

ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO DE
INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA
DESTINADA A AUTOCONSUMO

24,3 kWp

EN VALDERROBRES

CARLOS MONTORO PABLO
CIF: P2893689H
Callejón de los Cochinos - No. 96-94
CARLOS.MONTORO@PABLO.COM

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO DE INSTALACIÓN SOLAR DESTINADA A AUTOCONSUMO
DE 24,3 kWp PARA SEDE DE LA COMARCA DEL MATARRAÑA EN VALDEROBRES

Contenido

1.- OBJETO	5
2. ANÁLISIS GENERAL DE LA FACTURA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	6
2.0. PARTES QUE COMPONEN LA FACTURA.....	6
2.1. TÉRMINO DE POTENCIA	6
2.2. TÉRMINO DE ENERGÍA	7
2.3. ENERGÍA REACTIVA	8
2.4. EQUIPOS DE MEDIDA Y OTROS SERVICIOS.....	9
2.5. COSTE DE LA FACTURA DE LA ELECTRICIDAD.....	10
2.6. CONSIDERACIONES DE MERCADO	10
3.- ANTECEDENTES	11
4.- INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	14
4.2. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PROPUESTA	15
4.2.1. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	17
4.2.2. INVERSORES SINUSOIDALES TRIFÁSICOS	18
4.3. RESULTADOS ENERGÉTICOS DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PROPUESTA	19
4.3.1. CONSUMO DE LA RED	19
4.3.2. AUTOCONSUMO.....	20
4.3.3. COMPENSACIÓN-VENTA DE EXCEDENTES	21
4.3.4. RESUMEN ENERGÉTICO.....	22
4.4. RESULTADOS ECONÓMICOS DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PROPUESTA.....	25
4.5. INSTALACIÓN DE VENTA A RED	27
5.- ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA INSTALACIÓN	28
5.1. AHORRO	28
5.2. ANÁLISIS	29
5.2.1. CUADRO DE AMORTIZACIÓN	29
5.2.2. CÁLCULO DEL VALOR ACTUAL NETO (VAN)	30
5.2.3. TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)	31
5.2.4. ANÁLISIS PAY-BACK	31
5.2.5. ANÁLISIS LCOE (Levelized Costs Of Energy)	31
6. CONCLUSIONES	32

1.- OBJETO

El objeto de este informe es, por un lado, dimensionar técnicamente el conjunto campo fotovoltaico – inversor/es óptimo con los datos recogidos y por otro lado, estimar el ahorro económico que se va a producir en el suministro de la SEDE DE LA COMARCA DEL MATARRAÑA mediante la instalación de un parque fotovoltaico optimizado.

El sector fotovoltaico ofrece unas condiciones actuales muy positivas y desde hace relativamente poco tiempo. Por una parte, el nuevo Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica, que ha sacado al país de la situación de bloqueo con respecto a la energía fotovoltaica que hacía hasta esa fecha, más difícil su viabilidad, además de aportar a la población una mala concepción de su rentabilidad.

Hoy en día ya ha cambiado esta situación, dado que el vigente Real Decreto permite diferentes opciones con el último fin del ahorro energético del usuario (como puede ser el autoconsumo compartido y el balance cero) y esto ha producido un cambio de concienciación en las personas de forma muy positiva y optimista.

Por otra parte está la gran bajada de los precios de equipos relacionados con las instalaciones como inversores, módulos fotovoltaicos, elementos de control y un gran número de instaladores ya experimentados, que hacen posible llevar a cabo una gran instalación de una manera rápida, sencilla y mucho más económica comparado con hace 3-4 años.

La dirección de suministro es Av. Cortes de Aragón, 19, 44580, Valderobres (Teruel), Referencia catastral **0487003BF6208E0001SS**, que cuenta con una parcela de 205 m² y la parcela contigua **0487004BF6208E0001ZS** de 180 m²



Ilustración 1. Ejemplo de instalación fotovoltaica de autoconsumo sobre tejado

2. ANÁLISIS GENERAL DE LA FACTURA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

2.0. PARTES QUE COMPONEN LA FACTURA

- **Término de Potencia**
- **Término de Energía**
- **Penalizaciones**
(Exceso de energía reactiva, exceso de potencia, pérdidas generadas en el transformador cuando éste es en propiedad...).
- **Servicios**
(Alquiler de equipos, ajustes, asesoramiento, seguros, servicios de mantenimiento, urgencias, etc...).
- **Impuestos**

Las partes dependen del tipo de tarifa contratada y la tarifa viene determinada por la tensión de suministro, la potencia contratada y la discriminación horaria.

2.1. TÉRMINO DE POTENCIA

¿Por qué se paga?

En el término de potencia **pagamos por la disponibilidad** de la potencia (kW), es decir, por poder demandar una cantidad de energía (kWh) en un momento dado. La forma de facturar la potencia viene determinada en la factura con la potencia contratada.

- Con menos de 10 kW (**Tarifas 2.0**) y entre 10 kW y 15 kW (**Tarifas 2.1**) contratados, lo habitual es tener **ICP* integrado** en los contadores electrónicos (antiguamente se encontraba en el cuadro principal y poseía un precinto), **pudiendo estar activado o no**. De esta forma se controla la potencia demandada para que coincida con la contratada, interrumpiendo el suministro en caso de que la demandada supere a la contratada.

Intensidad [A]	Potencias eléctricas normalizadas [kW]			
	Monofásicos		Trifásicos	
	220 V	230 V	3*220/380 V	3*230/400 V
1,5	0,330	0,345	0,987	1,039
3	0,660	0,690	1,975	2,078
3,5	0,770	0,805	2,304	2,425
5	1,100	1,150	3,291	3,464
7,5	1,650	1,725	4,936	5,196
10	2,200	2,300	6,582	6,928
15	3,300	3,450	9,873	10,392
20	4,400	4,600	13,164	13,856
25	5,500	5,750	16,454	17,321
30	6,600	6,900	19,745	20,785
35	7,700	8,050	23,036	24,249
40	8,800	9,200	26,327	27,713
45	9,900	10,350	29,618	31,177
50	11,000	11,500	32,909	34,641
63	13,860	14,490	41,465	43,648

Ilustración 2. Tabla Potencias Normalizadas BOE

- En la **Tarifa 3.0**, con más de 15 kW y menos de 450 kW, lo habitual es no tener **ICP*** y sí **maxímetro***. En este caso, el máxímetro registra una media de la potencia demandada en intervalos de 15 minutos, y se toma el valor máximo para la facturación de **TODO EL MES**, es decir, **solamente 15 minutos** de la mayor potencia media demanda **marcarán el valor de facturación de todo el mes**.

En estos casos se pueden tomar una serie de **medidas** para reducir el pico de demanda en los mismos 15 minutos y repartirlos, si es posible, en el tiempo. Consejos como no encender todo a la vez o apagar las máquinas de climatización en momentos de altos consumos entre otros, pueden hacer que el valor se ajuste. Para grandes instalaciones de considerables potencias se aconseja el control automático de encendido y apagado de máquinas donde se consiguen importantes ahorros.

Dependiendo de este valor ($P_{\text{MÁXIMETRO}}$) se facturará:

Si se **demanda** (valor máxímetro) **menos del 85% de lo contratado**, se factura el 85% de la potencia contratada. Es decir, se produce un pequeño descuento, que no siempre se realiza (RECLAMAR).

$$- P_{\text{MÁXIMETRO}} < 85\% P_{\text{CONTRATADA}} = \text{Factura del } 85\% P_{\text{CONTRATADA}}$$

Si se **demanda** (máxímetro) **entre el 85% y el 105%** de lo contratado, se factura el valor del máxímetro.

$$- 85\% P_{\text{CONTRATADA}} < P_{\text{MÁXIMETRO}} < 105\% P_{\text{CONTRATADA}} = \text{Factura } P_{\text{MÁXIMETRO}}$$

Si se **demanda** (máxímetro) **más del 105%** de lo contratado, se factura el valor del máxímetro más penalización (el doble de la diferencia entre la potencia registrada y el 105% de la potencia contratada)

$$- P_{\text{MÁXIMETRO}} > 105\% P_{\text{CONTRATADA}} = P_{\text{MÁXIMETRO}} + 2 * (P_{\text{MÁXIMETRO}} - 105\% P_{\text{CONTRATADA}})$$

ICP (Interruptor de Control de Potencia): Es un limitador que interrumpe el suministro cuando la potencia demandada es superior a la contratada.

Máxímetro: Es un instrumento que registra la potencia media demandada en tramos de 15 minutos.

En las tarifas 2.0 y 2.1 (tanto en la modalidad A como en la DHA), la facturación por la potencia contratada es fijo y el mínimo está regulado por el estado. El máximo dependerá del tipo de tarifa y comercializadora con la que contratemos.

En la tarifa 3.0, la facturación por potencia es diferente en cada periodo, siendo mayor en punta que en llano, así como en llano que en valle. En este caso el mínimo está regulado por el estado también. El máximo dependerá del tipo de tarifa y comercializadora con la que contratemos.

Si tenemos un exceso de consumo pero no en los otros periodos, la penalización debería ser solamente en ese periodo. Sin embargo, se han observado comercializadoras que agrupan los tres periodos horarios, considerando el máximo de los tres y aplicando la penalización a los tres periodos. También se han observado comercializadoras que facturan como mínimo el 100%, pero cuando hay penalizaciones por exceso de potencia sí que las aplican.

Se debe revisar bien a la hora de firmar las condiciones del contrato, o pedir asesoramiento sin interés comercial, porque estas penalizaciones pueden ocasionar un coste económico importante.

2.2. TÉRMINO DE ENERGÍA

El término de energía es el que pagamos por la energía activa consumida (kWh). Los equipos conectados a la red y en funcionamiento a lo largo del tiempo, producen el incremento de este término. A mayor potencia (kW) de los equipos y mayor tiempo de utilización (horas), mayor incremento de esta porción de la factura.

Discriminación horaria:

En suministros con menos de 15 kW (Tarifas 2.0 y 2.1) podemos tener discriminación horaria (denominada DHA), donde tenemos dos periodos, punta y valle. Estos horarios varían a lo largo del año.

Utilizando las horas valle es la que el precio de la electricidad es aproximadamente la tercera parte que en el horario punta, podemos reducir el coste de la factura eléctrica consumiendo la misma energía. Sin embargo, hay casos en los que el uso de



Ilustración 3. Discriminación horaria

los equipos no se puede desplazar a otras horas. Se debe estudiar cada uno de los consumos para comprobar su viabilidad y si es económicamente rentable.

En suministros de más de 15 kW (Tarifa 3.0A) tenemos tres periodos. Estos horarios varían a lo largo del año, aunque el periodo valle (P3, el más barato) se mantiene todo el año entre las 0 y las 8 horas.

Con la utilización de las horas valle, en las que el precio de la electricidad es aproximadamente la mitad que en el periodo punta, podemos reducir el coste de la factura eléctrica consumiendo la misma energía. Sin embargo, hay casos en los que el uso no se puede desplazar a otras horas. Se estudia cada uno de los consumos para ver si es viable y rentable.

2.3. ENERGÍA REACTIVA

¿Qué es?

La energía reactiva es una energía originada por un **desequilibrio entre elementos capacitivos e inductivos**. Por lo general la energía reactiva suele ser inductiva (presencia de motores, luminarias fluorescentes, transformadores...). Se trata de una energía que se intercambia entre nuestra instalación y las centrales donde se genera energía, y no genera un trabajo útil, pero es imprescindible para que los equipos puedan funcionar.

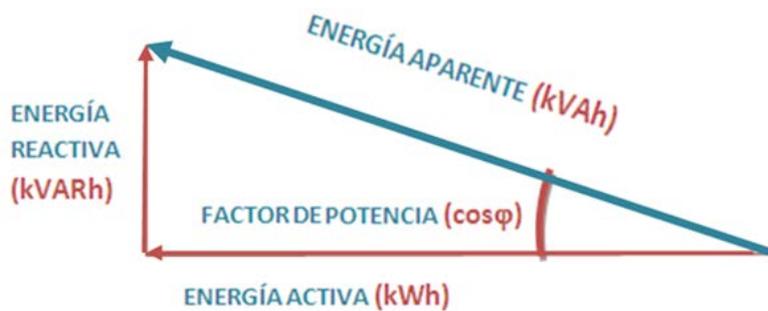


Ilustración 4. Triángulo de Potencias

¿Por qué me cuesta dinero?

Porque a la empresa distribuidora le cuesta dinero proporcionártela. Como se ha indicado antes, es una energía que se intercambia, por lo que aunque no se consuma, conlleva un sobredimensionamiento de redes de transporte, generadores y equipos sin poder facturarse como energía activa (trabajo útil).

¿Y para que no me cueste dinero?

La cantidad de energía reactiva que podemos intercambiar sin tener que pagar penalizaciones viene determinada por el factor de potencia.

- En suministros de **menos de 15 kW**, tenemos penalizaciones cuando la energía reactiva **supera el 50%** de la activa.
- En suministros de **más de 15 kW**, tenemos penalizaciones cuando:

Si el intercambio de energía reactiva es inferior al 33% de la energía activa consumida, no habrá penalización. Este 33% nunca se paga, se paga cada kVARh de más de este 33%.

Si el intercambio de energía reactiva es **superior al 33%** de la energía activa consumida, pagaremos 4,1554 ct por kVARh de más.

Si el intercambio de energía reactiva es **superior al 75%** de la energía activa consumida, pagaremos 6,2332 ct por kVArh de más.

Estos se aplicarán en los periodos P1 (Punta) y P2 (Llano). El P3 (Valle) queda exento de penalizaciones por energía reactiva.

Solución:

Si la penalización es lo suficientemente costosa (a partir de 20€ mensuales aproximadamente) resulta imprescindible instalar una batería de condensadores en la entrada de nuestra instalación para hacer frente a esta energía reactiva. De esta forma, el intercambio de energía se realizará entre nuestra instalación y la batería de condensadores, sin penalización de ningún tipo.



Ilustración 5. Ejemplos de baterías de condensadores

2.4. EQUIPOS DE MEDIDA Y OTROS SERVICIOS

La factura puede incluir el coste de otros elementos como es el alquiler del equipo de medida, si no están en propiedad del usuario. En algunos casos (en tarifas 2.0 y 2.1, y en 3.0 dependiendo de lo que nos cobren por él pues su precio no está regulado) la compra del equipo de medición por parte del cliente no compensa, ya que la amortización es larga en el tiempo. Sin embargo en algunos casos (potencias contratadas de más de 50 kW) puede resultar interesante.



Ilustración 6. Equipos de medida

Además, podemos tener contratados otros servicios añadidos como el seguro de pagos, reparaciones urgentes, servicios de mantenimiento, revisiones, etc. Es habitual que en el mercado libre las comercializadoras ofrezcan descuentos en la factura a cambio de contratar estos servicios añadidos. A la hora de negociar el precio de la electricidad, tenemos que tener en cuenta si deseamos tener estos servicios contratados a esos precios. Si hay alguna duda, pedir asesoramiento **sin interés comercial**.

2.5. COSTE DE LA FACTURA DE LA ELECTRICIDAD

Además de los elementos anteriores, la factura eléctrica incluye el impuesto especial de electricidad (IEE) **5,11269632%**, que se aplica **sobre el término de potencia y energía**. Art. 99 Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales.

El **21% de IVA**, que se aplica **sobre** la suma de **todos** los elementos que componen la factura. Siendo $IVA = Total\ factura \times 21\%$.

Según reduzcamos los términos de potencia y energía reduciremos los impuestos derivados de ellos.

Precio de la Energía Reactiva

Viene regulado en el Boletín Oficial del Estado, Anexo I, apdo. 3 de la orden ITC /3519/2009, de 28 de diciembre.

Una facturación diferente a estos valores se debe reclamar.

3. Término de facturación de energía reactiva (Artículo 9.3 del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre):	
Cos Φ	Euro/kVArh
Cos $\Phi < 0,95$ y hasta cos $\Phi = 0,80$	0,041554
Cos $\Phi < 0,80$	0,062332

Ilustración 7. Precio de la Energía Reactiva

Facturación del Término de Energía

Facturación del Término de Energía = Consumo del periodo (kWh) x Precio del Término de energía (€/kWh)

Reducir este consumo es la principal opción para ahorrar en la factura eléctrica.

2.6. CONSIDERACIONES DE MERCADO

En general, para menos de 10 kW de potencia contratada, se debe contratar la tarifa PVPC (Precio Voluntario Pequeño Consumidor) en la que se pagará la energía al precio de compra real de mercado. Si bien es cierto que éste puede variar, en las tarifas de mercado libre estamos pagando un sobrecoste (que garantice a la comercializadora que aunque suba el precio de la energía el cliente siga siendo rentable). Si se analiza el precio medio de una tarifa PVPC respecto al precio fijo de una tarifa de mercado libre, el de la tarifa PVPC suele ser un 10% inferior, así que ese es el ahorro que podemos esperar contratando la tarifa PVPC.

Para los contratos con potencias **superiores a 10 kW**, no es posible acogerse a la tarifa PVPC, por lo que no queda otra alternativa que comparar ofertas de las diferentes comercializadoras en el mercado libre. Si hay alguna duda, pedir asesoramiento **sin interés comercial**.

3.- ANTECEDENTES

Como se observa en la siguiente ilustración, los periodos en los que es más cara adquirir la energía, coincide con los periodos de máxima producción de la instalación fotovoltaica. Esta casuística, ayuda a recortar los periodos de amortización en gran medida.

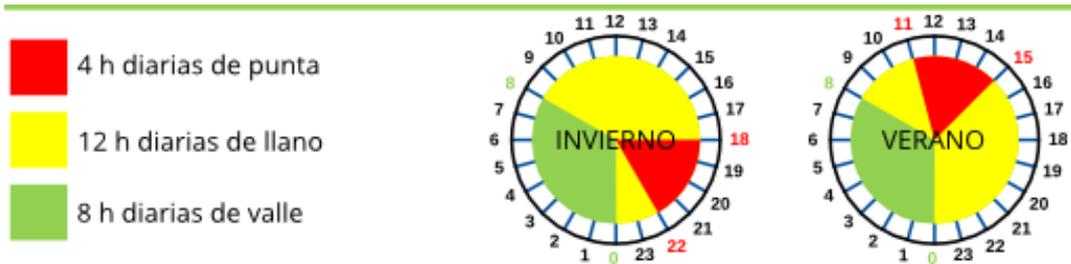


Ilustración 8. Discriminación horaria en Tarifas 3.0 y 3.1

Los consumos registrados en el suministro divididos por periodos de facturación a lo largo del último año (**periodo desde 4/11/2018 hasta 31/10/2019**), están reflejados en las siguientes gráficas.

La distribución de consumo total por periodos de facturación: [kWh]

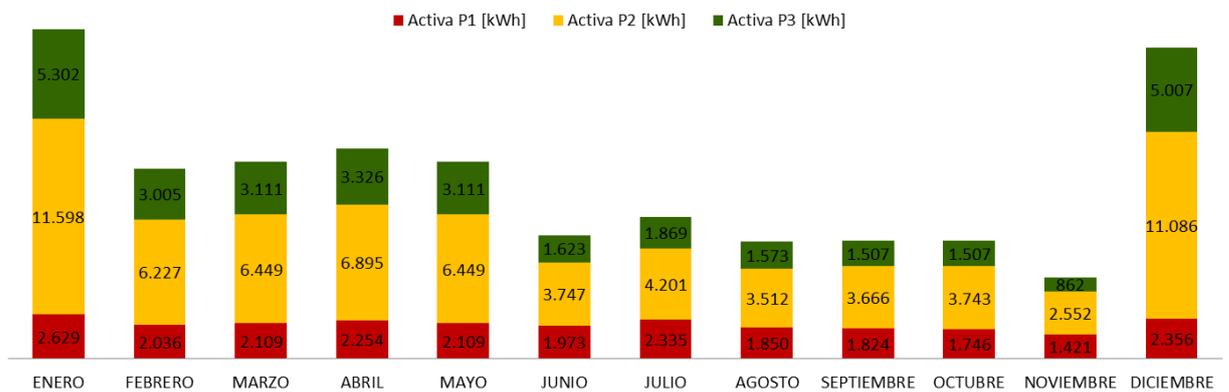


Ilustración 9. Distribución del consumo actual

Se observa un gran incremento de consumo eléctrico en los meses de invierno, tanto en 2018 como en 2019.

La distribución de consumo total por periodos de facturación: [%]

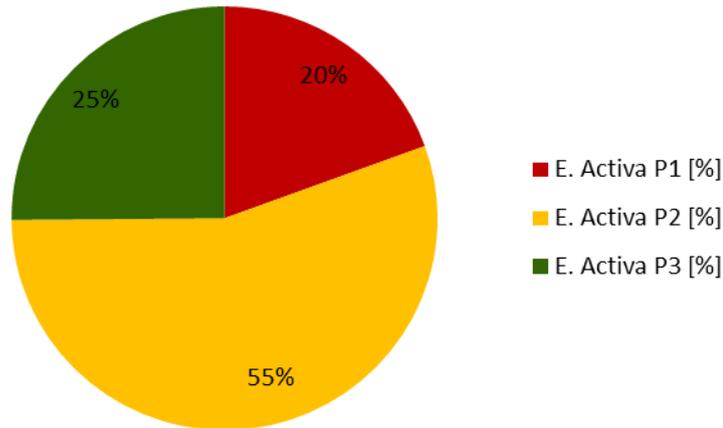


Ilustración 10. Distribución del consumo en porcentaje

Se puede apreciar en la gráfica que se consume tres cuartas partes (75%) de la energía en los periodos P1 y P2.

Esto es ideal para el planteamiento de una instalación fotovoltaica de autoconsumo, ya que debido a la generación, disminuirá notablemente el consumo eléctrico procedente de la red en P1 y P2.

También se dispone de los valores registrados por el maxímetro del contador, que indican la demanda de potencia máxima que se ha dado en cada periodo de facturación:

LISTA DE VALORES DE MAXÍMETRO			
MES	Maxímetro P1 [kW]	Maxímetro P2 [kW]	Maxímetro P3 [kW]
ENERO	29	42	21
FEBRERO	29	42	21
MARZO	29	42	21
ABRIL	29	42	21
MAYO	29	42	21
JUNIO	29	42	21
JULIO	29	42	21
AGOSTO	34	29	10
SEPTIEMBRE	29	42	21
OCTUBRE	29	42	21
NOVIEMBRE	29	42	21
DICIEMBRE	29	42	21

Tabla 1. Valores de maxímetro registrados POR COMERCIALIZADORA

Por tanto, con los datos disponibles presentados, se pueden determinar los siguientes costes anuales producidos:

COSTES EN EL TÉRMINO DE ENERGÍA:

	E. Activa P1	E. Activa P2	E. Activa P3
TOTAL ANUAL [kWh]	24.642	70.125	31.803
%	19,47	55,40	25,13
% P1 + P2	74,87		
Precio kWh	0,1024590 €	0,0891110 €	0,0698540 €
€/Periodo (Imp. Incl.)	3.184,05 €	7.880,65 €	2.801,72 €
€/P1+P2 (Imp. Incl.)	11.064,69 €		
€/AÑO (Sin imp.)	10.902,44 €	€/AÑO (Imp. Incl.)	13.866,42 €

Tabla 2. Resumen energético del periodo analizado

Entre el periodo 1 y el periodo 2, se produce más de tres cuartas partes (**74,87%**) del gasto total en consumo de energía, lo que se traduce en **11.064,69 €** anuales. Es en esta cuantía sobre la que se puede actuar, reduciéndola en gran medida mediante la instalación de un campo fotovoltaico.

Además, en los casos en los que fuera posible la reorganización, se puede transferir consumo en kWh del periodo 3, que supone **2.801,72 €** a periodo de horas solares. De esta manera se puede ahorrar aún más en la factura total de energía.

El total del término de energía de la empresa es de **13.866,42 €** anuales.

Como información añadida, en la siguiente tabla aparece el consumo medio ponderado con el fin de averiguar cuál es el periodo que registra mayor actividad de los tres y así poder establecer la comparación. En este caso se aprecia que el periodo de más actividad es **P1**.

	P1	P2	P3
TOTAL	24.642	70.125	31.803
Horas	4	12	8
Ponderado	6.160	5.844	3.975

Tabla 3. Consumos ponderados actuales

4.- INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Se plantea una instalación en la modalidad de autoconsumo. El autoconsumo consiste en la producción de energía eléctrica conectada directamente a la red interior del consumidor, donde se consume parte de esta energía y el resto se vuelca a la red de distribución eléctrica.

El siguiente esquema describe la conexión de la planta fotovoltaica a la red interior del usuario:

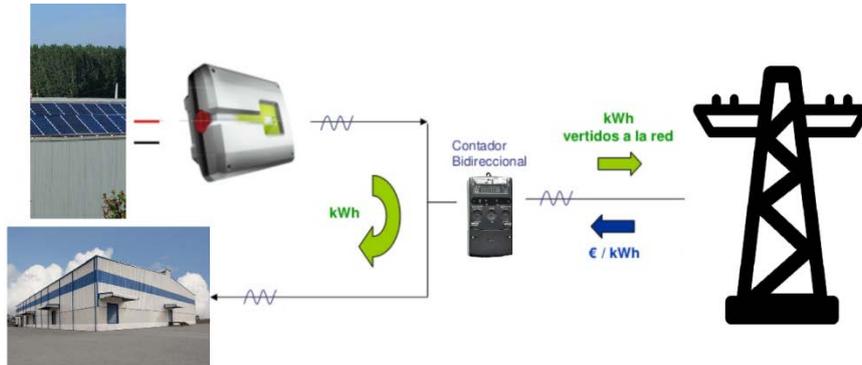


Ilustración 11. Esquema de autoconsumo

La orientación de las vertientes es dirección sureste como se puede apreciar en la siguiente ilustración:



Ilustración 12. Orientación de los tejados

4.2. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PROPUESTA

La instalación fotovoltaica resultante a instalar optimizada para el suministro, con el fin de cubrir la mayor parte del consumo eléctrico en P1 y P2 es:

INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA	
Número de módulos	60
Potencia de los módulos [Wp]	405
Potencia pico instalada en el campo generador [kWp]	24,3
Potencia nominal de la instalación [kW]	20

Tabla 4. Instalación solar fotovoltaica propuesta

La potencia total del inversor será la que determine la potencia de la instalación y tendrá un valor nominal de 20 kW.

La instalación ideal optimizando el balance entre periodo de amortización y VAN, a fecha de realización de este estudio coincide con la capacidad del tejado para albergar los módulos fotovoltaicos.

La distribución de los módulos se haría entre los dos tejados del edificio, utilizando casi la totalidad de las vertientes con orientación sur y una parte de las vertientes norte mediante la utilización de estructura metálica sobreelevada.

El tejado se divide en un total de 4 vertientes:



Ilustración 13. Vertientes disponibles de tejado

1. En el tejado del edificio situado al norte de la parcela se situarán 3 filas de 3 módulos fotovoltaicos cada una en estructura sobreelevada. Haciendo un total de 9 módulos. Este tejado no tiene problemas de sombras sobre los módulos exceptuando las primeras horas del día en verano.

2. Se situarán hasta 6 filas de módulos fotovoltaicos cada una en estructura coplanar, haciendo un total de 21 módulos. Este tejado no tiene problemas de sombras sobre los módulos exceptuando las primeras horas del día en verano.
3. En el tejado del edificio situado al norte de la parcela se situarán 3 filas de 3 módulos fotovoltaicos cada una en estructura sobreelevada. Haciendo un total de 9 módulos. Este tejado no tiene problemas de sombras sobre los módulos exceptuando las últimas horas del día en invierno.
4. Se situarán hasta 6 filas de módulos fotovoltaicos cada una en estructura coplanar, haciendo un total de 21 módulos. Este tejado cuenta con salida de humos que se evitará pero no tiene más problemas de sombras sobre los módulos exceptuando las últimas horas del día en invierno.

Con esta distribución se aprovecha al máximo la capacidad productora del tejado con 24,3 kWp, si bien, lo ideal para el consumo registrado en el suministro sería una instalación algo más grande que la propuesta. La instalación ideal para el suministro sería de 28 kWp, lo cual está muy próximo a la propuesta.

Para analizar la capacidad productora del tejado se ha realizado un estudio de sombras, simulando las horas del día en los distintos solsticios y equinoccios.

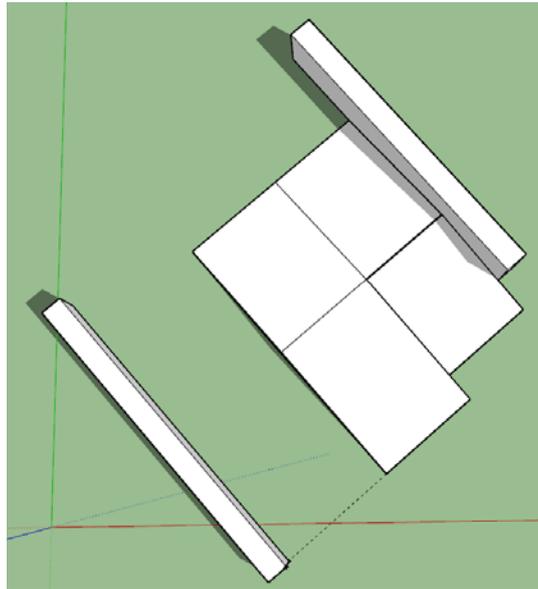


Ilustración 14. Estudio de sombras

Con esta propuesta el inversor necesitaría, como mínimo, 3 entradas MPPT.

4.2.1. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Características eléctricas:

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS	PARÁMETRO	VALOR	UNIDAD
Potencia nominal	P_{MPP}	405	Wp
Tensión nominal	V_{MPP}	40,9	V
Corriente nominal	I_{MPP}	9,91	A
Corriente de cortocircuito	I_{SC}	10,91	A
Tensión a circuito abierto	V_{OC}	48,8	V
Número de células	-	144	-

Tabla 5. Características eléctricas módulos fotovoltaicos

Características físicas:

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS	VALOR	UNIDAD
Dimensiones (Largo x Ancho x Espesor)	2008x1002x40	mm
Masa	23	Kg

Tabla 6. Características físicas módulos fotovoltaicos

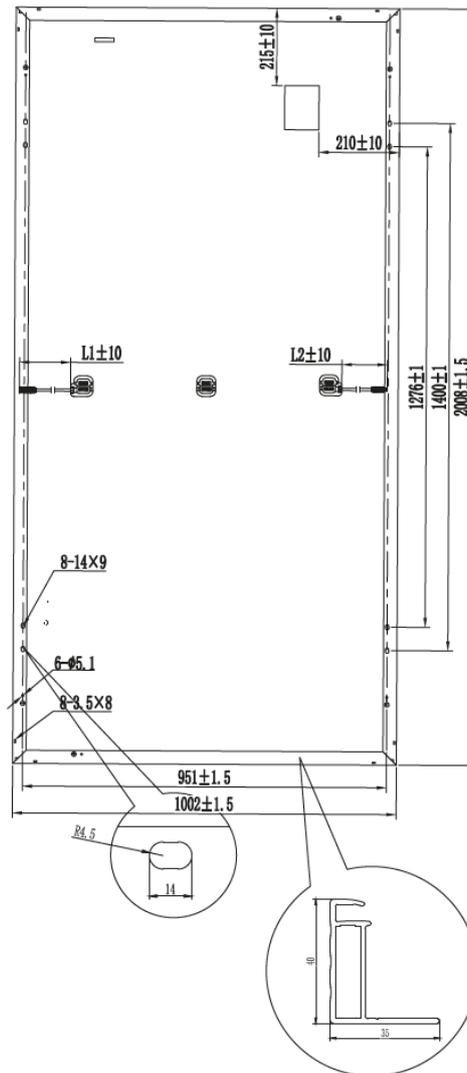


Ilustración 15. Cotas del panel fotovoltaico

4.2.2. INVERSORES SINUSOIDALES TRIFÁSICOS

Es el equipo encargado de transformar la energía procedente del campo solar para alimentar la red trifásica del edificio mediante corriente alterna similar a la red.

Mediante la conmutación de semiconductores bidireccionales, se consigue una señal sinusoidal de salida y que suele ser empleada en alimentar la carga. A lo largo de la historia de estos dispositivos, se ha buscado conseguir una señal de salida lo más parecida a una onda sinusoidal perfecta independientemente de la carga.

Las características del inversor han de ser como mínimo, las siguientes:

- Inyección trifásica.
- Ha de tener varios seguidores PMP para el correcto dimensionado de la tensión de entrada.
- Bajo esa condición, su rendimiento ha de ser igual o superior al 99%.
- Debe incorporar un programador de lógicas interno.
- Debe tener un software de comunicación, monitorización y control propio con muestreo de milisegundos, para poder comprobar datos en tiempo real.



Ilustración 16. Inversor referente

4.3. RESULTADOS ENERGÉTICOS DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PROPUESTA

Se van a presentar los resultados energéticos y económicos que se hubieran producido con la instalación propuesta en funcionamiento en el periodo analizado. Estos son; los valores de consumo de energía procedente de la red, los valores del autoconsumo producido y los valores de venta de excedentes para su compensación económica en la factura.

4.3.1. CONSUMO DE LA RED

Con esta instalación serán necesarios los siguientes consumos energéticos de la red. La instalación se apoyará en la red cuando la producción solar no sea suficiente para cubrir la demanda, incluyendo el periodo nocturno. Este consumo producido es mucho más reducido que el actual, sin instalación fotovoltaica.

Distribución del nuevo consumo total por periodos de facturación: [kWh]

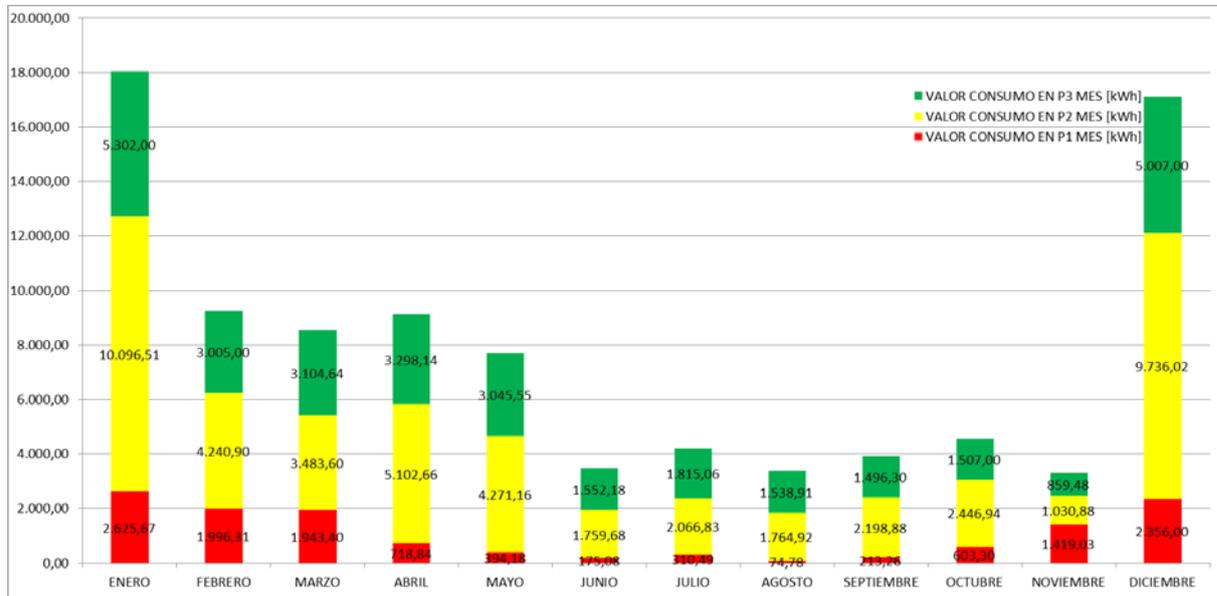


Ilustración 17. Consumo de la red

Distribuidos de esta manera entre periodos [%]:

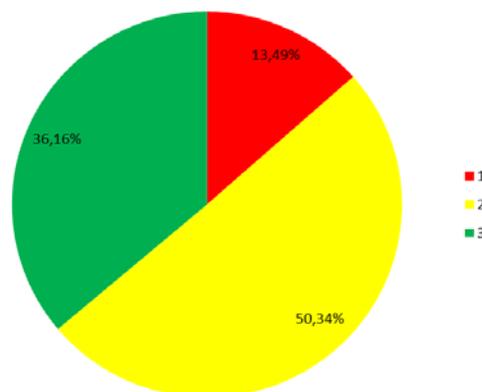


Ilustración 18. Distribución del consumo de la red

4.3.2. AUTOCONSUMO

La gráfica del autoconsumo propiciado en el suministro gracias a la generación de energía eléctrica a partir de energía solar, tendrá la siguiente conformación y valores:

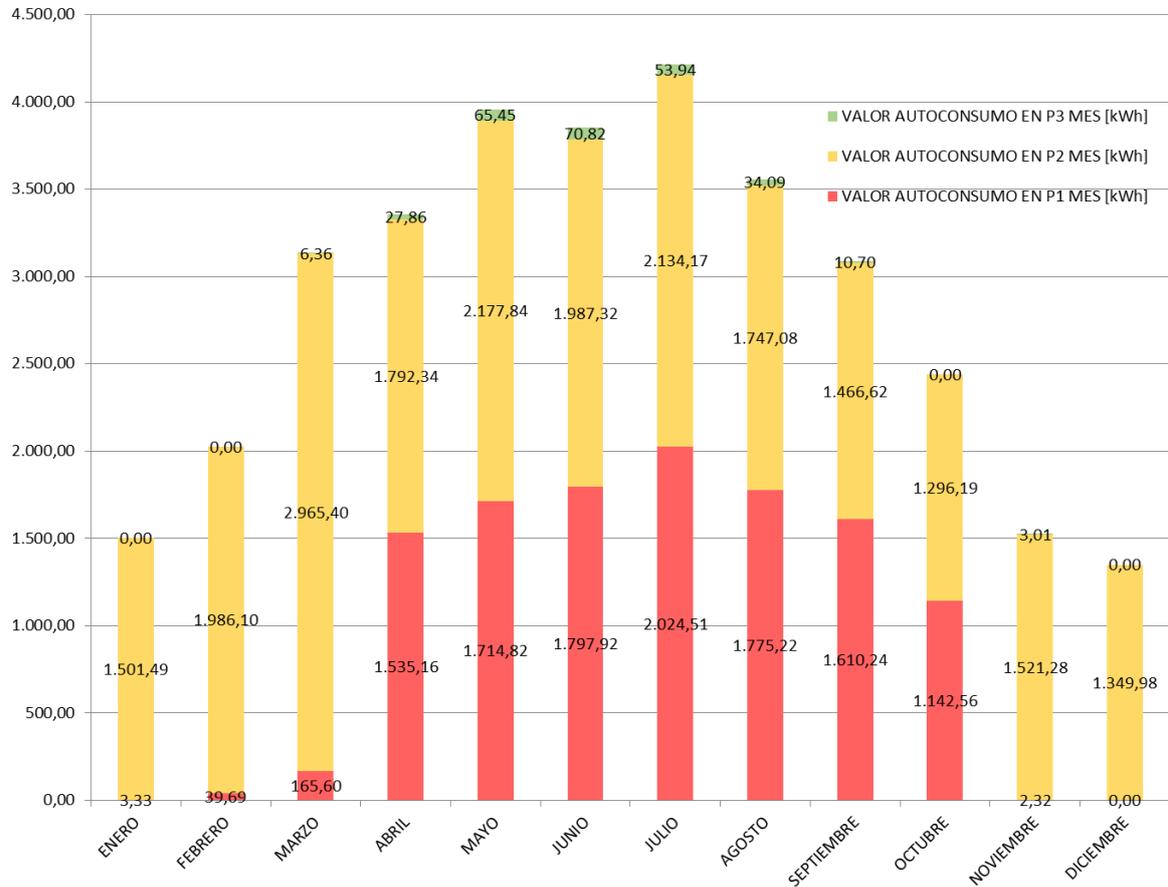


Ilustración 19. Autoconsumo generado

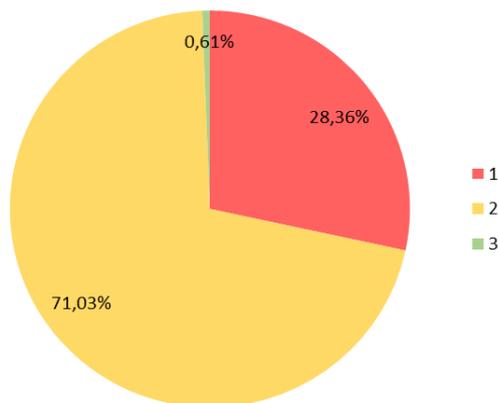


Ilustración 20. Distribución del autoconsumo generado

4.3.3. COMPENSACIÓN-VENTA DE EXCEDENTES

Compensación-Venta de kWh excedentes con el objetivo de una compensación económica en la facturación. El límite se encuentra en pagar 0€ en el término de energía, es decir, nunca se va a obtener beneficio económico de esta manera, solo ahorro hasta pagar 0€ en los meses más favorables.

La gráfica de kWh excedentes disponibles para su compensación:

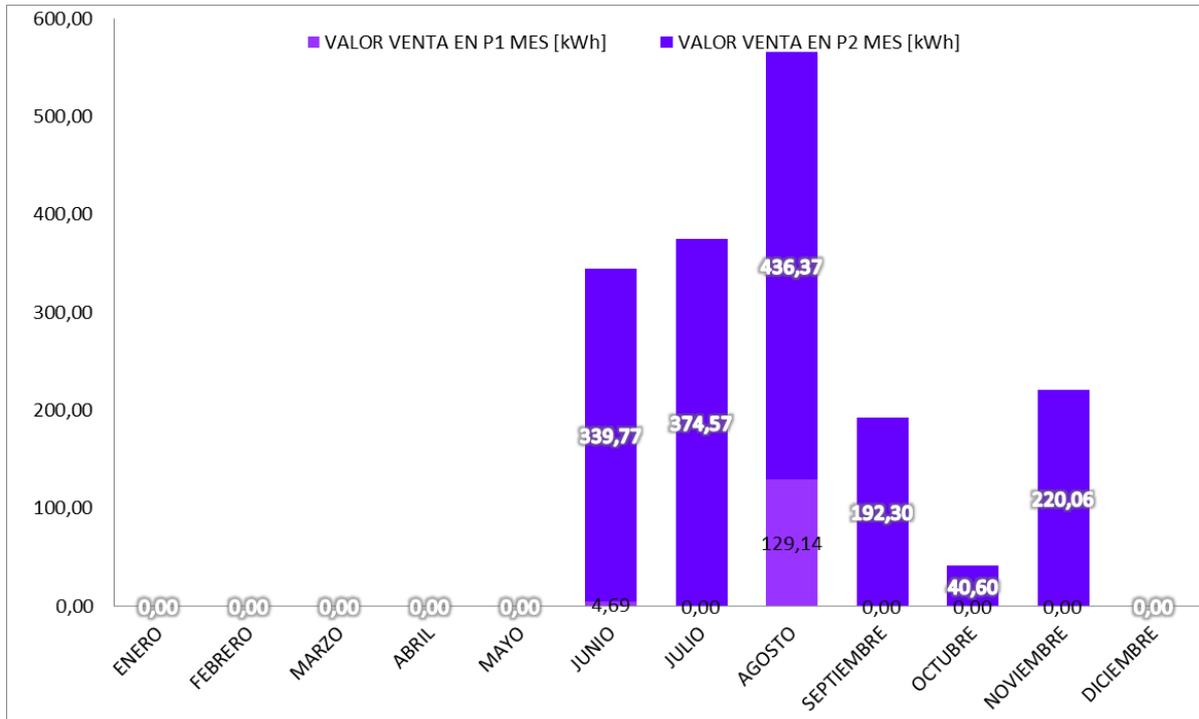


Ilustración 21. Compensación por periodos

En la siguiente gráfica se observa que se producen excesos para venta en P2:

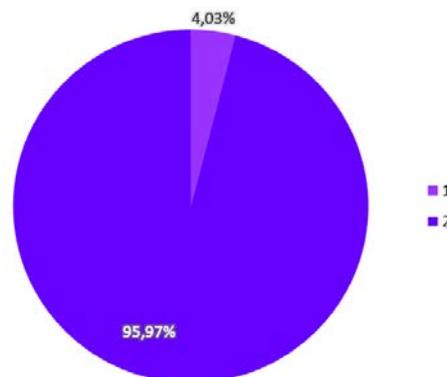


Ilustración 22. Comparativa de compensación entre P1 vs P2

4.3.4. RESUMEN ENERGÉTICO

Resumiendo los anteriores puntos en una sola gráfica con el objetivo de comparar y observar la magnitud del consumo, del autoconsumo y de la venta en cada periodo de facturación.



Ilustración 23. Distribución energética producida

En la siguiente gráfica se puede apreciar la distribución del consumo de red, del autoconsumo y de la venta producidos en los periodos P1 y P2.

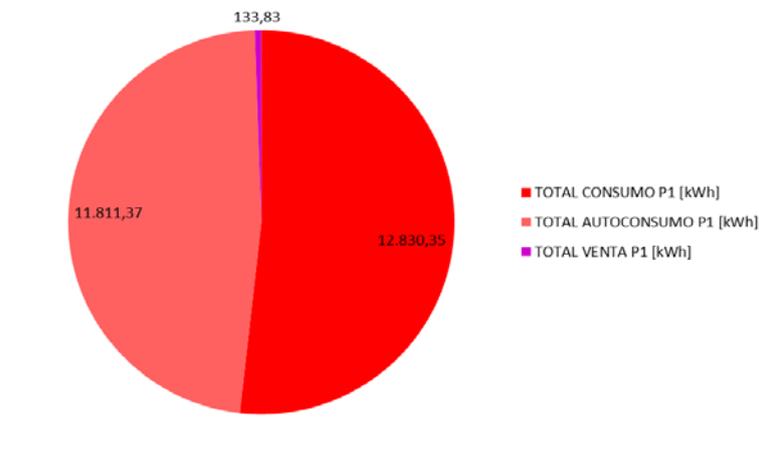


Ilustración 24. Distribución entre consumo, autoconsumo y compensación en P1

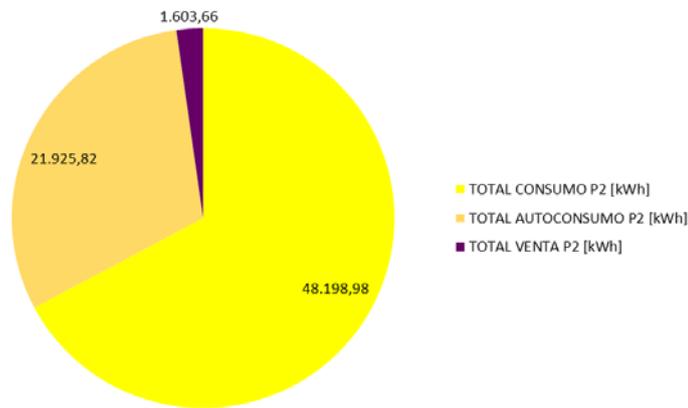


Ilustración 25. Distribución entre consumo, autoconsumo y compensación en P2

Otra forma de representar estos resultados es, enfrentando gráficamente la distribución entre el consumo procedente de la red y autoconsumo producido en porcentaje:

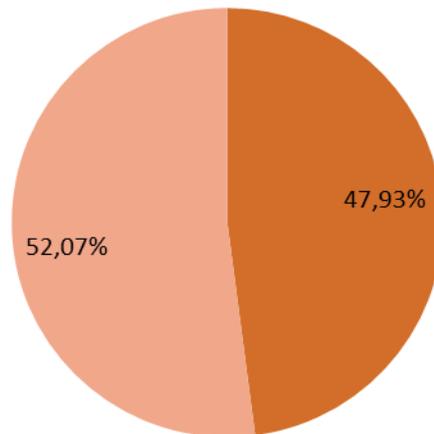


Ilustración 26. Distribución entre consumo de red y autoconsumo en P1

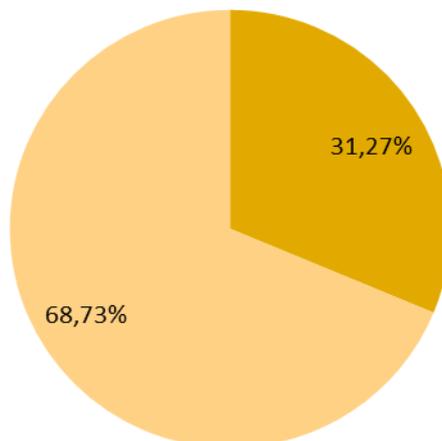


Ilustración 27. Distribución entre consumo de red y autoconsumo en P2

Si tuviéramos un campo fotovoltaico ilimitado (cientos de MW) disponible exclusivamente para alimentar a la instalación, se cubriría de la siguiente manera la demanda energética:

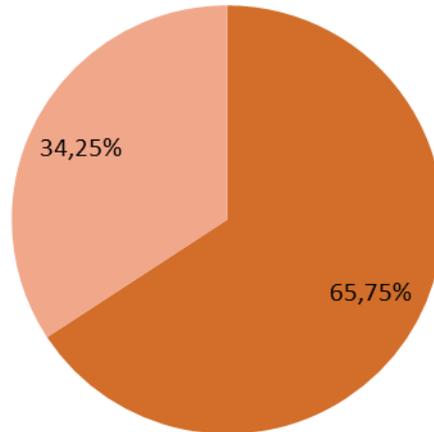


Ilustración 28. Distribución máxima entre consumo de red y autoconsumo en P1

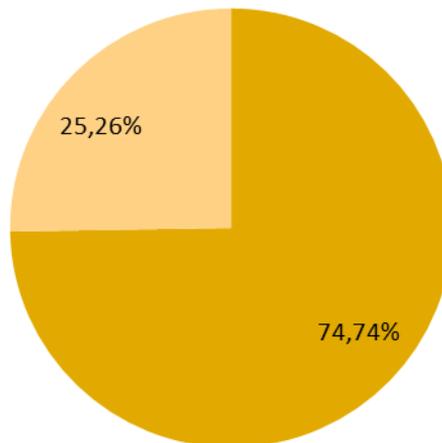


Ilustración 29. Distribución máxima entre consumo de red y autoconsumo en P2

Por tanto, se observa que nunca se va a poder alcanzar el 100% de la cobertura energética en ninguno de los periodos.

Por esto, es muy importante hallar una muy buena relación entre el campo fotovoltaico a instalar y el aprovechamiento **óptimo** de la instalación para no producir sobrecostes que prolonguen innecesariamente el periodo de amortización.

4.4. RESULTADOS ECONÓMICOS DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PROPUESTA

Traduciendo en términos económicos los anteriores datos resulta:

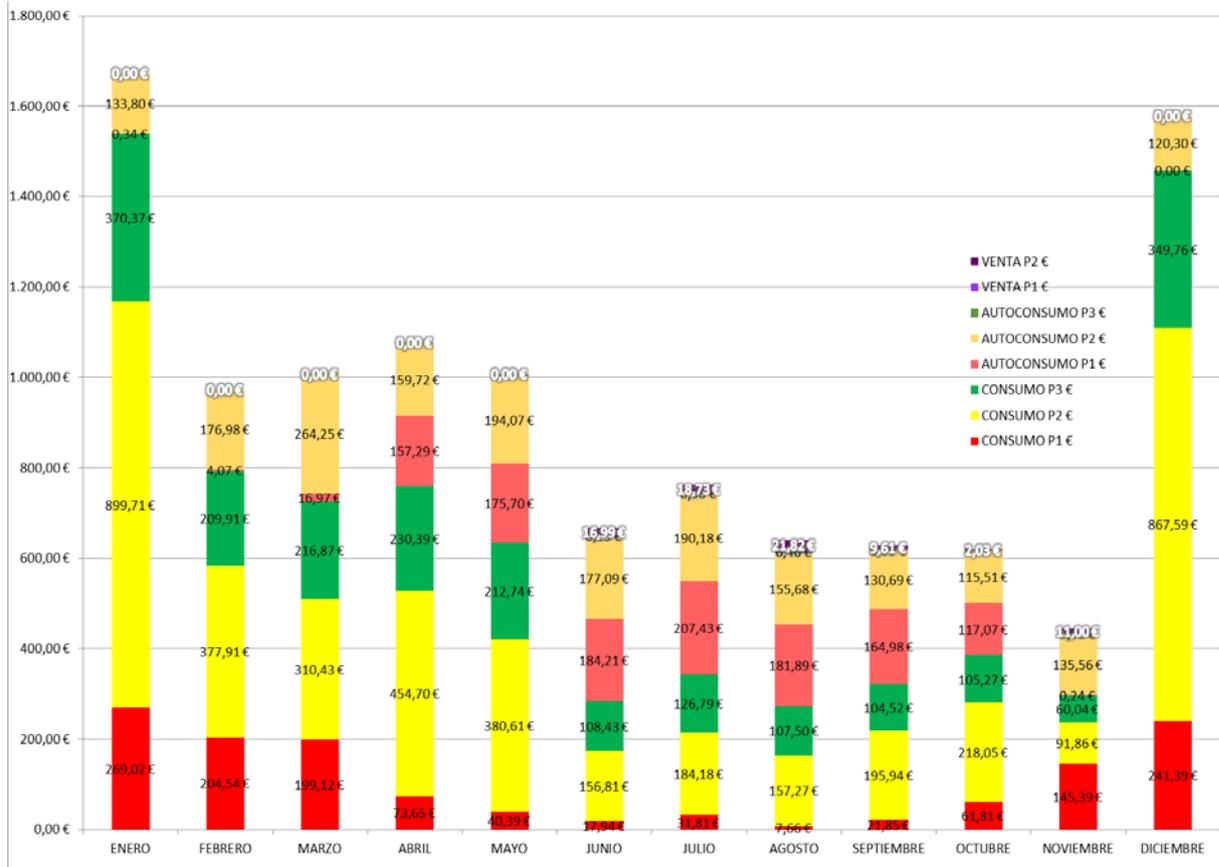


Ilustración 30. Valores económicos de la distribución energética.

Que agrupado en los tres casos y eliminando la división en periodos de facturación, para obtener una visión global de los resultados:

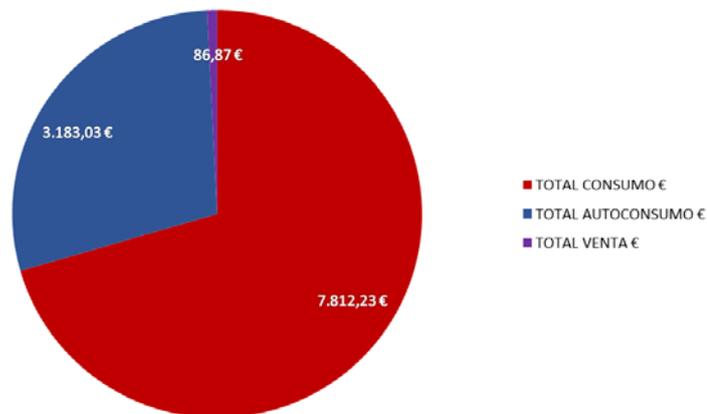


Ilustración 31. Resumen valores económicos consumo, autoconsumo y compensación.

Por tanto, restando al valor del consumo procedente de la red, el valor de la venta producido, obtenemos el valor económico final del coste del término de energía que se hubiera obtenido en el periodo analizado si se dispusiera de la instalación planteada en funcionamiento:

COSTE DE LA ENERGÍA – INGRESOS COMPENSADOS POR VENTA = COSTE BALANCEADO EN LA FACTURA

9.936,09 €	110,49 €	9.825,60 €
------------	----------	------------

9.825,60 € será el futuro valor del término correspondiente a la Energía Activa de la factura con la instalación propuesta en funcionamiento.

4.5. INSTALACIÓN DE VENTA A RED

Añadir como curiosidad, que si esta instalación estuviese destinada íntegramente a la venta del total de su producción, produciría el siguiente rendimiento:

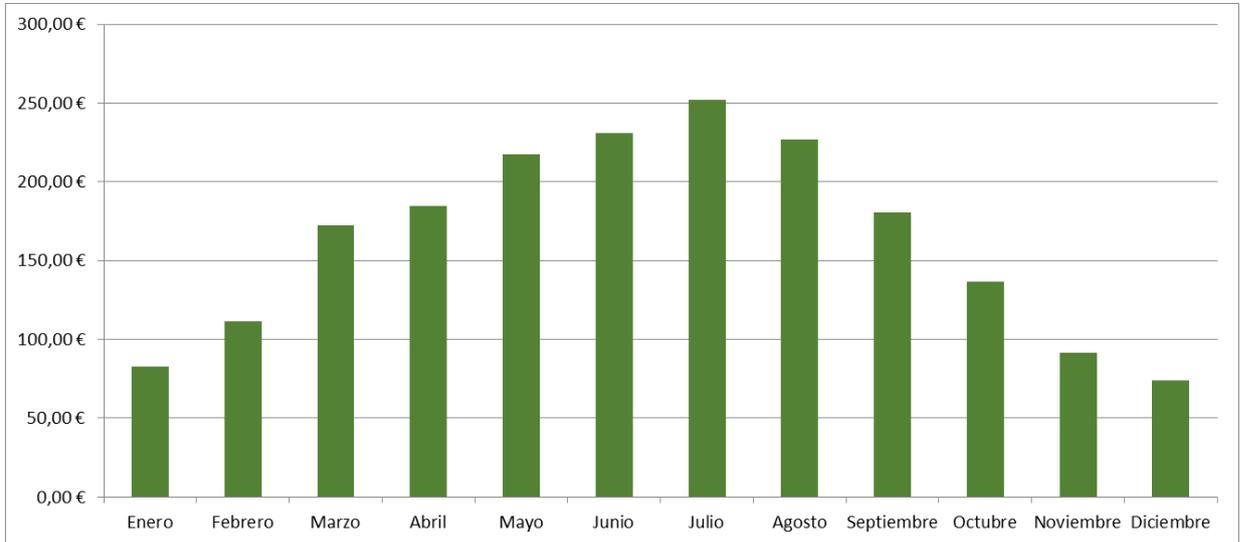


Ilustración 32. Rendimiento económico de una instalación similar destinada exclusivamente a venta

Energía diaria [kWh]	Días	Total Mensual [kWh]	Precio 100% a venta
Enero	31	1504,82	82,77 €
Febrero	28	2025,79	111,42 €
Marzo	31	3137,37	172,56 €
Abril	30	3355,37	184,55 €
Mayo	31	3958,11	217,70 €
Junio	30	4200,51	231,03 €
Julio	31	4587,19	252,30 €
Agosto	31	4121,90	226,70 €
Septiembre	30	3279,85	180,39 €
Octubre	31	2479,35	136,36 €
Noviembre	30	1666,69	91,67 €
Diciembre	31	1349,98	74,25 €
TOTAL DISPONIBLE:		35667	1.961,68 €
		TOTAL (Imp.Incl.):	2.373,63 €

Ilustración 33. Rendimiento energético y económico anual instalación exclusivamente venta

5.- ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA INSTALACIÓN

5.1. AHORRO

Con el funcionamiento normal de la instalación propuesta, se estiman los siguientes ahorros:

- ✓ En el término de energía, dejando de adquirir gran parte de la energía de la red gracias al aprovechamiento de la energía procedente del sol y la compensación mediante la venta de los excedentes de la instalación.
- ✓ En el Impuesto Especial sobre la Electricidad, que grava el término anterior con un 5,11269632%.
- ✓ El IVA, que supone un 21% de la suma de los dos términos anteriores.

AHORRO EN LA FACTURA ELÉCTRICA		
TERMINO DE ENERGÍA	Ahorro por energía consumida	3.177,09 €
I.E.E.	Ahorro impuesto especial de electricidad	162,43 €
TOTAL AHORRO ANUAL		3.339,52 €
TOTAL AHORRO ANUAL (IVA incl.)		4.040,82 €
TOTAL AHORRO MENSUAL MEDIO (IVA incl.)		336,73 €

Tabla 7. Desglose de los ahorros producidos

5.2. ANÁLISIS

La vida útil del proyecto es de 27 años teniendo en cuenta una degradación del módulo fotovoltaico del 0.75% anual. Se considera cero los costes de mantenimiento (limpiar los módulos una vez al año). El precio del Wp instalado es considerado en torno a 0,95 € sin IVA.

El plan de inversión para la empresa es tipo CAPEX (Capital Expenditors), que es aquella parte económica que se destina a la compra de activo no corriente, en este caso, activo no corriente tangible. La instalación va a formar parte de la infraestructura fija de la empresa, siendo transportable y escalable, va a estar durante años rindiendo y va ayudar aumentando la competitividad en el mercado reduciendo parte de costes fijos.

5.2.1. CUADRO DE AMORTIZACIÓN

Determinamos la energía producida y calculamos el coste medio de esa energía para conseguir el ahorro estimado del primer año. En la siguiente tabla se incluyen los siguientes elementos:

- **Año:** Número de años de la vida útil considerada de la instalación.
- **Rendimiento [%]:** Se considera la pérdida de rendimiento a lo largo de su vida útil.
- **Precio medio del kWh [€]:** Se considera una subida anual constante del precio del kWh 4% anual, siendo un dato muy conservador. El precio parte del cálculo del total de kWh consumidos en los últimos 12 meses y el importe pagado por ello.
- **Ahorro [€]:** Es el ahorro que se produce cada año.
- **Flujo anual [€]:** En este caso el flujo anual coincide con el ahorro debido a que podemos considerar cero euros los costes de mantenimiento de esta instalación.
- **Flujo acumulado [€]:** Parte en la inversión de la instalación y se le suma el flujo anual.

Año	Rend. [%]	Producción [kWh]	Precio medio kWh	€ energía hoy	€ energía futuros	Flujo anual	Flujo acumulado
0	0,00	0	0	0	0	-21.390,00 €	-21.390,00 €
1	100,00	35666,93	0,10956 €	13.866,42 €	9.825,60 €	4.040,82 €	-17.349,18 €
2	99,25	35399,43	0,11312 €	14.317,07 €	10.144,93 €	4.172,15 €	-13.177,03 €
3	98,50	35131,93	0,11679 €	14.782,38 €	10.474,64 €	4.307,74 €	-8.869,29 €
4	97,75	34864,43	0,12059 €	15.262,81 €	10.815,06 €	4.447,74 €	-4.421,55 €
5	97,00	34596,92	0,12451 €	15.758,85 €	11.166,55 €	4.592,29 €	170,74 €
6	96,25	34329,42	0,12855 €	16.271,01 €	11.529,47 €	4.741,54 €	4.912,28 €
7	95,50	34061,92	0,13273 €	16.799,82 €	11.904,17 €	4.895,64 €	9.807,93 €
8	94,75	33794,42	0,13705 €	17.345,81 €	12.291,06 €	5.054,75 €	14.862,68 €
9	94,00	33526,92	0,14150 €	17.909,55 €	12.690,52 €	5.219,03 €	20.081,71 €
10	93,25	33259,41	0,14610 €	18.491,61 €	13.102,96 €	5.388,65 €	25.470,36 €
11	92,50	32991,91	0,15085 €	19.092,59 €	13.528,81 €	5.563,78 €	31.034,14 €
12	91,75	32724,41	0,15575 €	19.713,10 €	13.968,49 €	5.744,60 €	36.778,75 €
13	91,00	32456,91	0,16081 €	20.353,77 €	14.422,47 €	5.931,30 €	42.710,05 €
14	90,25	32189,41	0,16604 €	21.015,27 €	14.891,20 €	6.124,07 €	48.834,12 €
15	89,50	31921,90	0,17143 €	21.698,27 €	15.375,16 €	6.323,10 €	55.157,22 €
16	88,75	31654,40	0,17700 €	22.403,46 €	15.874,86 €	6.528,60 €	61.685,83 €
17	88,00	31386,90	0,18276 €	23.131,57 €	16.390,79 €	6.740,78 €	68.426,61 €
18	87,25	31119,40	0,18870 €	23.883,35 €	16.923,49 €	6.959,86 €	75.386,47 €
19	86,50	30851,90	0,19483 €	24.659,56 €	17.473,50 €	7.186,05 €	82.572,52 €
20	85,75	30584,39	0,20116 €	25.460,99 €	18.041,39 €	7.419,60 €	89.992,13 €
21	85,00	30316,89	0,20770 €	26.288,48 €	18.627,74 €	7.660,74 €	97.652,86 €
22	84,25	30049,39	0,21445 €	27.142,85 €	19.233,14 €	7.909,71 €	105.562,58 €
23	83,50	29781,89	0,22142 €	28.024,99 €	19.858,22 €	8.166,78 €	113.729,35 €
24	82,75	29514,39	0,22862 €	28.935,81 €	20.503,61 €	8.432,20 €	122.161,55 €
25	82,00	29246,88	0,23605 €	29.876,22 €	21.169,98 €	8.706,24 €	130.867,80 €
26	81,25	28979,38	0,24372 €	30.847,20 €	21.858,00 €	8.989,20 €	139.856,99 €
27	80,50	28711,88	0,25164 €	31.849,73 €	22.568,38 €	9.281,35 €	149.138,34 €
28	79,75	28444,38	0,25982 €	32.884,85 €	23.301,86 €	9.582,99 €	158.721,33 €
29	79,00	28176,88	0,26826 €	33.953,61 €	24.059,17 €	9.894,44 €	168.615,77 €
30	78,25	27909,37	0,27698 €	35.057,10 €	24.841,09 €	10.216,01 €	178.831,78 €

Tabla 8. Tabla de amortización

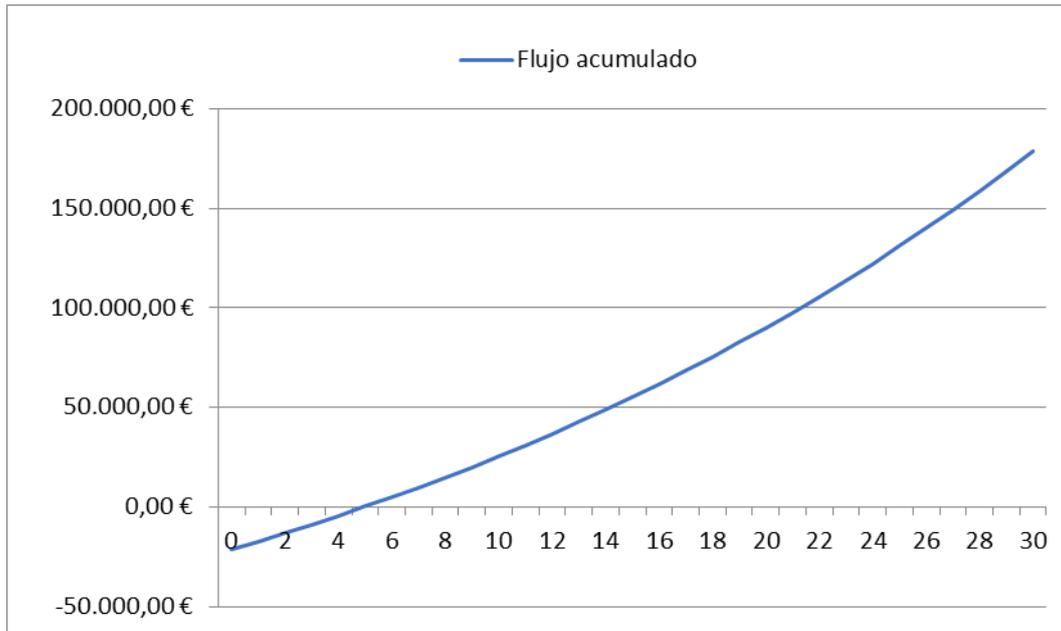


Ilustración 34. Gráfica del flujo acumulado

5.2.2. CÁLCULO DEL VALOR ACTUAL NETO (VAN)

El valor Actual Neto consiste en actualizar a valor presente los flujos de caja futuros que va a generar la instalación. Este método es útil para la evaluación de una inversión, pues el VAN ayuda a determinar si la inversión es rentable:

- Cuando el VAN es mayor que cero, el valor actual de los ahorros producidos de la instalación a la tasa elegida, generara una rentabilidad es decir nuestra inversión es viable.
- En el caso de que el VAN sea igual a cero, el proyecto no generará rentabilidad ni perdida.
- Si el VAN resulta menor que cero, la inversión obtendría pérdidas, por lo que no sería viable realizarla.

En su cálculo se incluye la vida útil del proyecto, los flujos de caja que va a generar el proyecto descontados a una determinada tasa de interés, el importe inicial de la inversión y el flujo anual.

El resultado del análisis VAN es:

$$\text{VAN} = 72.298,55 \text{ €}$$

El análisis del VAN es claramente mayor a cero, lo que indica que la inversión es rentable.

5.2.3. TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

Es el tipo de interés al que se descuentan los flujos futuros de cobros y pagos previstos en una inversión, para igualarlos con el valor inicial de la misma (obteniéndose un Valor Actual Neto igual a 0).

El criterio de selección será el siguiente donde “k” es la tasa de descuento de flujos elegida para el cálculo del VAN:

- Si $TIR > k$, el proyecto de inversión será aceptado. En este caso, la tasa de rendimiento interno que obtenemos es superior a la tasa mínima de rentabilidad exigida a la inversión.
- Si $TIR = k$ o $TIR < k$, el proyecto debe rechazarse. No se alcanza la rentabilidad mínima que le pedimos a la inversión.

En el cálculo de la TIR se tiene en cuenta el flujo anual, el número de años y el valor de la inversión inicial.

El resultado del análisis de la TIR es:

$$TIR = 22,02 \%$$

El análisis de la TIR nos indica que la inversión obtiene ese % de rentabilidad.

5.2.4. ANÁLISIS PAY-BACK

El payback o plazo de recuperación es el plazo que se tardará para que el valor de la inversión inicial sea superado mediante los flujos de caja. De esta forma se obtiene el tiempo que tendrá que pasar para recuperar el dinero que se ha invertido.

El resultado del análisis payback es de:

$$\text{Plazo de recuperación} = 4 \text{ años, } 11 \text{ meses y } 20 \text{ días}$$

5.2.5. ANÁLISIS LCOE (Levelized Costs Of Energy)

El análisis LCOE (de sus siglas en inglés: Levelized Costs Of Energy o Coste Nivelado de la Electricidad de sus siglas en castellano), es la valoración económica del coste de la instalación de generación de electricidad que incluye todos los costos a lo largo de la vida útil del proyecto: la inversión inicial, operación y mantenimiento, costo de capital, etc.

El resultado del análisis LCOE es de:

$$0.0224297 \text{ €/kWh}$$

6. CONCLUSIONES

El coste de energía total en el periodo analizado fue de 13.866,42 €. El coste con la instalación propuesta en funcionamiento hubiera sido de 9.825,60 €.

El ahorro anual producido es de 4.040,82 €, obteniendo una media de ahorro en la factura de 336,73 € al mes.

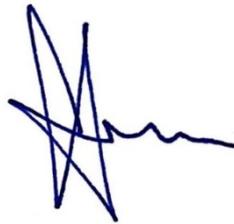
La instalación constará de 60 módulos de 405 kWp y una potencia nominal de inversor de 20 kW. La elección del conjunto de 20 kW de inversor y 24,3 kWp de módulos viene determinada por las necesidades del suministro e influenciada por la superficie disponible de tejado.

El VAN es de 72.298,55 € y el TIR es del 22,02%, que como proyecto de inversión, son cifras ciertamente elevadas. La inversión se amortiza en 4 años, 11 meses y 20 días, lo cual es un periodo realmente corto en comparación con el tamaño de la inversión.

Por tanto, se deduce que es una inversión muy recomendable y rápida de amortizar.

En Alcañiz, Febrero de 2020

Firmado:

A handwritten signature in blue ink, consisting of several overlapping loops and a trailing horizontal line.

CARLOS MONTERO PABLO. N° Colegiado COGITIAR 9691
Graduado en Ingeniería Electrónica y Automática.
eMail: cmontero.pa@gmail.com