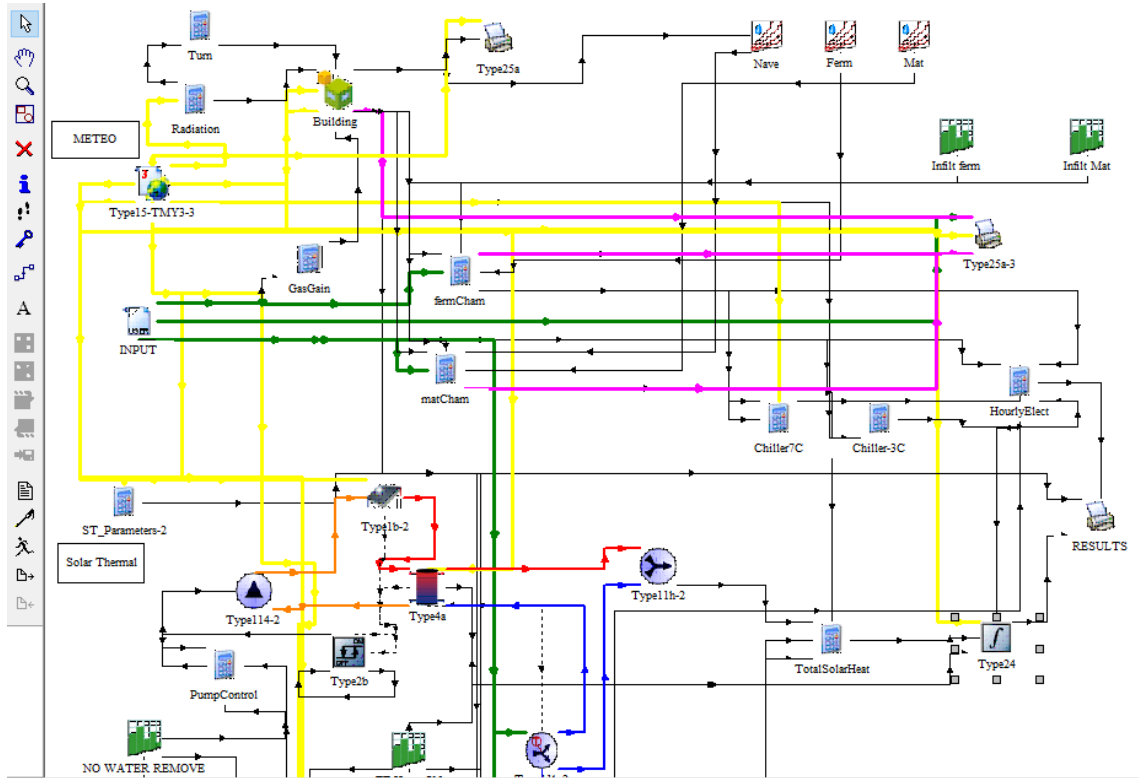


Ilustración 13: Modelo de simulación de la instalación termosolar de baja temperatura, Imagen 1 de 3

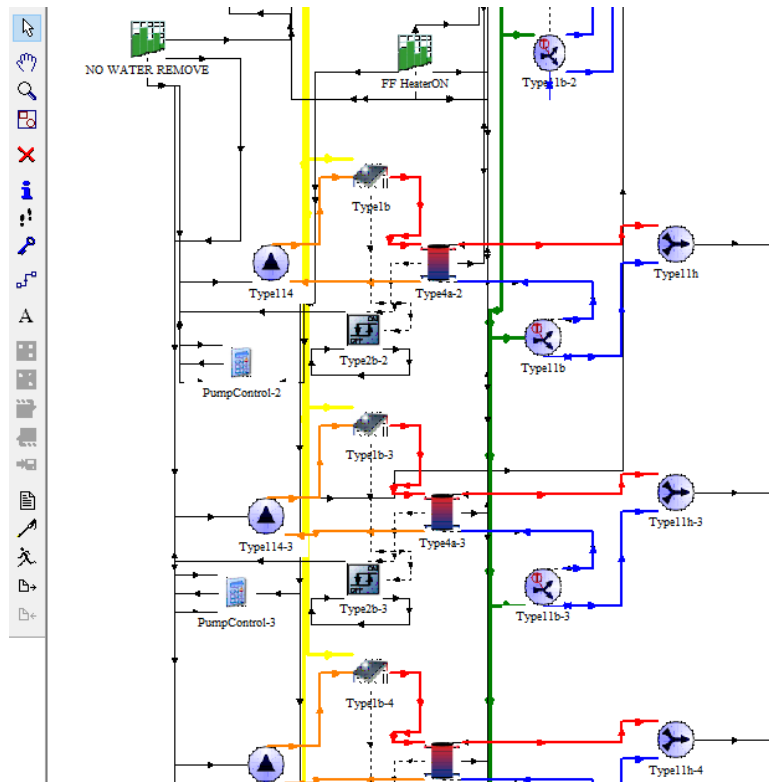


Ilustración 14: Modelo de simulación de la instalación termosolar de baja temperatura, Imagen 2 de 3

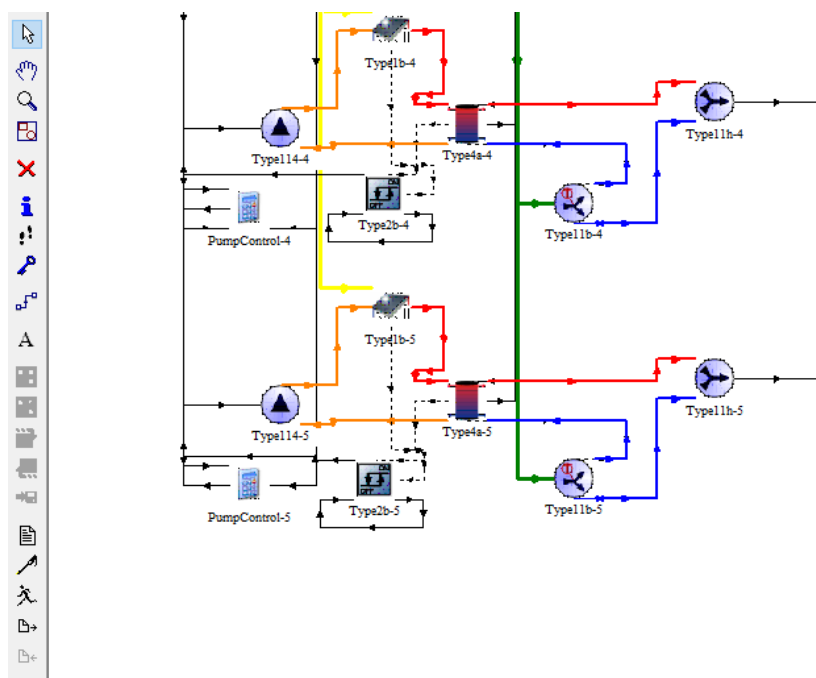


Ilustración 15: Modelo de simulación de la instalación termosolar de baja temperatura, Imagen 3 de 3

En la Ilustración 13, aparecen los types en los que: se leen los ficheros meteorológicos, se definen los consumos de la microcervecera y la instalación en sí, se imprimen los resultados finales de todo el modelo de simulación y aparece uno de los cinco sistemas termosolares de baja temperatura, concretamente el sistema que tiene menor tamaño.

En la Ilustración 14, aparecen otros 3 sistemas termosolares. Mientras que en la Ilustración 15 la única novedad que aparece es el sistema termosolar de mayor tamaño de entre los 5 que se van a analizar.

En el Anexo 1, llamado Descripción detallada de la herramienta TRNSYS, se analiza más en profundidad la función de cada type dentro de este modelo y, la conexión entre ellas. Además, se explica el procedimiento seguido para obtener los datos necesarios en el análisis realizado en el apartado del trabajo llamado “Análisis de los Resultados”.

4.2 System Advisor Model (SAM)

SAM un modelo informático tecno-económico gratuito desarrollado por el National Renewable Energy Laboratory (NREL), en colaboración con Sandia National Laboratories, y en colaboración con U.S. Department of Energy (DOE) Energía Solar Technologies Program (SETP). Ha sido diseñado para facilitar la toma de decisiones de rendimiento energético y económico de una instalación para las personas involucradas en la industria de las energías renovables, que van desde jefes de proyecto, ingenieros diseñadores, desarrolladores de tecnología, hasta los investigadores.

Dicho software se utiliza en todo el mundo para la planificación y evaluación de programas de investigación y desarrollo de costes de proyectos. Además, realiza predicciones de rendimiento para conexión a red solar, instalaciones mini eólicas, sistemas de energía geotérmica y estimaciones económicas de energía distribuida y proyectos de centrales de generación.

Permite operar tanto con variables ingenieriles como financieras, por lo que es un software ideal para la

realización de un análisis estadístico desde el punto de vista de un inversor. Asimismo, permite hacer análisis de sensibilidad y paramétrico, además de poder dibujar gráficas e incluso exportar datos si es necesario el uso de otro programa informático.

SAM puede modelar muchos tipos de sistemas de energía renovable:

- Sistemas fotovoltaicos, desde pequeños tejados residenciales hasta grandes sistemas de servicios públicos.
- Almacenamiento de baterías con baterías de iones de litio, ácido de plomo o flujo
- Sistemas de concentración de energía solar para la generación de energía eléctrica, que incluyen cilindro parabólico, torre de energía y Fresnel lineal
- Proceso industrial de calor a través de cilindro parabólico y sistemas lineales de Fresnel
- Energía eólica, desde turbinas individuales hasta grandes parques eólicos.
- Calentamiento solar de agua
- Generación de energía geotérmica
- Combustión de biomasa para generación de energía.
- Sistemas fotovoltaicos de alta concentración.

Los modelos financieros de SAM son para los siguientes tipos de proyectos:

- Proyectos residenciales y comerciales donde el sistema de energía renovable está en el lado del cliente del medidor de la empresa de servicios eléctricos (detrás del medidor), y la energía del sistema se utiliza para reducir la factura de electricidad del cliente.
- El acuerdo de compra de energía (PPA) proyecta donde el sistema está conectado a la red en un punto de interconexión, y el proyecto genera ingresos a través de la venta de energía. El proyecto puede ser propiedad y ser operado por un solo propietario o por una sociedad que implique un acuerdo de inversión o arrendamiento.
- Propiedad de terceros donde el sistema está instalado en la propiedad del cliente (host) y es propiedad de una entidad separada (desarrollador), y el host es compensado por la energía generada por el sistema a través de un PPA o contrato de arrendamiento.

4.3 Meteonorm 7.3.

Es un programa desarrollado por Meteotest. Se trata de una fuente de datos de radiación solar ampliamente utilizada y aceptada en la industria de la energía solar. Ha existido por más de 30 años (la primera versión fue lanzada en 1985), y se convirtió en la base de datos meteorológica estándar para simulaciones de energía solar. También es la base de datos meteorológica predeterminada de algunos de los softwares de diseño PV más populares, como PVsyst o PVSOL.

La base de datos Meteonorm se basa en la combinación de datos de radiación solar medidos y modelados. Para ubicaciones europeas, se utiliza la base de datos de radiación solar basada en satélites Heliomont.

En Meteonorm, el enfoque clave para una estimación en una ubicación específica es la interpolación de valores promedios mensuales a largo plazo de estaciones meteorológicas cercanas. Los datos modelados basados en imágenes satelitales se incorporan como información de soporte y se utilizan principalmente

cuando no hay una estación meteorológica disponible a una distancia de 10/20/30 km (en Europa / África / Resto del mundo).

Este programa ofrece los siguientes datos para el emplazamiento seleccionado: radiación (difusa y global), temperatura, precipitación, duración de la insolación, precipitación (su cantidad en mm y los días de precipitación), temperatura y de radiación global diaria. Todos estos valores vienen acompañados de sus incertidumbres anuales, debido a que estos son calculados en algunos casos a partir de la interpolación.

Existen periodos de radiación disponibles. Estos son:

- Radiación de 1991 a 2010.
- Radiación de 1981 a 1990.
- Radiación futura.

A continuación, se muestra una imagen donde se ven los gráficos disponibles después de seleccionar la localidad de Sevilla, para el periodo de 1991 a 2010. Justamente aparece seleccionado el de radiación solar.

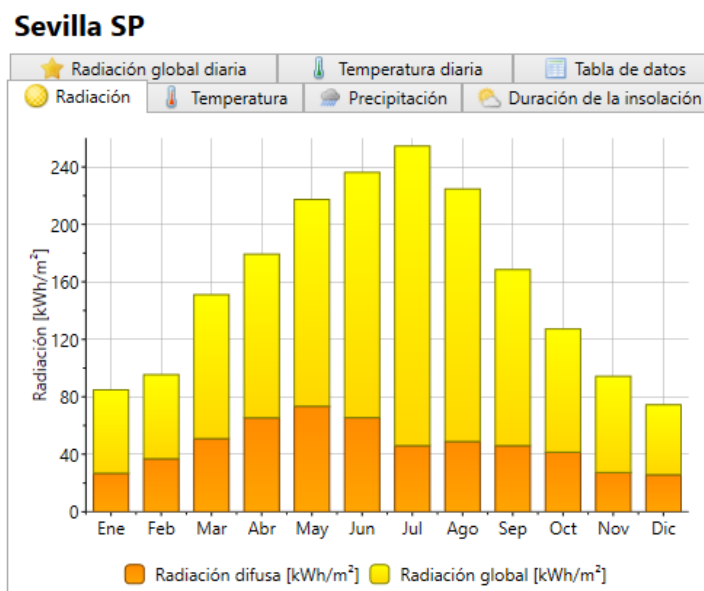


Ilustración 16: Gráfico obtenido por Meteonorm 7.3 de la radiación solar en Sevilla

Para este trabajo, este programa se ha utilizado para obtener un TMY, año meteorológico típico de percentil 50. Un TMY es una recopilación de datos climatológicos representativos para una localidad específica, que están estructurados en valores horarios de diferentes parámetros meteorológicos por un periodo de un año. Los valores son obtenidos en base a una metodología de selección que utiliza los datos históricos registrados en esa localidad, durante varios años. Esta selección busca representar las características principales de los fenómenos climatológicos de la localidad en cuestión y, que a la vez sean consistentes con los promedios a “largo plazo” de cada parámetro climatológico estudiado. Con esta información, posteriormente se calculará la energía producida por las distintas instalaciones planteadas, solar térmica de baja temperatura y fotovoltaica, y ver el porcentaje de energía ahorrado con ellas.

4.4 QGIS

QGIS es un Sistema de Información Geográfica de código abierto. Que permite al usuario ver, administrar, editar, analizar datos y componer mapas imprimibles. Es una aplicación GIS gratuita. Las principales características de QGIS incluyen:

- Visualización y superposición de diversos tipos de datos (vectoriales e imágenes) en diversos formatos y proyecciones, sin necesidad de conversión a ningún formato interno. También se pueden crear, editar y gestionar estos datos con diversas herramientas.
- Exploración y composición de mapas usando una interfaz gráfica con un montón de herramientas, desde las típicas de copiar y pegar, hasta herramientas que pueden intersectar datos geográficos o realizar otras operaciones espaciales complejas.
- QGIS también sirve para publicar mapas usando diversos tipos de datos del estándar definido por la OGC (Open Geospatial Consortium), pudiendo hacer tanto la función de cliente, consumiendo los datos de alguna fuente, como la de servidor, ofreciendo a otros clientes los mapas realizados con QGIS.
- Existen una infinidad de complementos (plugins) para QGIS.
- Hay una categoría de complementos que forman parte del núcleo de QGIS, que te permiten hacer los procesamientos de datos comunes, acceder a fuentes de información geográfica.
- QGIS también permite la ejecución de pequeños programas o scripts en Python mediante el uso de la consola de Python donde puedes automatizar algunas tareas programando en Python.

4.5 Excel

Microsoft Excel es un software de aplicación publicado por la empresa Microsoft, que brinda soporte digital a las labores contables, financieras, organizativas y de programación, mediante hojas de cálculo. Forma parte del paquete Microsoft Office, que contiene diversos programas de oficina como Microsoft Word, Microsoft PowerPoint...

Este programa pertenece a Microsoft bajo licencia comercial de uso y funciona bajo los entornos operativos de Windows, Macintosh y algunos otros, en diversos idiomas.

Como se ha dicho, Excel es un sistema de hojas de cálculo, esto es, de planillas de gestión de información de manera ordenada y sistemática, permitiendo la automatización de operaciones lógicas.

Se trata de una aplicación versátil, útil sobre todo para elaborar tablas, gráficas y otras operaciones de representación de la información, a partir de una matriz virtualmente infinita de filas y columnas en las que pueden introducirse y personalizarse los datos. Además, Excel cuenta con un sistema de macros o fórmulas automatizadas, que permiten también su empleo con fines de algoritmos y programación.

5 DESCRIPCIÓN DEL CASO BASE

Para este estudio, se ha propuesto una combinación de tecnologías solares, térmicas y fotovoltaicas, para reducir el consumo de Gas Natural y el consumo de electricidad en una microcervecera. El ángulo de inclinación para los colectores del sistema termosolar y el de los módulos PV son iguales a la latitud de la provincia donde se quiera instalar, por lo tanto, dependen de la ubicación del lugar.

Se ha elegido esta inclinación de los colectores solares ya que, resulta una solución intermedia entre la inclinación óptima para verano e invierno. En verano, interesa que la inclinación sea cercana a su horizontalidad total debido a que la elevación del sol con respecto a un plano horizontal a la superficie de la Tierra es mayor. Por el contrario, en invierno, lo óptimo sería una inclinación cercana a su verticalidad total, ya que es cuando el Sol tiene una elevación menor con respecto a la horizontal de la Tierra.

La orientación será Sur en los dos tipos de sistemas ST y PV, porque es la que recibe mayor radiación solar a lo largo del año en el hemisferio Norte.

5.1 Instalación solar Térmica de baja temperatura

La descripción de la instalación termosolar se hará a continuación componente a componente:

- **Colectores:** Los colectores que se han utilizado para hacer el análisis de este trabajo tienen las siguientes características:
 - El área de cada uno de los sistemas analizados: Existen 5 áreas diferentes de campo solar, aunque todos ellos estén formados por colectores de las mismas características, teniendo cada colector un área de $1,96 \text{ m}^2$.
 - El número de los paneles en serie y en paralelo de los sistemas: Debido a que cada campo tiene un número determinado de colectores, cada uno tendrá una conexión entre colectores diferente. Estas son las siguientes:
 1. 1 colector con un área de $1,96 \text{ m}^2$.
 2. 2 colectores en serie con un área total de $3,92 \text{ m}^2$.
 3. 4 colectores conectados en serie 2 a 2 con un área total de $7,84 \text{ m}^2$.
 4. 6 colectores conectados en serie de 3 en 3 con un área total de $11,76 \text{ m}^2$.
 5. 9 colectores conectados en serie de 3 en 3 con un área total de $17,64 \text{ m}^2$.
 - Los parámetros de la curva de rendimiento son:
 - $a_0 = 0,701$
 - $a_1 = 2,277 \text{ W/ m}^2 \cdot \text{K}$
 - $a_2 = 0,004287 \text{ W/ m}^2 \cdot \text{K}^2$.
 - El caudal específico (Gensayo) = $0,0111 \text{ kg/s} \cdot \text{m}^2$.

Los colectores elegidos son de placa plana y, proporcionan calor al tanque de almacenamiento para mantener el agua lo más caliente posible durante los días de preparación y envasado.

El sistema ha sido diseñado para proporcionar agua caliente a 70°C y no para suministrar energía al proceso de ebullición.

- **Tanque de almacenamiento:** cada sistema estudiado tiene un tanque de almacenamiento, el cual tiene las siguientes características:
 - Da igual el tamaño de la instalación porque su volumen será igual en todas, teniendo un valor de $1,5 \text{ m}^3$.

- El coeficiente de pérdidas térmicas es de $1 \text{ W/m}^2 \cdot \text{K}$.
- El fluido que se almacena en los tanques es agua ($C_p=4,19 \text{ kJ/K} \cdot \text{kg}$; $\rho=1000 \text{ kg/m}^3$).
- En el análisis en TRNSYS se modelará como un tanque estratificado en 5 nodos.

Con este tanque de almacenamiento, el cual está aislado del ambiente, es posible almacenar el agua utilizada para enfriar el mosto en una nueva producción, 3 días después. Esto implica un ahorro de energía de 20% aproximadamente con respecto al caso base. Luego, el sistema solar ayudará a elevar la temperatura y mantener esa agua caliente.

- La bomba del circuito primario: dependiendo del sistema en el que nos encontremos esta tendrá una potencia u otra:
 - En el caso de los 3 primeros sistemas la bomba tendrá una potencia de 300 W.
 - En el sistema 4 la bomba tendrá una potencia de 600 W.
 - Por último, en el sistema 5 la bomba tendrá una potencia de 900 W.

En todos los casos el caudal que pasa por las bombas será de $0,05 \text{ kg/s}$ por loop. Es decir, para el ST1 y ST2 será de $0,05 \text{ kg/s}$ ya que es un loop, para el ST3 son 2 loop en paralelo por lo que será de $0,1 \text{ kg/s}$ y, para el ST4 y ST5 son 3 loops, siendo entonces el caudal que pasa por las bombas de $0,15 \text{ kg/s}$.

- En el sistema de control, el control se realizará a partir de un ciclo de histéresis. Si la diferencia de temperaturas entre la salida del campo colectores (Thigh) y la de salida del depósito hacia el circuito primario (Tlow), es mayor que 7 grados, la bomba del circuito primario estará encendida. Por el contrario, si la diferencia de temperaturas entre Thigh y Tlow es menor o igual que 2, la bomba del circuito primario permanecerá apagada y el agua no pasará por los colectores, ya que está se enfriaría.
- Bomba del agua de red: es una válvula de dos vías que servirá para impulsar el agua de red tanto a la entrada del tanque de almacenamiento, como para el enfriamiento del caudal de agua de salida del tanque, para que este alcance la temperatura de consumo requerida.
- Bomba del circuito de consumo: es la bomba que impulsa el agua al lugar donde esta se va a consumir (pasando por el sistema auxiliar de calentamiento). Es una bomba de dos vías donde se mezcla el agua de salida del tanque de almacenamiento y el agua de la red.

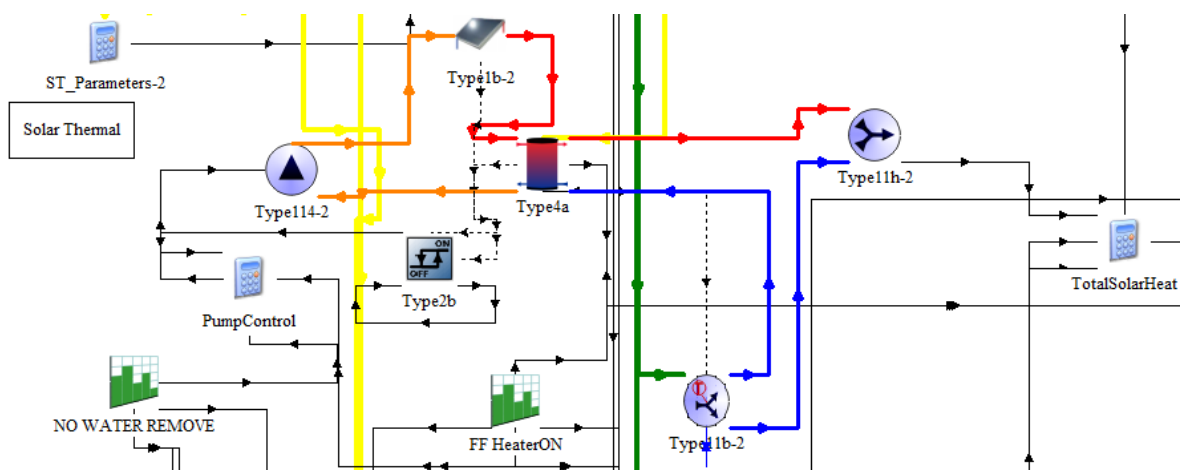


Ilustración 17: Modelo instalación termosolar en TRNSYS

5.2 Instalación Fotovoltaica

La instalación Fotovoltaica, está conectada a la red y acogida a compensación lo que permite vender los excedentes de energía a la red y obtener un beneficio económico por ellos. El precio de venta de esta energía es la mitad por lo que es comprada a la red. Estos precios se indican en el siguiente punto de este documento.

El sistema PV propuesto está formado por módulos de tecnología policristalina de una potencia pico cada uno de 250 Wp, con microinversores en red de la misma potencia. En este estudio no se considera el almacenamiento con baterías. Se diseñan seis sistemas con diferentes capacidades instaladas:

1. 0,5 kWdc (2 módulos).
2. 1 kWdc (4 módulos).
3. 1,5 kWdc (6 módulos)
4. 2 kWdc (8 módulos)
5. 2,5 kWdc (10 módulos).
6. 3 kWdc (12 módulos).

El módulo elegido es el modelo Jinko Solar Co. Ltd JKM250PP-60-J4, que tiene las características que se muestran a continuación en la siguiente tabla:

PANEL FOTOVOLTAICO	
Número de células	60
Potencia Nominal [W]	250
Área del módulo [m ²]	1,54
Tensión en el punto de máxima potencia [V]	30,5
Intensidad en el punto de máxima potencia [A]	8,2
Tensión de circuito abierto [V]	37,7
Corriente de cortocircuito [A]	8,9
Coef. Temperatura potencia [%/°C]	-0,410
Coef. Temperatura intensidad (Isc) [%/°C]	-0,062
Coef. Temperatura tensión (Voc) [%/°C]	-0,306
Eficiencia [%]	16,2403

Tabla 1: Características del módulo fotovoltaico Jinko Solar Co. Ltd JKM250PP-60

El tipo de inversor elegido es el de microinversor, es decir, un inversor por módulo fotovoltaico. Este tipo de inversores tiene una serie de ventajas:

- Se optimiza la producción de energía de cada panel solar.
- Se evitan pérdidas de producción derivadas de sombras sobre algún panel.
- Cada panel funciona de manera independiente, por lo que el fallo de uno de ellos no afecta al conjunto de la instalación.

- Se puede monitorizar el funcionamiento de cada módulo de manera individual.

El modelo elegido es el Siemens Industry: SMIINV215R60XX [240V], y tiene las siguientes características:

INVERSOR	
Potencia de CA. Máx [W]	215
Potencia de CC. Máx [W]	224,653
Tensión de entrada máxima DC [V]	36
Rango de tensión del MPP DC [V]	22 a 36
Rendimiento máximo [%]	95,911
Rendimiento europeo [%]	95,734
Corriente máxima de salida DC [A]	7,74667
Tensión nominal de CA [V]	240
Tensión nominal de DC [V]	29
C0 [1/Wac]	-6,2e-05
C1 [1/Vdc]	-0,000715
C2 [1/Vdc]	-0,0296
C3 [1/Vdc]	-0,102517

Tabla 2: Características del módulo fotovoltaico Siemens Industry: SMIINV215R60XX [240V]

5.3 Costes de inversión inicial de las instalaciones y costes de la energía

5.3.1 Costes de inversión inicial de las instalaciones

Para el análisis económico, se consideran los precios de mercado de los sistemas que incluyen el IVA. Las subvenciones quedan excluidas en este análisis económico. Los costos de inversión se estiman para un sistema residencial debido a su pequeño tamaño. El precio del sistema ST se obtiene de un estudio interno realizado por investigadores del Grupo de Termotecnia de la ETSI. La estructura de costos del sistema PV se basa en referencias disponibles actualizadas (Fu, Feldman, Margolis, Woodhouse y Ardani, 2018; AIE Agencia Internacional de Energía, 2018; Jäger-Waldau, 2018). Además, los costos anuales de operación y mantenimiento (O&M) son considerados como un porcentaje de la inversión inicial de acuerdo con las referencias anteriores.

Coste específico					
Solar Térmica			Fotovoltaica		
Colector	€/ m ²	228,5	Modulo	€/W _{dc}	0,55
Tanque de almacenamiento	€/ m ²	2010,8	Inversor	€/W _{dc}	0,23
Balance de planta	€/ m ²	411,3	Equipos de equilibrio del sistema	€/W _{dc}	0,32
Labores de instalación	€	1096,8	Labores de instalación	€/W _{dc}	0,46
			Gastos generales	€/W _{dc}	0,09
Costes de O&M (3% de la inversión)	€/año	Variable	Costes O&M (2.3% de la inversión)	€/kW·año	34,7

Tabla 3: Costo específico para sistemas solares térmicos y fotovoltaicos en Chile, IVA incluido. (Grupo de Termotecnia de la ETSI, 2019)

El costo de la inversión inicial total de cada sistema PV analizado es el siguiente:

- Sistema PV 1 = 900 €.
- Sistema PV 2 = 1801 €.
- Sistema PV 3 = 2701 €.
- Sistema PV 4 = 3601 €.
- Sistema PV 5 = 4502 €.
- Sistema PV 6 = 5402 €.

En el caso de los sistemas ST, los costes de inversión inicial serían los siguientes:

- Sistema ST 1 = 5872 €.
- Sistema ST 2 = 7244 €.
- Sistema ST 3 = 9988 €.
- Sistema ST 4 = 12732 €.
- Sistema ST 5 = 16848 €.

Como cabría esperar, mayor tamaño del campo solar conlleva a un mayor coste de inversión inicial. Sin embargo, sólo en el caso fotovoltaico este coste es lineal. Para los sistemas solares térmicos el coste del tanque de almacenamiento es importante e igual en los 5 sistemas, debido a que se considera el mismo tamaño de tanque independientemente del área del campo de colectores. De esta forma, el aumento del coste no es lineal con respecto al área de colectores.

5.3.2. Costes de la energía

En este trabajo se han considerado los precios de gas y electricidad indicados por el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo y no por compañías distribuidoras, siendo de esta forma comparables los precios tanto del gas como de la electricidad, en todas las provincias de España.

- Para gas natural se utiliza la Tarifa de Último Recurso, concretamente, la denominada TUR 2, la cual está fijada por la Administración y puede solicitarse si cumplen estos requisitos:
 - Tener un consumo anual de gas natural superior a 5.000 kWh/año e inferior a 50.000 kWh/año.
 - Utilizar suministro de baja presión (menor o igual a 4 bar).

Los precios de esta tarifa, incluyendo impuestos (impuesto hidrocarburos e IVA) son:

- Término fijo (1): 10,10 €/mes.
- Término variable (1): 0,05455943 €/kWh.

Además de esto habría que pagar el alquiler del contador que se ha fijado a 2,64 €/mes.

No se ha elegido la Tarifa de Último Recurso de gas natural TUR 1, debido a que uno de los requisitos que hay que cumplir para solicitarla es que hay que tener un consumo anual de gas natural inferior a 5.000 kWh/año, y en esta microcervecera el consumo anual de gas natural es de 33.000 kWh/año. Estos precios de gas natural son los que había a fecha del 2/04/2020.

El precio total anual que debe pagar la microcervecera por los 33.000 kWh/año de gas natural, si esta no tuviese instalaciones solares, sería de 2528,9 €.

- Para la electricidad, se ha elegido la tarifa de Precio Voluntario al Pequeño Consumidor (PVPC), también conocida como tarifa por horas, cuyo precio está controlado por el Ministerio de Industria. El requisito para solicitar esta tarifa es que la instalación debe tener una potencia eléctrica inferior a 10 kW. La instalación se considera que tiene una potencia contratada de 7 kW ya que, la potencia pico máxima alcanzada, analizando todas las provincias, es de 7 kW en el mes de agosto en Almería.

En esta tarifa, se distinguen dos franjas horarias a lo largo de todo el año, cada una con los siguientes precios:

- PVPC horas punta (12 pm a 9:59 pm), el precio en esta franja es de 0,1435 €/kWh.
- PVPC horas valle (10 pm a 11:59 am), el precio en esta franja es de 0,0732 €/kWh.

Además de ese precio habría que pagar:

- El correspondiente al término fijo de potencia contratada que es de 3,17 €/kW/mes.
- El del alquiler del contador, que sería de 0,81 €/mes.
- El impuesto sobre la electricidad, que sería el 5,113% de la suma del término fijo y del término variable.
- Finalmente se añadiría el término del IVA, que se calcularía como el 21% de la suma de todos los términos mencionados.

Estos precios de electricidad son calculados como los medios anuales del año 2018.

La energía anual consumida por la microcervecera varía según la provincia, ya que al recibir más o menos radiación, la demanda de calor y de frío varían. Por ejemplo, en Sevilla la demanda anual de electricidad es de 8.367 kWh/año. El precio total anual que debe pagar la microcervecera por dicha cantidad de electricidad considerando la potencia contrata de 7 kW es de 1503,7 €. En cambio, en provincias que reciben poca radiación anual, como es el caso de La Coruña, la electricidad anual consumida es de 7394 kWh, siendo la factura de electricidad para este caso de 1369,6 €.

5.4. Incremento del precio del Gas Natural con el tiempo

Los precios hidrocarburos se caracterizan por tener una alta volatilidad, que depende de la situación geopolítica internacional. Para demostrar esta información se mostrará a continuación, en la Ilustración 18, la variación del precio del gas natural de los últimos 25 años establecidos por Henry Hub.

Henry Hub es un gasoducto de gas natural ubicado en Erath, Louisiana, que sirve como lugar de entrega oficial para contratos de futuros en la Bolsa Mercantil de Nueva York (NYMEX). El centro es propiedad de Sabine Pipe Line LLC y tiene acceso a muchos de los principales mercados de gas en los Estados Unidos. El centro se conecta a cuatro tuberías intraestatales y nueve interestatales, incluidas las tuberías Transcontinental, Acadian y Sabine. Debido a su importancia, presta su nombre al punto de fijación de precios para los contratos de futuros de gas natural negociados en la Bolsa Mercantil de Nueva York. Los precios spot y futuros del gas natural establecidos en Henry Hub están denominados en US \$ por millón de unidades térmicas británicas y, en general, se consideran el precio principal establecido para el mercado de gas natural de América del Norte.

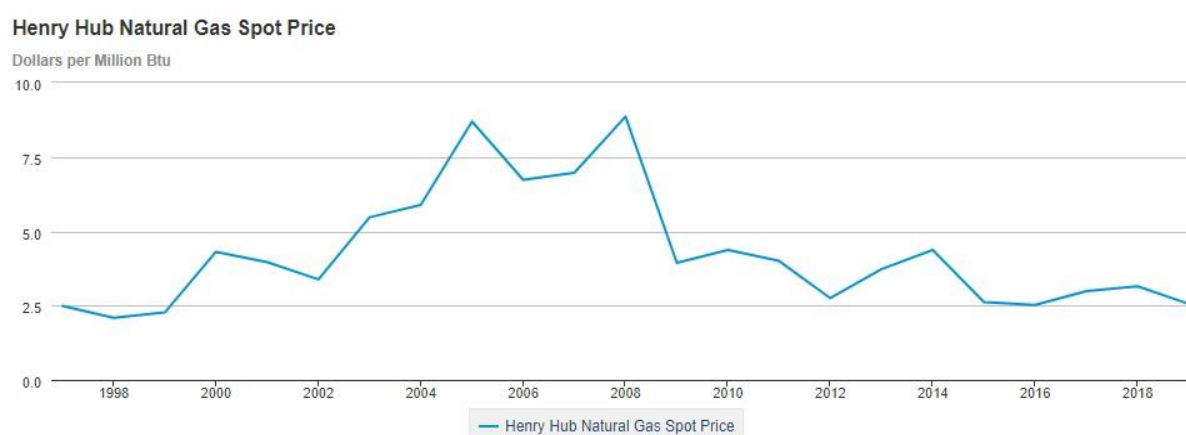


Ilustración 18: Precio del gas natural de Henry Hub en US \$ por millón de unidades térmicas británicas. (U.S. Energy Information Administration, 2017)

Aunque el precio haya bajado en los últimos años, la volatilidad (cambios bruscos) generan incertidumbre financiera y no son deseables.

Para el análisis económico se ha supuesto que el precio del gas natural va a ser constante y del valor de 0,05455943 €/kWh. Debido a que el precio en España de este es muy bajo, instalar un sistema termosolar de baja temperatura, como se puede observar en los resultados mostrados en el siguiente punto, no resultaría rentable en ningún sitio del país, siendo el menor payback descontado de 31,87 años. Esto significaría que nunca se recuperaría el dinero de la inversión inicial, ya que la instalación tiene una vida útil prevista de 20 años.

También hay que decir, que según el análisis basado en el índice de referencia nacional Henry Hub, el precio del gas natural va a subir, habiendo diversos escenarios de cómo se prevé que va a incrementar. A continuación, se adjuntará una imagen de estas diferentes situaciones:

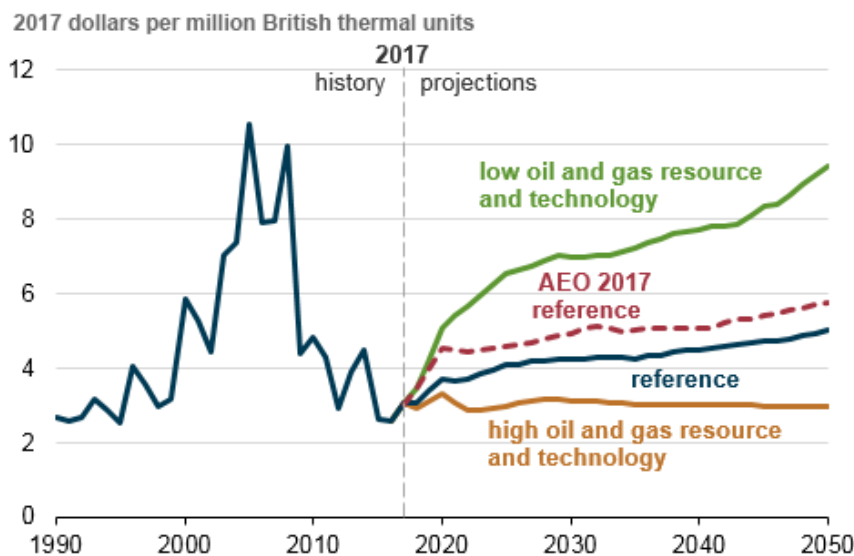


Ilustración 19: Diferentes situaciones de la subida del precio del GN con el tiempo según el índice de referencia nacional de Henry Hub. (Energy Information Administration's, 2017)

Se realiza un análisis de los diversos escenarios expuestos por Henry Hub:

- Poco petróleo, gas natural y tecnología:** Es el escenario, dentro de los expuestos, en el que el precio del gas natural tiene un mayor aumento. Esto tiene una relación directa al agotamiento de los recursos naturales. En el gráfico se observa un crecimiento casi lineal de este con el paso de los años. Sería el escenario donde los sistemas termosolares resultarían más rentables.
- Alto precio del petróleo:** Se puede observar un crecimiento con los años del precio del gas natural hasta llegar a 2040, donde se empieza a observar un aplanamiento de la curva. El precio del GN es menor que en el primer caso expuesto. Aunque la bajada de las cantidades de petróleo, supondrían un gran aumento del precio de este, no lo supondría tanto para el gas natural.

Esto se debe a que el mercado del gas, lejos de ser global como el del petróleo, se encuentra fragmentado en tres grandes regiones (EE. UU., Europa y Asia), aisladas entre sí debido al alto coste del transporte, en particular del marítimo. Así, en el caso estadounidense, la revolución del gas shale ha supuesto un incremento sustancial de la oferta de la región y, por tanto, una rebaja importante de su precio, que no se ha trasladado al resto del mundo.
- Caso de referencia:** Los precios del gas natural aumentan y luego permanecen relativamente planos a aproximadamente \$ 5 por millón de unidades térmicas británicas (MMBtu) durante 2030–40. Los precios proyectados del gas natural de los EE. UU., son muy sensibles a los supuestos sobre recursos internos y tecnología explorados en los casos secundarios.
- Bajada del precio del petróleo:** El incremento del precio del petróleo es similar al del caso de referencia. Empieza siendo, más bajo pero a partir del año 2030 son casi idénticos.
- Gran cantidad de petróleo, gas natural y tecnología:** Incluso en el caso de que no hubiese escaseces de recursos, habría incrementos en el precio del gas natural. Entre 2020 y 2040 se observa un aumento del precio del 50%, pasando de \$ 2,5 por millón de unidades térmicas británicas (MMBtu) a 3,5 \$ por MMBtu.

Teniendo en cuenta estas subidas en el precio del gas natural, la instalación se volvería más rentable que en el caso utilizado porque aunque se ahorren las mismas cantidades de gas natural, se ahorraría más dinero, que es el objetivo final para una empresa.

No se ha tenido en cuenta este aumento del precio del gas natural debido a que en verdad no se sabe exactamente como este va a aumentar y, por simplificar el análisis.

Aunque en el siguiente apartado de este documento si se analizará el precio que debería tener este para que la instalación resultase rentable en diversas situaciones como, por ejemplo, el precio que debería tener para que todos los sistemas termosolares tuviesen un periodo de retorno menor a la vida útil de la instalación, que se ha prefijado que esta sea de 20 años.

6 ANÁLISIS DE RESULTADOS

6.1. Instalación termosolar de baja temperatura

Tras haber realizado las simulaciones en las 50 provincias españolas, incluyendo además la ciudades autónomas de Ceuta y Melilla, se ha observado que el desplazamiento de combustibles y electricidad convencionales tiene beneficios ambientales, aunque no económicos. De esto se hablará en otro punto a continuación. Los ahorros (savings) para los diferentes sistemas ST, se calculan como una relación entre la energía obtenida a partir de gas natural desplazada y, la energía térmica total sin el nuevo sistema.

La Ilustración 20, representa la comparación de los ahorros energéticos entre las diferentes provincias. El eje de abscisas presenta el GHI total anual y, en el eje coordenadas se representan los ahorros de energía anual para los diferentes sistemas ST en $\text{KWh/m}^2 \cdot \text{año}$. Estos resultados dependen únicamente del rendimiento energético del sistema bajo el clima de las diferentes ubicaciones.

La Ilustración 21, representa la fracción solar anual de cada uno de los 5 sistemas propuesto en función de la GHI total anual. La fracción solar "f", es la cantidad de energía solar obtenida a través de la tecnología solar utilizada, dividido por el total de la energía requerida. La fracción solar oscila entre 0 (ninguna utilización de la energía solar) y 1,0 (toda la energía que se necesita se obtiene del sistema). La fracción solar de un sistema particular depende de: la carga, las dimensiones de los captadores y acumuladores, el funcionamiento y el clima.

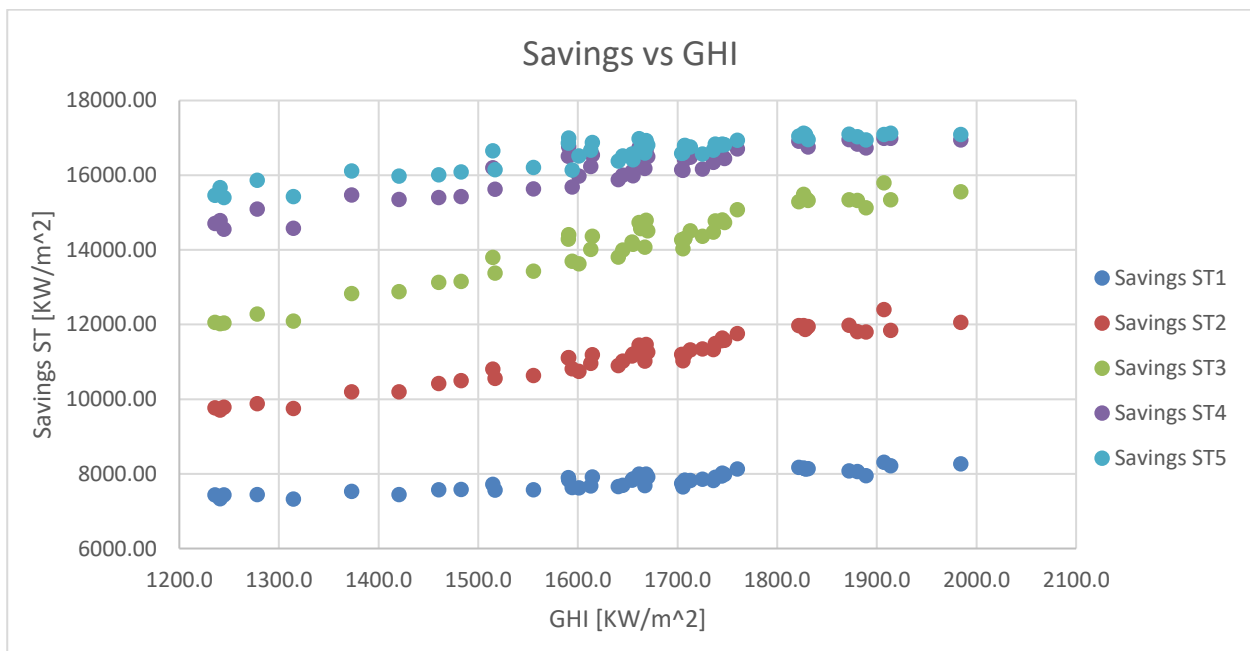


Ilustración 20: Savings de cada sistema vs GHI

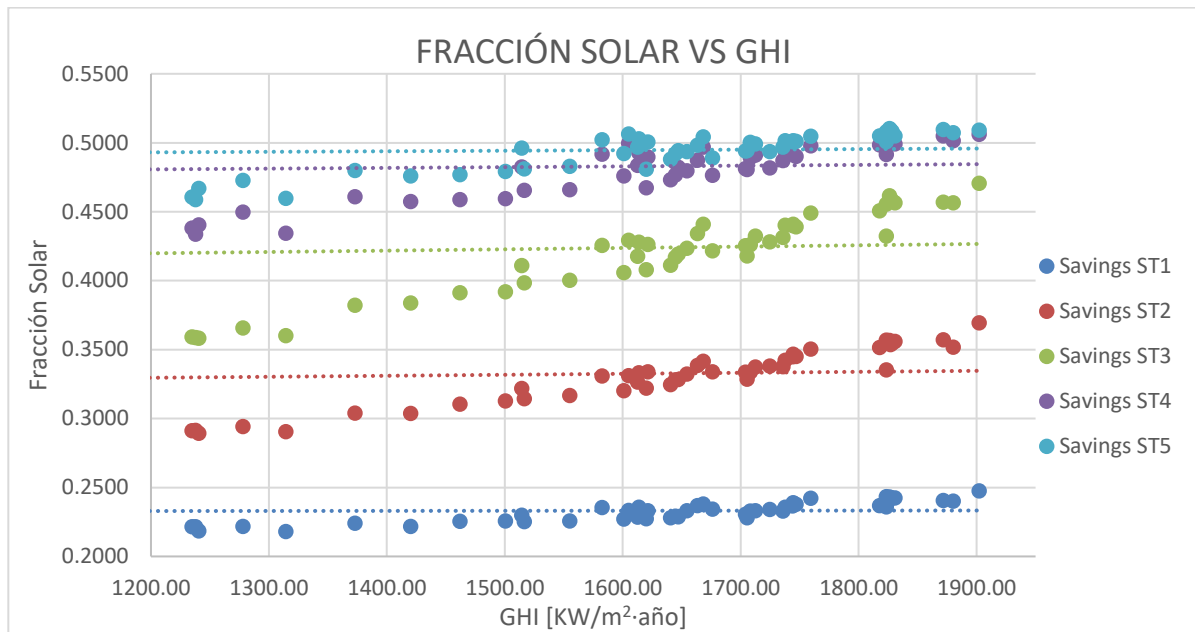


Ilustración 21: Fracción Solar de cada sistema vs GHI

Se observa que a medida que aumenta el tamaño del sistema, se produce un aumento de la fracción solar. Este aumento de la fracción solar se ve reducido al pasar del sistema 4 al 5, lo que hace que este último no merezca la pena, ya que, aunque la fracción solar permanezca casi constante, los costes de la instalación sí son considerablemente superiores. Esto es debido a que la demanda es fija y no todo lo producido por el sistema termosolar se puede utilizar para suplir la demanda. Además, el calor requerido para la etapa de ebullición no se proporciona con el sistema solar sino con el quemador de gas natural, lo que hace que nunca se pueda alcanzar una fracción solar de valor unidad. Por lo que, aunque se vea reducida mínimamente la demanda, ese aumento del tamaño no compensa el pequeño aumento de la fracción solar que conlleva.

En la Ilustración 21, se puede observar que la fracción solar va de 21,85%, cuando se recibe una GHI de 1240 KWh/m²·año en el caso del sistema 1, a aproximadamente el 50% en el caso del sistema 4 y 5, cuando se recibe una GHI mayor de 1600 KWh/m²·año. Este es el límite superior porque la demanda total de energía térmica incluye el calor requerido para la etapa de ebullición (> 100 ° C), y este, no se proporciona con el sistema solar sino con el quemador de gas natural. Además, cuanto mayor es la radiación recibida, como es de esperar, mayor es la fracción solar obtenida, variando para cada sistema en el siguiente intervalo:

- Sistema 1: de 21,85 a 24,75%.
- Sistema 2: de 28,93% a 36,95%.
- Sistema 3: de 35,83% a 47,06%.
- Sistema 4: de 43,37% a 50,91%.
- Sistema 5: de 45,89% a 50,92%.

6.1.1. Análisis económico sistemas termosolares de baja temperatura

En este apartado se utiliza para hacer el análisis económico de los diversos sistemas fotovoltaicos diseñados, el valor actual neto (VAN).

A continuación, se analizará el VAN. Este es un criterio de inversión que consiste en actualizar los cobros y pagos de un proyecto o inversión para conocer cuánto se va a ganar o perder con esa inversión. Para ello trae todos los flujos de caja al momento presente descontándolos a un tipo de interés determinado. El VAN va a expresar una medida de rentabilidad del proyecto en términos absolutos netos.

Se utiliza para la valoración de distintas opciones de inversión. Ya que calculando el VAN de distintas inversiones vamos a conocer con cuál de ellas vamos a obtener una mayor ganancia.

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t}$$

Ecuación 1: Cálculo del VAN

Siendo:

- Ft: son los flujos de dinero en cada periodo t
- I_0 : es la inversión realiza en el momento inicial (t = 0)
- n: es el número de periodos de tiempo
- k: es el tipo de descuento o tipo de interés exigido a la inversión

El VAN sirve para generar dos tipos de decisiones: en primer lugar, ver si las inversiones son efectuales y en segundo lugar, ver qué inversión es mejor que otra en términos absolutos. Los criterios de decisión van a ser los siguientes:

- $VAN > 0$: El valor actualizado de los cobro y pagos futuros de la inversión, a la tasa de descuento elegida generará beneficios.
- $VAN = 0$: El proyecto de inversión no generará ni beneficios ni pérdidas, siendo su realización, en principio, indiferente.
- $VAN < 0$: El proyecto de inversión generará pérdidas, por lo que deberá ser rechazado.

Otro parámetro utilizado para analizar la rentabilidad de la empresa es el payback descontado. Este es un método de valoración de inversiones que determina el tiempo que una inversión tarda en recuperar el desembolso inicial, con los flujos de caja generados por la misma actualizados. Se incluye dentro de los métodos dinámicos ya que se actualizan los flujos de caja, por lo que se considera que una unidad monetaria tiene distinto valor ahora que en el futuro. Este proceso de actualización es la diferencia con respecto al plazo de recuperación en el que se valoran del mismo modo las unidades económicas independientemente del momento en el que se generan.

Se calcula a partir de la siguiente fórmula:

$$A = \sum_{i=1}^{PD} \frac{Q_i}{(1+k)^i}$$

Ecuación 2: Fórmula para el cálculo del payback descontado

Siendo:

- A: Desembolso inicial de la inversión.
- Qi: Los flujos de caja de la inversión.
- k: Tipo de descuento.
- PD: Payback descontado.

La inversión es efectuable, si consigue recuperar el desembolso antes de que finalice la vida útil de los sistemas fotovoltaicos. En este caso, como ya se ha dicho, se ha estimado una vida útil de las instalaciones de 20 años.

En la siguiente ilustración se representa el VAN de cada provincia en función de la GHI recibida:

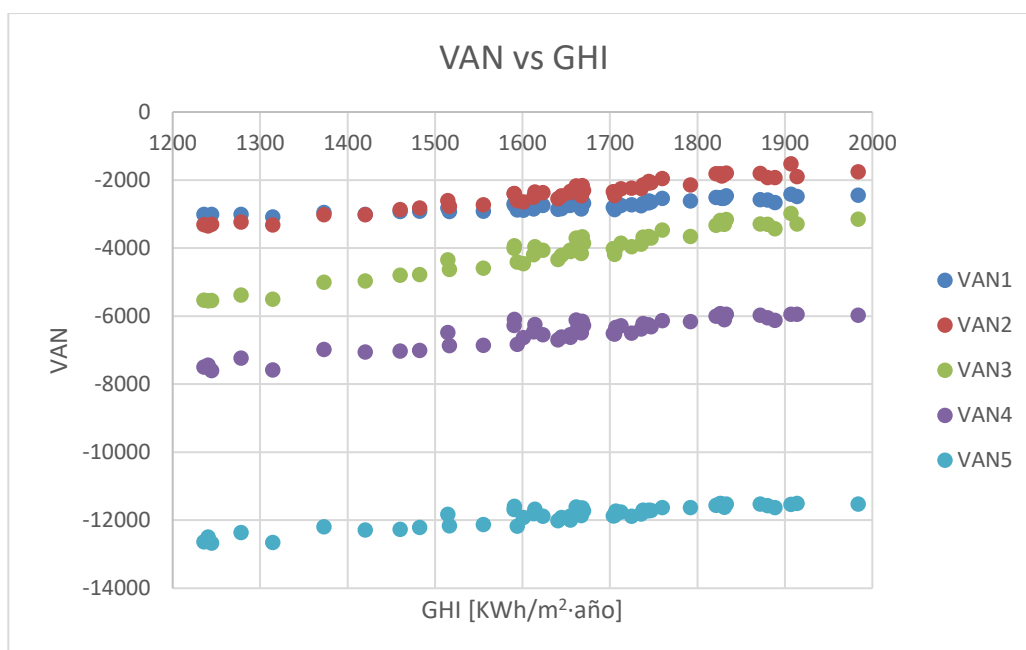


Ilustración 22: Análisis económico a partir del VAN en el sistema termosolar

De la Ilustración 22 se pueden hacer diversos comentarios:

- Como se puede observar, e intuir después de haber dicho en el punto anterior lo alto que eran los payback descontado de los diversos sistemas termosolares, todos los VAN son negativos, incluso para las provincias que reciben radiaciones más altas.
- El sistema 1 es el que presenta un mayor VAN de todos los sistemas estudiados hasta que se alcanza un GHI de aproximadamente 1450 KWh/m²-año, irradiación a la cual el sistema 2 consigue un mayor VAN, es decir, un sistema más rentable.
- El sistema menos rentable, con una diferencia considerable, es el sistema 5 debido a que la demanda es fija y no todo lo producido por el sistema termosolar se utiliza para suplir la demanda, además de tener un inversión inicial mayor que los demás sistemas.

A continuación, se representará a partir de una ilustración realizada a través del programa QGIS, los VAN de cada provincia para el sistema 2 que es el más rentable para altas radiaciones.

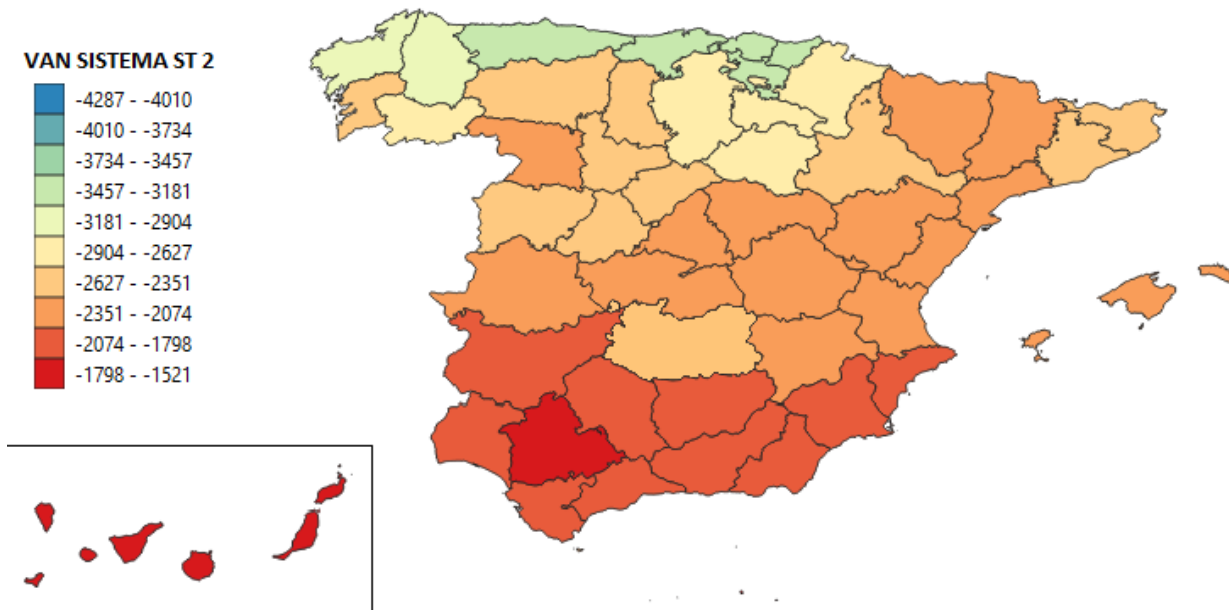


Ilustración 23: VAN de cada provincia para el sistema ST2

Después de realizar un análisis económico para los 5 tamaños del sistema para cada provincia de España se observa que, el payback descontado mínimo de la inversión se da en Sevilla y es de 31.87 años para el sistema 2, siendo mayor de 40 años si se trata de otro tamaño de sistema para todas las provincias. Las otras ciudades en el que el periodo de recuperación para el sistema 2 es menor de 40 años son: Almería, Cádiz, Huelva, Jaén, Córdoba, Granada, Málaga, Murcia, Alicante, Santa Cruz de Tenerife y Las Palmas de Gran Canaria, que justamente y como debe de suceder son las ciudades que reciben más radiación de España. Los periodos de recuperación son tan grandes debido al bajo precio que tiene el Gas Natural en el país, siendo de 0,054 €/kWh con el IVA del 21% incluido. Si este precio fuera más alto haría que el periodo de recuperación fuese mucho más pequeño en todos los casos. Para que los sistemas termosolares fueran rentables para la industria debería ocurrir alguno de los siguientes puntos:

- El precio del Gas Natural subiese, lo que según el índice de referencia nacional Henry Hub, ocurrirá en todas las situaciones analizadas por este en un futuro.
- Bajase el precio de la inversión inicial de la instalación.
- Los bonos de carbono tomen peso. Los bonos de carbono son un mecanismo internacional para reducir las emisiones de CO₂ que contribuyen al calentamiento global. La transacción de los bonos de carbono permite mitigar la generación de GEI, beneficiando a las empresas que no emiten o disminuyen la emisión y haciendo pagar a las que emiten más de lo permitido. Actualmente existen, pero que es bajo el precio y sólo se debe pagar si uno quiere tener una certificación de carbono neutral.

En el punto 6.1.2 se analizará para qué precios del Gas Natural se conseguirían unos periodos de recuperación de la inversión inicial de 20 años, ya que estas instalaciones tienen una vida útil entre 20 y 25 años, por lo que un periodo de recuperación mayor a ese tiempo supondría una pérdida de dinero para el inversor.

Además, también se analizará qué valores debería tener la inversión inicial para que con el valor actual del Gas Natural el periodo de recuperación rondase los 20 años para los casos con mayor radiación recibida.

6.1.2. Análisis posterior al estudio principal de la instalación termosolar de baja temperatura

- Un primer análisis es, buscar un precio por kWh del gas natural para que el payback descontado sea de aproximadamente 20 años en el sistema 2, que después del primer análisis se ha observado que es el más rentable. El segundo análisis será buscar el precio por kWh del gas natural para que el sistema menos rentable, que por lo que se ha analizado anteriormente es el sistema 5, alcance un payback descontado de 20 años. Se ha elegido 20 años debido a que es la vida estimada de una instalación termosolar de baja temperatura. Se realizará este análisis para las diferentes provincias de España las cuales, tienen una radiación solar característica de cada zona del país. En la siguiente tabla, se muestra en la primera columna, las provincias que se van a analizar, en la segunda, el precio mínimo del Gas Natural para que el payback descontado de la inversión del sistema 2, sea menor de 20. Desde la tercera columna hasta la sexta, está el payback descontado de cada sistema si pusiésemos el precio para que el sistema más desfavorable (el 5) tuviese un payback descontado de la inversión de 20 años. Y, por último, en la columna final viene el precio del Gas Natural para que el sistema 5 tenga un periodo de inversión de 20 años.

Provincia	Precio GN [€/kWh] para que el sistema 2 PD=20 años	PD del sistema 1 para que PD de los 5 casos < 20 años	PD del sistema 2 para que PD de los 5 casos < 20 años	PD del sistema 3 para que PD de los 5 casos < 20 años	PD del sistema 4 para que PD de los 5 casos < 20 años	Precio GN [€/kWh] para que PD de los 5 casos < 20 años
Bilbao	0,087	11	10	12	13	0,120
Lugo	0,078	11,4	9,6	11,1	12,4	0,116
Madrid	0,071	10,8	8,7	9,9	12,1	0,113
Alicante	0,067	11,0	8,4	9,2	11,7	0,108
Sevilla	0,064	10,6	7,9	8,9	11,7	0,109

Tabla 4: Precio del GN para que el periodo de inversión sea de 20 años

- Como conclusión a este análisis, se puede decir que cuanto más radiación, menor es el precio que debe tener el gas natural para que la instalación sea rentable, lo cual era de esperar.
- También se observa que a medida que se aumenta el tamaño de la instalación (refiriéndonos desde el sistema 2), el payback descontado va aumentando, por lo que cada se va haciendo menos rentable.
- Por último, cabe destacar que la gran diferencia de años en el payback descontado entre el sistema 4 y 5, esto es debido, como se ha comentado anteriormente, a que la demanda es fija y no todo lo producido por el sistema termosolar se puede utilizar para suplir la demanda.

A continuación, se adjuntará una gráfica representativa de la Tabla 4, donde se podrá observar la tendencia a disminuirse el precio del gas natural para alcanzar la “rentabilidad”, refiriéndonos con rentabilidad a tener un payback descontado de 20 años, a medida que se aumenta la radiación incidente del lugar.

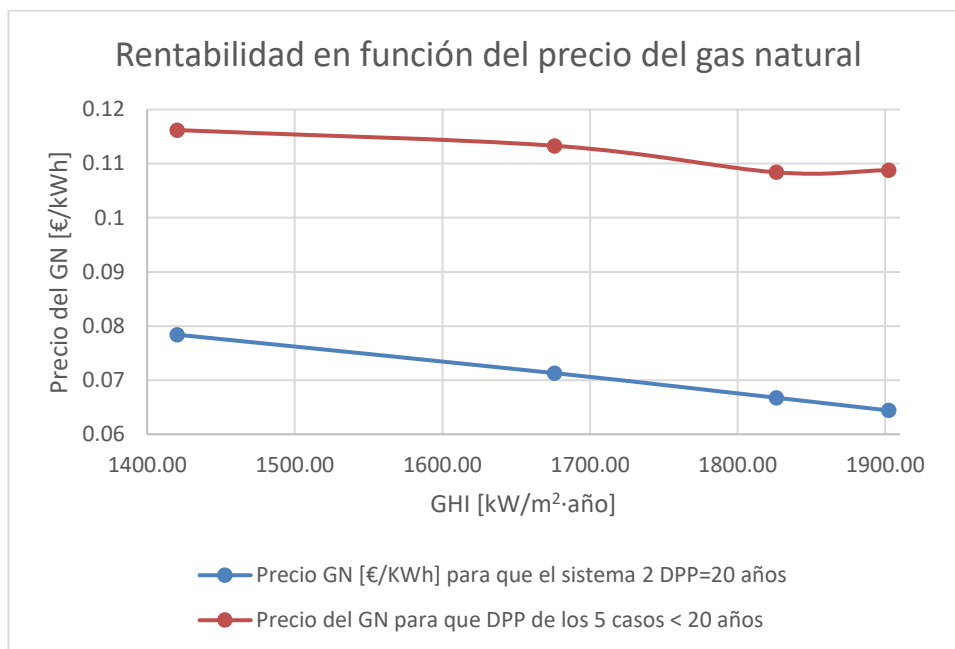


Ilustración 24: Rentabilidad en función del precio del gas natural

- Como ya se ha dicho antes, otra forma de reducir el periodo de retorno de la inversión es reducir el costo de la inversión inicial. Este análisis se realiza debido a la tendencia que está teniendo a lo largo de los años de reducirse el costo de este tipo de instalaciones, ya sea tanto por el aumento de demanda, como por la disminución del costo de los materiales.

Provincia	Coste de la inversión inicial del sistema 1 para que PD= 20 años [€]	Coste de la inversión inicial del sistema 2 para que PD= 20 años [€]	Coste de la inversión inicial del sistema 3 para que PD= 20 años [€]	Coste de la inversión inicial del sistema 4 para que PD= 20 años [€]	Coste de la inversión inicial del sistema 5 para que PD= 20 años [€]	GHI [kW/m ²]
Bilbao	3679,6	4834,4	5964,8	7276,0	7648,3	1235,7
Lugo	3681,7	4993,9	6307,0	7517,8	7821,7	1420,4
Madrid	3892,7	5543,6	7002,3	7910,5	8119,3	1676,1
Alicante	4036,1	5921,2	7573,8	8258,1	8403,4	1826,2
Sevilla	4109,9	6136,7	7814,1	8443,9	8615,4	1902,4

Tabla 5: Precio de la instalación para que el periodo de inversión sea de 20 años

Como conclusiones se puede decir que:

- Cuanta más GHI hay, menos se tiene que bajar el precio de la instalación inicial para que tenga un payback descontado de 20 años. Con otras palabras, cuanto menor irradiación se reciba, más hay que bajar el precio de la instalación para que se tenga un PD de 20 años.

- A medida que la instalación aumenta de tamaño, se va haciendo menos rentable (a excepción del sistema 1). Es decir, a medida que la GHI aumenta, la diferencia de precio entre la inversión inicial y la que debería tener para tener un PD=20 años, se hace menor entre provincias.

A continuación, se adjuntará una gráfica representativa de la tabla número 4, donde se podrá observar la tendencia aumentar el precio de los diferentes sistemas para alcanzar la “rentabilidad” a medida que se aumenta la radiación incidente del lugar.

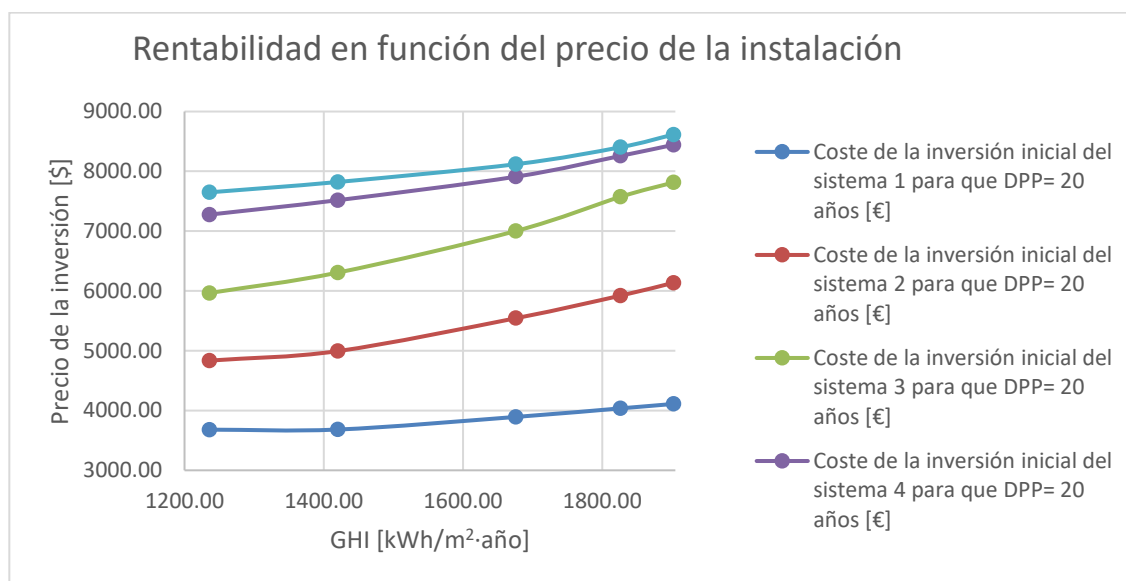


Ilustración 25: Rentabilidad en función del precio de la instalación

6.2. Instalación Fotovoltaica

Para la obtención de los gráficos siguientes se ha realizado un análisis paramétrico en SAM de los seis sistemas fotovoltaicos en cada provincia española, teniendo en cuenta el número de inversores y el número de paneles conectados en serie. En este análisis paramétrico se han analizado los siguientes parámetros:

- La energía anual producida por los sistemas.
- El payback descontado.
- El VAN.
- El periodo de retorno.
- El dinero ahorrado al año por cada sistema.
- La cantidad de energía a abastecer en la microcervecera al año, que obviamente permanece constante en todos los sistemas

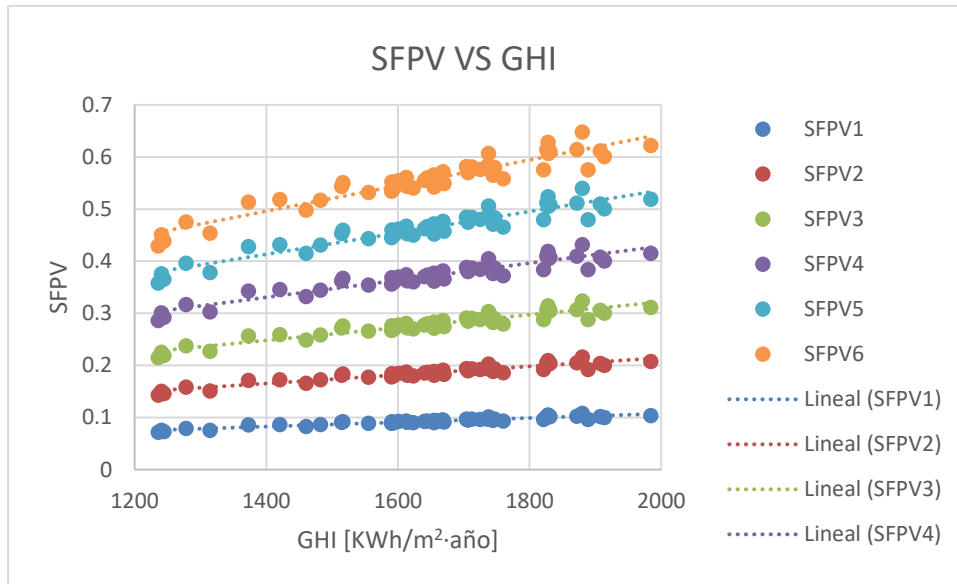


Ilustración 26: SFPV vs GHI

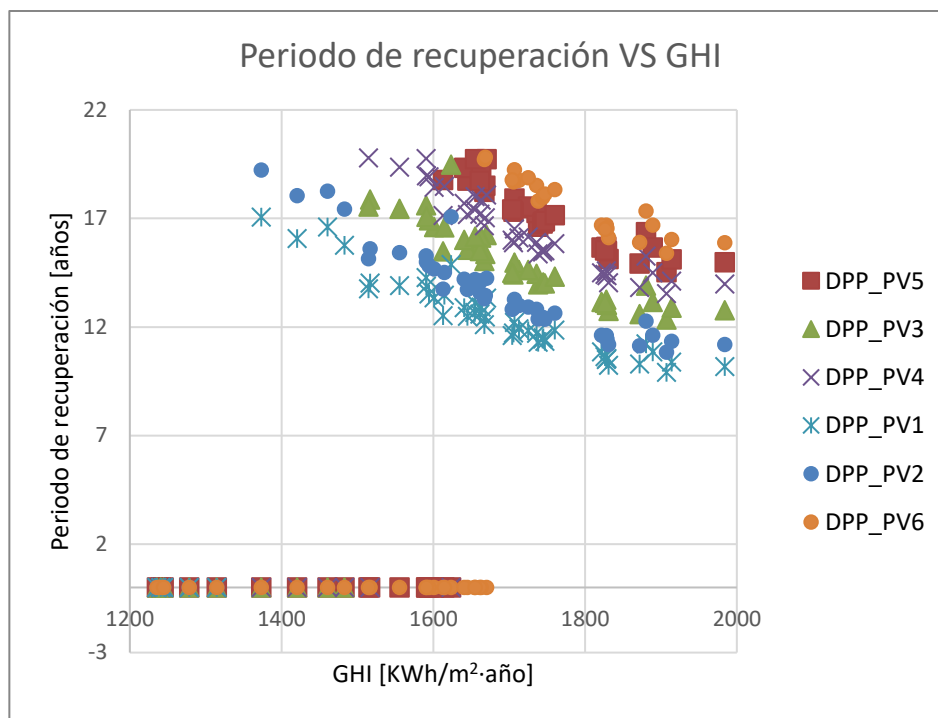


Ilustración 27: Periodo de recuperación vs GHI

En la primera imagen, Ilustración 26, se observa que a medida que aumenta el tamaño de la instalación, es decir, el número de módulos fotovoltaicos aumenta la fracción de demanda de electricidad cubierta por este sistema alternativo. En este caso, la fracción de demanda cubierta aumenta proporcionalmente con el número de módulos fotovoltaicos, cosa que no ocurría con la instalación termosolar ya que llegaba un momento en que con el sistema 4, o sistemas de mayor tamaño, se cubría toda la demanda que se podía cubrir. En el caso de la instalación fotovoltaica, como ya se ha dicho, la producida excedentaria se verterá a la red, recibiendo por ello y beneficio económico.

La fracción de demanda cubierta va desde 0,071 para el sistema 1 hasta 0,648 para el sistema 6. La fracción de demanda de electricidad cubierta por cada sistema varía en un intervalo en función de la radiación global incidente los cuales son:

- Sistema 1: de 0,071 a 0,104.
- Sistema 2: de 0,143 a 0,207.
- Sistema 3: de 0,215 a 0,311.
- Sistema 4: de 0,286 a 0,432.
- Sistema 5: de 0,358 a 0,540.
- Sistema 6: de 0,429 a 0,648.

En el caso fotovoltaico en casi todas las localizaciones geográficas el payback descontado para sistemas pequeños es menor de 20 años. Se observa que a medida que aumenta el número de módulos fotovoltaicos, el payback descontado de la inversión aumenta. Esto es debido a que la inversión inicial realizada es mayor y las ganancias adicionales conseguidas con el aumento de tamaño son tales que no consiguen reducir el payback descontado a uno menor que el del caso inicial.

A continuación, se dirá a partir de qué valor de GHI para cada tamaño de sistema el payback descontado de la inversión se hará mayor de 20 años, lo que supondría que no se recuperaría la inversión inicial:

- Sistema 1: $GHI < 1314 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{año}$.
- Sistema 2: $GHI < 1314 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{año}$.
- Sistema 3: $GHI < 1482 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{año}$.
- Sistema 4: $GHI < 1623 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{año}$.
- Sistema 5: $GHI < 1623 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{año}$.
- Sistema 6: $GHI < 1669 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{año}$.

En el caso de una instalación fotovoltaica, si se quisiera disminuir aún más el payback descontado, debería ocurrir alguno de los siguientes puntos:

- El precio de la electricidad comprada a REE subiese.
- El precio de los excedentes vendidos a red aumentase.
- El coste de inversión inicial bajase.

Además, hay que tener en cuenta beneficio económico obtenido por ser un sistema conectado a la red eléctrica acogido a compensación. El beneficio obtenido por la venta de una unidad de energía a la red se ha fijado en la mitad del precio de compra de esta energía, como ya se indicó anteriormente. Esta posibilidad de inyectar a la red los excedentes no utilizados por el sistema, permite que toda la energía generada sea aprovechada. En mejor medida cuando se consume, y un poco peor cuando se vende. Pero en el caso del sistema termosolar no hay posibilidad de vender el exceso de energía, por lo que se pierde.

A continuación, se adjuntará la tabla del análisis paramétrico ofrecido por SAM para la provincia de Sevilla. Con estos datos, se puede saber fácilmente la fracción de electricidad suplida por la instalación fotovoltaica dividiendo la energía anual producida entre la electricidad requerida por la microcervecera a lo largo del año.

Nº de inversores	Nº de filas	Energía anual (kWh)	PRD (años)	VAN	PR (años)	Savings_años (\$/año)
2	2	857	10	1214	8	90
4	4	1713	11	2308	9	170
6	6	2570	12	3219	9	237
8	8	3426	14	4090	10	301
10	10	4283	14	4937	11	363
12	12	5139	15	5763	11	423

Tabla 6: Análisis paramétrico realizado para los diferentes sistemas en la provincia de Sevilla

6.2.1. Análisis de resultados del sistema fotovoltaico realizado por gráfico ofrecidos por SAM

Una vez observado que el sistema más rentable, de los 6 analizados en el punto anterior, es el sistema 1, debido a que tiene el menor payback descontado, se realizará un análisis con más profundidad sobre este.

A continuación, se muestra una tabla resumen con los valores más importantes obtenidos una vez simulado el modelo propuesto para la ciudad de Sevilla.

Métrico	Valor
Energía anual (año 1)	857 kWh
Factor de capacidad (año 1)	19,50%
Rendimiento energético (año 1)	1712 kWh/kW
Relación calidad (año 1)	0,79
LCOE (nominal)	-0,26 ¢/kWh
LCOE (real)	-0,26 ¢/kWh
Factura de electricidad sin sistema (año 1)	770,8 €
Factura de electricidad con sistema (año 1)	679,8 €
Ahorro neto con el sistema (año 1)	90,1 €
VAN	1104,7 €
Periodo de recuperación	8,0 años
Payback descontado	9,9 años
Coste capital neto	819 €
Capital	0 €
Deuda	819 €

Tabla 7: Resultados métricos de la simulación de SAM para el sistema 1 en Sevilla

Los datos más importantes que aparecen en la tabla 5 son:

- La energía anual producida por la instalación fotovoltaica.
- El factor de capacidad: es el cociente entre la energía real generada por la central eléctrica durante un período (generalmente anual) y la energía generada si hubiera trabajado a plena carga durante ese mismo período, conforme a los valores nominales de las placas de identificación de los equipos.
- LCOE (Levelized Cost Of Energy): es el precio al que debería venderse la energía para que la instalación fuese rentable
- Payback descontado, el cual ya analizamos en el punto anterior
- Deuda: es el costo total de la instalación.

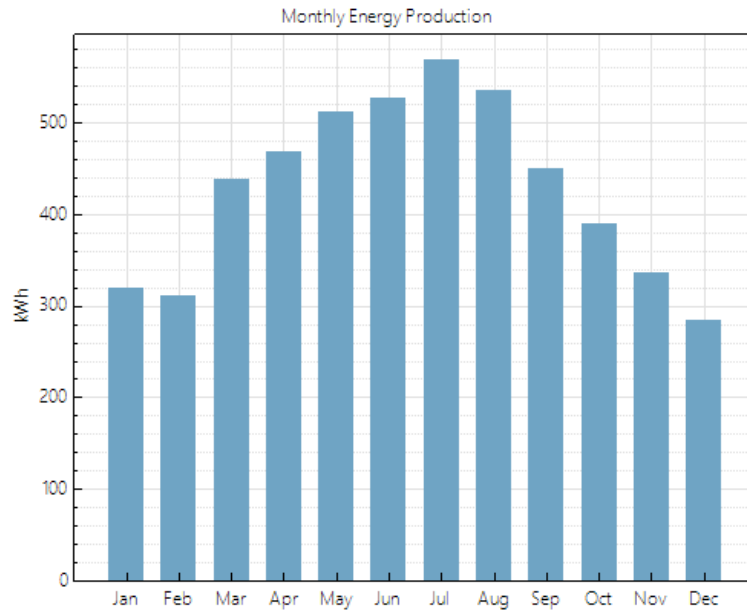


Ilustración 28: Producción de energía mensual en kWh en la provincia de Sevilla

En la Ilustración 28 se observa como los meses con mayor radiación (Ilustración 16) son los meses mayor producción de energía tienen, lo cual tiene sentido.

A continuación, se adjuntará una imagen en las que se recogen todas las pérdidas, en forma de diagrama de Sankey, del sistema desde que la radiación incide en los módulos fotovoltaicos, hasta que esta es convertida en electricidad (en corriente alterna), para el sistema 6 situado en la provincia de Sevilla. Se hablará más en detalle sobre estas pérdidas en el Anexo II de este trabajo.

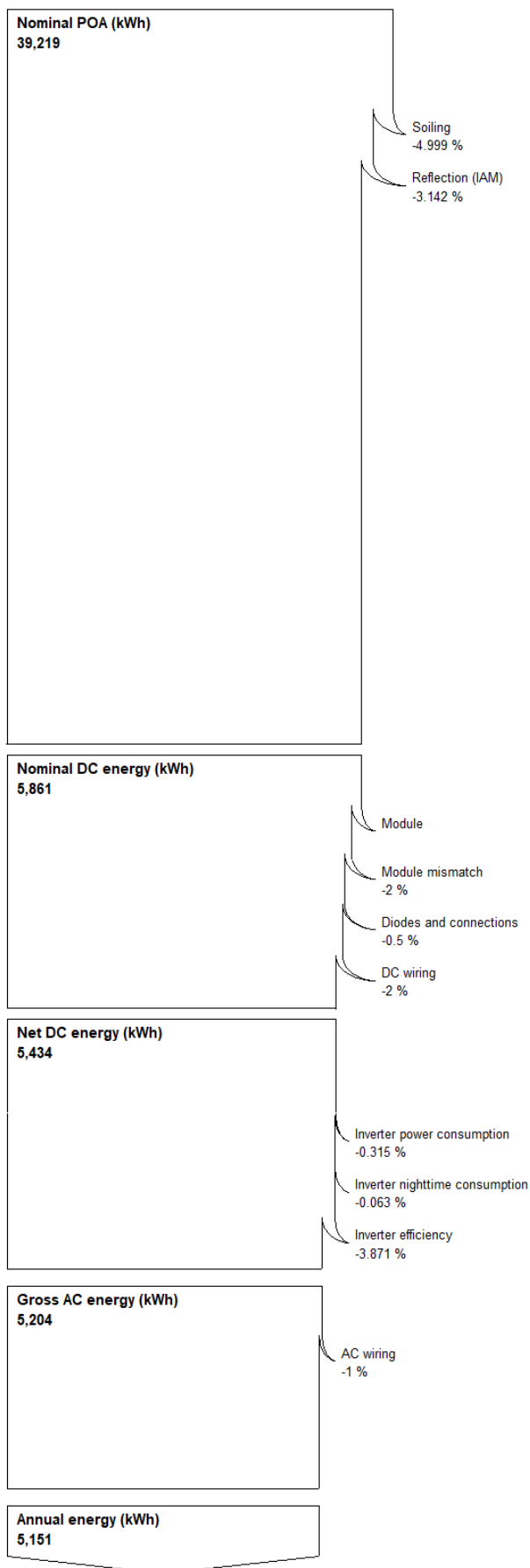


Ilustración 29: Diagrama de Sankey del sistema 6 para la provincia de Sevilla

6.2.2. Análisis económico sistemas fotovoltaicos

En este apartado se utilizará para hacer el análisis económico de los diversos sistemas fotovoltaicos diseñados, el payback descontado y el valor actual neto (VAN).

A continuación, se mostrarán diversos mapas de España (6, uno por cada tamaño de la instalación fotovoltaica modelado), donde se mostrará mediante una escala de colores, el payback descontado de cada provincia analizada.

Las provincias que no aparecen dibujadas y en blanco, son las que no son efectuales, es decir las que su payback descontado es mayor a 20 años, y por lo tanto no serían rentables económicamente.

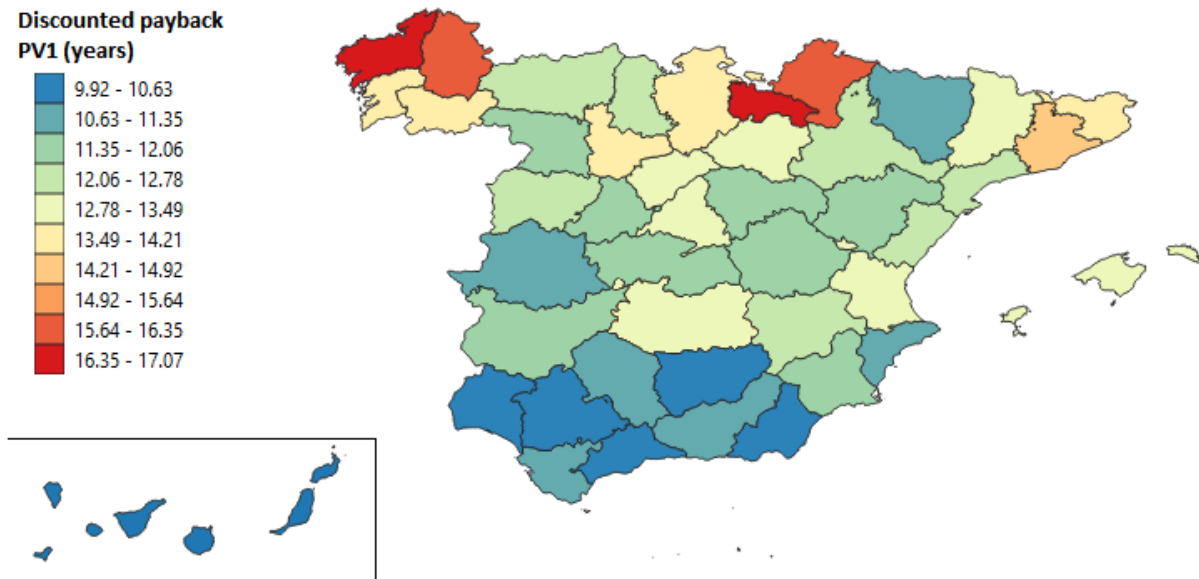


Ilustración 30: Periodo de recuperación del Sistema 1

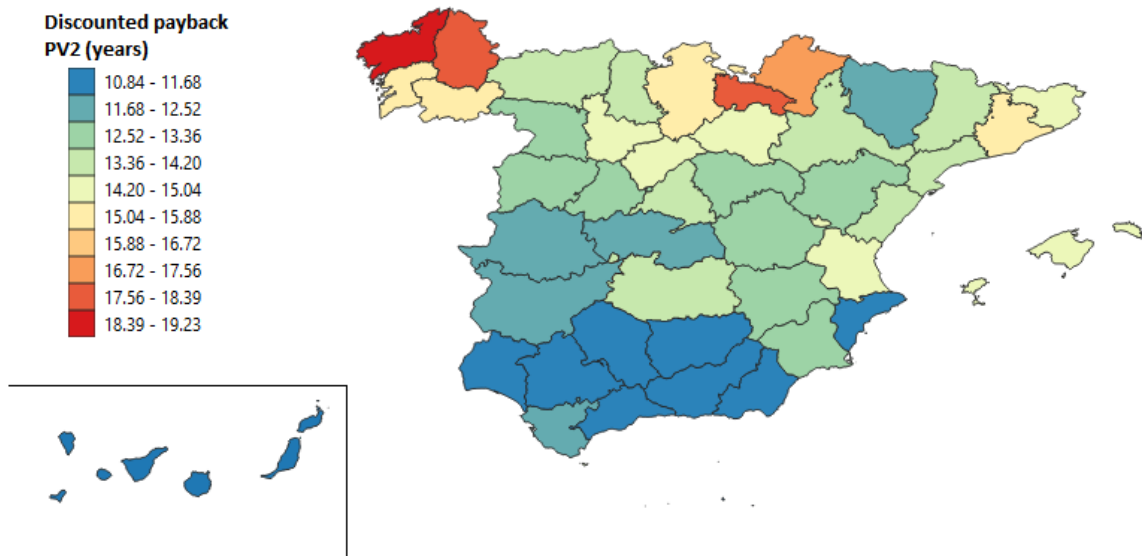


Ilustración 31: Periodo de recuperación del Sistema 2

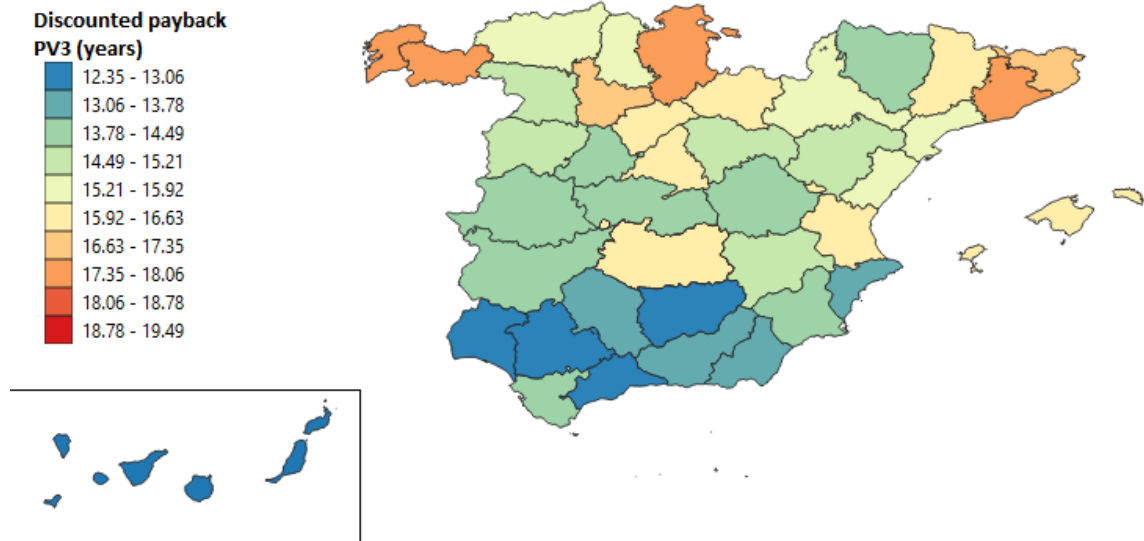


Ilustración 32: Periodo de recuperación del Sistema 3

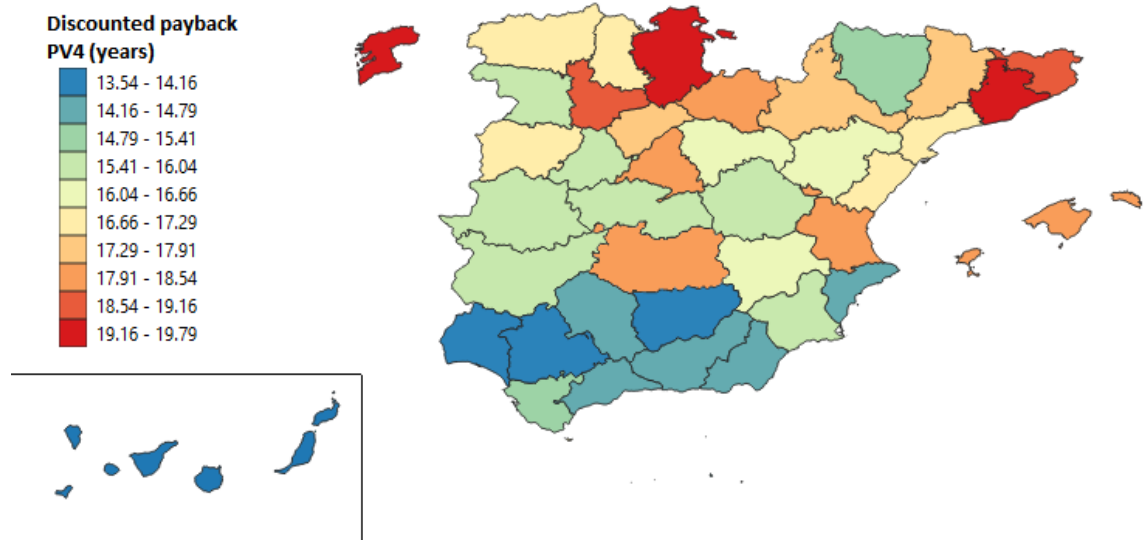


Ilustración 33: Periodo de recuperación del Sistema 4

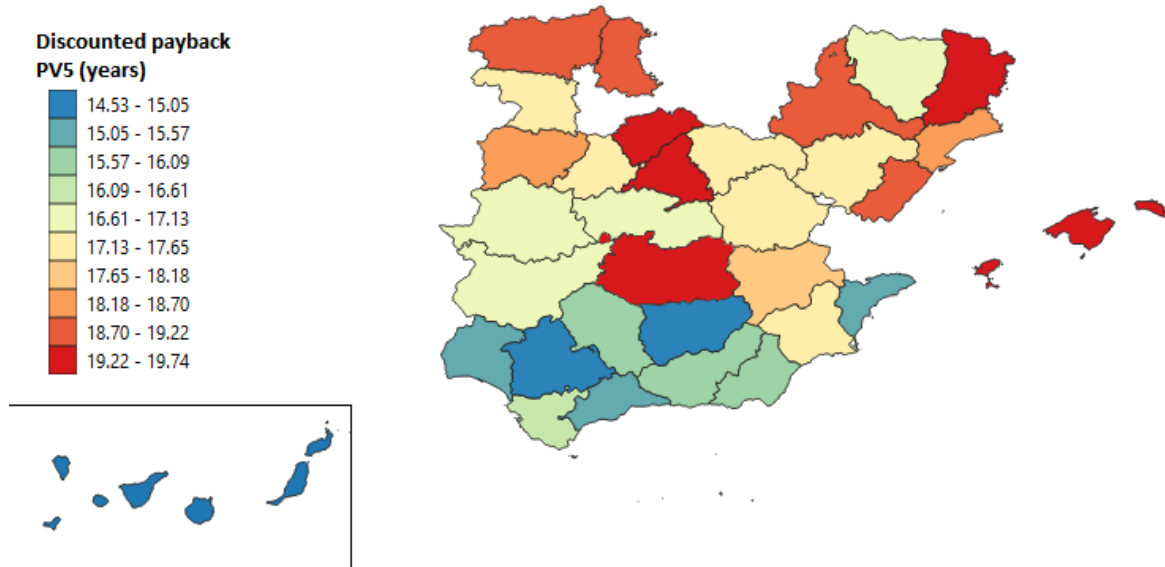


Ilustración 34: Periodo de recuperación del Sistema 5

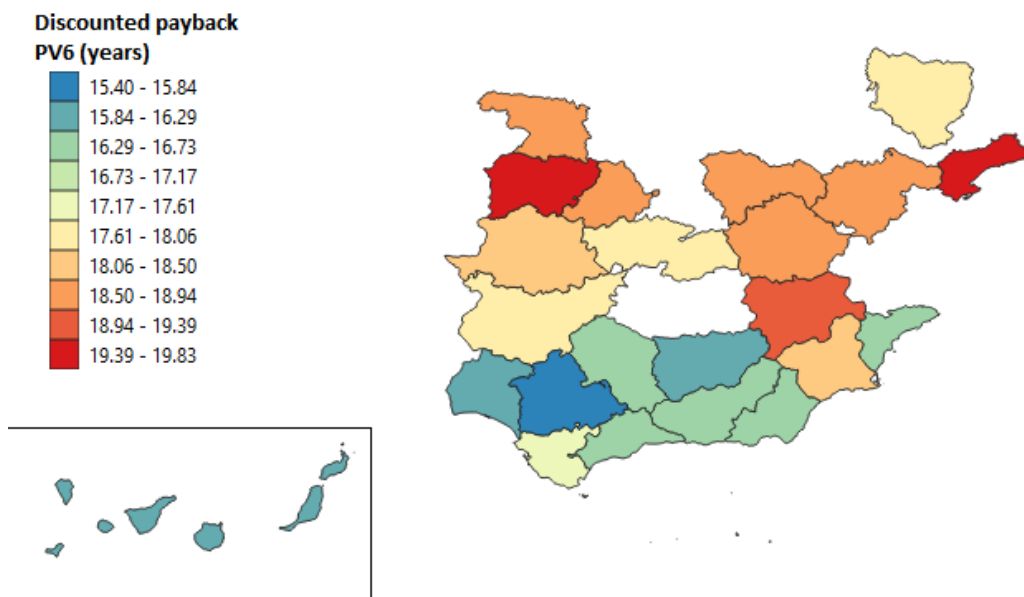


Ilustración 35: Periodo de recuperación del Sistema 6

En la siguiente ilustración se representa el VAN de cada provincia en función de la GHI recibida:

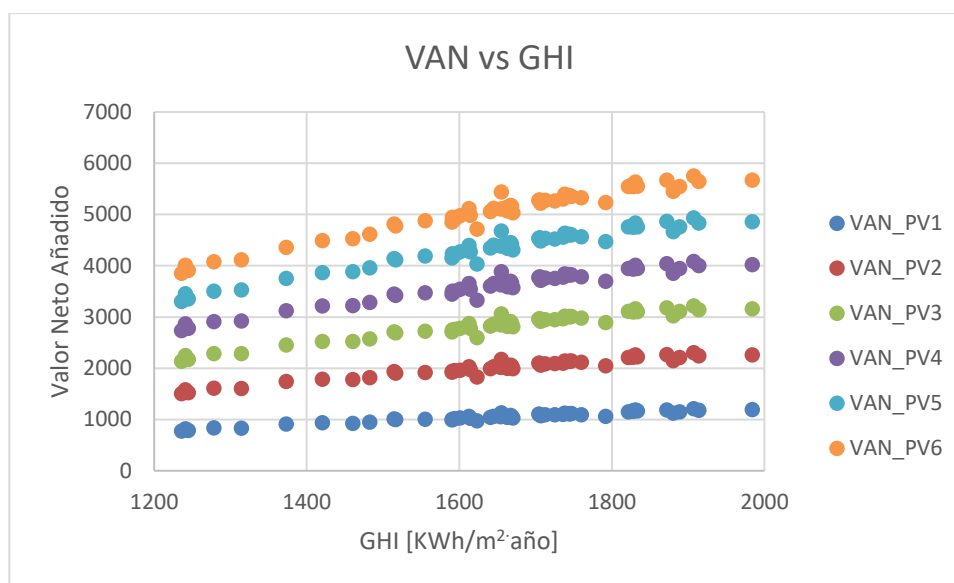


Ilustración 36: VAN con respecto a la GHI recibida por los sistemas fotovoltaicos

En la Ilustración 36, se observa como la tendencia del VAN aumenta con el GHI. Se ve como la pendiente de la línea de tendencia lineal de los diferentes conjuntos de datos (PV1 a PV6), es similar y su comportamiento aumenta constantemente con el GHI. Esto ocurre debido a que: se ha considerado un precio uniforme de la electricidad en todo el país, el rendimiento eléctrico de los módulos e inversores fotovoltaicos es similar, independientemente del tamaño del sistema, y debido a que es posible vender la energía excedente a la red, evitando así la descarga de energía y penalizando los sistemas de gran tamaño, como ocurre con los sistemas solares térmicos de baja temperatura.

7 CONCLUSIONES

Las cerveceras artesanales necesitan reducir sus costos sin perjudicar la cerveza de alta calidad por la que son conocidas, para llegar a ser más competitivas. En la actualidad, la industria de la fabricación de cerveza típicamente suministra el calor del proceso con combustibles fósiles o electricidad, mientras que el frío se suministra comúnmente con enfriadores eléctricos de refrigeración por compresión mecánica. Además, los equipos auxiliares (bombeo, embotellado, molienda, etc.) requieren energía eléctrica para proporcionar calor a la cámara de fermentación.

El objetivo de este estudio es evaluar el impacto energético y económico de la integración de la energía solar en una microcervecera para las diferentes provincias de España. Los parámetros dependientes de la ubicación considerados es el clima. Se ha considerado en este análisis un precio constante en todo el país de electricidad y de gas natural ya que este no varía mucho según la provincia donde nos encontremos.

La demanda anual de energía térmica y eléctrica de una microcervecera se simula en intervalos de 1 hora. Se propone, en el caso de la instalación termosolar, un tanque de almacenamiento de agua de 1,5 m³ para implementar una estrategia de recuperación de calor, ya que se requiere calefacción y refrigeración en diferentes momentos. Se comparan cinco áreas diferentes de colectores de placa plana, mientras que, para la instalación fotovoltaica, se comparan seis tamaños de campos diferentes.

En el caso de la electricidad, según la normativa vigente, la energía excedente autogenerada por la PV se venderá a la red. El precio que se ha estimado de la electricidad excedente vendida a la red es la mitad del precio a la que esta es comprada a las compañías eléctricas. Esto es así, para que no resulte rentable la venta de energía a la red y no se sobredimensionen mucho los sistemas fotovoltaicos.

Tras la realización de este trabajo, se ha observado que, al implementar estrategias de eficiencia energética e integración de fotovoltaicas, se reduce el costo total de energía y también se obtienen beneficios ambientales. En el caso de las instalaciones termosolares, se ha observado que no se reduciría el costo de la energía ya que el precio del gas natural hoy en día es demasiado bajo para que la instalación resultase rentable.

El primer resultado obtenido, que afirma lo esperado, es que la energía generada por los sistemas fotovoltaicos aumenta constantemente cuando hay más capacidad instalada. En el caso de los sistemas termosolares hay una energía útil óptima que no necesariamente coincide con el sistema más grande. Esto es debido a que la demanda es fija y no todo lo producido por el sistema termosolar se utiliza para suplir la demanda. Además, la energía útil para los sistemas PV y ST aumenta cuando hay más irradiación solar disponible. Sin embargo, para el sistema ST en ubicaciones de alta irradiación solar (GHI anual > 1600 kWh/ m²·año) la opción óptima de energía es un sistema más pequeño, ya que se produce más energía de la demandada, produciendo la misma energía un sistema más pequeño (sistema 4) que el más grande (sistema 5). Por lo que se obtendría la misma energía en ambos sistemas, teniendo el más pequeño, un precio de inversión inicial menor.

El valor actual neto y el payback descontado se calculan como índices económicos para comparar el rendimiento económico de los diferentes sistemas. Como es de esperar, niveles de irradiación más altos conducen a un VAN más alto y un payback descontado más bajo. Un aumento de los costes del gas natural o de la electricidad, causa un mayor VAN y menor PD (para los sistemas ST y PV), y viceversa.

Para los diferentes sistemas termosolares analizados (recuperación de calor + colectores de placa plana), el periodo de recuperación siempre es superior 31,87 años. Esto es debido al bajo precio que tiene el gas natural en España. En estos análisis, se ha considerado un precio constante del gas natural con el tiempo, lo que hace que el análisis los sistemas termosolares sean menos rentables de lo que en verdad serían, ya que se espera que el coste de GN se incremente, pudiendo llegar a tetraplicarse según análisis realizados por la empresa de gas natural, Henry Hub. Aun sabiendo que no sería rentable ninguno de los sistemas analizados, el “más rentable” sería el sistema 2, descrito en los anteriores puntos del trabajo.

Los sistemas fotovoltaicos sí serían rentables en la mayoría de las provincias españolas, alcanzando en las regiones con más irradiación paybacks descontados de 9,9 años, los cuales sí supondrían un ahorro en los costos de energía en la microcervecera. En las regiones más al norte, las cuales tienen una irradiación anual por

debajo 1300 kWh/ m²·año, no sería rentable ninguno de los sistemas fotovoltaicos. En todas las regiones se cumple que a medida que se aumenta el tamaño del sistema, aumenta el payback descontado, siendo entonces el sistema más pequeño el más rentable para la microcervecera.

Finalmente, este estudio de investigación ha demostrado con éxito que la integración de instalaciones fotovoltaicas puede generar beneficios económicos para una cervecera artesanal a pequeña escala sin afectar el proceso, por lo tanto, la calidad del producto. Esto no es así para sistemas termosolares de baja temperatura con los precios de gas natural actuales. Aunque, las instalaciones solares térmicas no sean rentables, sí que ofrecen una imagen corporativa de la empresa más atractiva para, otras empresas como a compradores al 'venderse' como verde. La cervecera del estudio empleada tiene un perfil de energía muy variable, ya que el proceso por lotes se realiza cada 3 días. Las principales limitaciones son el número de fermentadores y el tamaño de las salas de fermentación y maduración. Hay microcerveceras que repiten el proceso de elaboración diariamente y algunas veces dos veces al día. Al hacer esto, la utilización de los sistemas ST y PV propuestos probablemente aumentará, lo que puede conducir a mayores beneficios económicos.

8 BIBLIOGRAFÍA

- Birrapedia (2020). *Microcervecería en España*. Recuperado el 5 de mayo de 2020, de https://birrapedia.com/cervecerias/de-espana?cl_tipo=ar
- Brewers Association (2010): *Energy Usage, GHG Reduction, Efficiency and Load Management Manual*. Recuperado el 5 de mayo de 2020, de https://www.brewersassociation.org/attachments/0001/1530/Sustainability_Energy_Manual.pdf
- British Beer Pub Association (2014): *Brewing green/Our commitment towards a greener future for Britain's beer and pubs*. Recuperado el 5 de mayo de 2020, de <http://beerandpub.com/wp-content/uploads/2017/Briefings/Brewing-Green-2014.pdf>
- Cerveceros España e Instituto Tecnológico Agroalimentario (2000). *Mejores técnicas disponibles para el sector cervecero*. Recuperado el 5 de mayo de 2020, de <http://www.prr-es.es/Data/images/La%20industria%20cervecera-74F8271308C1B002.pdf>
- Código Técnico de la Edificación (2013). *Contribución solar mínima de agua caliente sanitaria*. Recuperada de https://www.coit.es/system/files/link_group/he_4_contribucion_solar_minima_de_agua_caliente_sanitaria_f5b0c222.pdf
- DONOSO, J., GONZALEZ, A. Unión Española Fotovoltaica (UNEF) (2019): “Guía para el Autoconsumo Fotovoltaico”. Recuperado el 5 de mayo de 2020, de https://www.pvp4grid.eu/wp-content/uploads/2019/08/1905_PVP4Grid_Bericht_Spain_RZ_web_BSW.pdf
- Esquema de una instalación solar térmica de baja temperatura [Ilustración]. Recuperado el 14 de mayo de 2020, de https://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/sites/default/files/documentos/energia_solar_termica_a_baja_temperatura_generalidades.pdf
- Esquema instalación fotovoltaica de autoconsumo con excedentes [Ilustración]. Recuperado el 14 de mayo de 2020, de <https://www.certificadosenergeticos.com/simulador-de-autoconsumo-uso-domestico-canarias>
- KUBULE, A., ZOGLE, L., IKAUNIEKS, J. y ROSA, M. (2016). Highlights on energy efficiency improvements: a case of a small brewery. *Journal of Cleaner Production*, pp.277-283.
- Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación y Cerveceros España (2019). *Informe socioeconómico del sector de la cerveza en España: 2018: 2018*. Recuperado el 5 de mayo de 2020, de https://cerveceros.org/uploads/5d1b32241b8be__Informe%20SocioeconomicoCerveza_2018.pdf
- PEDRUEZA, A. (2018). *¿Quién inventó la cerveza? Una historia con origen muy antiguo*. Recuperado el 5 de mayo de 2020, de <https://www.beersandtrips.com/invento-la-cerveza-una-historia-origen-antiguo/>
- Real Decreto 1512/2018, de 29 de diciembre, por el que se modifican el Reglamento del Impuesto sobre el Valor Añadido, aprobado por el Real Decreto 1624/1992, de 29 de diciembre, el Reglamento por el que se regulan las obligaciones de facturación, aprobado por el Real Decreto 1619/2012, de 30 de noviembre, el Reglamento General de las actuaciones y los procedimientos de gestión e inspección tributaria y de desarrollo de las normas comunes de los procedimientos de aplicación de los tributos, aprobado por el Real Decreto 1065/2007, de 27 de julio, y el Reglamento de los Impuestos Especiales, aprobado por el Real Decreto 1165/1995, de 7 de julio. Boletín Oficial del Estado, 314, de 29 de diciembre de 2018. Recuperada de <https://www.boe.es/eli/es/rd/2018/12/28/1512>
- Real Decreto 53/1995, de 20 de enero, por el que se aprueba la Reglamentación técnico-sanitaria para la elaboración, circulación y comercio de la cerveza y de la malta líquida. Boletín Oficial del Estado, 34, de 9 de febrero de 1995. Recuperada de <https://www.boe.es/eli/es/rd/1995/01/20/53>
- Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección

de los consumidores. Boletín Oficial del Estado, 242, de 6 de octubre de 2018. Recuperada de <https://www.boe.es/eli/es/rdl/2018/10/05/15/con>

The Brewers of Europe (2019) *European Beer Trends*. Recuperado el 5 de mayo de 2020, de <https://brewersofeurope.org/uploads/mycms-files/documents/publications/2019/european-beer-trends-2019-web.pdf>

The Brewery Process [Ilustración]. Recuperado el 14 de mayo de 2020, de <http://ibdasiapac.com.au/brewing-and-distilling-process/>

U.S. Energy Information Administration. (2017). *Annual Energy Outlook 2017*. Recuperado el 5 de mayo de 2020, de [https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/0383\(2017\).pdf](https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/0383(2017).pdf)

9 ANEXO I: DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LA HERRAMIENTA TRNSYS

En este apartado explicaremos la función que tienen cada uno de los types utilizados en el modelo de simulación, y como están relacionados entre sí.

- **Type15:** Como ya se ha dicho, este componente sirve para leer datos a intervalos de tiempo regulares de archivos de datos meteorológicos externos, interpolarlos en intervalos de tiempo de menos de una hora y ponerlos a disposición de otros componentes de TRNSYS. Los datos meteorológicos externos los hemos obtenido de la aplicación de Meteonorm 7.3, la cual nos da los datos horarios de radiación, temperatura, etc. Estos datos los adjuntaremos en la pestaña de External Files.

Para definir al edificio, se han definido además 9 tipos de superficies, cada una de las cuales tiene un ángulo azimut y una inclinación característica. Cuando se defina el type Radiation se dirá las características de cada una de las 9 superficie.

Además, en la pestaña de Parameters, definiremos el ángulo de azimut, que es el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar. En este caso se ha elegido un ángulo de azimut igual a 0°, lo que quiere decir que los módulos están orientados al sur.

Este type está conectado, dando así la información de los datos meteorológicos externos, a los siguientes types: Type25a, Radiation, Type1b, Type1b-2, Type1b-3, Type1b-4, Type1b-5, Type4a, Type24, Type25a3, Chiller7c y ST_Parameters-2.

- **Radiation:** Este type selecciona parte de la información que recibe del TYPE15-TMY3-3 y les da un nombre nuevo a esos valores seleccionados. Los valores seleccionados son 30 y entre ellos se recogen los siguientes datos de las diferentes 9 superficies de la instalación que se comentaron en el apartado anterior:
 - Radiación difusa del cielo (ID).
 - Radiación incidente total (IT).
 - Radiación incidente del haz o radiación directa (IB).
 - Ángulo de incidencia (AI).

Cada superficie se caracteriza por un ángulo de incidencia y un ángulo de azimut, que harán que tengan valores de radiación diferentes entre ellos. Se dirán los valores de estos usando la siguiente nomenclatura que se explicará con un ejemplo.

Ejemplo: AI_S_0_90

- S: Orientación Sur.
- 0: Ángulo de inclinación del panel.
- 90: Ángulo de azimut.

Además, en las dos primeras variables definidas son las del ángulo de azimut y el ángulo cenital para el caso estos dos valores sean 0.

A continuación, se adjuntará una tabla con estos parámetros comentado

Solar zenith angle	Input1	AZEN
Solar azimuth angle	Input2	AAZM
Sky diffuse radiation on the horizontal	Input3	ID_H_0_0
Total tilted surface radiation for surface-1	Input4	IT_H_0_0
Beam radiation for surface-1	Input5	IB_H_0_0
Angle of incidence for surface-1	Input6	AI_H_0_0
Total tilted surface radiation for surface-2	Input7	IT_S_0_90
Beam radiation for surface-2	Input8	IB_S_0_90
Angle of incidence for surface-2	Input9	AI_S_0_90
Total tilted surface radiation for surface-3	Input10	IT_W_45_90
Beam radiation for surface-3	Input11	IB_W_45_90
Angle of incidence for surface-3	Input12	AI_W_45_90
Total tilted surface radiation for surface-4	Input13	IT_W_90_90
Beam radiation for surface-4	Input14	IB_W_90_90
Angle of incidence for surface-4	Input15	AI_W_90_90
Total tilted surface radiation for surface-5	Input16	IT_N_135_90
Beam radiation for surface-5	Input17	IB_N_135_90
Angle of incidence for surface-5	Input18	AI_N_135_90
Total tilted surface radiation for surface-6	Input19	IT_N_180_90
Beam radiation for surface-6	Input20	IB_N_180_90
Angle of incidence for surface-6	Input21	AI_N_180_90
Total tilted surface radiation for surface-7	Input22	IT_E_225_90
Beam radiation for surface-7	Input23	IB_E_225_90
Angle of incidence for surface-7	Input24	AI_E_225_90
Total tilted surface radiation for surface-8	Input25	IT_E_270_90
Beam radiation for surface-8	Input26	IB_E_270_90
Angle of incidence for surface-8	Input27	AI_E_270_90
Total tilted surface radiation for surface-9	Input28	IT_S_315_90
Beam radiation for surface-9	Input29	IB_S_315_90
Angle of incidence for surface-9	Input30	AI_S_315_90
hour_of_day	-	MOD(TIME,24)

Tabla 8: Datos que el type Radiation redefine del Type15

Este type a su vez manda la información que contiene a los types Turn y Building.

- **Turn:** En este type se les da un nombre a los diferentes valores de los ángulos de orientación azimutal de las diferentes superficies del edificio, además de definirse también, el azimut solar debido a la rotación del edificio. Los nombres dados usan el mismo tipo de nomenclatura que en el punto anterior, definiendo el ángulo azimut como AA.

Estos valores del ángulo de azimut se obtienen a partir del ángulo del azimut 0 y, aplicándole una serie de correcciones en cada caso para que coincidan con las de las 9 superficies definidas y las del edificio.

Este type está conectado con el de Building, cediéndole así la información de este.

- **Building:** En este type se adjunta en External Files, el modelo del edificio que se creó en TRNBuild, donde se definen las características geométricas del edificio, que es la microcervecera en sí. Además, también se definen: las infiltraciones, la calefacción, las ganancias, la ventilación, la refrigeración y la humidificación que tendría el dicho edificio. El objetivo de este es estimar los valores de la temperatura de la temperatura de bulbo seco y el porcentaje de humedad real para el type NAVE, según las condiciones ambientales y de radiación.

Este type cede su información a los siguientes types: Type25a, RESULTS, Nave, fermCham y, matCham.

- **Input:** Se adjuntan en este type las demandas que tiene el edificio a lo largo de las 8760 horas del año, desde un documento exterior. Entre estas demandas se hacen una clasificación:
 - Calor a 70 grados, para calentar el agua de limpieza y maceración hasta 70 ° C [kJ/h].
 - Calor a 100 grados utilizado para calentar el mosto a 100 grados [kJ/h].
 - Enfriamiento del agua [kJ/h].
 - Enfriamiento de la cámara de fermentación a 20 grados [kJ/h].
 - Enfriamiento para mantener la temperatura establecida del evaporador de 7 grados, en el enfriador de la sala de fermentación [kJ/h].
 - Enfriamiento para mantener la temperatura establecida del evaporador de -3 grados, en el enfriador de la cámara de maduración [kJ/h].
 - Demanda de electricidad [kJ/h].
 - Consumo de gas natural para producir calentar el agua tanto a 70 como a 100 grados [kJ/h].
 - Demanda de agua a 70 grados [kg].

Este type cede la información a los siguientes: GasGain, fermCham, matCham, Type25a-3, Type11b, Type11b-2, Type11b-3, Type11b-4 y, Type11b-5.

- **GasGain:** En él coge la información que ofrece el type INPUT del consumo de gas natural para producir agua a 70 y a 100 grados y, se calcula a partir de ella, las pérdidas que tienen el sistema sabiendo que el rendimiento del quemador de gas natural es del 90%.

$$GasGain = Losses * (Boil + Heat70)/BurnerEff$$

Ecuación 3: Consumo de energía para producción de agua a 70 y 100 grados.

Este type se conectará a Building, para que así este tenga en cuenta las ganancias térmicas que producen estas pérdidas del quemador de gas natural.

- **Type25a:** Este type se utiliza para exportar los datos de temperatura ambiente en el exterior del edificio, como los del interior del edificio para las 8760 horas del año a, un fichero Excel.
- **FermCham:** Se calculará en este type: el calor perdido por las paredes del fermentador, el calor perdido por pérdidas en el suelo del fermentador, el calor perdido por infiltración en el fermentador, el calor de enfriamiento del fermentador y el calor de calentamiento del fermentador, a partir de la siguiente información ofrecida por los siguientes types:
 - Infil ferm: densidad de la mezcla y entalpía del fermentador.
 - TYPE15-TMY3-3: temperatura ambiente, la humedad relativa, radiación total horizontal

(GHI), radiación directa normal (DNI).

- INPUT: la demanda para conseguir la temperatura de evaporación en la sala de fermentación.
- Building: la temperatura de la nave.

Este type se conecta a HourllyElect, ofreciéndole la información calculada es él.

- **MatCham:** Se realizan las mismas operaciones que en FermCham.
- **Infilt ferm:** Se definen las infiltraciones que tiene el fermentador hora a hora, en un periodo de 72 horas (3 días) que, una vez finalizado volverá a repetirse y así para las 8760 horas del año.
- **Infilt cham:** Se definen las infiltraciones que tiene el cámara de maduración hora a hora, en un periodo de 72 horas (3 días) que, una vez finalizado volverá a repetirse y así para las 8760 horas del año.
- **Nave:** Se utilizará para calcular a partir de la temperatura del bulbo seco y el porcentaje de humedad real calculadas por el type Building, las propiedades restantes del aire húmedo dentro del edificio. Nave se conectará únicamente a matCham y a fermCham, cediendo este la información de la temperatura dentro de la nave y la densidad del fluido a esa temperatura.
- **Ferm:** Se utilizará para calcular a partir de la temperatura del bulbo seco y el porcentaje de humedad real, las propiedades restantes del aire húmedo dentro del edificio. La temperatura del bulbo seco en la nave es de 20 garos y el porcentaje de humedad real es 66%.
Farm se conectará únicamente a matCham y a fermCham, cediendo este la información de la temperatura dentro de la fermentador y la densidad del fluido a esa temperatura.
- **Mat:** Se utilizará para calcular a partir de la temperatura del bulbo seco y el porcentaje de humedad real, las propiedades restantes del aire húmedo dentro del edificio. La temperatura del bulbo seco en la nave es de 2 garos y el porcentaje de humedad real es 66%.
Mat se conectará únicamente a matCham y a fermCham, cediendo este la información de la temperatura dentro de la cámara de maduración y la densidad del fluido a esa temperatura.
- **Type25a-3:** Exporta los siguientes datos a un fichero Excel para todas las 8760 horas del año:
 - La demanda de calor a 70 grados.
 - La demanda de calor a 100 grados.
 - La demanda de frío de agua,
 - La carga para mantener la temperatura establecida del evaporador de 7 grados en el enfriador de la sala de fermentación.
 - La carga para mantener la temperatura establecida del evaporador de -3 grados en el enfriador de la cámara de maduración.
 - El porcentaje de humedad relativa de la nave y su temperatura.
 - GHI.
 - DNI.

- El porcentaje de humedad relativa y la temperatura del ambiente.
- **Chiller7C:** Se utiliza para calcular la demanda de electricidad que tiene la sala de fermentación para conseguir que la temperatura de fermentación se mantenga a 7 grados.
Esta información se envía al type HourlyElect.
- **Chiller-3C:** Se utiliza para calcular la demanda de electricidad de la cámara de maduración para mantener la temperatura establecida del evaporador de -3 grados.
Esta información se envía al type HourlyElect.
- **HourlyElect:** En este type se calcula:
 - La demanda total de electricidad de la microcervecera en KWh, la cual sería la suma de la demanda de electricidad de:

$$\text{TotalElect} = (\text{HeatFerm} + \text{Chiller7} + \text{Chiller}_3 + \text{ElectInput} + \text{SolarPump})/3.6$$
 Ecuación 4: Demanda total de electricidad.
Siendo:
 - HeatFerm: La carga de calor para mantener la temperatura a 20 grados.
 - Chiller7: La carga para mantener la temperatura establecida del evaporador de 7 grados en el enfriador de la sala de fermentación.
 - Chiller-3C: La carga para mantener la temperatura establecida del evaporador de -3 grados en el enfriador de la cámara de maduración.
 - ElectInput: Demanda de electricidad de entrada.
 - SolarPump: Consumo de bombas del circuito termosolar.
 - La demanda de electricidad que no se puede suplir por el sistema termosolar, la cual se calcula a partir de la siguiente ecuación:

$$\text{TotalElectNoSolar} = (\text{HeatFerm} + \text{Chiller7} + \text{Chiller}_3 + \text{ElectInput})/3.6$$
 Ecuación 5: Demanda de electricidad (en W) que no se puede suplir por el sistema termosolar.
- El valor de todas las cargas por separado pasadas a KWh.
Los resultados calculados en este apartado se mandan al type RESULTS.
- **RESULTS:** Exporta los siguientes datos a un fichero Excel para todas las 8760 horas del año:
 - El consumo en kJ total de gas natural si no hubiese sistema termosolar.
 - Los ahorros acumulativos que supondría en kJ instalar cada uno de los 5 sistemas termosolares propuestos en el trabajo.
 - Consumo de electricidad horario y el consumo de electricidad acumulativo.
 - GHI.
 - DNI.

- Inclinación de los módulos del sistema solar.

A continuación, se empezarán a definir los types que describen a los tipos que describen a los sistemas solares propuestos en el trabajo. Se analizarán solo los de un sistema ya que, son todos iguales exceptuando el tamaño de la instalación.

- **ST_Parameters-2:** Se definen los siguientes parámetros del sistemas solares:
 - La inclinación de los colectores.
 - El área de cada uno de los sistemas analizados.
 - El número de los paneles en serie y en paralelo de los sistemas.
 - El área que ocupa el sistema termosolar.
 - La potencia del calentador.
 - La potencia de las bombas.

Inclinación colectores ST	Depende de la provincia [°]
AreaST1	1.96
N_seriesST1	1
N_parallelST1	1
CollectorArea1	$N_seriesST1 * AreaST1 * N_parallelST1$
AreaST2	$N_seriesST2 * AreaST1$
N_seriesST2	2
N_parallelST2	1
CollectorArea2	$N_seriesST2 * AreaST2 * N_parallelST2$
AreaST3	$N_seriesST3 * AreaST1$
N_seriesST3	2
N_parallelST3	2
CollectorArea3	$N_seriesST3 * AreaST3 * N_parallelST3$
AreaST4	$N_seriesST4 * AreaST1$
N_seriesST4	3
N_parallelST4	2
CollectorArea4	$N_seriesST4 * AreaST4 * N_parallelST4$
AreaST5	$N_seriesST5 * AreaST1$
N_seriesST5	3
N_parallelST5	3
CollectorArea5	$N_seriesST5 * AreaST5 * N_parallelST5$
T_CW_in	72.6
HeaterPower [kJ]	309746
PumpPower1 [kJ]	300*3,6
PumpPower2 [kJ]	300*3,6
PumpPower3 [kJ]	300*3,6

Tabla 9: Parámetros de los sistemas solares

- **Type1b:** Representa a los colectores del sistema. En él, se definen los parámetros que caracterizan a los

colectores. A continuación, se muestra una tabla de con estos:

Número de colectores en serie	N_seriesST1	En serie
Área del colector	CollectorArea1	En serie
Calor específico del fluido	4,19	kJ/kg·K
Eficiencia del modo	1	-
Caudal probado	40	kg/h·m ²
a0	0,701	-
a1	2,277	W/ m ² K
a2	0,004287	W/ m ² K ²
b0	0,25	-
b1	0	-

Tabla 10: Parámetros característicos de los colectores

En donde:

- El calor específico es 4,19 kJ/kg*K, ya que este fluido es agua.
- 1st-order IAM (b0) y 2nd-order IAM (b1): Las pruebas de colector generalmente se realizan en días despejados con incidencia normal para que el producto de transmitancia-absorción sea casi el valor de incidencia normal para la radiación del haz. La eficiencia de intercepción se corrige para la incidencia solar no normal mediante el uso de un factor modificador de la forma:

$$\text{Modificador} = 1 - b_0 * S - b_1 * S^2$$

Ecuación 6: Factor modificador

Siendo S:

$$S = 1 / \cos(\text{ángulo de incidencia}) - 1$$

Ecuación 7: S

Del Type114 recibe la información del caudal de entrada, 100 kg/h, y de la temperatura de entrada al primer colector, 20 grados. Este type está conectado al Type4a, al que le envía la información del caudal de salida, 100 kg/h, y la de la temperatura de salida de referencia que es 45 grados.

- **Type4a:** Representa el tanque de agua de almacenamiento, en el que se almacena agua caliente para poder utilizarla en otro momento que no sea el de su producción. Cuenta con dos entradas y dos salidas de agua.
 - Entrada del agua de red.
 - Entrada del agua a la salida de los colectores que, en un buen funcionamiento, debería calentar el agua que está dentro del tanque.
 - Salida del agua que se dirige a la bomba del circuito primario para luego pasar por los colectores para ser calentada. El tanque supone que la temperatura del agua de entrada está estratificada, por lo que la salida de esta agua se hace de la parte inferior del tanque, que es donde el agua tiene una menor temperatura, favoreciendo así su rendimiento.
 - Salida del agua de red que se va a consumir, que puede tener o no un previo enfriamiento o calentamiento.

En el tanque de agua de almacenamiento se han definido 5 niveles de temperatura o, también dicho 5 nodos.

- **Type114:** Se trata de la bomba del circuito primario en el que se modela una bomba de velocidad única (constante) que puede mantener un caudal de masa de salida de fluido constante.

Toma el agua del tanque de almacenamiento y la dirige a los colectores.

- **Type2b:** El controlador diferencial de encendido / apagado genera una función de control sobre la bomba del circuito primario que, puede tener un valor de 1 o 0. El valor de la señal de control se elige en función de la diferencia entre las temperaturas superior e inferior T_{high} , que es la temperatura de salida de los colectores y T_{low} , que es la temperatura dentro del tanque de almacenamiento de agua, en comparación con dos diferencias de temperatura de banda muerta 7 y 2. El controlador se usa con la señal de control de entrada conectada a la señal de control de salida, proporcionando un efecto de histéresis.

Por lo que, si la diferencia de temperaturas entre T_{high} y T_{low} , es mayor que 7 grados, la bomba del circuito primario estará a 1, es decir, que estará encendida. Por el contrario, si la diferencia de temperaturas entre T_{high} y T_{low} es menor o igual que 2, la bomba del circuito primario permanecerá apagada y el agua no pasará por los colectores, ya que está se enfriaría.

- **PumpControl:** Se encarga del control que enciende y apaga la bomba. Cuando se saca agua caliente para la maceración en el modelo, este control se encarga de encender el bombeo para que entre agua a 15 °C de la red y vuelva el tanque a estar lleno. En la realidad no ocurre así, ya que este tanque permanece “vacío” hasta que enfría el mosto después de la cocción y se vuelve a llenar el tanque con agua, pero no agua a 15 °C, sino agua caliente (que es agua fría y se ha calentado en el intercambiador de calor al enfriar el mosto). Cuando el tanque está “vacío” no puede funcionar la bomba del sistema solar. Por eso este EQUA de Pump Control dice que “el control de histéresis debe ser 1 y el NOWATERREMOVE = 1”. En resumen, obliga a que la bomba esté apagada durante el proceso de maceración y cocción, en cualquier otro momento permite que la bomba encienda si el type 2b (anterior) está en 1.

- **Type11h:** Modela una pieza en T en la que dos corrientes de líquido de entrada, la del agua acumulada en la parte superior del tanque de almacenamiento (temperatura más alta de este) y la del agua de red, las cuales se mezclan en una sola corriente de salida de líquido, para conseguir la temperatura demandada por el consumidor.

- **Type11b:** Divide el flujo de agua de red en dos corrientes, una para reponer el agua consumida del tanque de almacenamiento y, otra para ser mezclada si es necesario con el agua de salida del tanque de almacenamiento para, conseguir la temperatura demandada por el consumidor.

Para conseguir hacer este control, este type recibe la información de la temperatura de carga del tanque de almacenamiento.

- **NO WATER REMOVE:** Se encarga de indicar al sistema que no se puede sacar agua durante la maceración y cocción, es decir entre 8 am y 12 pm cada 3 días.

- **FF HeaterON:** Esto es la segunda parte del supuesto de vaciar y llenar el tanque. Cuando FFHeater ON es 1, significa que se está “llenando” el tanque con agua caliente. Pero eso no es posible, por lo que, en el modelo, esto es darle calor al agua fría que entró al tanque anteriormente. En términos energéticos es equivalente, ya que el sistema solar está apagado y no le aporta calor al agua en esas horas.

- **TotalSolarHeater:** Calcula la demanda total de energía que se requiere sin tener en cuenta el sistema termosolar y, los ahorros de energía que se tendrían con respecto a ese valor si se usará cada uno de los sistemas analizados en este trabajo. Se calcularían estos valores a partir de las siguientes ecuaciones:

$$TotalHeatGAS = (Heat70 + HeatBoil)/BurnerEff$$

Ecuación 8: Demanda total de energía del sistema

$$SavingsX = MIN(Heat70, 4.19 * mACS * (TACS_X - 15))/BurnerEff$$

Ecuación 9: Ahorros de energía obtenidos por un sistema termosolar X

- **Type24:** Este componente integra una serie de cantidades durante un período de tiempo. Cada integrador de cantidad puede tener hasta, pero no más de 500 entradas. En este caso el integrador tiene un total de 16 entradas. En este Type24 se integran las siguientes variables, que posteriormente se mandarán a RESULTS, para exportarse a un fichero Excel:
 - TotalHeatGAS.
 - Savings1.
 - Savings2.
 - Savings3.
 - Savings4.
 - Savings5.
 - HourlyElect.
 - HourlyElectNOsolar.
 - TotalAuxSaving1.
 - TotalAuxSaving2.
 - TotalAuxSaving3.
 - TotalAuxSaving4.
 - TotalAuxSaving5.
 - GHI.
 - GTI.
 - DNI.

La siguiente imagen representaría el esquema de uno de los 5 sistemas termosolares de baja temperatura modelado en TRNSYS.

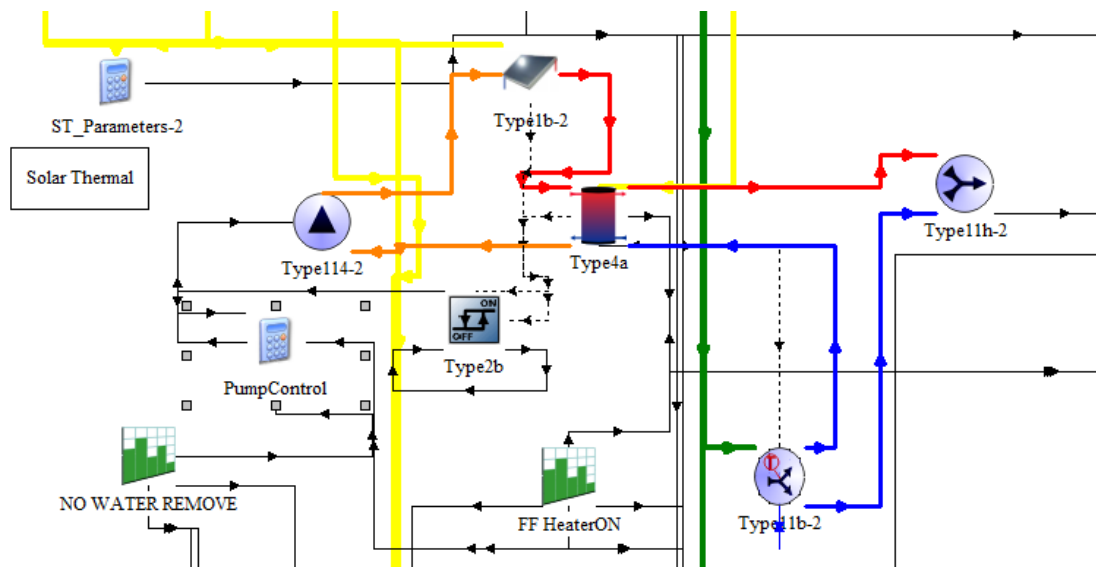


Ilustración 37: Esquema de un sistema termosolar de baja temperatura en TRNSYS

Aunque la procedencia de las líneas amarillas no se vea en la foto, estas vienen del TYPE15-TMY3-3, cediendo la información de: la temperatura ambiente, la GHI, la DNI, la GTI y, la reflectancia del terreno donde se colocan los colectores.

Tampoco se puede observar en la imagen de dos vienen las líneas verdes. Estas provienen de la información externa que se le ha aportado a TRNSYS sobre el caudal del agua de red.

10 ANEXO II: DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LA HERRAMIENTA SAM

A continuación, se nombrarán y describirán de manera breve los diferentes apartados en los que se divide la herramienta SAM:

- **Location and Resource:** Esta página proporciona acceso a la biblioteca de recursos solares, que es una colección de archivos meteorológicos donde se han almacenado los ficheros meteorológicos obtenidos de Meteonorm 7.3.
- **Module:** Permite elegir un modelo para representar el rendimiento del módulo fotovoltaico. Para cada paso de tiempo de la simulación, el modelo de módulo calcula la salida eléctrica de CC de un solo módulo en función de los parámetros de diseño y la radiación solar incidente (irradiancia de plano de matriz) calculada a partir de los datos en el archivo meteorológico.

SAM permite elegir el módulo fotovoltaico de una lista o, ingresar los parámetros de este obtenidos de la hoja de datos del fabricante. En este caso se ha seleccionado el modelo Jinko Solar Co. Ltd JKM250PP-60, que ya venía predefinido en SAM.

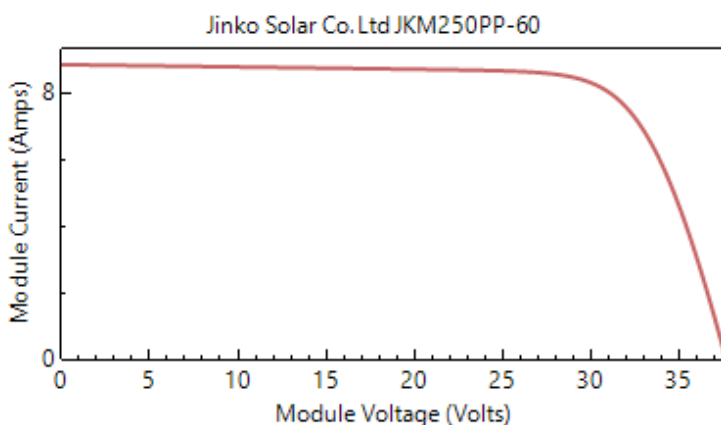


Ilustración 38: Curva características I-V del módulo fotovoltaico

- **Inverter:** La página Inversor permite elegir un modelo de rendimiento del inversor y elegir un inversor de una lista o ingresar los parámetros del inversor de la hoja de datos del fabricante. SAM solo puede modelar un sistema fotovoltaico con un solo tipo de inversor. Una vez elegido el modelo de inversor, SAM nos muestra la curva de eficiencia en función del porcentaje de potencia nominal.

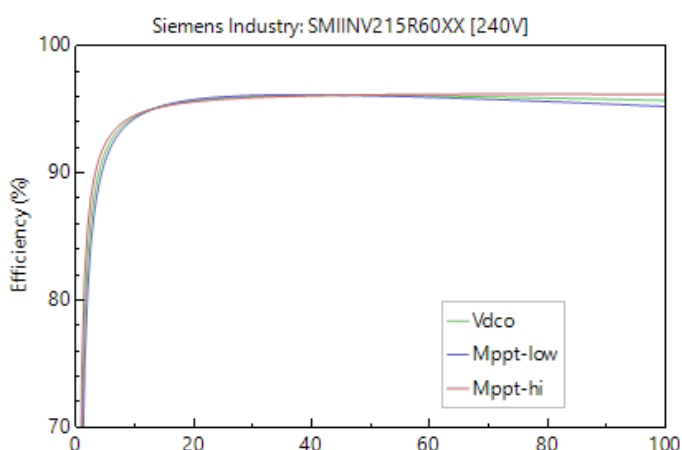


Ilustración 39: Curva del de la eficiencia del inversor en función de la potencia de salida

El modelo elegido es el de Siemens Industry, SMIINV215R60XX [240V].

- **System Design;** Esta página se utiliza para definir:
 - El número de cadenas de módulos conectados en paralelo para formar una submatriz, que en este trabajo se ha definido como 1.
 - El número de módulos conectados en serie en una sola cadena para cada submatriz, que se ha definido como 12.
 - El ángulo azimut de los módulos fotovoltaicos. Se ha elegido un ángulo de 180° (orientación Sur).
 - La inclinación de los módulos fotovoltaicos, que es la latitud del emplazamiento seleccionado.
 - La relación de cobertura del suelo (GCR), que es relación entre el área de la matriz fotovoltaica y el área total del terreno, y en este caso de 0,3.

- **Shading and Layout:** Su función es tener en cuenta el sombreado y las pérdidas de nieve son reducciones en la irradiancia incidente causada por sombras o nieve en los módulos fotovoltaicos en la matriz.

- **Losses:** Representa las pérdidas de suciedad y eléctricas que los modelos de módulo e inversor no tienen en cuenta. Después de ejecutar una simulación, se puede ver el efecto de estas pérdidas en los resultados al mostrar las variables de resultados. En este modelado se han considerado diferentes a 0 las siguientes pérdidas:
 - Pérdidas de irradiancia: 5%.
 - Pérdidas por coincidencia de módulos: 2%.
 - Diodos y conexiones: 0,5%.
 - Pérdidas eléctricas en el cableado DC: 1 %
 - Pérdidas eléctricas en el cableado AC

- **Lifetime:** Permite modelar una disminución anual de generación en la salida del sistema debido, por ejemplo, al envejecimiento del equipo con el tiempo. En este trabajo se fijan a 0,5%.

- **Battery Storage:** El modelo de almacenamiento de batería le permite analizar el rendimiento de los siguientes tipos de baterías:
 - Plomo-ácido.
 - Iones de litio.
 - Flujo redox de vanadio.
 - All iron Flow.

En este trabajo no se ha considerado el uso de ningún tipo de batería.

- **System Costs:** Proporciona acceso a variables que definen los costos de instalación y operación de un proyecto fotovoltaico. SAM utiliza las variables en la página Costos del sistema PV para calcular el costo de inversión del proyecto y los costos operativos anuales informados en el flujo de caja del proyecto y utilizados para calcular las métricas de costos.
- **Financial Parameters:** En esta página se especifican los costos relacionados con la deuda y los impuestos. Además, se fija el periodo de análisis, que se ha considerado como el de la vida media de la instalación, que es de 20 años.
- **Incentives:** La página Incentivos permite definir los parámetros para diferentes tipos de créditos fiscales e incentivos en efectivo. No se ha considerado ningún tipo de incentivo en este proyecto.
- **Electricity Rates:** La página de Tarifas de electricidad determina cómo SAM calcula la factura mensual de electricidad y cómo se compensa el proyecto por la electricidad generada por el sistema de energía renovable para los modelos financieros residenciales, comerciales y de propiedad de terceros. En este proyecto se ha definido.

Se definen también los precios de energía, tanto de venta como de compra de energía a la red. La tarifa elegida es la tarifa de energía de tiempo de uso. En ella, los precios de la energía varían con la hora del día, el mes del año, o ambas, según se define en los horarios de días laborables y fines de semana. En este trabajo, los precios de energía eléctrica comprada y vendida a la red quedarían como se muestran en la siguiente imagen:

Weekday

	12am	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	12pm	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm	7pm	8pm	9pm	10pm	11pm
Jan	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2
Feb	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2
Mar	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2
Apr	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2
May	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2
Jun	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2
Jul	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2
Aug	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2
Sep	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2
Oct	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2
Nov	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2
Dec	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2

Ilustración 40: Distribución por horas de los precios de compra y venta de electricidad para cada mes del año

Periodo	Electricidad comprada (€/kWh)	Electricidad vendida (€/kWh)
1	0,13	0,065
2	0,067	0,0335

Tabla 11: Precio de compra y venta de la energía eléctrica a lo largo de un año

- **Electric Load:** Esta página permite especificar la carga eléctrica para sistemas con el modelo financiero residencial o comercial. Se ha metido en SAM los consumo de electricidad y, en este apartado se muestran los consumos tanto mensuales como anuales y su valor pico de potencia.
- **Parametrics (simulation):** Una simulación paramétrica implica asignar más de un valor a una o más variables de entrada para explorar la dependencia de un resultado de las entradas. Las simulaciones paramétricas son útiles para crear gráficos que muestran las relaciones entre una métrica de resultados y entradas. Las simulaciones paramétricas también son útiles para optimizar el valor de las variables de entrada. A continuación, se muestra una imagen del análisis paramétrico realizado a los diferentes sistemas para la ciudad de Sevilla.

	inverter_count ()	subarray1_nstrings ()	annual_energy (kWh)	discounted_payback (years)	npv (\$)	payback (years)	savings_year1 (\$/yr)	year1_electric_load (kWh/yr)
1	2	2	856.534	9.86154	1214.21	7.99208	99.0508	8367.43
2	4	4	1713.07	10.8094	2307.68	8.57649	186.883	8367.43
3	6	6	2569.6	12.3231	3219.26	9.44613	260.171	8367.43
4	8	8	3426.14	13.5097	4090.06	10.0803	330.318	8367.43
5	10	10	4282.67	14.4913	4936.6	10.5778	398.441	8367.43
6	12	12	5139.2	15.3469	5763.16	10.9904	464.811	8367.43

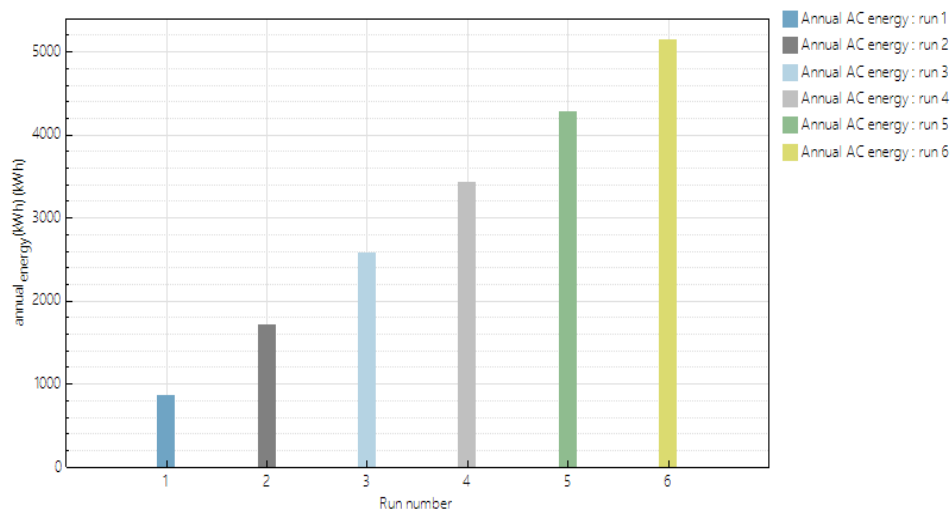


Ilustración 41: Pantallazo de SAM del análisis paramétrico de los sistemas FV en Sevilla

- **Simulate:** Una vez que se simule, aparecen diferentes páginas de resultados sobre los datos de la instalación que anteriormente se ha definido en SAM. A continuación, se hará una breve descripción de cada una de ellas:
 - **Summary:** La pestaña resumen muestra la tabla de Métricas con una selección de resultados para cada caso en el archivo del proyecto y una selección de gráficos.
 - **Data tables:** La pestaña Tablas de datos permite crear una tabla de datos de series temporales a partir de los modelos financieros y de rendimiento.
 - **Losses:** La pestaña Pérdidas muestra un diagrama de Sankey que muestra la energía en diferentes puntos del sistema y la fuente de pérdidas de energía en cada punto.
 - **Graphs:** La pestaña Gráficos permite crear sus propios gráficos de datos de resultados después de ejecutar una simulación.
 - **Cash flow:** La pestaña Flujo de caja muestra el flujo de caja del proyecto calculado por el modelo financiero.
 - **Time series:** Los datos de series de tiempo son datos por hora o en tiempos menores a una hora. Incluye datos de series temporales del modelo de rendimiento y datos de precios dependientes del tiempo del modelo financiero.
 - **Profiles:** La pestaña Perfil muestra datos de series temporales como un perfil diario promedio para cada mes del año y para todo el año.
 - **Statistics:** La pestaña Estadísticas muestra resúmenes estadísticos de los datos de series temporales. Puede mostrar la media, el mínimo, el máximo, el total, la desviación estándar, el promedio mínimo diario y el promedio máximo diario durante todo el año o por mes.
 - **Heat map:** La pestaña Mapa de calor le permite ver cómo los datos varían según la hora del día y la época del año en el mismo gráfico.

- **PDF/CDF:** La pestaña PDF / CDF muestra la función de densidad de probabilidad y la función de distribución acumulativa para una sola variable.
- **Notices:** Mientras se ejecuta la simulación, SAM muestra una ventana de estado que muestra el progreso de la simulación, que es esta.