



**UNIVERSITAT
JAUME I**

**ESCUELA SUPERIOR DE TECNOLOGÍA Y CIENCIAS
EXPERIMENTALES
GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**PROYECTO DE INSTALACIÓN DE AUTOPRODUCCIÓN DE ENERGÍA Y
MEJORA DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA DE UNA COOPERATIVA
AGRÍCOLA**

PROYECTO FIN DE GRADO

AUTOR: David Caballero García

DIRECTOR: Enrique Belenguer Balaguer

Castellón de la Plana, Septiembre de 2015

ÍNDICE

ÍNDICE	3
ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	6
ÍNDICE DE TABLAS	8
MEMORIA	11
1- INTRODUCCIÓN	13
1.1- JUSTIFICACIÓN	15
1.2- INTRODUCCIÓN TEÓRICA	16
1.2.1-La energía solar	16
1.2.2 Iluminación LED	25
1.2.3. Las tarifas eléctricas.....	38
1.2.4- Compensación de energía reactiva	48
2-OBJETIVOS	55
3-ACTUACIONES	57
3.1-INSTALACIÓN DE AUTOCONSUMO SOLAR	59
3.1.1- General.....	59
3.1.2-Características de la instalación	66
3.1.3-Programa de necesidades	70
3.1.4-Caja general de protección / centro de transformación	70
3.1.5-Cuadro general y su composición.....	72
3.1.6-Puesta a tierra	72
3.1.7-Repercusión de la actividad sobre el medio ambiente	73
3.2- ILUMINACIÓN LED.....	74
3.2.1- Características generales	74
3.2.2- Cálculo justificativo del ahorro energético	81
3.2.3-Sustitución de tubos fluorescentes por tubos LED	83
3.2.3-Viabilidad de la sustitución de tubos fluorescentes por tubos LED	86
3.3.- COMPENSACIÓN DE ENERGÍA REACTIVA	87
3.3.1-Compensación individual	87
3.3.2-Compensación en grupo	90
3.3.3-Compensación centralizada.....	91
3.4 –OPTIMIZACIÓN DE LA TARIFA ELÉCTRICA.....	93
4-CONCLUSIONES	95
4.1- INSTALACIÓN DE AUTOCONSUMO SOLAR	97
4.2- ILUMINACIÓN LED.....	97
4.3- COMPENSACIÓN DE ENERGÍA REACTIVA	97

4.4- OPTIMIZACIÓN TARIFA ELÉCTRICA	98
5-BIBLIOGRAFÍA	99
5.1. PÁGINAS WEB	101
5.2. OTROS RECURSOS ELÉCTRONICOS.....	101
CÁLCULOS Y RESULTADOS	103
1- INSTALACIÓN DE AUTOCONSUMO SOLAR	105
1.1-Cálculo de las pérdidas por orientación y sombreado	111
1.2-Cálculo de la producción estimada	112
1.3-Diseño eléctrico.....	112
1.4-Cableado parte de Corriente Continua (CC).....	115
1.5-Cableado parte de Corriente Alterna (CA).....	117
1.6- Aparamenta eléctrica de Corriente Continua	119
1.7-Aparamenta eléctrica de Corriente Alterna.....	120
1.8-Puesta a Tierra.....	121
1.2- ILUMINACIÓN LED.....	126
1.3- COMPENSACIÓN DE ENERGÍA REACTIVA	129
1.4- OPTIMIZACIÓN DE LA TARIFA ELÉCTRICA.....	133
PLIEGO DE CONDICIONES.....	137
1. OBJETO	139
2. GENERALIDADES.....	139
3. DEFINICIONES.....	140
3.1. Radiación solar.....	140
3.2. Instalación	140
3.3. Módulos	141
3.4. Integración arquitectónica	141
4. DISEÑO.....	142
Diseño del generador fotovoltaico.....	142
5. COMPONENTES Y MATERIALES	144
5.1. Generalidades	144
5.2. Sistemas generadores fotovoltaicos	145
5.3. Estructura soporte	146
5.4. Inversores.....	147
5.5. Cableado	148
5.6. Conexión a red	149
5.7. Medidas	149
5.8. Protecciones.....	149
5.9. Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas	149
5.10. Compatibilidad electromagnética y armónicos.....	149

**PROYECTO DE INSTALACIÓN DE AUTOPRODUCCIÓN DE ENERGÍA Y MEJORA DE LA EFICIENCIA
ENERGÉTICA DE UNA COOPERATIVA AGRÍCOLA**

6. RECEPCIÓN Y PRUEBAS	149
7. CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN ANUAL ESPERADA	151
8. Programa de mantenimiento	152
PRESUPUESTO	155
1-INSTALACIÓN DE AUTOCONSUMO SOLAR	157
1.1-ESTADO DE LAS MEDICIONES.....	157
1.2-PRESUPUESTO	159
2- ILUMINACIÓN LED.....	162
2.1-INFORMACIÓN ECONÓMICA	162
3- COMPENSACIÓN DE ENERGÍA REACTIVA	164
ANEXOS.....	167
1. ANEXO I: MEDIDA DE LA POTENCIA INSTALADA DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA CONECTADA A LA RED ELÉCTRICA.....	169
1.1. Introducción	169
1.2. Procedimiento de medida.....	169
2. ANEXO II: CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN DEL GENERADOR	173
2.1. Introducción	173
2.2. Procedimiento.....	173
3. ANEXO III: CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS DE RADIACIÓN SOLAR POR SOMBRAS. 175	
3.1. Obtención del perfil de obstáculos	175
3.2. Representación del perfil de obstáculos	175
3.3. Selección de la tabla de referencia para los cálculos	176
3.4. Cálculo final	176
3.5. Tablas de referencia.....	176
3.6. Distancia mínima entre las filas de módulos	178
4.- ANEXO IV: VOCABULARIO	180
PLANOS	187

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Detalle de una placa solar térmica	17
Ilustración 2. Esquema de funcionamiento de la energía solar térmica	17
Ilustración 3. Funcionamiento de plantas solares térmicas con torre	18
Ilustración 4. Funcionamiento de planta solar térmica cilindro parabólica	19
Ilustración 5. Funcionamiento de planta solar térmica de disco Stirling.....	19
Ilustración 6. Detalle de una célula solar.....	20
Ilustración 7. Diversas células solares	22
Ilustración 8. Panel solar de silicio amorfo	23
Ilustración 9. Una casa con placas solares	24
Ilustración 10. Teoría de bandas.....	26
Ilustración 11. Escala de temperaturas de color en grados Kelvin	29
Ilustración 12. Índice de reproducción cromática	30
Ilustración 13. Esquema de las partes un diodo LED.....	31
Ilustración 14. Esquema de una luminaria LED.....	31
Ilustración 15. Diversos chips de una luminaria LED	32
Ilustración 16. Driver de una luminaria LED	33
Ilustración 17. Sección de una luminaria LED.....	33
Ilustración 18. Diversos tipos de LEDs	34
Ilustración 19. LED lechoso	35
Ilustración 20. Diagrama de potencias	40
Ilustración 21. Complemento por energía reactiva	41
Ilustración 22. Potencia facturada en función de la potencia registrada y contratada... 47	
Ilustración 23. Triángulo de potencias.....	49
Ilustración 24. Línea eléctrica	53
Ilustración 25. Resumen de la instalación fotovoltaica	61
Ilustración 26. Parámetros térmicos de las placas solares	62
Ilustración 27. Inversor y cuadro eléctrico de CC y AC	64
Ilustración 28. Detalle de la pasarela sobre la cubierta	65
Ilustración 29. Módulo del contador de generación	72
Ilustración 30. Detalle de un tubo fluorescente.....	75
Ilustración 31. Lámpara fluorescente compacta	75
Ilustración 32. Detalle de las diversas zonas de la cooperativa y sus luminarias	78
Ilustración 33. Tubo LED	83
Ilustración 34. Esquema de sustitución de fluorescentes por LEDs.....	85
Ilustración 35. Esquema de sustitución de fluorescentes por LEDs.....	85
Ilustración 36. Esquema de conexión de un motor asíncrono trifásico	88
Ilustración 37. Esquema de conexión de un arrancador estrella-triángulo.....	89
Ilustración 38. Esquema de conexión de un transformador.....	90
Ilustración 39. Esquema de conexión para la compensación en grupo	91
Ilustración 40. Esquema de conexión para la compensación centralizada	92
Ilustración 41. Gráficas consumo-demanda Enero.....	105
Ilustración 42. Gráficas consumo-demanda Febrero.....	106
Ilustración 43. Gráficas consumo-demanda Marzo	106
Ilustración 44. Gráficas consumo-demanda Abril	107
Ilustración 45. Gráficas consumo-demanda Mayo	107

Ilustración 46. Gráficas consumo-demanda Junio.....	108
Ilustración 47. Gráficas consumo-demanda Julio.....	108
Ilustración 48. Gráficas consumo-demanda Agosto.....	109
Ilustración 49. Gráficas consumo-demanda Septiembre.....	109
Ilustración 50. Gráficas consumo-demanda Octubre.....	110
Ilustración 51. Gráficas consumo-demanda Noviembre.....	110
Ilustración 52. Gráficas consumo-demanda Diciembre.....	111
Ilustración 53. Ángulos β y α	112
Ilustración 54. Tabla A52 de la UNE 20460-5-523:2004.....	114
Ilustración 55. Intensidad máxima admisible, para cables conductores de Cu en instalación enterrada.....	114
Ilustración 56. Detalle del ahorro aproximado debido a los LEDS.....	126
Ilustración 57. Evolución del consumo anual.....	127
Ilustración 58. Detalle de los diversos períodos en la evolución del consumo anual.....	128
Ilustración 59. Esquema del cálculo de la potencia reactiva a compensar.....	129
Ilustración 60. Factor de K típico.....	130
Ilustración 61. Detalles del coseno de ϕ	131
Ilustración 62. Captura de pantalla donde se indica la potencia a compensar.....	132
Ilustración 63. Captura de pantalla de los ahorros en el primer análisis.....	133
Ilustración 64. Captura de pantalla de los ahorros en el primer análisis.....	134
Ilustración 65. Captura de pantalla de los ahorros en el tercer análisis.....	135
Ilustración 66. Detalle de la factura eléctrica actual.....	165
Ilustración 67. Ángulo de inclinación β (izq) y Ángulo de azimut α (der).....	173
Ilustración 68. Límites de inclinación aceptables de acuerdo a las pérdidas máximas respecto a la inclinación óptima para una latitud, ϕ de 41° ,.....	174
Ilustración 69. Diagrama de trayectorias del Sol.....	175
Ilustración 70. Separaciones entre placas.....	179
Ilustración 71. Detalle de bloques de silicio.....	185
Ilustración 72. Procesado de los bloques de silicio para su uso en placas solares ...	185

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Consumo aproximado en Watios según el tipo de lámpara.....	37
Tabla 2. Comparación de características de diversas lámparas	37
Tabla 3. Resumen de tarifas eléctricas	43
Tabla 4. Periodos de tarificación según tarifa	44
Tabla 5. Peajes de acceso para las tarifas de baja y alta tensión	45
Tabla 6. Potencias normalizadas	46
Tabla 7. Factores de potencia comunes en industria	50
Tabla 8. Disminución de pérdidas por efecto Joule.....	52
Tabla 9. Parámetros eléctricos y dimensiones de las placas solares	62
Tabla 10. Características principales del STP 20000TLEE-10	63
Tabla 11. Características por string o rama de 24.....	67
Tabla 12. Características por string o rama de 22.....	67
Tabla 13. Características para inversor de 20 kWn.....	67
Tabla 14. Resumen secciones cableado de CC.....	67
Tabla 15. Resumen caídas de tensión cableado de CC en %.....	68
Tabla 16. Resumen secciones cableado de CA.....	68
Tabla 17. Resumen caídas de tensión en el lado de CA.....	68
Tabla 18. Características del armario de protección de continua para cada string.....	69
Tabla 19. Resumen cajas de protección DCI	69
Tabla 20. Características a la salida del inversor	69
Tabla 21. Resumen caja de protección AC	70
Tabla 22. Emisiones evitadas anualmente.....	73
Tabla 23. Equivalencia entre fluorescentes compactas e incandescentes	75
Tabla 24. Situación antes de la actuación.....	77
Tabla 25. Situación después de la actuación	79
Tabla 26. Niveles mínimos de iluminación	80
Tabla 27. Tiempo de uso de las instalaciones	81
Tabla 28. Potencias y energías de las zonas de la instalación.....	82
Tabla 29. Cuadro comparativo de productos	83
Tabla 30. Valores orientativos para compensación de motores trifásicos asíncronos	89
Tabla 31. Resumen secciones cableado de CC.....	116
Tabla 32. Resumen caídas de tensión cableado de CC.....	116
Tabla 33. Características a la salida del inversor	117
Tabla 34. Resumen secciones cableado de CA.....	118
Tabla 35. Resumen caídas de tensión en el lado de CA.....	118
Tabla 36. Características por string o rama de 24.....	119
Tabla 37. Características por string o rama de 24.....	119
Tabla 38. Características por rama	120
Tabla 39. Resumen caja de protección AC	121
Tabla 40. Ejemplos de relaciones de escalonamiento.....	130
Tabla 41. Pérdidas.....	143
Tabla 42. Generador $P_{mp}=1kWp$, orientado al Sur ($\alpha=0^\circ$) e inclinado 35° ($\beta=35^\circ$).....	152
Tabla 43. Actuaciones apoyables y ayudas previstas	163
Tabla 44. Diversos valores estándar para pérdidas	171

Tabla 45. Tablas de referencia de pérdidas de irradiación solar en % 178
Tabla 46. Algunos valores significativos de k..... 179

MEMORIA

1- INTRODUCCIÓN

1.1- JUSTIFICACIÓN

Este documento es el proyecto de final de grado de la titulación Grado en Ingeniería Eléctrica de la Universidad Jaume I de Castellón para dar cumplimiento a la normativa de la titulación. Se ha desarrollado después de la estancia en prácticas en la empresa Grupo Suncs Castelló siguiendo y ampliando uno de los proyectos en los que se pudo colaborar durante la estancia allí, relacionado con la autoproducción de energía mediante el uso de paneles fotovoltaicos y cuyo objetivo es la reducción en el importe de la factura eléctrica mediante el cambio de la iluminación por luminarias LED, el uso de baterías de condensadores para reducir la energía reactiva de la instalación, la correcta elección de la tarifa eléctrica y la implantación de placas solares en la cubierta del edificio para generar aproximadamente un 20% de la energía consumida.

1.2- INTRODUCCIÓN TEÓRICA

1.2.1-La energía solar

La energía solar es una energía renovable, obtenida a partir del aprovechamiento de la radiación electromagnética procedente del Sol. En la actualidad, el calor y la luz del Sol puede aprovecharse por medio de diversos captadores como células fotovoltaicas, helióstatos o colectores térmicos, pudiendo transformarse en energía eléctrica o térmica. Es una de las llamadas energías renovables o energías limpias.

Las diferentes tecnologías solares se pueden clasificar en pasivas o activas según cómo capturan, convierten y distribuyen la energía solar. Las tecnologías activas incluyen el uso de paneles fotovoltaicos y colectores solar térmicos para recolectar la energía. Entre las técnicas pasivas, se encuentran diferentes técnicas enmarcadas en la arquitectura bioclimática: la orientación de los edificios al Sol, la selección de materiales con una masa térmica favorable o que tengan propiedades para la dispersión de luz, así como el diseño de espacios mediante ventilación natural. Existen varias maneras de recoger y aprovechar los rayos del sol para generar energía que dan lugar a los distintos tipos de energía solar: la fotovoltaica (que transforma los rayos en electricidad mediante el uso de paneles solares), la fototérmica (que aprovecha el calor a través de los colectores solares) y termoeléctrica (transforma el calor en energía eléctrica de forma indirecta).

La fuente de energía solar más desarrollada en la actualidad es la energía solar fotovoltaica.

Gracias a los avances tecnológicos, la sofisticación y la economía de escala, el coste de la energía solar fotovoltaica se ha reducido de forma constante desde que se fabricaron las primeras células solares comerciales, aumentando a su vez la eficiencia, y su coste medio de generación eléctrica ya es competitivo con las energías no renovables en un creciente número de regiones geográficas, alcanzando la paridad de red. Otras tecnologías solares, como la energía solar termoeléctrica está reduciendo sus costes también de forma considerable.

Tipos

Energía solar térmica

La energía solar térmica es un tipo de energía solar que consiste en el aprovechamiento de la energía calorífica del sol.

Se puede usar a nivel domestico, como para cocinar alimentos (estufas solares), para generar agua caliente (calentadores solares de agua) o para calefacción. También se usa a nivel industrial, en donde se calienta agua hasta evaporarse y este vapor de agua mueve turbinas para generar electricidad (plantas de energía solar térmica).

El uso que más se conoce actualmente de la energía solar térmica es el de los calentadores solares de agua para uso domestico. Estos consisten de dos partes

principales, el colector solar y el tanque de almacenamiento. El colector solar es un cuadro de aproximadamente 2 m² en el cual hay una serie de tubos por donde pasa el agua, que al entrar en contacto con el sol es calentada; una vez caliente es almacenada en el tanque de almacenamiento (un tanque aislado), en donde permanece caliente para cuando se necesite. Estos calentadores pueden generar una gran parte del agua caliente que consume una familia, dependiendo del uso y la cantidad de sol que haya en la ubicación del calentador.



Ilustración 1. Detalle de una placa solar térmica



Ilustración 2. Esquema de funcionamiento de la energía solar térmica

Otro uso de la energía solar térmica que está tomando mucho impulso dentro de las casas son las estufas solares, ya que son muy económicas y fáciles de usar, con lo que el uso de gas se ve reducido de manera considerable e inmediata dentro de los hogares que las usan.

Dentro de las ramas de la energía solar, la energía solar térmica es más barata que la fotovoltaica, por lo que es la energía que más apoyo y crecimiento ha tenido en los últimos años.

La energía solar térmica también se puede usar para generar electricidad. Hay diversas tecnologías.

Los diseños con torres funcionan construyendo una torre en cuya cima hay un gigantesco tanque de agua; alrededor de la torre se colocan miles de espejos que apuntan hacia el tanque, con lo que el agua se calienta y evapora; ese vapor es obligado a pasar por unas turbinas que generan la electricidad. En la noche el agua se condensa y rellena el tanque para que al día siguiente se vuelva a generar energía eléctrica limpia.

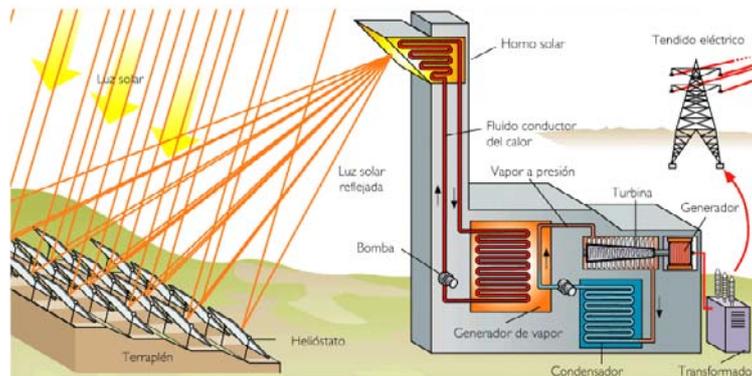


Ilustración 3. Funcionamiento de plantas solares térmicas con torre

Las plantas de energía cilíndrico-parabólicas usan un espejo cilíndrico curvado para reflejar la radiación solar directa sobre un tubo de vidrio que contiene un fluido (también llamado receptor o colector) ubicado a lo largo del cilindro, posicionado en el punto focal de los reflectores. El cilindro es parabólico a lo largo de un eje y lineal en el eje ortogonal. El cambio durante el día de la posición del sol perpendicular al receptor, es seguido inclinando el cilindro de este a oeste de tal forma que la radiación directa permanece enfocada en el receptor. Sin embargo, los cambios estacionales en el ángulo de incidencia de la luz solar paralelo al cilindro no requieren ajustar los espejos, dado que simplemente la radiación solar es concentrada en otra parte del receptor, de esta forma el diseño no requiere hacer el seguimiento en un segundo eje.

El receptor puede estar encerrado en una cámara al vacío de vidrio. El vacío reduce significativamente la pérdida de calor por convección.

Un fluido, también llamado fluido de transferencia de calor, pasa a través del receptor y se calienta muy fuertemente. Los fluidos más comunes son aceite sintético, sal fundida y vapor presurizado. El fluido que contiene el calor es transportado a un motor térmico donde aproximadamente un tercio del calor es transformado en electricidad.

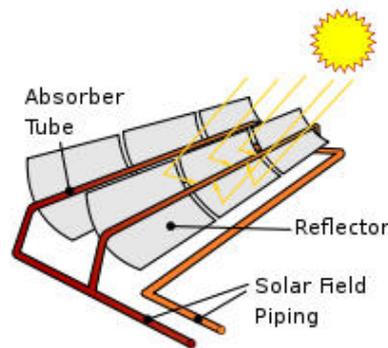


Ilustración 4. Funcionamiento de planta solar térmica cilindro parabólica

Un sistema de disco Stirling usa un gran disco reflector parabólico. Este enfoca toda la radiación solar que llega al disco sobre un solo punto en la parte superior del disco, donde un receptor captura el calor y lo transforma en algo que se pueda usar. Normalmente el disco está acoplado a un motor Stirling, pero algunas veces se utiliza un motor de vapor. Estos motores crean energía cinética rotacional que puede ser convertida en electricidad usando un generador eléctrico.

La ventaja de un sistema de disco es que puede alcanzar temperaturas muchas más altas debido a una concentración mayor de luz (de manera similar que en los diseños de torre). Las temperaturas más altas permiten una mejor conversión a electricidad y los sistemas de disco son muy eficientes en este aspecto. Sin embargo, la conversión de calor a electricidad requiere partes que se mueven y eso resulta en mayores requerimientos de mantenimiento. Adicionalmente, se usan espejos parabólicos en vez de espejos planos lo que significa que el seguimiento debe ser realizado en dos ejes.

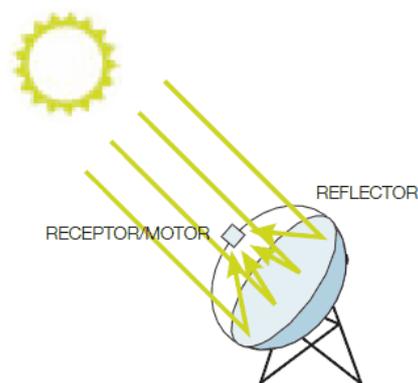


Ilustración 5. Funcionamiento de planta solar térmica de disco Stirling

Energía fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica es una fuente de energía que produce electricidad de origen renovable, obtenida directamente a partir de la radiación solar mediante un dispositivo semiconductor denominado célula fotovoltaica, o bien mediante una deposición de metales sobre un sustrato denominada célula solar de película fina.

En un semiconductor expuesto a la luz, un fotón de energía arranca un electrón, creando a la vez un «hueco» en el átomo excitado. Normalmente, el electrón encuentra rápidamente otro hueco para volver a llenarlo, y la energía proporcionada por el fotón, por tanto, se disipa en forma de calor. El principio de una célula fotovoltaica es obligar a los electrones y a los *huecos* a avanzar hacia el lado opuesto del material en lugar de simplemente recombinarse en él: así, se producirá una diferencia de potencial y por lo tanto tensión entre las dos partes del material, como ocurre en una pila.

Para ello, se crea un campo eléctrico permanente, a través de una unión pn, entre dos capas dopadas respectivamente, p y n. En las células de silicio, que son mayoritariamente utilizadas, se encuentran por tanto:

La capa superior de la celda, que se compone de silicio dopado de tipo n. En esta capa, hay un número de electrones libres mayor que en una capa de silicio puro, de ahí el nombre del dopaje n, negativo. El material permanece eléctricamente neutro, ya que tanto los átomos de silicio como los del material dopante son neutros: pero la red cristalina tiene globalmente una mayor presencia de electrones que en una red de silicio puro.

La capa inferior de la celda, que se compone de silicio dopado de tipo p. Esta capa tiene por lo tanto una cantidad media de electrones libres menor que una capa de silicio puro. Los electrones están ligados a la red cristalina que, en consecuencia, es eléctricamente neutra pero presenta *huecos*, positivos (p). La conducción eléctrica está asegurada por estos portadores de carga, que se desplazan por todo el material.

En el momento de la creación de la unión pn, los electrones libres de la capa n entran instantáneamente en la capa p y se recombinan con los huecos en la región p. Existirá así durante toda la vida de la unión, una carga *positiva* en la región n a lo largo de la unión (porque faltan electrones) y una carga *negativa* en la región en p a lo largo de la unión (porque los *huecos* han desaparecido); el conjunto forma la «Zona de Carga de Espacio» (ZCE) y existe un campo eléctrico entre las dos, de n hacia p. Este campo eléctrico hace de la ZCE un diodo, que solo permite el flujo de corriente en una dirección: los electrones pueden moverse de la región p a la n, pero no en la dirección opuesta y por el contrario los *huecos* no pasan más que de n hacia p.

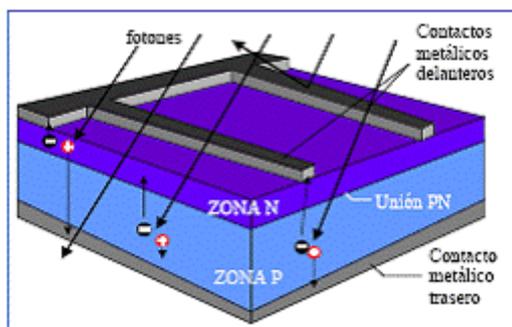


Ilustración 6. Detalle de una célula solar

En funcionamiento, cuando un fotón arranca un electrón a la matriz, creando un electrón libre y un *hueco*, bajo el efecto de este campo eléctrico cada uno va en

dirección opuesta: los electrones se acumulan en la región n (para convertirse en polo negativo), mientras que los *huecos* se acumulan en la región dopada p (que se convierte en el polo positivo). Este fenómeno es más eficaz en la ZCE, donde casi no hay portadores de carga (electrones o *huecos*), ya que son anulados, o en la cercanía inmediata a la ZCE: cuando un fotón crea un par electrón-hueco, se separaron y es improbable que encuentren a su opuesto, pero si la creación tiene lugar en un sitio más alejado de la unión, el electrón (convertido en *hueco*) mantiene una gran oportunidad para recombinarse antes de llegar a la zona n. Pero la ZCE es necesariamente muy delgada, así que no es útil dar un gran espesor a la célula. Efectivamente, el grosor de la capa n es muy pequeño, ya que esta capa sólo se necesita básicamente para crear la ZCE que hace funcionar la célula. En cambio, el grosor de la capa p es mayor: depende de un compromiso entre la necesidad de minimizar las recombinaciones *electrón-hueco*, y por el contrario permitir la captación del mayor número de fotones posible, para lo que se requiere cierto mínimo espesor.

En resumen, una célula fotovoltaica es el equivalente de un generador de energía a la que se ha añadido un diodo. Para lograr una célula solar práctica, además es preciso añadir contactos eléctricos (que permitan extraer la energía generada), una capa que proteja la célula pero deje pasar la luz, una capa antireflectante para garantizar la correcta absorción de los fotones, y otros elementos que aumenten la eficiencia de la misma.

Las células más comúnmente empleadas en los paneles fotovoltaicos son de silicio, y se puede dividir en tres subcategorías:

- Los paneles monocristalinos se fabrican a partir de rebanadas finas cortadas de un solo cristal de silicio normalmente manufacturado mediante el proceso Czochralski. Este tipo de células presenta un color azul oscuro uniforme. La potencia de los paneles es escalable y oscila entre 80 y 200 Wp (Watio pico) por panel. Los costes de inversión del sistema fotovoltaico, incluyendo estructuras de montaje, inversores, cables, etc., están entre 3.500 y 6.000 €/kWp, y los costes de operación y mantenimiento para esta tecnología corresponden aproximadamente al 1% de la inversión. Normalmente, alcanzan un factor de planta cercano al 20%, con una eficiencia de conversión actual de entre 15%-21%.
- Los paneles policristalinos se fabrican a partir de un solo bloque de cristales, que incluyen no sólo silicio. Ofrecen en general menor eficiencia de conversión que los monocristalinos, fluctuando entre 14 – 20%. Normalmente, alcanzan un factor de planta cercano al 19%. La potencia de los paneles es escalable y oscila entre 5 y 300 Wp por unidad. Los costes de inversión del sistema fotovoltaico, incluyendo estructuras de montaje, inversores, cables, etc., están entre 3.500 y 6.000 €/kWp, y los costes de operación y mantenimiento para esta tecnología corresponden aproximadamente al 1% de la inversión. El proyecto completo tiene un coste de entre 9.000 y 11.000 €/kWp, y los costes de operación y mantenimiento para esta tecnología corresponden aproximadamente a 400 €/sitio/año, asociados, principalmente, a trabajos de

revisión y limpieza. Es una tecnología más antigua que requiere de mayor superficie y es menos eficiente, pero es de menor costo que la monocristalina. A pesar de que no se utiliza en proyectos arquitectónicos como fachadas, su implementación es adecuada para instalaciones residenciales o, cuando el espacio no es un factor limitante.

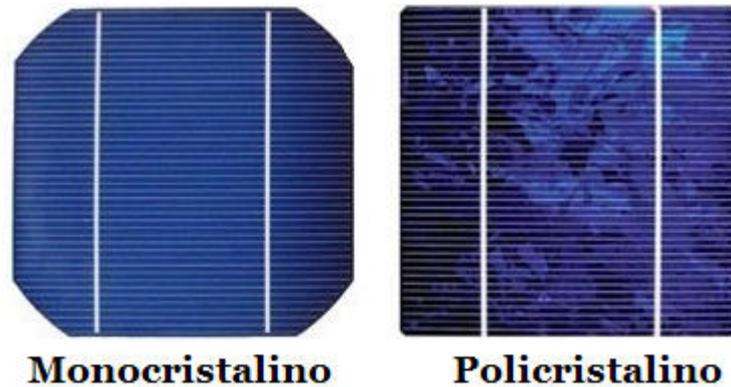


Ilustración 7. Diversas células solares

- Los paneles solares de silicio amorfo (a-Si) se forman mediante el depósito de diferentes tipos de silicio tratado sobre un sustrato de vidrio. En primer lugar, un óxido conductor transparente (TCO) se aplica a un sustrato de vidrio seguido de un trazado con láser para establecer los límites de las celdas. A continuación, las capas silicio tipo p-i-n, se depositan en el TCO. Estas capas tipo p-i-n permiten que los fotones actúen para excitar a los pares electrón-hueco. Las capas de silicio son nuevamente trazadas y, finalmente, se incorporan los contactos que conectan las celdas recién formadas.

Esta tecnología utiliza silicio de menor calidad y su eficiencia disminuye con el aumento de la temperatura. Está disponible en formato de módulos, tiene baja eficiencia pero a la vez, menor costo. Es el más utilizado y se encuentra en diversas aplicaciones, desde calculadoras y relojes hasta proyectos de generación eléctrica.

La potencia en este tipo de tecnología oscila entre 0,1 y 150 Wp (Watio pico) y la eficiencia de conversión de este tipo de paneles es de entre el 6% y 9%. Los costes de inversión del sistema fotovoltaico, incluyendo estructuras de montaje, inversores, cables, etc., están entre 1.300 y 2.000 €/kWp, y los costes de operación y mantenimiento para esta tecnología corresponden aproximadamente al 1% de la inversión.



Ilustración 8. Panel solar de silicio amorfo

El parámetro estandarizado para clasificar la potencia de un panel fotovoltaico se denomina potencia pico, y se corresponde con la potencia máxima que el módulo puede entregar bajo unas condiciones estandarizadas, que son:

- Radiación de 1000 W/m^2
- Temperatura de célula de $25 \text{ }^\circ\text{C}$ (no temperatura ambiente)

Los más altos se consiguen con los colectores solares térmicos a baja temperatura que pueden alcanzar un 70 % de rendimiento en la transferencia de energía solar a térmica.

Los paneles solares fotovoltaicos no producen calor que se pueda aprovechar. Sin embargo, son muy apropiados para proyectos de electrificación rural en zonas que no cuentan con red eléctrica, instalaciones sencillas en azoteas y de autoconsumo fotovoltaico.

Cuando se piensa en la energía solar, son muchas las ventajas que se tienen:

- Este tipo de energía no contamina.
- Es una fuente inagotable.
- Es un sistema de aprovechamiento de energía idóneo para zonas donde el tendido eléctrico no llega (zonas rurales, montañosas, islas), o es difícil y costoso su traslado.
- Los sistemas de captación solar que se suelen utilizar son de fácil mantenimiento, lo que facilita su elección.
- Se ahorra dinero a medida que la tecnología va avanzando, mientras que el coste de los combustibles fósiles aumenta con el paso del tiempo porque cada vez son más escasos.
- La única inversión es el coste inicial de la infraestructura, pues no requiere de ningún combustible para su funcionamiento, y se pueda amortizar entre unos 5 a 10 años de su implantación.
- La energía solar fotovoltaica no requiere ocupar ningún espacio adicional, pues puede instalarse en tejados y edificios.

-
- La disponibilidad de energía solar reduce la dependencia de otros países para el abastecimiento de energía de la población.

Pero también se tienen desventajas:

- El nivel de radiación de esta energía fluctúa de una zona a otra, y lo mismo ocurre entre una estación del año y otra, lo que puede no ser tan atractivo para el consumidor.
- Cuando se decide utilizar la energía solar para una parte importante de la población, se necesitan grandes extensiones de terreno, lo que dificulta que se escoja este tipo de energía.
- Inicialmente requiere una fuerte inversión económica a la que muchos consumidores no están dispuestos a arriesgarse.
- Es aconsejable complementar este método de convertir energía con otros, como por ejemplo la eólica.



Ilustración 9. Una casa con placas solares

1.2.2 Iluminación LED

LED son las siglas de Light Emission Diode, en castellano diodo de emisión de luz. Se trata de un dispositivo sólido, semiconductor y que emite una radiación óptica cuando lo excita una corriente eléctrica. Es decir, se consigue iluminación al aplicar tensión y mover los electrones dentro del material semiconductor.

Principio físico

El fenómeno de emisión de luz está basado en la teoría de bandas, por la cual, una tensión externa aplicada a una unión p-n polarizada directamente, excita los electrones, de manera que son capaces de atravesar la banda de energía que separa las dos regiones. Si la energía es suficiente los electrones escapan del material en forma de fotones.

Cada material semiconductor tiene unas determinadas características y por tanto una longitud de onda de la luz emitida.

A diferencia de las lámparas de incandescencia cuyo funcionamiento es por una determinada tensión, los LED funcionan por la corriente que los atraviesa. Su conexión a una fuente de tensión constante debe estar protegida por una resistencia limitadora.

Teoría de bandas

En un átomo aislado los electrones pueden ocupar determinados niveles energéticos pero cuando los átomos se unen para formar un cristal, las interacciones entre ellos modifican su energía, de tal manera que cada nivel inicial se desdobra en numerosos niveles, que constituyen una banda, existiendo entre ellas huecos, llamados bandas energéticas prohibidas, que sólo pueden salvar los electrones en caso de que se les comunique la energía suficiente. En los aislantes la banda inferior menos energética (banda de valencia) está completa con los e- más internos de los átomos, pero la superior (banda de conducción) está vacía y separada por una banda prohibida muy ancha (~ 10 eV), imposible de atravesar por un e-. En el caso de los conductores las bandas de conducción y de valencia se encuentran superpuestas, por lo que cualquier aporte de energía es suficiente para producir un desplazamiento de los electrones.

Entre ambos casos se encuentran los semiconductores, cuya estructura de bandas es muy semejante a los aislantes, pero con la diferencia de que la anchura de la banda prohibida es bastante pequeña. Los semiconductores son, por lo tanto, aislantes en condiciones normales, pero una elevación de temperatura proporciona la suficiente energía a los electrones para que, saltando la banda prohibida, pasen a la de conducción, dejando en la banda de valencia el hueco correspondiente.

En el caso de los diodos LED los electrones consiguen saltar fuera de la estructura en forma de radiación que percibimos como luz (fotones).

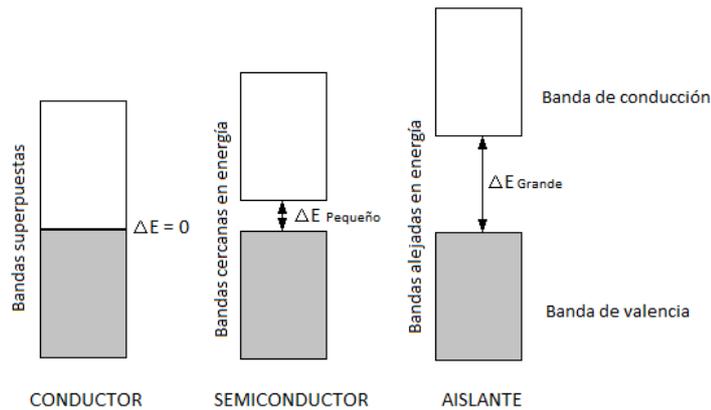


Ilustración 10. Teoría de bandas

Composición de los LEDS

Para obtener colores distintos en los diodos LED se aplican diferentes composiciones, a continuación se tiene una breve descripción de algunas de las distintas posibilidades. Se va a describir la composición que caracteriza a cada uno de los tres colores más utilizados: el rojo, verde y el amarillo.

Dimensiones y color del diodo

Actualmente los LEDS tienen diferentes tamaños, formas y colores. Existen LEDS redondos, cuadrados, rectangulares, triangulares y con diversas formas. Los colores básicos son rojo, verde y azul, aunque se pueden encontrar naranjas, amarillos incluso hay un LED de luz blanca. Las dimensiones en los LED redondos son 3mm, 5mm, 10mm y uno gigante de 20mm. Los de formas poliédricas suelen tener unas dimensiones aproximadas de 5x5mm.

LED Rojo

Formado por GaP (fosforo de galio) consiste en una unión p-n obtenida por el método de crecimiento epitaxial del cristal en su fase líquida, en un sustrato.

La fuente luminosa está formada por una capa de cristal p junto con un complejo de ZnO (óxido de Zinc), cuya máxima concentración está limitada, por lo que su luminosidad se satura a altas densidades de corriente. Este tipo de LED funciona con bajas densidades de corriente ofreciendo una buena luminosidad, utilizándose como dispositivo de visualización en equipos portátiles. El constituido por GaAsP (fosforo de galio y arsénico) consiste en una capa p obtenida por difusión de Zn durante el crecimiento de un cristal n de GaAsP (fosforo de galio y arsénico), formado en un sustrato de GaAs (arseniuro de galio), por el método de crecimiento epitaxial en fase gaseosa. Actualmente se emplea los LED de GaAlAs (arseniuro de galio y aluminio) debido a su mayor luminosidad. El máximo de radiación se halla en la longitud de onda 660 nm.

LED Anaranjado o amarillo

Están compuestos por GaAsP (fosfuro de galio y arsénico) al igual que los rojos pero en este caso para conseguir luz anaranjada y amarilla así como luz de longitud de onda más pequeña, lo que se hace es ampliar el ancho de la “banda prohibida” mediante el aumento de fósforo en el semiconductor.

Su fabricación es la misma que se utiliza para los diodos rojos, por crecimiento epitaxial del cristal en fase gaseosa, la formación de la unión p-n se realiza por difusión de Zn (zinc).

En estos LEDS se mezcla el área emisora con una trampa isoelectrónica de nitrógeno con el fin de mejorar el rendimiento.

Led Verde

El LED verde está compuesto por GaP (fosfato de galio). Se utiliza el método de crecimiento epitaxial del cristal en fase líquida para formar la unión p-n. Al igual que los LEDS amarillos, también se utiliza una trampa isoelectrónica de nitrógeno para mejorar el rendimiento. Debido a que este tipo de LED posee una baja probabilidad de transición fotónica, es importante mejorar la cristalinidad de la capa n. La disminución de impurezas a larga la vida de los portadores, mejorando la cristalinidad. Su máxima emisión se consigue en la longitud de onda 555 nm.

LED blanco

No hay LED blancos. Para conseguir este color, primero se optó por combinar los tres colores que puede tener un LED (rojo, verde y azul) para obtener el color blanco, algo que ofrecía muy poca calidad. Hoy en día se utilizan LEDS azules a los que se les aplica una capa de fósforos amarillos. Las diferencias de calidad de una lámpara LED a otra radican en la precisión del fabricante a la hora de aplicar esa capa.

Características de la iluminación LED

Ángulo de vista

Esta característica es importante, pues de ella depende el modo de observación del LED, es decir, el empleo práctico de aparato realizado. Cuando el LED es puntual la emisión de luz sigue la ley de Lambert, permite tener un ángulo de vista relativamente grande y el punto luminoso se ve bajo todos los ángulos.

Luminosidad

La intensidad luminosa en el eje y el brillo están intensamente relacionados. Tanto si el Led es puntual o difusor, el brillo es proporcional a la superficie de emisión. Si el Led es puntual, el punto será más brillante, al ser una superficie demasiado pequeña. En uno difusor la intensidad en el eje es superior al modelo puntual.

Eficacia lumínica

Indica la cantidad de luz emitida en relación a la energía consumida. Se mide en lúmenes por vatio (lm/W).

Iluminancia

Mide la cantidad de flujo luminoso que incide sobre una superficie. Se mide en lux (lx). 1 lux = 1 lumen/m².

Ángulo de visión

Se define generalmente el ángulo de visión como el desplazamiento angular desde la perpendicular donde la potencia de emisión disminuye a la mitad. Según la aplicación que se le dará al LED se necesitara distintos ángulos de visión así son típicos 4, 6, 8, 16, 24, 30, 45,60 y hasta 90 grados de visión. Generalmente el ángulo de visión está determinado por el radio de curvatura del reflector del LED y principalmente por el radio de curvatura del encapsulado. Por supuesto mientras más chico sea el ángulo y a igual sustrato semiconductor se tendrá una mayor potencia de emisión y viceversa.

Potencia (W)

La potencia eléctrica es el resultado que se obtiene al dividir la energía consumida entre el tiempo que se tarda en consumir. Su medida se expresa en vatios o en kilovatios, representados por los símbolos “W” o “kW”, respectivamente, y es fundamental para conocer la cantidad de energía que se puede consumir en una casa.

Temperatura de color – Kelvin (K)

Podríamos definir temperatura de color como la dominancia de alguno de los colores del espectro lumínico en las luces blancas, de modo que altera el color blanco hacia el ámbar o hacia el azul en dicho espectro. La temperatura de color se mide en Kelvin y solo se aplica a las luces blancas. Si tenemos un fuente de luz de color, ejemplo luz roja, no podremos medir su temperatura de color. Tenemos varios tipos de dominante de color, pero las que más se hacen presente son el color ámbar y el azul.

Por lo cual las luces blancas que tengan dominante de color ámbar las llamamos luces cálidas, porque el efecto psicológico que vemos en una habitación que es iluminada con estas luces, nos da la sensación de encontrarnos en un lugar cálido. Entonces las luces blancas que tengan dominante de color azul las llamamos luces frías, porque el efecto psicológico que vemos en una habitación que es iluminada con estas luces, nos da la sensación de encontrarnos en un lugar frío.

La temperatura de color es aproximada, porque hay muchos factores los cuales pueden producir cambios. Salvo que se tenga un Termocolorimetro (equipo que mide la temperatura de color) que este indicando cual es la temperatura de color de la fuente de luz que se está utilizando.

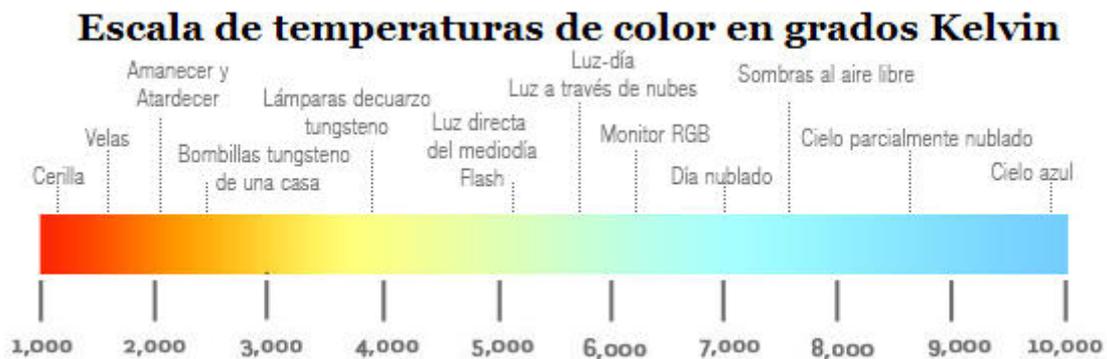


Ilustración 11. Escala de temperaturas de color en grados Kelvin

Flujo luminoso (lumen (lm))

El flujo luminoso es la medida de la potencia luminosa percibida. Se obtiene ponderando la potencia para cada longitud de onda con la función de luminosidad, que representa la sensibilidad del ojo en función de la longitud de onda. Cuando hablamos de 25 W o 60 W nos referimos sólo a la potencia consumida por la bombilla de la cual solo una parte se convierte en luz visible, es el llamado flujo luminoso. Podríamos medirlo en Watios (W), pero parece más sencillo definir una nueva unidad, el lumen, que tome como referencia la radiación visible. Empíricamente se demuestra que a una radiación de 555 nm de 1 W de potencia emitida por un cuerpo negro le corresponden 683 lúmenes.

Se define el flujo luminoso como la potencia (W) emitida en forma de radiación luminosa a la que el ojo humano es sensible. Su unidad es el lumen (lm).

Ángulo de emisión

El ángulo de emisión indica, que tan enfocada esta la luz al ser emitida desde el LED. El ángulo se determina al medir desde el eje directo hasta donde la intensidad de la luz disminuye a la mitad de la intensidad en el eje directo y multiplicando esta diferencia x2. La elección del ángulo de visión también afecta la intensidad de salida del LED.

Número de LEDS

Otro aspecto importante en una lámpara o luminaria LED, es la cantidad de diodos que la forman. En muchos casos, como con tubos, los diodos están dispuestos a lo largo de toda la superficie del tubo, soportados por una placa de circuito impreso. La distribución de luz que obtenemos depende del número de diodos. No tendrá el mismo rendimiento un tubo de 400 diodos que uno de 270, el primero conseguirá una distribución de luz más uniforme.

CRI (Índice de reproducción cromática)

El CRI es una unidad que mide la capacidad de una fuente de luz para reproducir los colores de objetos de manera fiel en comparación a una fuente ideal de

luz, o fuente natural como la luz del sol. El CRI es determinado en valores desde el 0 hasta el 100, siendo 100 el valor “perfecto”. Sin embargo, la forma en que se llega a este resultado es discutida pues no tiene siempre a la luz del sol como referente y tiende a otorgar valores de 100 a fuentes de luz incandescentes con temperaturas de color bajo que están a un extremo del espectro luminoso (el rojo) y que no representan de ninguna manera una luz perfecta cuando se trata de reproducir colores al otro lado del espectro (el azul).



Ilustración 12. Índice de reproducción cromática

Estructura de un LED

Existen numerosos encapsulados disponibles para los LEDs y su cantidad se incrementa de año en año a medida que las aplicaciones de estos se hacen más específicas.

El LED viene provisto de los dos terminales correspondientes que tienen aproximadamente 2 a 2,5 cm de largo y sección generalmente de forma cuadrada. La parte interna del terminal del cátodo es más grande que el ánodo, esto es porque el cátodo está encargado de sujetar al sustrato de silicio, por lo tanto será este terminal el encargado de disipar el calor generado hacia el exterior ya que el terminal del ánodo se conecta al chip por un delgado hilo de oro, el cual prácticamente no conduce calor. Es de notar que esto no es así en todos, solo en los últimos modelos de alto brillo y en los primeros modelos de brillo estándar, ya que en los primeros LEDs de alto brillo es al revés. Por eso no es buena política a la hora de tener que identificar el cátodo, hacerlo observando cual es el de mayor superficie. Para eso existen dos formas más convenientes, la primera y más segura es ver cuál es el terminal más corto, ese es siempre el cátodo no importa que tecnología sea. La otra es observar la marca plana que también indica el cátodo, dicha marca plana es una muesca o rebaje en un reborde que tienen. Otra vez este no es un método que siempre funciona ya que algunos fabricantes no incluyen esta muesca y algunos modelos pensados para aplicaciones de clúster donde se necesitan que los LEDs estén muy pegados, directamente no incluyen este reborde.

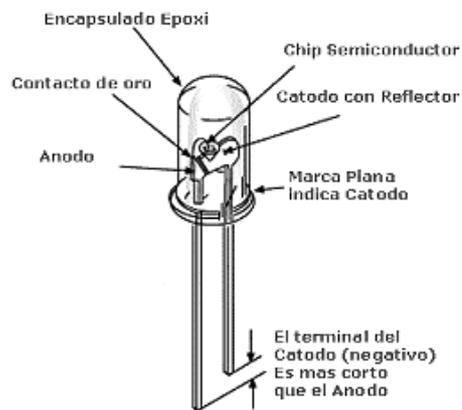
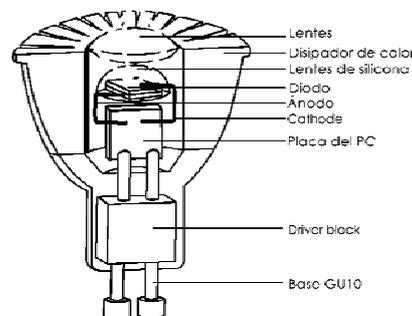


Ilustración 13. Esquema de las partes un diodo LED

El terminal que sostiene el sustrato cumple otra misión muy importante, la de reflector, ya que posee una forma parabólica o su aproximación semicircular, este es un punto muy crítico en la fabricación y concepción del LED ya que un mal enfoque puede ocasionar una pérdida considerable de energía o una proyección despareja.

Un diodo LED bien enfocado debe proyectar un brillo parejo cuando se proyecta sobre una superficie plana. Uno con enfoque defectuoso se puede identificar porque proyecta formas que son copia del sustrato y a veces se puede observar un aro más brillante en el exterior de circular, síntoma seguro de que la posición del sustrato se encuentra debajo del centro focal del espejo terminal.

Otro componente que es común encontrarlo en los LED de 5mm son los stand-off o separadores, son toques que tienen los terminales y sirven para separarlos de la plaqueta en aplicaciones que así lo requieren, generalmente si se va colocar varios en una plaqueta conveniente que no tenga stand – off ya que de esta forma su encapsulado puede apoyarse sobre la plaqueta lo que le dará la posición correcta, esto es especialmente importante en LEDs con ángulo de visión reducido. Por último tenemos el encapsulado epoxi que es el encargado de proteger al semiconductor de las inclemencias ambientales y como dijimos ayuda a formar el haz de emisión.



Construcción de un foco Led con base GU10

Ilustración 14. Esquema de una luminaria LED

Básicamente los 5 elementos fundamentales de una luminaria LED son: El Chip, el driver o fuente de alimentación, la placa base, el sistema de gestión de calor de la luminaria y por último la óptica del aparato.

El chip

El chip LED está fabricado con un material semiconductor (carburo de silicio) de unos 5 milímetros, capaz de generar luz cuando se le aplica corriente. El chip es el verdadero corazón de una luminaria LED. Sobre su base se depositan diferentes materiales, cuya mezcla es la que da el color y la calidad de la luz. El chip está protegido mediante una capa de policarbonato. El chip instalado en la luminaria es vital para un funcionamiento correcto, ya que de él dependerá en gran medida la calidad y duración de la luminaria.



Ilustración 15. Diversos chips de una luminaria LED

Driver o fuente de alimentación

Las luminarias basadas en la tecnología LED a diferencia de la tecnología incandescente, no se conectan directamente a la corriente eléctrica, sino que requieren de una fuente de alimentación para poder convertir la tensión eléctrica. Esto es lo que hace de la tecnología LED mucho más efectiva que el resto ya que aprovechan la energía eléctrica gracias a este convertidor. Una fuente de alimentación es vital para una correcta eficiencia energética y estabilidad en el funcionamiento. El factor que mide la efectividad de la luminaria LED se mide por el factor de potencia (PFC). Si el PFC es igual a 1 significa que el 100% de la energía que llega a la fuente es aprovechada, en caso de ser un valor del 0,5 tan sólo la mitad de la energía se aprovecha.



Ilustración 16.Driver de una luminaria LED

Placa base

La placa es la encargada de soportar todas las conexiones de los demás componentes de la luminaria, conexiones como el chip o el sistema de disipación del calor. Dependiendo del tipo de gestión térmica utilizada la placa puede estar fabricada de diferentes componentes conductores (aluminio o cobre) o diferentes capas.

Gestión térmica

La disipación del calor es quizá una de las claves más desconocidas para el funcionamiento y duración de las luminarias LED. Los LED en si no emiten calor (se llama luz fría), pero eso no significa que la luminaria no genere calor y es precisamente la gestión de ese calor es lo que influye en la duración y funcionamiento de la lámpara LED. En el caso de los LED, el calor (al contrario que una bombilla incandescente) sale en la dirección contraria a la luz. Por este motivo es necesario “extraer” ese calor, ya que hasta el 90 % de la energía puede llegar a perderse. Una buena disipación del calor alargará la vida del chip. Para ese cometido es clave el uso de materiales acordes a la potencia y uso de la luminaria y un diseño que favorezca a la disipación del calor. El calor también puede afectar al color y a la calidad de la luz.

En este sentido también es importante la carcasa exterior. Es importante que sea de un material ligero (aluminio o magnesio), resistente y que su diseño favorezca la disipación del calor.

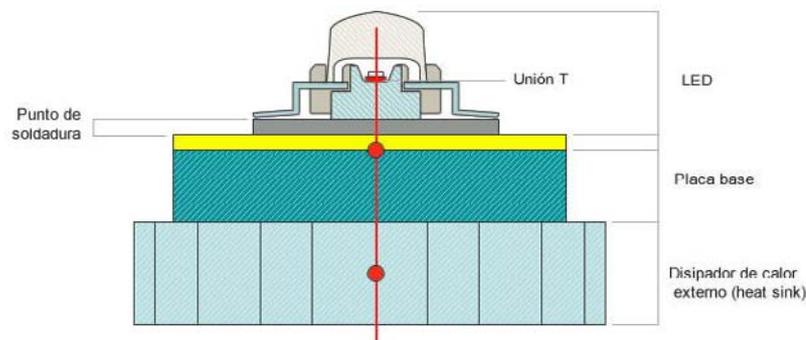


Ilustración 17.Sección de una luminaria LED

La óptica

La óptica de las luminarias LED afecta de manera importante en el tipo de iluminación que dan las luminarias. La óptica de las luminarias está compuestas por un conjunto de lentes que determinan la distribución de la luz emitida el LED. Las lentes pueden variar en forma y composición en función de las necesidades de distribución de la luz que requiera la luminaria. Según la forma de la lente el haz de luz puede converger o divergir.

Existen básicamente 4 tipos de encapsulado si lo catalogamos por su color:

Coloreados o tinted: Similar al anterior pero coloreado con el color de emisión de sustrato similar al vidrio de algunas botellas, se usa principalmente en LEDs de mediana potencia y/o donde sea necesario identificar el color aun apagado.

Transparente o clear water: Es el utilizado en LEDs de alta potencia de emisión, ya que el propósito de estos es fundamentalmente iluminar, es importante que estos encapsulados no absorban de ninguna manera la luz emitida.

Difuso o difused: Estos LEDs tiene un aspecto más opacos que el anterior y están coloreados con el color de emisión, poseen pequeñas partículas en suspensión de tamaño microscópicos que son las encargadas de desviar la luz, este tipo de encapsulado le quita mucho brillo pero le agrega mucho ángulo de visión ya que los múltiples rebotes de la luz dentro del encapsulo le otorgan un brillo muy parejo sobre casi todos los ángulos prácticos de visión.

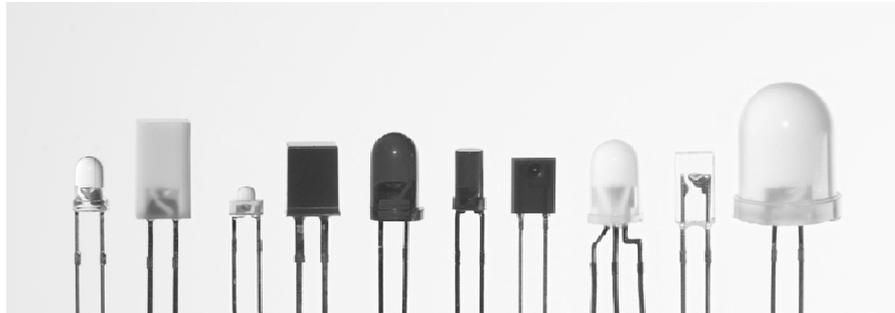


Ilustración 18. Diversos tipos de LEDs

Lechosos o Milky: Este tipo de encapsulado es un tipo difuso pero sin colorear, estos encapsulados son muy utilizados en LEDs bicolors o multicolors. El bicolor es en realidad un LED doble con un cátodo común y dos ánodos (3 terminales) o dos LEDs colocados en contraposición (2 terminales). Generalmente el primer caso con rojo y verde es el más común aunque existen otras combinaciones incluso con más colores.



Ilustración 19. LED lechoso

Es muy importante hacer notar que en todos los casos el sustrato del LED es el que determina el color de emisión y no el encapsulado. Un encapsulado con frecuencia de paso distinto a la frecuencia de emisión del sustrato solo lograría filtrar la luz, bajando así su brillo aparente al igual que todo objeto colocado delante de él.

Ventajas y desventajas

Alta eficiencia.

La iluminación LED consume un 80-90% menos de electricidad que una bombilla corriente de similares características. Esto significa un 90% de ahorro en la factura eléctrica. Con las lámparas de Led se ha conseguido la mayor eficiencia lumínica, llegando hasta 130-150 lúmenes por vatio en las bombillas más eficientes, y a 80 lúmenes por Vatio en las más populares. Como ejemplo la eficiencia lumínica de un halógeno es tan solo de 20 a 25 lúmenes por vatio.

Muy bajo consumo.

Consumen 2,5 veces menos que una bombilla de bajo consumo convencional y 8,9 veces menos que una bombilla incandescente, esto conlleva un impresionante ahorro económico, que puede llegar al 90% en la factura de la luz, y una rápida amortización de la inversión. Este hecho las hace muy aconsejables para sistemas de emergencia.

Duración.

Las bombillas LED no tienen filamentos u otras partes mecánicas de fácil rotura y fallo por "fundido". No existe un punto en que cesen de funcionar, su degradación es gradual a lo largo de su vida. Se considera una duración entre 30.000 y 50.000 horas, hasta que su luminosidad decae por debajo del 70%, eso significa entre 10 y 30 años en una aplicación de 10 horas diarias 300 días/año, reduciendo los costes de mantenimiento y replazo.

Calidad de la luz emitida.

El CRI nos proporciona una medida de la calidad de la luz, las bombillas LED poseen un CRI alrededor de 90, consiguiendo que se aprecien mucho más los matices

de la luz. La obtenida por fluorescentes y bombillas llamadas de "bajo consumo", además de no ser instantáneas en su encendido, poseen una luz muy poco natural, con un CRI muy bajo en torno a 44.

Baja tensión.

La posibilidad de alimentarse a 12 y 24 Volt. Reduce los riesgos de electrocución, además el cableado puede ser netamente inferior en sección, ahorrando dinero.

Baja emisión de calor.

Al consumir poca energía, las bombillas LED emiten poco calor. Es la llamada luz fría.

Respuesta instantánea.

El encendido y apagado de las bombillas LED es rapidísimo, a diferencia de otros sistemas no se degrada por el número de encendidos; lo que los hace muy útiles en sistemas de apagado y encendido por detección de movimiento.

Ecológicos.

Las bombillas LED son totalmente reciclables y ecológicas ya que no contienen mercurio, ni materiales tóxicos como las lámparas fluorescentes, o CFL.

Resistencia.

Las lámparas LED son mucho más resistentes a los golpes, e incluso aquellas que poseen un bulbo de cristal pueden seguir funcionando si este se rompe.

Versatilidad.

Todo tipo de colores, incluso la mezcla de ellos mediante los LED RGB. Todo tipo de lámparas, tubos, paneles planos, tiras de LED, farolas LED, focos industriales, etc.

Desventajas

Según un estudio reciente parece ser que los LEDS que emiten una frecuencia de luz muy azul, pueden ser dañinos para la vista y provocar contaminación lumínica. Los LEDS con la potencia suficiente para la iluminación de interiores son relativamente caros y requieren una corriente eléctrica más precisa, por su sistema electrónico para funcionar con voltaje alterno, y requieren de disipadores de calor cada vez más eficientes en comparación con las bombillas fluorescentes de potencia equiparable.

PROYECTO DE INSTALACIÓN DE AUTOPRODUCCIÓN DE ENERGÍA Y MEJORA DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA DE UNA COOPERATIVA AGRÍCOLA

Valores en lúmenes (lm)	CONSUMO APROXIMADO EN WATTS (W) SEGÚN EL TIPO DE LÁMPARA			
	LEDs	Incandescentes	Halógenas	CFL y fluorescentes
50 / 80	1,3	10	---	---
110 / 220	3,5	15	10	5
250 / 440	5	25	20	7
550 / 650	9	40	35	9
650 / 800	11	60	50	11
800 / 1500	15	75	70	18
1600 / 1800	18	100	100	20
2500 / 2600	25	150	150	30
2600 / 2800	30	200	200	40

Tabla 1. Consumo aproximado en Watios según el tipo de lámpara

CARACTERÍSTICAS	LEDs	CFLs	Incandescentes
Ciclos continuados de encendido/apagado	Indefinido	Acorta su vida útil	Indefinido
Tiempo de demora para encender	Instantáneo	Algún retardo	Instantáneo
Emisión de calor	Muy baja	Baja	Alta
Consumo eléctrico	Bajo	Bajo	Alto
Eficiencia	Alta	Alta	Baja
Sensibilidad a la baja temperatura	Ninguna	Alta	Poca
Sensibilidad a la humedad	Ninguna	Alguna	Poca
Contenido de materiales tóxicos	Ninguno	Mercurio (Hg)	Ninguno
Vida útil aproximada en horas de funcionamiento	50 000	10 000	1 000
Permite atenuación	Algunos modelos	Algunos modelos	Todas
Precio	Alto	Medio	Bajo

Tabla 2. Comparación de características de diversas lámparas

1.2.3. Las tarifas eléctricas

Introducción

La compra de energía eléctrica por parte de los consumidores puede realizarse de dos maneras:

1. Contratando la compra de energía eléctrica con una Comercializadora.

Comercializadora de Referencia

Son cinco las comercializadoras de referencia en este momento,

- EDP Comercializadora de Último Recurso, S.A.
- Iberdrola Comercialización de Último Recurso, S.A.U.
- E.ON Comercializadora de Último Recurso, S.L.
- Gas Natural S.U.R. SDG, S.A.
- Endesa Energía XXI, S.L.U.

Estas comercializadoras ofrecen la posibilidad de contratar el consumo de electricidad de dos maneras distintas:

- Precio Voluntario del Pequeño Consumidor - PVPC

Esta Tarifa viene a sustituir a la anterior TUR (Tarifa de Último Recurso), y consta de unos costes regulados por el Gobierno (peajes de acceso, costes del sistema...etc.) y unos costes variables que dependen del precio de casación en el mercado eléctrico, por lo que variarán para cada una de las 8.760 horas del año.

Esta tarifa incluye el concepto de bono social para favorecer a aquellos consumidores vulnerables.

- Precio fijo

Estas comercializadoras de referencia ofrecen un precio fijo por cada kWh consumido, que se mantendrá durante un año entero. Es similar a la situación hasta 31 de marzo de 2014.

Comercializadora

En este caso, el precio que paga el consumidor por el suministro eléctrico está formado por un precio regulado o tarifa de acceso que se refiere al uso de la red y un precio libre que es negociado entre comercializadora (no de referencia) y consumidor.

2. Comprando la energía eléctrica en el mercado eléctrico. El consumidor tendrá que acceder al mercado eléctrico operado por OMIE. Deberá estar inscrito como consumidor directo en el Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Directos en Mercado. Así, realizará ofertas para la compra de energía en los distintos mercados (diario, intradiario)

eléctricos. Además, deberá abonar el pago por los peajes de acceso a la red (indicado por el Gobierno).

Desde el 1 de julio de 2009 los consumidores conectados en baja tensión con potencias contratadas $P > 10$ kW y todos los consumidores con suministros en alta tensión, $V > 1000$ Voltios, solo podrán contratar el suministro eléctrico en la modalidad de libre mercado, es decir no pueden contratar con una comercializadora de referencia.

En caso de que el consumidor esté interesado en contratar con una comercializadora, puede consultar las ofertas que le realicen las compañías eléctricas o acudir a un comparador de tarifas eléctricas desarrollado por la CNMC (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia).

Componentes de la factura eléctrica

Asimismo, los costes que el consumidor paga en la factura eléctrica son:

1. Término de Energía

Supone un coste por kWh de energía eléctrica consumido en el período de facturación. Por una parte, se tienen unos costes regulados por la Administración, y por otra, otros costes de mercado.

Incluye los siguientes conceptos:

- Costes regulados o tarifa de acceso: Estos costes sirven para abonar los conceptos debido al acceso a la electricidad, ya que el kWh consumido ha hecho uso de una red de transporte y de distribución. Además se costean los servicios prestados por el operador del mercado eléctrico (OMEL), del operador del sistema (REE) y de la Comisión Nacional del Mercado y la Competencia (CNMC).

También se incluyen los costes de adquisición de régimen especial, costes asociados a la industria del carbón y de la industria nuclear, costes de transición a la competencia y los costes asociados al déficit de tarifa.

Básicamente, se resumen en:

- Peaje de acceso a las redes de transporte y distribución
- Cargos asociados a los costes del sistema
- *Costes de mercado:* Estos costes incluirían el beneficio de la empresa comercializadora por realizar sus tareas, y del propio coste del kWh eléctrico.
 - Coste estimado de la energía
 - Coste de comercialización

Por tanto, se observa cómo hay una parte asociada al kWh consumido que está regulada y cuyo objetivo es satisfacer unos costes marginales del kWh consumido, y por otra parte unos costes asociados al propio kWh eléctrico generado y comercializado.

2. Término de Potencia

Supone un coste por kW de potencia eléctrica contratada en el período de facturación. De nuevo, se tienen unos costes regulados y unos costes de mercado, es decir:

- Tarifa de acceso
 - Peaje de acceso a las redes de transporte y distribución
 - Cargos al suministro
- Costes de mercado, comercialización.

3. Energía reactiva

Explicado de manera sencilla y reducida, las bobinas presentes por ejemplo en los motores o los condensadores, son elementos eléctricos que generan campos magnéticos y campos eléctricos e introducen desfases en la corriente, que entre ellos pueden ser compensados.

No obstante, en caso de no ser compensados, la corriente que deberá circular por el cableado será mayor para producir la misma potencia útil (potencia activa).

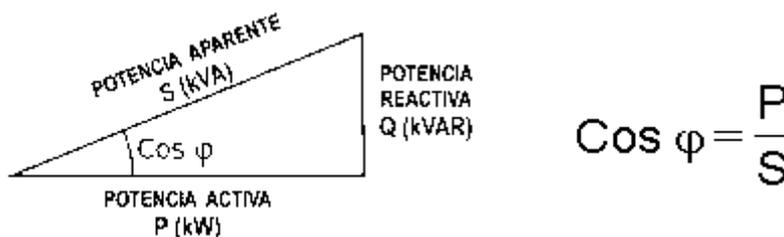


Ilustración 20. Diagrama de potencias

Para compensar estos efectos perjudiciales para la red, ciertos tipos de consumidores deberán pagar un complemento por consumo de energía reactiva que viene regulado por el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, corregido por el Real Decreto 1454/2005, de 2 de diciembre y cuyos costes actualizados se indican en la Orden ITC/3519/2009, de 28 de diciembre.

Sobre la base de la normativa anterior, la facturación de energía reactiva para los suministros acogidos a las tarifas en baja tensión con potencia inferior a 15 kW, podrá aplicarse siempre que el consumo de energía reactiva sea superior al 50% del consumo de energía activa, no siendo de aplicación para el periodo nocturno.

Asimismo, el complemento de reactiva se aplicará sobre todos los períodos tarifarios, excepto en el período 3, para las tarifas 3.0A y 3.1A, y en el período 6, para

las tarifas 6, siempre que el consumo de energía reactiva exceda el 33% del consumo de activa durante el período de facturación considerado ($\cos\Phi < 0.95$) y únicamente afectará a dichos excesos.

		Tr [€/kVArh]	
		BT	AT
Todas las tarifas	$\cos\phi$		
	$0,90 \leq \cos\phi < 0,95$	0.041554	0.041554
	$0,85 \leq \cos\phi < 0,90$	0.041554	0.041554
	$0,80 \leq \cos\phi < 0,85$	0.041554	0.041554
	$\cos\phi < 0,80$	0.062332	0.062332

Ilustración 21. Complemento por energía reactiva

4. Exceso de potencia

En tarifas que cuenten con un máxímetro instalado (obligatorio para aquellas que tienen una potencia contratada mayor de 15 kW) en el contador, cada 15 minutos registra la potencia máxima para saber si supera o no la potencia contratada. En caso de sobrepasar la potencia contratada, no se corta el suministro, pero se abonará por el exceso de potencia suministrada.

En las instalaciones que cuentan con un ICP, Interruptor de Control de Potencia, es decir aquellas con potencia contratada inferior a 15 kW, si se excede la potencia contratada, el ICP desconecta la instalación, a diferencia del máxímetro que sigue suministrando corriente eléctrica. Existe una excepción recogida en el Real Decreto 1454/2005, de 2 de diciembre, por el que se modifican determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico, y es cuando en potencias inferiores a 15 kW se coloca un máxímetro en ciertas instalaciones cuando se considera que el suministro es no interrumpible.

5. Impuesto eléctrico

El Impuesto sobre la Electricidad o Impuesto Eléctrico, que aparece recogido en la Ley 66/1997, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social, tiene como objetivo básico la obtención de los ingresos necesarios para compensar la supresión del recargo en concepto de “coste específico asignado a la minería del carbón”, que gira en la actualidad sobre la facturación eléctrica y se expresa como el 4,864 por 100 de la misma.

Se calcula multiplicando el importe de la factura de potencia (potencia contratada y exceso de potencia) y energía (activa y reactiva) por 1,05113 y al resultado se le aplica el 4,864%. Es decir, corresponde al 5.1127% aproximadamente de la factura de potencia y energía.

6. Alquiler de equipos

La instalación deberá disponer de un equipo de medida en el punto de suministro. La responsabilidad de la lectura de los equipos de medida recae sobre la empresa distribuidora.

Dependiendo de la instalación, serán precisos distintos equipos, que podrán ser propiedad del consumidor o alquilarlos a la empresa distribuidora.

El caso más notable y representativo de estos equipos es el contador inteligente que actualmente se están instalando en las instalaciones con una potencia contratada inferior a 15 kW.

Para este tipo de clientes, los equipos de medición antiguos deben ser sustituidos por nuevos equipos digitales que permitan la discriminación horaria y la telegestión. La fecha límite para llevar a cabo tal sustitución es el 31 de diciembre de 2018, de acuerdo con la Orden ITC/3860/2007. Los requisitos de dichos equipos fueron establecidos en el Real Decreto 1110/2007, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de Puntos de Medida del Sistema Eléctrico y en la Orden ITC/3022/2007.

Como decíamos, sirva de ejemplo que estos equipos pueden ser propiedad del consumidor o bien alquilarlos por un precio de 0.81 €/mes (los monofásicos, la mayoría; los trifásicos tienen un coste de 1.15 €/mes) a la compañía distribuidora y que sea ésta la mantenedora del mismo y que cualquier problema que surja con el mismo sea responsabilidad de la distribuidora.

7. Impuesto sobre el valor añadido (IVA)

Por último, a la suma de todos los términos anteriores se les aplica el Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA), que actualmente es de un 21%.

Tarifas eléctricas. Mercado libre

En caso de que el consumidor no quiera o pueda acogerse a la tarifa regulada (baja tensión y potencia contratada inferior a 10 kW), tiene la posibilidad de acudir al mercado libre. Como se ha comentado al inicio, el precio del suministro eléctrico tiene dos componentes, la parte relativa a la tarifa de acceso, referida al uso de la red y regulado por el Gobierno, y la parte correspondiente al valor de la energía consumida, que es un precio libre que el consumidor negocia con la comercializadora o bien que pagaría él mismo si decide acceder como comprador al mercado eléctrico.

En esta tarifa, depende del consumidor y de su poder y habilidad de negociación con la comercializadora.

Es decir, al igual que en el precio regulado se abona el importe correspondiente a la comercializadora aceptando la tarifa regulada por el Gobierno en los conceptos de acceso a la red (transporte y distribución) y consumo (comercialización) en esta modalidad de consumo se puede negociar la parte relativa a la compra de energía. Por tanto, el consumidor abona los siguientes conceptos y de la siguiente forma:

PROYECTO DE INSTALACIÓN DE AUTOPRODUCCIÓN DE ENERGÍA Y MEJORA DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA DE UNA COOPERATIVA AGRÍCOLA

1. El uso de las redes eléctricas de la empresa distribuidora a la que está conectado el punto de suministro. Por este concepto se paga la tarifa de acceso, precio regulado que periódicamente establece el Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

2. La energía eléctrica que se consume y es adquirida al comercializador de acuerdo con el precio libremente pactado entre ambas partes.

Como todo consumidor puede acogerse al mercado libre, se muestra a continuación un resumen con las distintas tarifas y sus principales características:

		TARIFA	POTENCIA	OPCIÓN PVPC	DISC. HORARIA	REACTIVA
BAJA TENSIÓN	V ≤ 1.000 V	2.0 A	≤ 10 kW	SÍ	NO	SÍ (cosΦ<0.80)
		2.0 DHA			2 Periodos	SÍ (cosΦ<0.80)
		2.0 DHS			3 Periodos	[NO NOCT.]
		2.1 A	10 kW < P ≤ 15 kW	NO	NO	SÍ (cosΦ<0.80)
		2.1 DHA			2 Periodos	SÍ (cosΦ<0.80)
		2.1 DHS			3 Periodos	[NO NOCT.]
ALTA TENSIÓN	V ≤ 36 kV	3.0 A	15 kW < P	NO	3 Periodos	SÍ [NO PER. 3]
		3.1 A	P ≤ 450 kW			
	36 kV < V ≤ 72.5 kV	6.1	P > 450 kW	NO	6 Periodos	SÍ [NO PER. 6]
		6.2				
		6.3				
72.5 kV < V ≤ 145 kV	6.4					
V > 145 kV	6.5					
Conexiones Internacionales						

Tabla 3. Resumen de tarifas eléctricas

Es decir, en función del tipo de suministro eléctrico, baja tensión (voltaje inferior a 1.000 V) o alta tensión (más de 1.000 V), y de la potencia contratada, se define la opción de tarifa, si 2.0, 2.1, 3.0, 3.1 ó 6.x. Posteriormente, en caso de disponer de baja tensión, y potencia contratada inferior a 15 kW, es decir, tarifas 2.0 ó 2.1, puede seleccionarse discriminación horaria en 2 ó 3 periodos, en función del consumo horario que tenga el consumidor.

Como puede apreciarse en la tabla 3, sólo los consumidores de las tarifas 2.0 podrían acogerse al precio voluntario para el pequeño consumidor, pero también disponen de la opción de acceder al mercado libre si lo desean.

A fin de poder simplificar de manera gráfica los horarios de tarificación para cada una de las tarifas arriba indicadas, se muestra la siguiente tabla; y a continuación de ésta los peajes de acceso que son aplicables desde el día 1 de febrero de 2014.

		Hora del día																							
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
2.0 A	ANUAL	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1
2.0 DHA	INVIERNO	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P2	P2								
	VERANO	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P2									
2.0 DHS	ANUAL	P2	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P2									
2.1 A	ANUAL	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1
2.1 DHA	INVIERNO	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P2	P2								
	VERANO	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P2									
2.1 DHS	ANUAL	P2	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P2									
3.0 A	INVIERNO	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2										
	VERANO	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2								
3.1 A	INVIERNO Laborable	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2										
	VERANO Laborable	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P2								
	FESTIVOS y Fin de semana	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P2
6.X	ENERO	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2
	FEBRERO	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2
	MARZO	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P4	P4	P4								
	ABRIL	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P5																
	MAYO	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P5																
	1 - 14 JUNIO	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P4									
	15 - 30 JUNIO	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2
	JULIO	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2
	AGOSTO	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
	SEPTIEMBRE	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P4									
	OCTUBRE	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P5																
	NOVIEMBRE	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P4	P4								
	DICIEMBRE	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2
		FESTIVOS y Fin de semana	P6																						

Tabla 4. Periodos de tarificación según tarifa

		Peajes de acceso para tarifas en BAJA TENSIÓN						
Tarifa		2.0 A	2.0 DHA	2.0 DHS	2.1 A	2.1 DHA	2.1 DHS	3.0 A
Potencia		< 10 kW	< 10 kW	< 10 kW	10 kW < P	10 kW < P	10 kW < P	15 kW < P
Tensión		< 1000 V	< 1000 V	< 1000 V	< 1000 V	< 1000 V	< 1000 V	< 1000 V
Potencia [€/kW año]	Período 1	38.043426	38.043426	38.043426	44.444710	44.444710	44.444710	40.728885
	Período 2		38.043426	38.043426		44.444710	44.444710	24.437330
	Período 3			38.043426			44.444710	16.291555
Energía [€/kWh]	Período 1	0.044027	0.062012	0.062012	0.05736	0.074568	0.074568	0.018762
	Período 2		0.002215	0.002879		0.013192	0.017809	0.012575
	Período 3			0.000886			0.006596	0.00467

PROYECTO DE INSTALACIÓN DE AUTOPRODUCCIÓN DE ENERGÍA Y MEJORA DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA DE UNA COOPERATIVA AGRÍCOLA

Peajes de acceso para tarifas en ALTA TENSIÓN						
Tarifa	3.1 A	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5
Potencia	< 450 kW	P>450 kW	P>450 kW	P>450 kW	P>450 kW	P>450 kW
Tensión	1 kV < V	1 kV < V	36 kV < V	72.5 kV < V	V >145 kV	Conexiones
Potencia [€/kW año]	Período 1	59.173468	39.139427	22.158348	18.916198	13.706285
	Período 2	36.490689	19.586654	11.088763	9.466286	6.859077
	Período 3	8.367731	14.334178	8.115134	6.927750	5.019707
	Período 4		14.334178	8.115134	6.927750	5.019707
	Período 5		14.334178	8.115134	6.927750	5.019707
	Período 6		6.540177	3.702649	3.160887	2.290315
Energía [€/kWh]	Período 1	0.014335	0.026674	0.015587	0.015048	0.008465
	Período 2	0.012754	0.019921	0.011641	0.011237	0.007022
	Período 3	0.007805	0.010615	0.006204	0.005987	0.004025
	Período 4		0.005283	0.003087	0.002979	0.002285
	Período 5		0.003411	0.001993	0.001924	0.001475
	Período 6		0.002137	0.001247	0.001206	0.001018

Tabla 5. Peajes de acceso para las tarifas de baja y alta tensión

Al contratar con una de estas comercializadoras, tal y como sucede con la tarifa regulada, la empresa comercializadora cargará al consumidor en la factura la totalidad del precio de suministro y abonará la parte correspondiente al uso de la red (tarifa de acceso) al distribuidor.

No obstante, cuando el consumidor quiera acceder al mercado libre, debe cumplir las siguientes condiciones y plazos:

- Tener instalado el contador y el Interruptor de Control de Potencia (ICP) reglamentarios.
- Tener firmado un contrato con un comercializador.
- En caso de que no fuera preciso realizar alguna actuación sobre las instalaciones:

-Cuando la facturación es bimestral se puede elegir entre 15 días después de la solicitud o cuando se realice la lectura. En este caso, se comunica directamente al comercializador.

-Cuando la facturación es mensual el paso al mercado se realiza cuando corresponda según el ciclo de lectura.

- Si es preciso realizar actuaciones sobre la instalación, el paso se produce cuando:

-Se realicen las mismas (en los plazos establecidos, normalmente 5 días).

-Estos plazos se aplican para el cambio de comercializador.

Potencia contratada

En función de la potencia contratada, como se ha visto, se abona una cantidad fija por kW contratado. Como se ha comentado, las instalaciones con potencia contratada inferior a 15 kW, si tienen suministro interrumpible deben disponer de un ICP, Interruptor de Control de Potencia, de manera que si se excede la potencia contratada, el ICP desconecta la instalación. En el resto de tarifas con maxímetro, se sigue suministrando corriente eléctrica. Para proceder a cambiar de potencia contratada, se debe contactar con la comercializadora e indicarles que se quiere realizar el cambio, indicando la potencia contratada y el tipo de contador que se tiene instalado.

Las potencias normalizadas vía resolución de 8 de septiembre de 2006, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifica la de 14 de marzo de 2006, por la que se establece la tabla de potencias normalizadas para todos los suministros en baja tensión son las siguientes:

Intensidad [A]	Potencias normalizadas [kW]			
	Monofásicos		Trifásicos	
	220 V	230 V	3x220/380 V	3x230/400 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

Tabla 6. Potencias normalizadas

Los costes por bajar la potencia contratada son de 9 € + IVA (aproximadamente), relativo a las adaptaciones técnicas a realizar. En caso de que se quiera aumentar la potencia, y el boletín eléctrico de la instalación indica que es capaz de soportar la potencia que se quiere contratar, se abonará a la distribuidora los derechos de extensión, que ascienden a 17,37 € + IVA por kW solicitado, además de los derechos de enganche, de 19,70 € por cada kW solicitado.

En caso de que previamente se haya tenido en dicha instalación una potencia igual o más alta que a la que se quiere subir y no han pasado más de tres años, tan sólo se abonarán los 9 € + IVA (aprox.), ya que se mantienen los derechos de extensión y de enganche. Al usuario no podrán cobrarle por un cambio de tarifa, tal y como aparece recogido en el RD 222/2008 del 15 de febrero.

En cambio, para los clientes con potencia contratada superior a 15 kW, su caso es distinto. El exceso de potencia en clientes que dispongan de un máxímetro en su contador viene regulado por el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, y en él se indican dos casos distintos, uno para las tarifas 6.x y otro para el resto, principalmente las tarifas 3.x.

Tarifas 3.x

En este caso, para realizar el cálculo del exceso de potencia, se procederá de la siguiente manera, para cada uno de los tres períodos:

- Si la potencia máxima demandada (P_R), registrada en el período de facturación, estuviese dentro del 85% al 105% respecto a la contratada (P_C), dicha potencia registrada será la potencia a facturar (P_F).
- Si la potencia máxima demandada (P_R), registrada en el período de facturación, fuere superior al 105% de la potencia contratada (P_C), la potencia a facturar en el período considerado (P_{fi}) será igual al valor registrado más el doble de la diferencia entre el valor registrado y el valor correspondiente al 105% de la potencia contratada.
- Si la potencia máxima demandada (P_R) en el período a facturar fuere inferior al 85% de R la potencia contratada (P_C), la potencia a facturar (P_{fi}) será igual al 85% de la citada potencia contratada.

En la siguiente figura se muestra un diagrama que ayuda a comprender el cálculo:

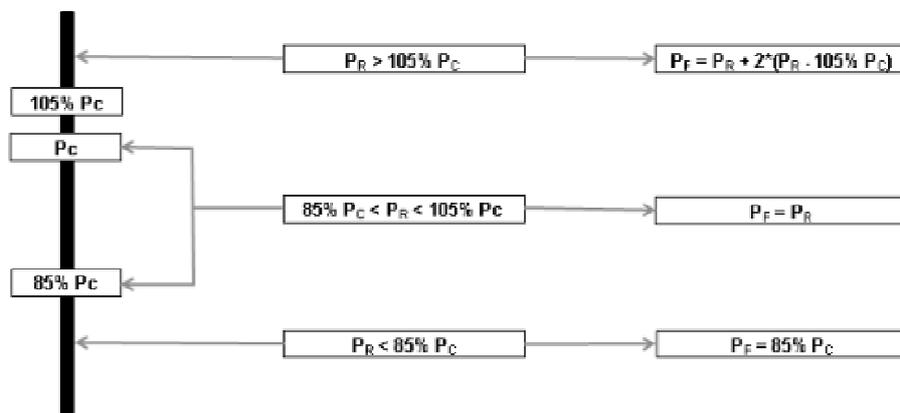


Ilustración 22. Potencia facturada en función de la potencia registrada y contratada

En esta tarifa, la potencia contratada en el período 3 será mayor o igual a la contratada en el período 2 y ésta a su vez mayor o igual que la contratada en el período 1.

$$P3 \geq P2 \geq P1$$

Tarifas 6.x

El procedimiento en este caso difiere un poco del anterior. En el caso de que la potencia demandada sobrepase en cualquiera de los 6 períodos horarios la potencia contratada en el mismo, se procederá, además, a la facturación de todos y cada uno de los excesos registrados en cada período (en el caso anterior era solo el máximo medido en todo el período) de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$F_{EP} = \sum_{i=1}^{i=6} K_i \cdot 234 \cdot A_{ei}$$

Siendo K_i el coeficiente que tomará los valores mostrados según el período tarifario

Período	1	2	3	4	5	6
K_i	1	0.5	0.37	0.37	0.37	0.17

Mientras que A_{ei} se calculará siguiendo la fórmula

$$A_{ei} = \sqrt{\sum_{j=1}^{j=n} (P_{dj} - P_{ci})^2}$$

Siendo en este caso P_{ci} la potencia contratada en el período considerado, P_{dj} la potencia demandada en cada uno de los cuartos de hora del período i en que se haya sobrepasado la potencia contratada. Estas potencias se expresarán en kW.

En esta tarifa, al igual que en la anterior, la potencia contratada para un período debe ser mayor o igual que la contratada en el período tarifario anterior:

$$P6 \geq P5 \geq P4 \geq P3 \geq P2 \geq P1$$

1.2.4- Compensación de energía reactiva

1.2.4.1-Potencia eléctrica

En líneas generales la potencia eléctrica se define como “la capacidad que tiene un equipo eléctrico para realizar un trabajo o la cantidad de trabajo que realiza por unidad de tiempo”.

Su unidad de medida es el vatio (W) y sus múltiplos más empleados son el kilovatio (kW) y el megavatio (MW), mientras el submúltiplo corresponde al milivatio (mW).

Sin embargo, en los equipos que funcionan con corriente alterna cuyo funcionamiento se basa en el electromagnetismo, generando sus propios campos

magnéticos (transformadores, motores, etc.) coexisten tres tipos diferentes de potencia:

- Potencia Activa (P)
- Potencia Reactiva (Q)
- Potencia Aparente (S)

Estos tres tipos de potencias se pueden relacionar mediante un triángulo de potencias. El ángulo “φ” formado entre la potencia aparente y la potencia activa define el desfase entre la tensión (U) y la intensidad (I) y su coseno es equivalente al factor de potencia (FP) en redes sin distorsión armónica.

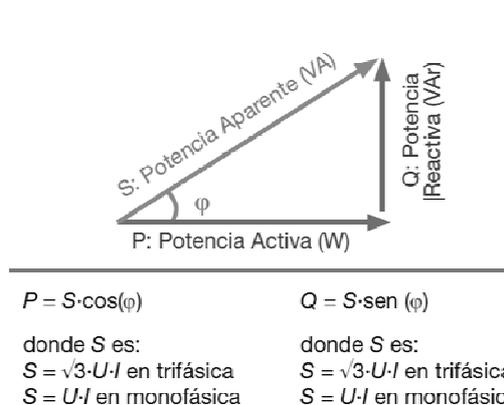


Ilustración 23. Triángulo de potencias

Factor de potencia

El factor de potencia (FP) es la relación entre la potencia activa (P) y la potencia aparente (S) y está determinado por el tipo de cargas conectadas a la instalación, siendo las cargas resistivas las que tienen un factor de potencia próximo a la unidad. Al introducir cargas inductivas y reactivas, el factor de potencia varía retrasando o adelantando la fase de la intensidad respecto a la de la tensión. Ese desfase es el que mide el factor de potencia.

Factores de potencia más comunes en la industria	
Motor asíncrono al 50 % de carga	0.73
Motor asíncrono al 100% de carga	0.85
Centros estáticos monofásicos de soldadura por arco	0.5
Grupos rotativos de soldadura	0.7-0.9
Rectificadores de soldadura por arco	0.7-0.9

Factores de potencia en pequeñas instalaciones eléctricas	
Lámpara de fluorescencia	0.5
Lámpara de descarga	0.4-0.6
Hornos de calefacción	0.85
Hornos de arco	0.8
Hornos de inducción	0.85

Tabla 7. Factores de potencia comunes en industria

Potencia activa (P)

La potencia activa representa la potencia útil medida en wattios (W), es decir, la energía que realmente se aprovecha cuando se pone a funcionar un equipo eléctrico y realiza un trabajo. Por ejemplo, la energía que entrega el eje de un motor cuando pone en movimiento un mecanismo o maquinaria, la del calor que proporciona la resistencia de un calentador eléctrico, la luz que proporciona una lámpara, etc.

Por otra parte, la potencia activa es realmente la potencia contratada en la empresa eléctrica y que llega al domicilio, la industria, la oficina o cualquier otro lugar donde se necesite a través de la red eléctrica de distribución. La potencia consumida por todos los aparatos eléctricos utilizados se registra en contadores o medidores de electricidad, para calcular el total de la energía eléctrica consumida en un periodo de tiempo determinado.

Potencia reactiva (Q)

La potencia reactiva es la consumida por los motores, transformadores y todos los dispositivos o aparatos eléctricos que poseen algún tipo de bobina para crear un campo electromagnético. Esas bobinas, que forman parte del circuito eléctrico, constituyen cargas para el sistema eléctrico que consumen tanto potencia activa como potencia reactiva y la eficiencia de su trabajo depende del factor de potencia. Cuanto más bajo sea el factor de potencia (más cerca del cero) mayor será la potencia reactiva consumida.

Además, esta potencia reactiva no produce ningún trabajo útil y perjudica la transmisión de la energía a través de las líneas de distribución eléctrica, por lo que su consumo está penalizado por la compañía suministradora en la tarifa eléctrica. La unidad de medida de la potencia reactiva es el VAR y su múltiplo es el kVAR (kilovoltioamperio-reactivo).

Potencia aparente (S)

La potencia aparente o potencia total es la suma, según el teorema de Pitágoras, de la potencia activa y la reactiva. Estas dos potencias representan la potencia total que se toma de la red de distribución eléctrica, que es igual a toda la potencia que entregan los generadores en las plantas eléctricas. Estas potencias se

transmiten a través de las líneas o cables de distribución para hacerla llegar hasta los consumidores. Su unidad de medida es el VA.

1.2.4.2-Problemas ocasionados por la energía reactiva

Incremento de las pérdidas en los conductores

- Calentamiento de conductores, acelerando el deterioro de los aislamientos reduciendo la vida útil de los mismos y pudiendo ocasionar cortocircuitos.
- Disminución de la capacidad de la REE, al tener que generar una electricidad extra que compense las pérdidas.
- Calentamiento en los bobinados de los transformadores de distribución.
- Disparo de las protecciones sin una causa aparente.

Sobrecarga de transformadores y generadores

El exceso de corriente debido a un bajo factor de potencia origina que generadores y transformadores trabajen con cierto grado de sobrecarga, reduciendo así su vida útil al sobrepasar sus valores de diseño.

Aumento de la caída de tensión

La circulación de corriente a través de un conductor eléctrico produce una caída de tensión definida por la Ley de Ohm.

El aumento de la intensidad de corriente debido al bajo factor de potencia producirá una mayor caída de tensión, resultando un insuficiente suministro de potencia a las cargas en el consumo, reduciendo las cargas su potencia de salida.

La fórmula de las pérdidas por efecto Joule es:

$$P_{\text{PÉRDIDAS}}=I^2 \cdot R$$

Siendo I la intensidad de corriente que atraviesa el conductor (A) y R la resistencia óhmica de este (Ω)

1.2.4.3- Beneficios de compensar energía reactiva

Disminución de las pérdidas por efecto Joule

Si se sustituye la expresión de la intensidad de corriente en función de la potencia activa en la fórmula de las pérdidas por efecto Joule, se obtiene:

$$\frac{P_{\text{pérdidas}_i}}{P_{\text{pérdidas}_f}} = \left(\frac{\cos \varphi_i}{\cos \varphi_f} \right)^2$$

Donde: $P_{\text{pérdidas}_i}$ son las pérdidas iniciales, $P_{\text{pérdidas}_f}$ son las finales, $\cos \varphi_i$ es el factor de potencia inicial y $\cos \varphi_f$ es el final.

Disminución de pérdidas por efecto Joule				
COS ϕ _{inicial}	COS ϕ _{final}			
	0,85	0,90	0,95	1,00
0,50	65,40%	69,14%	72,30%	75,00%
0,55	58,13%	62,65%	66,48%	69,75%
0,60	50,17%	55,56%	60,11%	64,00%
0,65	41,52%	47,84%	53,19%	57,75%
0,70	32,18%	39,51%	45,71%	51,00%
0,75	22,15%	30,56%	37,67%	43,75%
0,80	11,42%	20,99%	29,09%	36,00%
0,85	-	10,80%	19,94%	27,75%
0,90	-	-	10,25%	19,00%
0,95	-	-	-	9,75%

Tabla 8. Disminución de pérdidas por efecto Joule

Reducción de gases efecto invernadero

Si se tiene en cuenta que las pérdidas diarias aproximadas en la distribución eléctrica son 8850 kWh y que las emisiones de CO₂ en la producción eléctrica son unos 400 g/kWh, esto supone el lanzamiento a la atmósfera 3,5 toneladas de CO₂ diarias a nivel nacional. Estas emisiones representan el 1,25% de las emisiones anuales por generación de energía eléctrica.

La compensación de energía reactiva evitaría, por término medio, la emisión a la atmosfera de 1,36 toneladas de dióxido de carbono diarias, prácticamente 500 toneladas al año.

Disminución de la caída de tensión en las líneas de distribución

En el proceso de transporte de la energía eléctrica se produce una caída de tensión, ya que la corriente debe vencer la impedancia eléctrica propia del conductor (Z). La caída de tensión se determina mediante la ley de Ohm y es igual al producto de la intensidad de corriente por la resistencia, luego al sustituir la intensidad demandada por la potencia conectada al suministro se obtiene:

$$\Delta U = \frac{P_{activa} \cdot Z}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\phi} = \frac{cte}{\cos\phi} \rightarrow \frac{\Delta U_i}{\Delta U_f} = \frac{\cos\phi_i}{\cos\phi_f}$$

Siendo ΔU la caída de tensión en la línea, U la tensión de distribución y Z la impedancia del conductor.



Ilustración 24. Línea eléctrica

Aumento de la capacidad de la línea eléctrica

Considerando todo lo que se produce como extra para contrarrestar las pérdidas, si se compensara el factor de potencia, parte de ese extra podría utilizarse para suministrar electricidad en el consumo.

2-OBJETIVOS

El objetivo principal del proyecto es analizar la influencia que tienen diversas actuaciones en la demanda de energía eléctrica, viéndose esta reflejada en el importe de la factura eléctrica.

Para ello se partirá de una instalación sin ninguna actuación, se verán sus consumos eléctricos actuales y a medida que se vayan ejecutando las diferentes actuaciones, (planta fotovoltaica de autoconsumo, cambio a luminarias LED, implantación de baterías de condensadores para compensar energía reactiva...) se pretende ver el descenso de la demanda energética, si esta se produjese y el consiguiente ahorro que se produciría a lo largo de un período de tiempo, que será de un año, siendo el objetivo final optimizar la potencia contratada por los propietarios de la instalación.

3-ACTUACIONES

3.1-INSTALACIÓN DE AUTOCONSUMO SOLAR

3.1.1- General

3.1.1.1-Objeto

El objeto del presente documento es la realización del proyecto ejecutivo de una instalación solar fotovoltaica sobre cubierta conectada a la red interior del titular de 20 kW nominales y con una potencia pico de la instalación será de 23,00 kWp. La instalación se llevará a cabo sobre la cubierta de una de las dos naves contiguas de una cooperativa agrícola en el término municipal de Castellón de la Plana (Castellón). La instalación constará de 92 módulos fotovoltaicos de silicio policristalino, con una potencia unitaria de 250 Wp y de un inversor de 20 kW de potencia nominal.

3.1.1.2- Descripción general de la instalación fotovoltaica

La instalación que se pretende llevar a cabo es la de una Instalación Solar Fotovoltaica, la función de esta instalación es la de producir energía eléctrica por medio de unos paneles fotovoltaicos, la corriente de esta energía generada se encuentra en continua, por lo que tras su conversión a corriente alterna, la energía será vertida a la red interior del Titular de la cooperativa. La finalidad es obtener energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para aprovechamiento de la energía eléctrica para la actividad de la cooperativa agrícola del titular siendo la conexión de la instalación solar fotovoltaica en la red interior de la actividad y no realizándose la mayor parte de los días vertido alguno a la red eléctrica ya que el consumo de la actividad es superior durante las horas solares a la producción estimada de la instalación solar.

La presente instalación se ejecutará siguiendo las exigencias del Real Decreto 1699/2011 por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

3.1.1.3- Cumplimiento de la Ordenanza Municipal Reguladora del Aprovechamiento de Energía Solar Fotovoltaica

La instalación solar fotovoltaica objeto del presente proyecto de ejecución cumple los requisitos indicados en la Ordenanza Municipal Reguladora del Aprovechamiento de Energía Solar Fotovoltaica:

- La instalación de paneles solares no cubre ni patios ni claraboyas que sirvan de ventilación o iluminación a las dependencias del edificio.
- La estructura de soporte de la instalación, incluidas las placas fotovoltaicas, no sobrepasaran un plano paralelo a la cubierta de 1,20 m ya que se sitúan a 1 metro sobre la cubierta en su punto más elevado, y se situarán por debajo de un plano inclinado a 45° de los bordes de forjado o estructura de cubierta, acreditándose en el Estudio de Integración Paisajística que la instalación no

produce un impacto visual no deseable. El retranqueo de la instalación respecto de fachadas y medianeras es superior a 3 m.

- Se instala una pasarela con barandillas de protección de forma permanente y una línea de vida de acero inoxidable para garantizar la seguridad de las personas que vayan a realizar el mantenimiento de la instalación.
- Se cumple el mínimo de potencia eléctrica pico mínima a instalar, que para una superficie construida mayor a 2.000 m² es de > 5 W/m², y como la superficie construida es de 3.635 m² se debería instalar un mínimo de 18.175 W y la instalación solar fotovoltaica será de 23.000 W.
- Se cumplen el resto de los Requisitos de la Implantación del Capítulo III de la Ordenanza tal y como se desarrolla en el presente proyecto.

3.1.1.4- Configuración del sistema

La instalación solar fotovoltaica presentará una potencia nominal de 20 kW, con una potencia pico de 23 kW. La instalación se compone de 92 módulos fotovoltaicos de potencia 250 Wp por cada uno de ellos, configurados en 2 ramas (o strings) de 24 módulos en serie y otras dos ramas de 22. Se instalará un inversor de 20 kW de potencia nominal.

Cada instalación, formada por módulos conectados entre sí, se encarga de transformar la energía del Sol en energía eléctrica. Sin embargo esta energía se encuentra en forma de corriente continua, por lo que debe ser transformada a corriente alterna antes de verterla a la red interior del titular. Los módulos fotovoltaicos generan una corriente continua proporcional a la radiación solar que incide sobre ellos. Esta corriente se conduce al inversor, que utilizando la tecnología electrónica de potencia, la convierte en corriente alterna en baja tensión, con unos parámetros eléctricos técnicos y de calidad (tensión, frecuencia, armónicos) similares e incluso superiores a los que suministra la red eléctrica a la red interior del titular.

La energía eléctrica producida por la instalación solar fotovoltaica será aprovechada como energía eléctrica para la actividad de la cooperativa agrícola del titular siendo la conexión de la instalación solar fotovoltaica en la red interior de la actividad y no realizándose vertido alguno a la red eléctrica la mayor parte de los días ya que el consumo de la actividad es superior durante las horas solares a la producción estimada de la instalación solar.

La presente instalación se ejecutará siguiendo las exigencias del Real Decreto 1699/2011 por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

3.1.1.5- Simulación de la producción

Como hemos dicho la planta fotovoltaica presentará una potencia nominal de 20 kW, con una potencia pico de 23 kWp. La instalación se compone de 92 módulos fotovoltaicos de potencia 250 Wp por cada uno de ellos, configurados en 2 ramas (o strings), de 24 módulos en serie y otras dos de 22 módulos en serie. El inversor utilizado en nuestra instalación es el STP 20.000TLEE-10, de la marca SMA, que más adelante procederemos a explicar detalladamente. La producción estimada de la instalación solar fotovoltaica es de 36.495 kWh según simulación con el software Sunny Design 2.30.0.R que se presenta a continuación:

Vista general del sistema			
92 x REC Solar AS REC 250PE (10/2013) (Generador FV 1) Acimut: -25 °, Inclinación: 30 °, Tipo de montaje: Montaje libre, Potencia pico: 23,00 kWp			
 1 x STP 20000TL-10	 1 x SB 1.5-1VL-40		
Monitorización de la planta			
 Sunny Explorer			
Datos técnicos			
Cantidad total de módulos:	92	Coefficiente de rendimiento (aproximado)*:	86,4 %
Potencia pico:	23,00 kWp	Rendimiento energético especial (aproximado)*:	1587 kWh/kWp
Número de inversores:	2	Pérdidas de línea (% de la energía):	---
Potencia nominal de CA:	21,50 kW	Carga desequilibrada:	1,50 kVA
Potencia activa de CA:	21,50 kW	Consumo de energía anual:	50.000,00 kWh
Relación de la potencia activa:	93,5 %	Autoconsumo:	21.160,24 kWh
Rendimiento energético anual (aproximado)*:	36.495,50 kWh	Cuota de autoconsumo:	58 %
Factor de aprovecham. de energía:	99,7 %	Cuota autárquica (en % del consumo de energía):	42,3 %

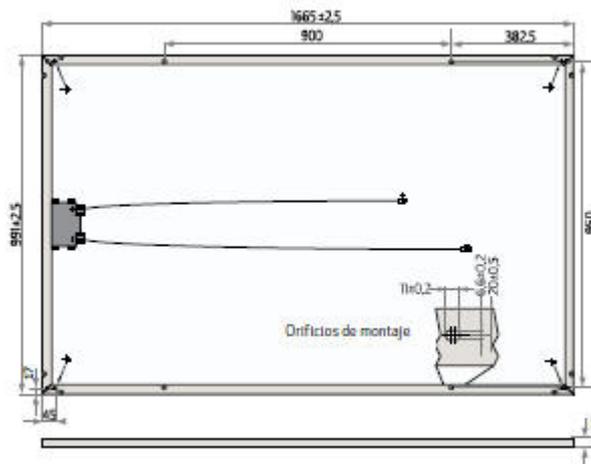
Ilustración 25. Resumen de la instalación fotovoltaica

3.1.1.6- Módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos que se van a emplear en la instalación fotovoltaica serán de la firma REC de 250 Wp y se instalarán 92 unidades, lo que permite alcanzar los 23 kWp.

El marco es de aluminio anodizado para una perfecta estabilidad y una larga duración, resistente a la corrosión y a la torsión, proporcionando máxima estabilidad al módulo. La parte frontal del módulo es de vidrio solar altamente transparente con tratamiento anti-reflectante de 3,2 mm, insertado en el marco para garantizar la máxima protección e impermeabilidad.

A continuación se muestran dos tablas con las propiedades eléctricas más significativas del modelo 250PE de REC, así como sus especificaciones físicas y sus parámetros térmicos. Su peso es de 18 kg.



PARÁMETROS ELÉCTRICOS @ STC	REC225PE	REC230PE	REC235PE	REC240PE	REC245PE	REC250PE
Punto de máxima potencia - P_{MAX} (Wp)	225	230	235	240	245	250
Tolerancia de la potencia pico - P_{TOL} (W)	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5
Tensión en el punto de máxima potencia - V_{MPP} (V)	28,9	29,2	29,6	29,9	30,2	30,5
Corriente en el punto de máxima potencia - I_{MPP} (A)	7,8	7,9	8,0	8,0	8,1	8,2
Tensión a circuito abierto - V_{OC} (V)	36,2	36,5	36,7	37,0	37,2	37,5
Corriente corto circuito - I_{SC} (A)	8,3	8,4	8,5	8,6	8,7	8,8
Eficiencia del módulo (%)	13,6	13,9	14,2	14,5	14,8	15,1
Valores en condiciones estándares de medida STC (masa de aire AM1,5, irradiancia 1000W/m ² , temperatura de la célula 25°C).						
En bajas radiaciones de 200W/m ² y condiciones STC (1,5AM y Temperatura de célula de 25°C) es posible obtener, al menos el 97% de la eficiencia.						
PARÁMETROS ELÉCTRICOS @ NOCT	REC225PE	REC230PE	REC235PE	REC240PE	REC245PE	REC250PE
Punto de máxima potencia - P_{MAX} (Wp)	167	170	173	176	179	182
Tensión en el punto de máxima potencia - V_{MPP} (V)	26,6	26,8	27,1	27,3	27,6	27,9
Corriente en el punto de máxima potencia - I_{MPP} (A)	6,3	6,3	6,4	6,4	6,5	6,6
Tensión a circuito abierto - V_{OC} (V)	33,4	33,6	33,8	34,1	34,3	34,5
Corriente de corto circuito - I_{SC} (A)	6,8	6,8	6,9	7,0	7,0	7,1
Temperatura Nominal de la Célula (NOCT) 800W/m ² , AM1,5, velocidad del viento 1m/s, temperatura ambiente 20°C.						

Tabla 9. Parámetros eléctricos y dimensiones de las placas solares

PARÁMETROS TÉRMICOS

Temp. de operación nominal de la célula (NOCT)	47,9°C (±2°C)
Coefficiente de temperatura para P_{MP}	-0,43%/°C
Coefficiente de temperatura V_{OC}	-0,33%/°C
Coefficiente de temperatura I_{SC}	0,074%/°C

Ilustración 26. Parámetros térmicos de las placas solares

3.1.1.7-Inversor

El inversor que se ha seleccionado para convertir la corriente continua a corriente alterna es de la marca SMA modelo STP 2000TLEE-10 de tipo trifásico. Es un inversor muy flexible en cuanto al diseño de la instalación y está indicado para prácticamente cualquier configuración modular, gracias a la tecnología Optiflex y a las dos entradas del punto de máxima potencia (MPP) y el amplio rango de tensión de entrada.

La instalación solar fotovoltaica dispondrá de un inversor para la instalación de 20 kW. Al inversor se conectarán los 4 strings anteriormente mencionados.

Algunas de las características más importantes con las que cuentan estos inversores se describen a continuación:

Entrada (CC)	
Potencia máxima de CC	20.450 W
Tensión máxima de CC	1000 V
Rango de tensión fotovoltaica, MPPT	580 V – 800 V
Corriente máxima de entrada	36,00 A
Salida (CA)	
Potencia nominal de CA	20.000 W
Corriente máxima de salida	29,0 A
Tensión nominal de CA / rango	230/400 V
Frecuencia de red de CA rango	50 Hz
Factor de potencia ($\cos \alpha$)	1
Conexión de CA	Trifásica
Coefficiente de rendimiento	
Coefficiente de rendimiento máx.	98,50%
Rendimiento europeo	98,20%

Datos generales	
Dimensiones (ancho x alto x fondo) en mm	665 / 680 / 265
Peso	45,0 kg
Rango de temperatura de servicio	-25°C / +60°C
Autoconsumo nocturno	1 W
Topología	Sin transformador
Principio de refrigeración	OptiCool
Tipo de Protección	IP65

Tabla 10. Características principales del STP 20000TLEE-10

3.1.1.8- Monitorización y gestión de datos de la instalación solar fotovoltaica

Para la obtención del registro de los datos principales de generación del inversor se dispone de un registrador de datos ZIV 5CTD-E1C-051400VA. Este registrador almacena las principales variables de la instalación, con almacenamiento de parámetros automático. El registrador de datos es el recopilador de información del sistema y mediante la interfaz web de la Sunny WebBox se pueden ver las vistas de progreso y diarias del rendimiento de los inversores. Los valores registrados se archivan en los formatos de archivo CSV o XML en Sunny WebBox y pueden transferirse al PC de forma sencilla mediante el intercambio de datos a través de FTP, pudiendo visualizar los datos y crear gráficos de evolución diarios, mensuales y anuales para su posterior análisis. La comunicación entre el registrador y el PC se realizará vía Bluetooth. También dispone de un contador para la entrada de energía del fabricante ITRON ACE6000 siendo el modelo ACE662D11.



Ilustración 27. Inversor y cuadro eléctrico de CC y AC

3.1.1.9- Estructura y pasarela de mantenimiento

Los 92 módulos ocupan 138 m² de una de las dos naves contiguas de la cooperativa del titular que tiene cubierta a dos aguas y se ubican en la zona central de una cubierta que se orienta al Sur con una inclinación de 30°.

Sus principales características son las siguientes:

- La estructura de soporte cumple las especificaciones del pliego de condiciones técnicas del IDAE. En todo caso se da cumplimiento a lo obligado por la CTE y demás normas aplicables.
- Las estructuras soporte, suministradas soportan con los módulos instalados las posibles cargas producidas por viento y nieve, de acuerdo con la normativa “Código Técnico de la Edificación, Documento Básico Acciones en la Edificación CTE-DB-AE.”
- La estructura soporte y el sistema de fijación de los módulos permite las necesarias dilataciones térmicas de forma que no se transmitan cargas a los módulos que puedan afectar a la integridad de los mismos.
- El diseño de la estructura se realiza en función de la orientación y el ángulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.
- Todas las estructuras suministradas están protegidas contra la acción de los agentes ambientales.

- Los módulos quedan siempre al margen de las sombras de los topes de sujeción y de la propia estructura.
- La estructura soporte está calculada según norma MV-103.

Se colocarán 12 filas de 6 paneles fotovoltaicos y otras 4 filas de 5 paneles de 1665x991x38 mm con inclinación de 30°, dejando una separación entre las filas de 2,1 m. La estructura portante de los módulos fotovoltaicos se realizará mediante triángulos de perfiles de aluminio L 30x30x3 y perfiles horizontales de aluminio que unirán dichos triángulos. Los paneles se fijarán a la estructura mediante tapas de aluminio de inicio y de intermedio tipo Z y tipo Omega, que se atornillarán a los perfiles horizontales. Los triángulos se fijarán a la cubierta mediante apoyos individuales en forma de U que se fijarán mediante remaches tipo trébol en la greca de la chapa metálica que forma la cubierta de la nave industrial. En el apartado de planos se muestran vistas en planta y alzado de la estructura con detalles de los soportes y sus fijaciones.

El peso de la estructura con los módulos es de 16,21 kg/m² no suponiendo ningún esfuerzo relevante para la estructura de la nave.

Se realizará una pasarela metálica para mantenimiento que incluirá estructura de perfiles de acero 50x50 mm para barandillas fijadas cada 1,5 metros a cubierta con sobregreca en U mediante remaches tipo trébol, chapa de acero en L 60x10 cm para pasarela y pletinas de fijación, guías perfil en L para peldaños, cable de acero para barandilla y para unión de perfiles, elementos para anclaje a cubierta y anclaje de elementos estructurales. En la siguiente imagen se puede observar una simulación de cómo sería:

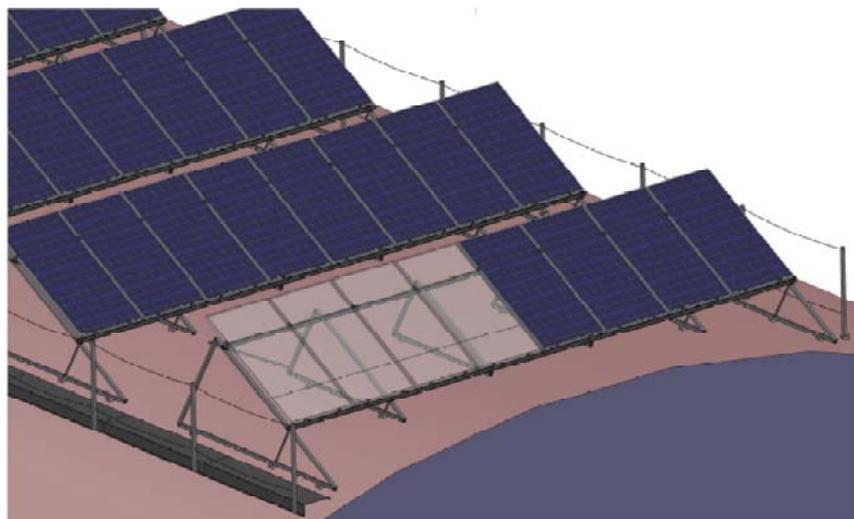


Ilustración 28. Detalle de la pasarela sobre la cubierta

Se habilitará una toma de agua para limpieza de módulos en la cubierta. La instalación de agua comprende tubería de polietileno de 1", en barra y rollo con sus accesorios de latón, llaves de apertura y pequeño material. Las pequeñas cantidades excedentes del agua utilizada para la limpieza se recogerán en los canalones laterales existentes.

3.1.1.10- Punto y condiciones de conexión de la instalación a la red interior

La conexión de la instalación solar fotovoltaica a la red interior será trifásica con un desequilibrio entre fases bastante inferior a 5 kW.

La conexión se realizará junto al cuadro general de protección de la instalación interior por tanto permite aislar simultáneamente ambas instalaciones del sistema eléctrico.

El punto de conexión de la instalación a la red interior en coordenadas UTM es: X=752584, Y=4432200.

La potencia de suministro contratada (65 kW) es superior a la potencia de la instalación solar fotovoltaica (20 kW) siendo además esta última inferior a 100 kW por tanto se cumplen las exigencias del Real Decreto 1699/2011 por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

3.1.1.11- Contador y cuadro de equipo de medida

La energía eléctrica producida será entregada a la red interior del titular en su totalidad a través de la conexión establecida al efecto.

El equipo de medida cumplirá con los requisitos del artículo 18 del Real Decreto 1699/2011, colocándose un único equipo de medida bidireccional que registra la energía consumida de la red y la energía cedida o excedentaria. La ubicación del equipo de medida se realizará en el mismo Cuadro General de Protección y Medida existente.

El cuadro del equipo de medida está formado por:

- Sistema de protección con fusibles ya existente.
- Interruptor de corte general con enclavamiento, manual y accesible a la empresa distribuidora en todo momento.

Junto al interruptor de corte general se identificará la existencia de la instalación generadora conectada mediante una placa serigrafiada.

3.1.2- Características de la instalación

3.1.2.1- Configuración eléctrica de la instalación fotovoltaica

- **Parte de Corriente Continua (CC)**, es la parte que va desde los módulos fotovoltaicos hasta el inversor.
- **Parte de Corriente Alterna (CA)**, es la parte que va desde el inversor hasta el punto de conexión con la red interior.

Parte de Corriente Continua

En primer lugar se mostrarán las características eléctricas que tiene la instalación.

Potencia (kWp)	6,00
Corriente de cortocircuito (Isc)	8,80 A
Corriente de máxima potencia (Impp)	8,2 A
Tensión de máxima potencia (Umpp)	732 V
Tensión de circuito abierto (Usc)	900,00 V

Tabla 11. Características por string o rama de 24

Potencia (kWp)	5,50
Corriente de cortocircuito (Isc)	8,80 A
Corriente de máxima potencia (Impp)	8,2 A
Tensión de máxima potencia (Umpp)	671 V
Tensión de circuito abierto (Usc)	825,00 V

Tabla 12. Características por string o rama de 22

Potencia (kWp)	23,00
Corriente de cortocircuito (Isc)	35,20 A
Corriente de máxima potencia (Impp)	32,80 A
Tensión de máxima potencia (Umpp)	732,0 V
Tensión de circuito abierto (Uoc)	900,00 V
Nº de módulos en serie	24 / 22
Nº de ramas (Strings)	2 / 2

Tabla 13. Características para inversor de 20 kWn

El cableado de la parte de CC quedará de la siguiente forma:

CC Tramo 1	Desde paneles hasta Caja Protección DCI.	6 mm ²	Cable unipolar 0,6/1kV XLPE (Cu) flexible instalado en bandeja metálica.
CC Tramo 2	Desde caja protección DCI hasta inversor.	6 mm ²	Cable unipolar 0,6/1kV XLPE (Cu) flexible instalado en bandeja metálica.

Tabla 14. Resumen secciones cableado de CC

Las caídas de tensión máximas para cada tramo son:

String	Tramo 1	Tramo 2	TOTAL
1	0,75	0,017	0,767
2	0,87	0,017	0,887
3	0,99	0,017	1,007
4	1,12	0,017	1,137

Tabla 15. Resumen caídas de tensión cableado de CC en %

$$\Delta U = \frac{2 \cdot 8.2 \cdot 24 \cdot 30.5 \cdot 129.94 \cdot 0.023}{732 \cdot 6} = 8.168 \text{ V} \rightarrow 1.11 + 0.017 = 1.137\%$$

El String 4 es el que tiene una mayor caída de tensión: **1,137 %**.

Parte de Corriente Alterna

El inversor SMA STP 20000TLEE-10 tiene dividida la potencia en 3 fases.

Igual que se ha realizado para la parte de continua se muestra a continuación la sección del cableado de alterna y las caídas de tensión existentes.

Como resumen del cableado de la parte de alterna presentamos la siguiente tabla:

AC Tramo 1	Desde Inversor hasta Cuadro Protección C.A.	10 mm ²	3F+N Cables unipolares 0,6/1kV XLPE (Cu) flexible Instalado en Bandeja Perforada
AC Tramo 2	Desde Cuadro Protecciones C.A. hasta Cuadro de General de Protección de la red interior.	10 mm ²	3F+N Cables unipolares 0,6/1kV XLPE (Cu) flexible Instalado en Bandeja Perforada

Tabla 16. Resumen secciones cableado de CA

La caída de tensión real será del **0,154 %** distribuida de la siguiente forma:

Tramo	CDT real (%)
AC - Tramo 1	0,056
AC - Tramo 2	0,098
TOTAL	0,154

Tabla 17. Resumen caídas de tensión en el lado de CA

3.1.2.2-Dispositivos de protección

Al igual que en el punto anterior dividiremos en parte de CC y de CA.

Parte de Corriente Continua

El cuadro de protecciones de corriente continua será modular aislante compuesta de fondo fabricado en poliéster reforzado con fibra de vidrio y tapas construidas en policarbonato o poliéster reforzado con fibra de vidrio. El material es autoextinguible, con doble aislamiento. En este cuadro se encontrarán todas las

protecciones, en las que se agrupan la totalidad de las ramas o strings. En las tablas siguientes se muestran las características eléctricas y los componentes del cuadro de protección de continua.

Potencia (kWp)	6,00
Corriente de cortocircuito (Isc)	8,80 A
Corriente de máxima potencia (Impp)	8,20 A
Tensión de máxima potencia (Umpp)	732,00 V
Tensión de circuito abierto (Usc)	900,00 V

Tabla 18. Características del armario de protección de continua para cada string.

Elemento	Unidades	Ubicación	Características técnicas
Fusibles cilíndricos clase gG de 12 A	4	DC	In = 12 A V = 1000 V PC = 30 kA
Interruptor seccionador en DC	4	DC	In = 20 A V = 1000 V Nº polos = 2
Protección contra sobretensiones DC	1 Kit	DC	V= 1000 V

Tabla 19. Resumen cajas de protección DCI

En el apartado de planos se encuentra el unifilar de la instalación donde se podrá apreciar con mayor exactitud la conexión entre todos los componentes.

Parte de Corriente Alterna

En esta parte se ha colocado una caja de protección, AC, entre la salida del inversor y el cuadro de contadores previo al punto de conexión con la red interior. En la tabla siguiente se muestran las características eléctricas a la salida del inversor y los componentes a instalar en esta parte.

Tal y como se ha comentado con anterioridad el inversor empleado en la instalación es de 20,0 kW, la potencia del mismo está dividida en tres fases.

Potencia nominal salida (kWp)	23,00 kW
Tensión nominal	400 V
Máxima corriente de línea	29,0 A
Frecuencia Nominal	50 Hz
Factor de potencia	> 0,99

Tabla 20. Características a la salida del inversor

Elemento	Unidades	Ubicación	Características técnicas
Interruptor magnetotérmico General	1	ACI	In = 40 A. Tetrapolar Vn = 400 V PC = 36 KA
Interruptor Diferencial	1	ACI	In = 40 A. Tetrapolar S = 30 mA Vn = 400 V
Protección contra sobretensiones AC	1	ACI	Vn = 400 V

Tabla 21. Resumen caja de protección AC

3.1.3-Programa de necesidades

La potencia máxima total instalada en el campo de colectores fotovoltaicos es de:

$$92 \text{ módulos} \times 250 \text{ Wp} = 23.000 \text{ Wp} = 23,00 \text{ kWp}$$

La demanda de consumo de la actividad, según datos del año 2013, es de 132.601 kWh. Con la instalación solar fotovoltaica se producirán 36.495 kWh por tanto se cubrirá un 27,5% de la demanda y el resto de las necesidades de electricidad se cubrirán mediante la red eléctrica.

3.1.4-Caja general de protección / centro de transformación

La conexión de la central fotovoltaica a la red de baja tensión será trifásica. La tensión será de 400 V.

La interconexión entre la instalación fotovoltaica y la red interior se realizará en la caja general de protección existente.

Dado que la conexión se hace a la red interior de baja tensión, no procede descripción de centro de transformación.

3.1.4.1-Equipo de medida en BT

La energía eléctrica producida será entregada a la red interior del titular en su totalidad a través de la conexión establecida al efecto.

El equipo de medida cumplirá con los requisitos del artículo 18 del Real Decreto 1699/2011, colocándose un único equipo de medida bidireccional que registra la energía consumida de la red y la energía cedida o excedentaria. La ubicación del equipo de medida se realizará en el mismo Cuadro General de Protección y Medida existente. Se cumplirán los requisitos de la MT 3.53.01 para instalaciones de generación de potencia de >15 kVA hasta 50 kVA, siendo la medida trifásica directa con contador tipo 4, disponiendo de curva de carga horaria para la generación y estando dotados de telemedida.

El cuadro del equipo de medida está formado por:

- Sistema de protección con fusibles ya existente.

- Interruptor de corte general con enclavamiento, manual y accesible a la empresa distribuidora en todo momento. El cierre del interruptor de interconexión estará enclavado hasta que los relés 27 de mínima tensión hayan detectado presencia de tensión en línea y esta circunstancia se haya mantenido durante 3 minutos consecutivos.

Junto al interruptor de corte general se identificará la existencia de la instalación generadora conectada mediante una placa serigrafiada.

3.1.4.2-Protección de la calidad del suministro

En la ITC-BT-40 se recogen algunas especificaciones relacionadas con la calidad de la energía inyectada a red en instalaciones generadoras, que se especifican con más detalle en el RD 1699/2011 y en la MT 3.53.01.

Así, la instalación contará con un Interruptor automático de la conexión, para la desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamiento. Los valores de actuación para máxima y mínima frecuencia, máxima y mínima tensión serán de 50,5 Hz, 48 Hz, $1,15 \times U_n$ y $0,85 \times U_n$, respectivamente. El rearme del sistema de conmutación y, por tanto, de la conexión con la red de baja tensión de la instalación fotovoltaica será automático, una vez restablecida la tensión de red por la empresa distribuidora cumpliéndose los tiempos máximos de actuación indicados en el RD 1699/2011. Están integradas en el equipo inversor las funciones de protección de máxima y mínima tensión y de máxima y mínima frecuencia, por lo que las maniobras automáticas de desconexión-conexión serán realizadas por éste. Al estar incorporada esta protección en el inversor, no es necesaria la duplicación de esta protección pero deberá ser precintable.

Para utilizar las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia y de máxima y mínima tensión, incluidas en el inversor, el fabricante del mismo ha debido certificar:

- Los valores de tara de tensión.
- Los valores de tara de frecuencia.
- El tipo y características de equipo utilizado internamente para la detección de fallos (modelo, marca, calibración, etc.).
- Que el inversor ha superado las pruebas correspondientes en cuanto a los límites de establecidos de tensión y frecuencia.

3.1.5-Cuadro general y su composición

3.1.5.1-Cuadro de protecciones de corriente alterna

El armario donde estarán alojados los elementos será de chapa de acero de 2 mm en puerta y paredes, con protección IP55 según EN 60 529/10.91. Dispondrá de puerta por su parte frontal.

- Se instalará en el cuadro un interruptor magnetotérmico general magnetotérmico de 40 A y 36 kA de poder de corte de cuatro polos.
- Se instalará en el cuadro un interruptor diferencial general de 40 A y 30 mA de sensibilidad de cuatro polos.

Protección de sobre-tensiones y descargas atmosféricas

Se instalará descargador de sobre-tensiones para proteger la instalación de B.T.



Ilustración 29. Módulo del contador de generación

3.1.6-Puesta a tierra

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1699/2011 sobre las condiciones de puesta a tierra de las instalaciones interconectadas a la red de distribución.

Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de alterna, estarán conectadas a una única tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión.

La puesta a tierra de la instalación fotovoltaica se hará de forma que no se alteren las condiciones de la puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, impidiendo la transferencia de defectos a la red de distribución. Cumplirá con la ITC-

BT-18. Las masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora.

La red de tierras de la instalación solar fotovoltaica, será independiente de cualquier otra red de tierras. Se considerará que las redes de tierras son independientes cuando el paso de la corriente máxima de defecto por una de ellas, no provoca en las otras diferencias de tensión, respecto a la tierra de referencia, superiores a 50 V.

A la puesta a tierra de la instalación se deberá conectar los siguientes componentes:

- Las masas de la instalación fotovoltaica en CC a través de conductores de protección (marcos de los paneles y estructura de soporte).
- Inversor (para descarga de varistores y puesta a tierra del chasis). Para la conexión de puesta a tierra del inversor se cumplirá con las especificaciones técnicas del fabricante del inversor.
- Cuadro de protecciones de corriente continua.
- Cuadro de protecciones de corriente alterna.

3.1.7-Repercusión de la actividad sobre el medio ambiente

Este tipo de instalaciones no solo no agreden el medioambiente sino que aportan evidentes beneficios de tipo ecológico como es el hecho de producir energía eléctrica de una fuente de energía renovable. La producción de la energía eléctrica por medio de esta fuente evita la emisión de gases contaminantes a la atmosfera, que de producirse mediante energías convencionales sí que se emitirían.

La producción de energía eléctrica mediante nuestra instalación solar fotovoltaica comportará que se evite la emisión de gases nocivos y residuos a la atmósfera, que de otra forma sí se produciría. En la tabla siguiente se muestran las emisiones de contaminantes evitadas gracias a la instalación fotovoltaica:

APORTACIÓN SOLAR	
kWh aportación solar	36.495
AHORRO DE EMISIONES	
Tep	3,01
kg. CO ₂	10.465,74
kg. NO ₂	22,12
kg. SO ₂	16,14
kg. CO	3,46
Nº Familias equivalentes	29,74
Residuos Nucleares	40,67

Tabla 22 .Emisiones evitadas anualmente

3.2- ILUMINACIÓN LED

3.2.1- Características generales

Un buen alumbrado es de vital importancia para crear las condiciones óptimas de trabajo que se traducen en óptimas productividades del personal y bienestar para visitantes. Cada lugar tiene sus propias necesidades de iluminación en cuanto a coste, calidad y tipo de iluminación necesaria para la tarea a efectuar en las instalaciones.

Características generales

- Tipo de edificio: Comercial
- Potencia instalada total (kW): 78,2 kW
- Potencia instalada en iluminación (kW): 33,21 (sin considerar parking) y 35,30 (considerando parking).
- Consumo eléctrico en iluminación durante el año 2013 (kWh): 93.777 (sin considerar el parking ya que no se encienden nunca estas luminarias)
- Área total del local o edificio (m²): 2564 (sin considerar el parking)
- Área iluminada afectada por la “Medida de Ahorro” (m²): 2533
- El factor de potencia global medio de la instalación según estudio realizado para los 12 últimos meses a partir de los registros de energía activa y reactiva del contador eléctrico es de $\cos\phi = 0,873$.
- Funcionamiento del edificio (horario abierto al público):
 - De lunes a viernes de 8h a 19h.
 - Sábados de 8h a 13:30h.

Se estima que podrían lograrse importantes reducciones en el consumo eléctrico de alumbrado, con la utilización de componentes más eficientes y el empleo de sistemas de control. Además, se puede conseguir un ahorro adicional en el aire acondicionado, ya que la iluminación de bajo consumo energético presenta una menor emisión de calor.

Los tubos fluorescentes son generalmente las lámparas más utilizadas para las zonas donde se necesita una luz de buena calidad y pocos encendidos. Este tipo de lámpara necesita de un elemento auxiliar que regule la intensidad de paso de la corriente, que es la reactancia o balasto.



Ilustración 30. Detalle de un tubo fluorescente

Las **lámparas fluorescentes compactas** resultan muy adecuadas en sustitución de las lámparas de incandescencia tradicionales, pues presentan una reducción del consumo energético del orden del 80%, así como un aumento en la duración de la lámpara de entre 8 y 10 veces respecto a las lámparas de incandescencia. Tienen el inconveniente de que no alcanzan el 80% de su flujo luminoso hasta pasado un minuto de su encendido.



Ilustración 31. Lámpara fluorescente compacta

Lámpara fluorescente compacta	Lámpara Incandescencia	Ahoro energético (%)
3 W	15 W	80
5 W	25 W	80
7 W	40 W	82
11 W	60 W	82
15 W	75 W	80
20 W	100 W	80
23 W	150 W	84

Tabla 23. Equivalencia entre fluorescentes compactas e incandescentes

Zonas del edificio objeto de la reforma:

- Tienda.
- Estanterías tienda.
- Almacén de tienda y almacén de fertilizantes.
- Despacho.

-
- Sala de reuniones.
 - Aseos (Mujeres, hombres y minusválidos) incluido su vestíbulo.
 - Vestuarios (Mujeres y hombres)

En las siguientes páginas se indican las situaciones actuales, los cambios de luminaria y lámpara que se van a llevar a cabo y unas fotografías de las instalaciones.

NOMENCLATURA UTILIZADA EN LAS SIGUIENTES TABLAS:

Tipo Luminaria: Luminaria con Lamas (LL), Regleta Fluorescentes (RGFL), Downlight empotrado (DWL), Luminaria empotrable con lamas (LEL), Lámpara Industrial (LI), Luminaria estanca (LES), Luminaria Reflector Parabolico (LRP)

Equipo auxiliar: Convencional (CV), magnético (MG) ,electrónico (ELECT), regulable (REG)

Tipo Lámparas: Incandescente (I), fluorescente (FL), fluorescente compacta (FLC), halógenas (HAL), vapor de mercurio (VM)

Tipo Control y Regulación: Detector Presencia (DP)

DESCRIPCIÓN DEPENDENCIAS				LUMINARIAS					LAMPARAS							CONTROL Y REGULACION		
ID	Zona	Área (m ²)	Em actual (lux)	Tipo	Nº luminarias por zona	Marca y modelo	Equipo auxiliar	Nº total luminarias	Tipo	Marca y modelo	Pot lamp (W)	Eficiencia (Lm/W)	Nº lamp por luminaria	Pot cons luminaria (W)	Pot cons sistema (kW)	Si/no	Tipo	Pot controlada (kW)
1	Tienda	1054	420	LL	139	TRILUX 7692/58	MG	139	FL	Osram Luminux L58	58	90	2	136	18,904	No		
2	Estanterías tienda	181,44	650	RGFL	126		MG	126	FL	Sylvana Luxline F36	36	90	1	43	5,418	No		
3	Despacho	30,6	355	LEL	10		MG	10	FL	Philips TLD 80 18 W	18	75	4	88	0,88	No		
4	Sala Reuniones	59,84	705	LRP	5		MG	5	FL	Sylvana Luxline F36	36	90	4	172	0,86	No		
5	Almacén tienda	672	204	LI	12	ILUCA INDO		12	VM	Philips HPL-N 250	250	51	1	275	3,3	No		
6	Almacén Fertilizantes (subzona 1)	492	210	LI	10	ILUCA INDO		10	VM	Philips HPL-N 250	250	51	1	275	2,75	No		
7	Almacén Fertilizantes (subzona 2)	224	80	LES	4		MG	4	FL	Osram Luminux L36	36	93	2	86	0,344	No		
8	Aseos hombres y mujeres	22	320	LES	4		MG	4	FL	Osram Luminux L36	36	93	2	86	0,344	Si	Dp	0,344
9	Aseos minusválidos	4,5	150	DWL	1	SECOM DUCTO PL	MG	1	FLC	Osram Dulux D	26	69	2	64	0,064	Si	Dp	0,064
10	Vestibulo aseos	4,3	200	DWL	1	SECOM DUCTO PL	MG	1	FLC	Osram Dulux D	26	69	2	64	0,064	Si	Dp	0,064
11	Vestuarios hombres y mujeres	8,5	265	DWL	3	SECOM DUCTO PL	MG	3	FLC	Osram Dulux D	26	69	2	64	0,192	Si	Dp	0,192
12	Vestibulo vestuario mujeres	5,4	325	LES	1		MG	1	FL	Osram Luminux L36	36	93	2	86	0,086	Si	Dp	0,086

Tabla 24. Situación antes de la actuación



Luminaria con lamas tienda (zona 1)



Regleta de fluorescentes estanterías tienda (zona 2)



Luminaria empotrable con lamas despacho (zona 3)



Luminarias reflector parabólico sala reuniones (zona 4)



Luminaria industrial ILUCA almacén tienda (zona 5)



Luminarias almacén fertilizantes (zona 6 y 7)



Luminarias estancas aseos mujeres (zona 8)



Luminarias estancas aseos hombres (zona 8)



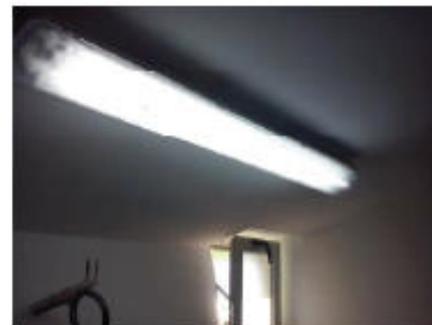
Downlight empotrado aseos minusválidos (zona 9)



Downlight empotrado vestíbulo aseos (zona 10)



Downlight vestuarios mujeres (zona 11)



Luminaria estanca vestibulo vestuarios (zona 12)

Ilustración 32. Detalle de las diversas zonas de la cooperativa y sus luminarias

DESCRIPCIÓN DEPENDENCIAS			ILUMINARIAS					LÁMPARAS							CONTROL Y REGULACIÓN			CTE HE3		
ID	Zona	Uso	Tipo	Nº luminarias por zona	Marca y modelo	Equipo auxiliar	Nº total luminarias	Tipo	Marca y modelo	Pot lamp (W)	Eficiencia (Lm/W)	Nº lamp por luminaria	Pot cons luminaria (W)	Pot cons sistema (kW)	Si/no	Tipo	Pot controlada (kW)	Em	VEEI	VEEI Max
1	Tienda	Cambio a tubos fluorescentes de alta eficiencia y balasto electrónico reg.	LL	139	TRILUX 7692/58	ELEC	139	LED	Vestel T8 23H1SY	20	90	2	46	6,394	No			413	1,96	5
2	Estanterías tienda	181,44	RGFL	126		ELEC	126	LED	Vestel T8 18H1SY	18	90	1	18	2,268	No			621	2,01	5
3	Despacho	30,6	LEL	10		ELEC	10	LED	Vestel T8 10H1SY	9	90	4	40	0,4	No			925	1,41	3
4	Sala Reuniones	59,84	LRP	5		ELEC	5	LED	Vestel T8 18H1SY	18	90	4	72	0,36	No			533	1,13	8
5	Almacén tienda	672	LI	12	VESTEL high bay		12	LED	Vestel High Bay 70W	70	100	1	70	0,84	No			180	1,39	4
6	Almacén Fertilizantes (subzona 1)	492	LI	10	VESTEL high bay		10	LED	Vestel High Bay 70W	70	100	1	70	0,7	Si	Dp	0,7	205	1,39	4
7	Almacén Fertilizantes (subzona 2)	224	LES	4		ELEC	4	LED	Vestel T8 18H1SY	18	90	2	36	0,144	Si	Dp	0,144	104	1,54	4
8	Aseos hombres y mujeres	22	LES	4		ELEC	4	LED	Vestel T8 18H1SY	18	90	2	36	0,144	Si	Dp	0,144	424	1,54	4
9	Aseos minusválidos	4,5	DWL	1	VESTEL Downlight Slim	ELEC	1	LED	Vestel Downlight Slim 18W	18	70	1	18	0,018	Si	Dp	0,018	200	2	4
10	Vestíbulo aseos	4,3	DWL	1	VESTEL Downlight Slim	ELEC	1	LED	Vestel Downlight Slim 18W	18	70	1	18	0,018	Si	Dp	0,018	209	2	4
11	Vestuarios hombres y mujeres	8,5	DWL	3	VESTEL Downlight Slim	ELEC	3	LED	Vestel Downlight Slim 18W	18	70	1	18	0,054	Si	Dp	0,054	307	2,07	4
12	Vestíbulo vestuario mujeres	5,4	LES	1		ELEC	1	LED	Vestel T8 18H1SY	18	90	2	36	0,036	Si	Dp	0,036	432	1,54	4

Tabla 25. Situación después de la actuación

La iluminación existente en la cooperativa cumple los niveles mínimos de iluminación de los lugares de trabajo según el Anexo IV del Real Decreto 486/1997, de 14 de abril, por el que se establecen las Disposiciones Mínimas de Seguridad y Salud en los Lugares de Trabajo, y que se resumen en la siguiente tabla:

ZONA O PARTE DEL LUGAR DE TRABAJO (*)	NIVEL MÍNIMO DE ILUMINACIÓN (Lux)
Zonas donde se ejecuten tareas con:	
1. Bajas exigencias visuales	100
2. Exigencias visuales moderadas	200
3. Exigencias visuales altas	500
4. Exigencias visuales muy altas	1.000
Áreas o locales de uso ocasional	50
Áreas o locales de uso habitual	100
Vías de circulación de uso ocasional	25
Vías de circulación de uso habitual	50

Tabla 26. Niveles mínimos de iluminación

(*) El nivel de iluminación de una zona en la que se ejecute una tarea se medirá a la altura donde ésta se realice; en el caso de zonas de uso general a 85 cm del suelo y en el de las vías de circulación a nivel del suelo. Estos niveles mínimos deberán duplicarse cuando concurren las siguientes circunstancias:

- En las áreas o locales de uso general y en las vías de circulación, cuando por sus características, estado u ocupación, existan riesgos apreciables de caídas, choques u otros accidentes.
- En las zonas donde se efectúen tareas, cuando un error de apreciación visual durante la realización de las mismas pueda suponer un peligro para el trabajador que las ejecuta o para terceros o cuando el contraste de luminancias o de color entre el objeto a visualizar y el fondo sobre el que se encuentra sea muy débil.

No obstante lo señalado en los párrafos anteriores, estos límites no serán aplicables en aquellas actividades cuya naturaleza lo impida.

Régimen de funcionamiento de las zonas afectadas por la actuación:

Zona actuación	Horario	Ocupación
Tienda	L-V: 8-19h S: 8-13:30h	150
Estanterías tienda	L-V: 8-19h S: 8-13:30h	-
Almacén tienda	9 lámparas L-V: 8-19h S: 8-13:30h 3 lámparas 3h/día	10

PROYECTO DE INSTALACIÓN DE AUTOPRODUCCIÓN DE ENERGÍA Y MEJORA DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA DE UNA COOPERATIVA AGRÍCOLA

Almacén fertilizantes (subzona 1)	3 lámparas L-V: 8-19h S: 8-13:30h 6 lámparas 3h/día	7
Almacén fertilizantes (subzona 2)	2 lámparas L-V: 8-19h S: 8-13:30h 2 lámparas 3h/día	3
Despacho	L-V: 8-19h S: 8-13:30h	2
Sala reuniones	3 h/semana	12
Aseos hombres	2 h/día	1
Aseos mujeres	2 h/día	1
Aseos minusválidos	1 h/día	1
Vestíbulo aseos	2 h/día	1
Vestuario hombres	2 h/día	2
Vestuario mujeres	2 h/día	2
Vestíbulo vestuarios	2 h/día	1

Tabla 27. Tiempo de uso de las instalaciones

El almacén de fertilizantes se estima que con el sistema de control de encendido con detector presencia reducirá su consumo en un 40%.

3.2.2- Cálculo justificativo del ahorro energético

A continuación se aporta el cálculo justificativo de ahorro energético, el cual se ha realizado teniendo en cuenta la reducción de potencia para cada zona y la reducción de horas de funcionamiento para el almacén de fertilizantes. Se han tomado mediciones reales en la tienda y el almacén tienda mediante analizador de redes Denver modelo CA nº serie 142912DFH mediante las cuales se ha validado su estimación.

ID	ZONA	HORAS/AÑO	ANTES DE LA ACTUACIÓN		DESPUÉS DE LA ACTUACIÓN	
			POTENCIA (kW)	ENERGIA(kWh)	POTENCIA (kW)	ENERGIA(kWh)
1	Tienda	3146	18,904	59.471,98	6,394	20.115,52
2	Estanterías tienda	3146	5,418	17.045,03	2,268	7.135,13
3	Despacho	3146	0,88	2.768,48	0,4	1.258,40
4	Sala reuniones	156	0,86	134,16	0,36	56,16
5	Almacén tienda	3146	2,475	7.786,35	0,63	1.981,98
5	Almacén tienda	858	0,825	707,85	0,21	180,18
6	Almacén fertilizantes (subzona 1)	3146	0,917	2.883,83	0,23	440,44
6	Almacén fertilizantes (subzona 1)	858	1,833	1.573,00	0,47	240,24
7	Almacén fertilizantes (subzona 2)	3146	0,172	541,11	0,072	135,91
7	Almacén fertilizantes (subzona 2)	858	0,172	147,58	0,072	37,07
8	Aseos hombres y mujeres	1144	0,344	393,54	0,144	164,74
9	Aseos minusválidos	286	0,064	18,30	0,018	5,15
10	Vestíbulos aseos	572	0,064	36,61	0,018	10,30
11	Vestuarios hombres y mujeres	1144	0,192	219,65	0,054	61,78
12	Vestíbulo vestuario mujeres	572	0,086	49,19	0,036	20,59
			TOTAL	93.776,66	TOTAL	31.843,57

Ahorro energía final (kWh/año)	61933,09
Ahorro económico (€)	7342,91
Emissiones anuales actuales CO ₂ (tep/año)	24,01
Reducción emisiones anuales CO ₂ (tep/año)	15,85

Tabla 28. Potencias y energías de las zonas de la instalación

3.2.3-Sustitución de tubos fluorescentes por tubos LED

Como medida de ahorro energético se propone la sustitución de los tubos fluorescentes utilizados actualmente por tubos LED ya que estos permitirán reducir la energía consumida por luminaria y reducir las emisiones de CO₂, siendo su sustitución una tarea prácticamente inmediata y además se seguirán cumpliendo los niveles mínimos de iluminación de los lugares de trabajo según el Anexo IV del Real Decreto 486/1997.

Los tubos LED tipo T8 sirven para sustitución directa de tubos fluorescentes T8 convencionales de 18W, 30W, 36W y 58W. Disponiendo de una amplia gama de potencias y temperaturas de color, los tubos LED son la solución óptima para cualquier aplicación de iluminación de larga duración, proporcionando:

- Luz de alta calidad.
- Ahorro energético superior al 50%.
- Reducción radical de tareas de mantenimiento.
- Reducción de emisión de sustancias contaminantes.



Ilustración 33.Tubo LED

Cuadro de Selección de Productos

	T08L060W06	T08L060W08	T08L090W10	T08L120W12	T08L120W15	T08L150W18	T08L150W22
Longitud	600 mm	600 mm	900 mm	1200 mm	1200 mm	1500 mm	1500 mm
Diámetro	26 mm (T8)						
Alimentación	AC85~265V						
Frecuencia	50-60Hz						
Potencia	6 W	8 W	10W	12 W	15 W	18 W	22 W
Nº de LEDs	108 leds	144 leds	189 leds	216 leds	276 leds	300 leds	384 leds
Anchura del Haz	120º						
Flujo Luminoso	648 lm	864 lm	1.134 lm	1.296 lm	1.656 lm	1.980 lm	2.304 lm
Eficiencia	108 lm/W						
Tª Color	3.500 °K / 6.000 °K / 7.500 °K						
Tiempo de Vida	>50.000 horas						
Equivalente a...	T8 600mm 18W 1.350 lm (*)	T8 600mm 18W 1.700 lm (*)	T8 900mm 30W 2.200 lm (*)	T8 1200mm 36W 2.600 lm (*)	T8 1200mm 36W 3.350 lm (*)	T8 1500mm 58W 3.600 lm (*)	T8 1500mm 58W 4.600 lm (*)
Ahorro Energético	> 66%	> 55%	> 66%	> 66%	> 58%	> 68%	>62%

Tabla 29. Cuadro comparativo de productos

(*) La equivalencia de flujo luminoso entre tubos LED y fluorescentes no radica en el flujo emitido por los tubos, sino en el flujo luminoso efectivo que se recibe en la superficie de trabajo. En el caso del tubo LED, debido a su directividad, 120°, la superficie de trabajo recibe todo el flujo lumínico emitido. El tubo fluorescente emite su flujo en 360°, de modo que la luz recibida en la superficie de trabajo es muy inferior al flujo luminoso nominal del tubo, con un valor determinado por la calidad de diseño de la luminaria y su reflector.

Ventajas de la implantación de tubos LED en lugar de tubos fluorescentes

- Luz de alta calidad

El control exhaustivo de la temperatura de color y del ángulo de emisión del LED garantiza una reproducción cromática de alta calidad, $R_a > 80$, y una distribución luminosa uniforme.

Por otro lado, la iluminación LED elimina los parpadeos o la ligera vibración característica de los tubos fluorescentes al ser su encendido instantáneo, reduciendo la fatiga visual de las personas situadas en el entorno iluminado. Esta característica hace del tubo LED la solución óptima de iluminación en entornos de trabajo tales como oficinas, centros educativos, centros sanitarios, etc.

- Alto ahorro energético

Gracias a la alta eficiencia luminosa de los LED de Alto Brillo, $> 100 \text{ lm/W}$, y una disposición optimizada de los LED, los tubos emiten el haz de luz directamente hacia la superficie de trabajo, sin necesidad de emplear pantallas reflectoras, consiguiendo un alto ahorro energético respecto a los tubos fluorescentes convencionales (70 lm/W) y obteniendo niveles de iluminación superiores sobre la superficie de trabajo.

- Reducción de tareas de mantenimiento

El proceso de generación de luz en la zona de unión del LED requiere muy poca energía eléctrica, reduciendo drásticamente la temperatura del semiconductor y su degradación, factor que alarga entre uno y dos órdenes de magnitud el tiempo de vida de los tubos LED frente a los tubos fluorescentes convencionales. La duración de los tubos LED es de 50000-100.000 horas.

Las 50.000 horas de vida útil mínima del tubo LED, frente a las 10.000 horas de los fluorescentes más longevos consiguen un periodo de reposición de los tubos LED superior a 10 años, reduciendo de forma radical los costes de mantenimiento y reposición de tubos agotados, así como la tasa de generación de residuos materiales.

- Respeto por el Medio Ambiente

El cumplimiento de la directiva RoHS (Restriction of Hazardous Substances) garantiza la ausencia de sustancias contaminantes en todos los componentes del tubo LED. A diferencia de los tubos fluorescentes, que contienen sustancias contaminantes tales como el mercurio, el cumplimiento de la directiva RoHS por los tubos LED garantiza la ausencia de mercurio, cadmio, plomo y numerosas sustancias altamente nocivas para la salud y el medio ambiente.

- Facilidad de instalación

La sustitución de tubos fluorescentes por tubos LED es una tarea prácticamente inmediata.

Por ejemplo, para la sustitución de tubos fluorescentes de 30W, 36W y 58W, basta con retirar los cebadores de la pantalla e instalar el tubo LED equivalente.

Aunque no es requisito imprescindible, se recomienda retirar el balastro o reactancia, puesto que, al no ser un elemento necesario para el funcionamiento de los tubos LED, solamente supondrá un incremento del consumo eléctrico del conjunto formado por los tubos y la luminaria.

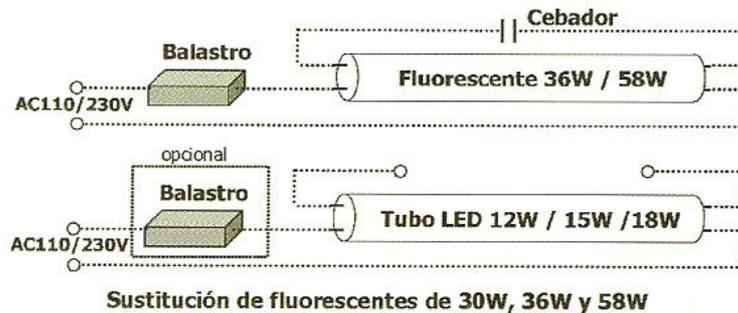


Ilustración 34. Esquema de sustitución de fluorescentes por LEDs

En el caso de pantallas con varios tubos fluorescentes de 18W, aparte de retirar los cebadores es necesario conectar todos los tubos LED en paralelo, es decir, la fase en uno de los extremos de los tubos LED y el neutro en el otro. Al igual que en el caso anterior se recomienda retirar las reactancias para reducir el consumo del conjunto.

En instalaciones nuevas basta conectar los tubos LED en paralelo, sin necesidad de adquirir balastos ni reactancias, reduciendo así los costes materiales de dichas instalaciones.

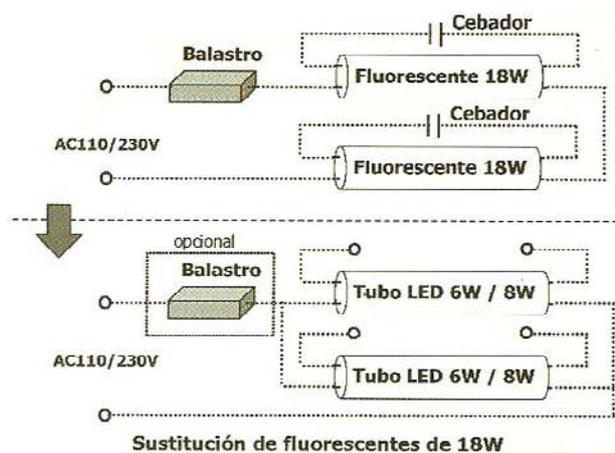


Ilustración 35. Esquema de sustitución de fluorescentes por LEDs

Conclusiones

Con la sustitución de los tubos fluorescentes utilizados actualmente en la cooperativa por tubos LED se conseguirá lo siguiente:

- Se seguirán cumpliendo los niveles mínimos de iluminación de los lugares de trabajo según el Anexo IV del Real Decreto 486/1997.
- Reducir el consumo energético en iluminación.
- Reducir las emisiones totales de Kg CO₂/año con el consecuente beneficio para el medioambiente.
- Reducir tareas de mantenimiento.

La viabilidad de esta mejora se analizará posteriormente, tanto a nivel técnico, como a nivel social y económico.

3.2.3-Viabilidad de la sustitución de tubos fluorescentes por tubos LED

A nivel técnico

La sustitución de tubos fluorescentes por tubos LED es una tarea prácticamente inmediata por tanto es viable técnicamente.

Para la sustitución de tubos fluorescentes de 30W, 36W y 58W, basta con retirar los cebadores de la pantalla e instalar el tubo LED equivalente.

En el caso de pantallas con varios tubos fluorescentes de 18W, aparte de retirar los cebadores es necesario conectar todos los tubos LED en paralelo, es decir, la fase en uno de los extremos de los tubos LED y el neutro en el otro.

A nivel social

Con la sustitución de tubos fluorescentes por tubos LED se consigue reducir las emisiones de CO₂ por consumo de luz.

3.3.- COMPENSACIÓN DE ENERGÍA REACTIVA

La compensación de energía reactiva, como se ha explicado anteriormente, es una operación muy sencilla de realizar. Tan solo se deben calcular el tamaño (entiéndase tamaño como la capacidad en kVAR) de una batería de condensadores que se podrá conectar a la instalación con diversas configuraciones.

3.3.1-Compensación individual

La compensación individual se utiliza en equipos que tienen un ciclo continuo de operación y cuyo consumo de reactiva es considerable, principalmente motores eléctricos y transformadores. El condensador se instala en cada una de las cargas de manera que los únicos conductores afectados por la energía reactiva son los que unen la carga con el condensador.

Las ventajas de esta configuración son:

- La energía reactiva queda confinada entre el condensador y la carga, quedando el resto de las líneas libres de energía reactiva.
- Los condensadores entran en servicio sólo cuando la carga está conectada, ya que el arrancador puede servir como interruptor del condensador de manera que no son necesarios otros sistemas de regulación.

Aunque esta configuración está recomendada para estos casos también presenta algún inconveniente como, por ejemplo:

- El precio de varios condensadores por separado es mayor que el de uno mayor equivalente.
- En cargas que no son usadas con frecuencia los condensadores pueden estar infrautilizados.

En esta configuración de compensación fija hay dos casos singulares: la compensación en los motores asíncronos y en los transformadores de potencia.

3.3.1.1- Compensación en los motores asíncronos y en los transformadores de potencia

Arranque directo de un motor trifásico asíncrono

Con la compensación individual de motores asíncronos hay que tomar ciertas precauciones ya que puede aparecer la autoexcitación del motor. Este fenómeno surge al desconectar el motor, ya que este sigue girando hasta detenerse debido a su inercia.

En el momento de cortar la alimentación, si se ha realizado la compensación en bornes del motor, las corrientes capacitivas de los condensadores en el estator generarán un campo magnético en el rotor en la misma dirección del campo magnético decreciente.

Por lo tanto, el motor comenzará a funcionar como generador, provocando sobretensiones en los bornes del motor.

Existen dos posibles soluciones para evitar la aparición de la autoexcitación:

- Limitar las corrientes capacitivas de los condensadores, limitando la potencia de la batería de condensadores instalada, para que éstas sean inferiores a la intensidad de vacío del motor (La norma EN-608361-1 recomienda que nunca sea superior al 90 % de la potencia reactiva en vacío del motor).
- Realizar la compensación en bornes a través de un contactor, de forma que al desconectar el motor de la alimentación los condensadores queden aislados de los terminales del motor.

Estas compensaciones se pueden llevar a cabo mediante los siguientes cálculos:

$$Q_{\text{compensar}} = P \cdot (\tan \varphi_i - \tan \varphi_f)$$

$$Q_{\text{compensar}} \leq Q_{\text{límite}}$$

$$Q_{\text{límite}} = 0.9 \cdot \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_o = 2 \cdot P \cdot (1 - \cos \varphi_{\text{inicial}})$$

Pero en la práctica se puede aproximar como $Q_{\text{compensar}} = 0,3 \cdot P_{\text{nominal motor}}$

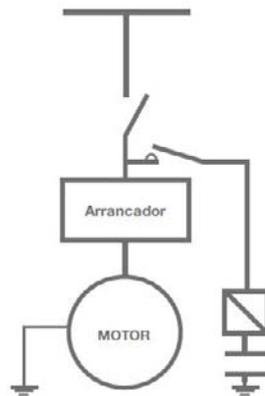


Ilustración 36. Esquema de conexión de un motor asíncrono trifásico

Arrancador estrella-triángulo

La conexión directa de motores asíncronos no es posible en algunas ocasiones debido a las puntas de intensidad que se producen durante su arranque. En estos casos se utilizan conmutadores estrella-triángulo.

Si un motor tiene un dispositivo de arranque estrella-triángulo, se realizará la conexión de los condensadores a través de contactores, de manera que el condensador se conecte una vez que el motor ha terminado su arranque (estrella) y se encuentre en régimen permanente (triángulo).

La utilización de este esquema evita las sobreintensidades y sobretensiones que se producen al conectar el motor.

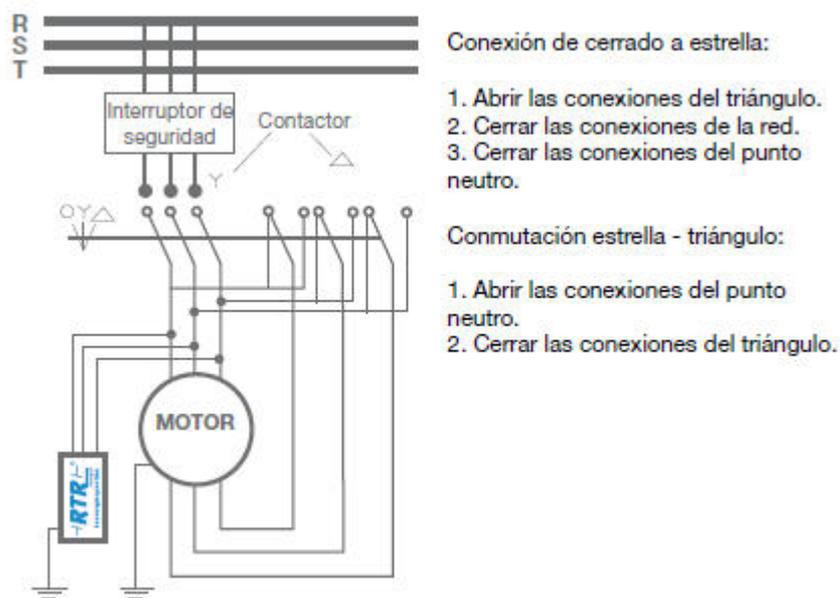


Ilustración 37. Esquema de conexión de un arrancador estrella-triángulo

Potencia del motor		Potencia de los condensadores en kVAR			
kW	CV	3000 rpm	1500 rpm	1000 rpm	750 rpm
7,5	10	2,50	2,50	2,50	5,00
11	15	2,50	2,50	5,00	5,00
15	20	5,00	5,00	5,00	7,50
18	25	5,00	5,00	7,50	10,00
22	30	7,50	7,50	10,00	10,00
30	40	10,00	10,00	12,50	15,00
37	50	12,50	15,00	17,50	20,00
45	60	15,00	17,50	20,00	22,50
55	75	17,50	25,00	22,50	25,00
75	100	22,50	27,50	27,50	32,50
90	125	25,00	30,00	35,00	40,00
110	150	30,00	35,00	42,50	45,00
132	180	37,50	45,00	45,00	55,00
160	220	45,00	50,00	60,00	65,00
200	270	50,00	60,00	67,50	80,00
250	340	60,00	65,00	75,00	85,00
280	380	70,00	77,50	85,00	95,00
355	485	85,00	95,00	107,50	122,50
400	544	100,00	105,00	125,00	135,00

Tabla 30. Valores orientativos para compensación de motores trifásicos asíncronos

Transformadores de potencia

La compensación de energía reactiva de los transformadores debe ser la necesaria para corregir la reactiva que aparece en su funcionamiento en vacío, que es una cantidad fija (Q0), y la reactiva que absorbe cuando se encuentra en carga (Qcarga).

En la tabla adjunta se muestran algunos valores aproximados de la potencia reactiva de los condensadores en función de la potencia del transformador.

$$Q_{\text{compensar}} = Q_0 + Q_{\text{carga}}$$

$$Q_{\text{compensar}} = \sqrt{3} \cdot U \cdot \frac{I_0}{100} + \frac{U_{cc}}{100} \cdot \left(\frac{S}{S_n}\right)^2 \cdot S_n$$

Donde I_0 =corriente de vacío en %, U =tensión nominal en el primario, U_{cc} =tensión de cortocircuito en %, S =potencia aparente nominal, S_n =potencia de trabajo.

Aunque en la práctica se suele aproximar como:

$$Q_{\text{compensar}} = 0.05 \cdot S_{\text{nominal}} \text{ si } S_n \leq 1000 \text{ kVA}$$

$$Q_{\text{compensar}} = 0.03 \cdot S_{\text{nominal}} \text{ si } S_n > 1000 \text{ kVA}$$

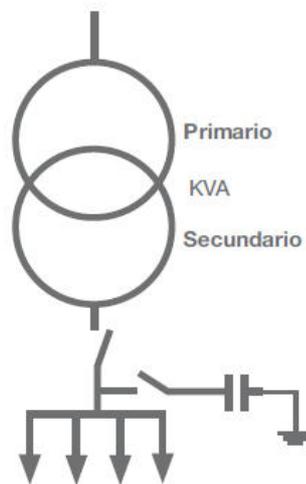


Ilustración 38. Esquema de conexión de un transformador

3.3.2-Compensación en grupo

La configuración de compensación en grupo se recomienda cuando un grupo de cargas, ya sean iguales o diferentes, se conectan simultáneamente y demandan una cantidad de reactiva constante. Presenta las siguientes ventajas:

- La batería de condensadores puede instalarse en el centro de los motores.
- Los condensadores se utilizan sólo cuando las cargas están en funcionamiento.
- La inversión económica en la instalación es menor.
- Se elimina la potencia reactiva de las líneas de distribución de energía eléctrica

En las líneas de alimentación principal, presenta como desventaja que sigue apareciendo potencia reactiva entre las cargas y el centro de control de motores.

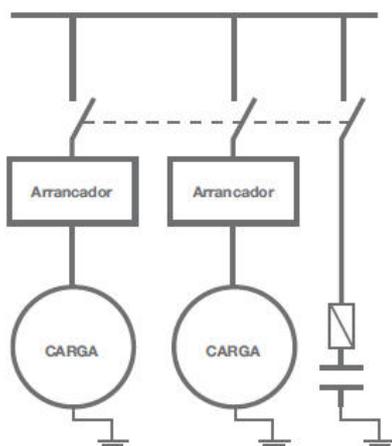


Ilustración 39. Esquema de conexión para la compensación en grupo

3.3.3-Compensación centralizada

La potencia total de la batería de condensadores se instala en la acometida, cerca de los tableros de distribución de la energía. La potencia total de la batería se divide en varios bloques o escalones comunicados con un regulador automático que los conecta o desconecta en cada momento, según el consumo de reactiva instantáneo. La compensación centralizada tiene las siguientes ventajas:

- Mayor aprovechamiento de la capacidad de los condensadores.
- Mejor regulación del voltaje en el sistema eléctrico.
- Adecuación de la potencia de la batería de condensadores según los requerimientos de cada momento.

La principal desventaja de corregir el factor de potencia con una configuración de este tipo es que las líneas de distribución no se descargan de potencia reactiva, además se necesita en la instalación un regulador automático.

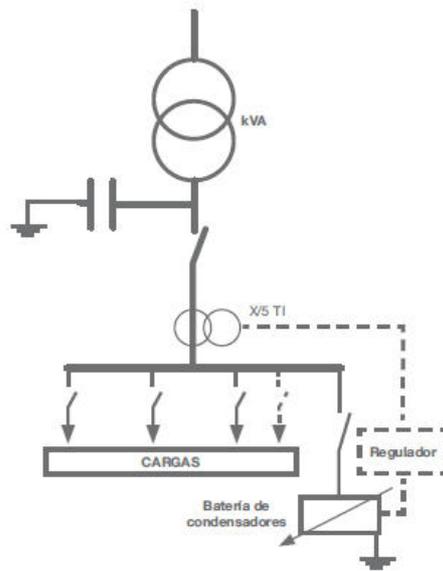


Ilustración 40. Esquema de conexión para la compensación centralizada

En la actuación que se estudia en el presente proyecto, se llevará a cabo una compensación de energía reactiva de tipo centralizado.

3.4 -OPTIMIZACIÓN DE LA TARIFA ELÉCTRICA

En este apartado se detallarán los cambios de tarifa propuestos y los ahorros que se llevarían a cabo. Se realizarán tres estudios. El primero sin tener en cuenta la instalación de autoconsumo, el segundo con la instalación de autoconsumo y sin tener en cuenta la instalación de los LEDS y el tercer estudio ya teniendo en cuenta todas las actuaciones realizadas.

Los cálculos llevados a cabo para esta operación se detallan en el apartado Cálculos.

4-CONCLUSIONES

4.1- INSTALACIÓN DE AUTOCONSUMO SOLAR

Con la instalación de una planta solar de autoconsumo, lo que se logra es tener algo más de independencia energética, puesto que aproximadamente un 20% de la energía demandada, ahora será obtenida de forma propia gracias a las placas solares.

Esto hace que el importe de la factura eléctrica se vea reducido, el período de amortización de la inversión no es sumamente grande, puesto que ronda los 10 años y dado que la vida estimada de los paneles es de unos 20-25 años con una caída de producción de un 0,7 anual, asegura la amortización de la inversión inicial en un plazo lógico y no excesivamente amplio.

4.2- ILUMINACIÓN LED

Pese a parecer una inversión importante, el ahorro que supone tanto de forma directa como indirecta a corto-medio plazo es importante y a tener en cuenta más aún cuando el período de amortización es de algo más de dos años y medio, teniendo una garantía del fabricante de 5 años en los equipos LED.

4.3- COMPENSACIÓN DE ENERGÍA REACTIVA

En este caso, tenemos diversos factores favorables como que:

Favorece la eficiencia del consumo energético eléctrico al reducir las pérdidas en el transporte.

Al eliminar las pérdidas no es necesario producir una electricidad extra que las compense, por lo que además se contribuye a la disminución de la emisión de gases de efecto invernadero producidos en la generación de energía eléctrica.

Amplia la capacidad de la REE (Red Eléctrica Española), ya que todo lo que se produce como extra para contrarrestar las pérdidas podría utilizarse para suministrar electricidad en el consumo. Consultando el histórico de consumos y pérdidas, se observa como la capacidad de la Red Eléctrica Española aumentaría 0,5%, lo que sería suficiente para abastecer a Ceuta y Melilla durante algo más de dos años.

Optimiza el diseño de la instalación al evitar que sea necesario incrementar la sección de los conductores por el aumento de la intensidad de corriente, favoreciendo la eficiencia en consumo de recursos como el cobre, cuya influencia económica en los presupuestos de instalaciones no es desdeñable.

Aumenta la durabilidad de máquinas eléctricas. La eliminación de la energía reactiva evita el aumento de la intensidad que las obliga a trabajar fuera de su punto de diseño reduciendo su ciclo de vida.

Mejora la calidad del suministro eléctrico al eliminar los incrementos de caída de tensión en el transporte, lo que ocasionaría que se suministrara una tensión

insuficiente en el consumo, provocando que las cargas (motores, lámparas,...) sufrieran una reducción de su potencia de salida.

Ahorro económico en la factura eléctrica al suprimir el recargo por consumo de energía reactiva. En la actualidad, el impacto de la energía reactiva en el recibo de la luz puede llegar a suponer un 30% del mismo.

A parte, el período de retorno de la inversión es bastante pequeño, con lo que la inversión se amortiza en menos de un año. Si se redujese la reactiva con la implantación de los LED y la consiguiente eliminación de los balastos, habría que ver si merece la pena realmente montar una batería para compensar una energía reactiva tan pequeña o si por el contrario salía más a cuenta pagar cierta penalización, la cual no sería muy elevada.

4.4- OPTIMIZACIÓN TARIFA ELÉCTRICA

Actualmente, todo dinero que se ahorre un negocio le hará poder tener más beneficios y que éste vaya mejor. Con lo cual, y tras ver los ahorros que se producen cada año, se puede concluir que es buena idea reducir la potencia contratada, la cantidad de dinero empleado en hacer este trámite es muy pequeño comparada con los beneficios que se obtienen. Si el cliente opta por hacer la gran inversión de instalar las placas solares para autoconsumo, cambiar la iluminación actual por LEDS e incluir un sistema para la compensación de reactiva, mediante una correcta optimización de la tarifa eléctrica, bajando la potencia contratada de los 65 kW iniciales a unos 44 kW se pueden dar ahorros de unos 1000 euros anuales. En caso de sólo hacerse la parte del autoconsumo solar se producirían ahorros de 300 euros anuales.

5-BIBLIOGRAFÍA

5.1. PÁGINAS WEB

<http://www.wikipedia.com>
<http://www.ree.es>
<http://www.opidumenergia.es>
<http://www.gstriatum.com/energiasolar/blog/energia-solar-termica/>
http://recursostic.educacion.es/eda/web/eda2010/newton/materiales/ruiz_perales_francisco_p3/fuentes_solartermica.html
<http://www.adrformacion.com/cursos/solarter/leccion1/tutorial5.html>
https://twenergy-production-files.s3.amazonaws.com/uploads/ckeditor/pictures/314/original_esquema_solar_fotovoltaica.gif
<http://cifes.gob.cl/tecnologias/solar/fotovoltaica-pv/silicio-amorfo-a-si/>
<http://erenovable.com/energia-solar-ventajas-y-desventajas/>
<http://blog.ledbox.es/>
<http://www.arboldenoticias.com/>
<http://www.quimitube.com>
<http://baleno-lights.com/>
<http://www.cambioenergetico.com/>
http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_Tarifas_Reguladas_ene_2015_9195098b.pdf
www.ocsum.es/index.php/glosario
<http://grupojomar.es/files/glosario-solar.pdf>

5.2. OTROS RECURSOS ELÉCTRICOS

Documento pdf del ministerio del interior y el centro nacional de energías renovables sobre suministros energéticos

Catálogos de los siguientes fabricantes:

- REC
- SMA Sunny tripower
- RTR Energía
- Schneider Electric

CÁLCULOS Y RESULTADOS

1- INSTALACIÓN DE AUTOCONSUMO SOLAR

Con la elección de la instalación de 20 kW debemos estar seguros de que o bien no se producen vertidos de energía a red o bien, si se producen, estos son mínimos, ya que si se dan, no se penaliza en forma de multa económica, pero estamos regalando energía a la red que no nos será remunerada de ninguna forma.

Para comprobar que no se da ningún vertido, se ha hecho un estudio comparando los consumos del último año con la generación energética prevista, según unos modelos obtenidos del promedio de producción que se da en plantas de similares características que tiene la empresa donde se realizaron las prácticas. El estudio se ha hecho tanto en los días laborables como en los festivos, donde el consumo es menor y por lo tanto bastante más probable que se produzcan pequeños vertidos a red.

El estudio se realiza teniendo en cuenta una reducción de la demanda energética de unos 15 kW (dado que los aproximadamente 20 kW de reducción que se obtienen del estudio sería teniendo encendido todas las luces disponibles a la vez) que sería lo que aproximadamente se ahorraría el consumidor con la sustitución de las luminarias actuales por luminarias tipo LED.

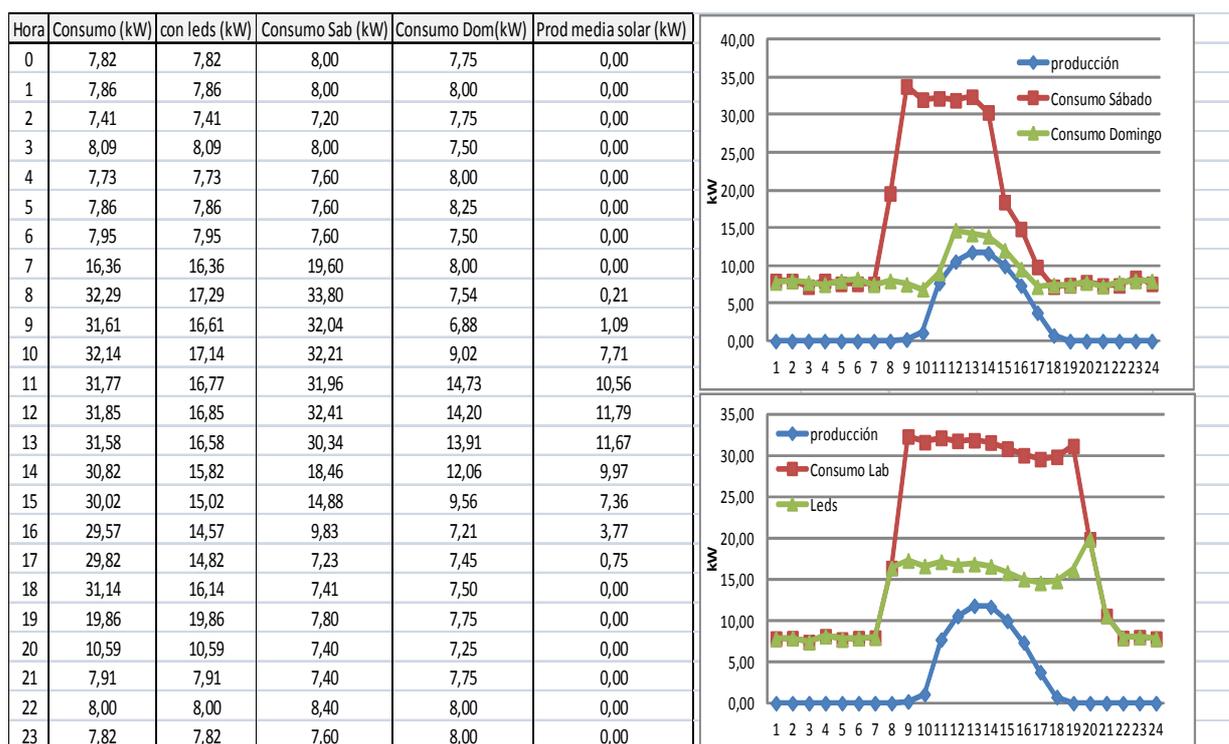


Ilustración 41. Gráficas consumo-demanda Enero

Hora	Consumo (kW)	con leds (kW)	Consumo Sab (kW)	Consumo Dom (kW)	Prod media solar (kW)
0	7,25	7,25	7,00	5,60	0,00
1	7,70	7,70	7,75	6,00	0,00
2	7,35	7,35	7,50	5,80	0,00
3	7,50	7,50	7,75	5,60	0,00
4	7,60	7,60	7,25	6,20	0,00
5	7,50	7,50	7,50	5,80	0,00
6	7,25	7,25	7,25	5,60	0,00
7	14,88	14,88	17,59	5,65	0,00
8	34,21	19,21	32,93	6,04	0,75
9	34,21	19,21	31,23	7,40	4,18
10	34,41	19,41	30,70	12,19	9,62
11	34,33	19,33	31,00	14,02	11,37
12	33,99	18,99	32,05	14,47	12,31
13	34,04	19,04	26,91	13,49	12,38
14	33,26	18,26	11,12	12,59	11,10
15	32,32	17,32	8,06	10,17	8,66
16	32,32	17,32	7,61	6,04	5,97
17	32,30	17,30	6,81	5,40	1,96
18	33,00	18,00	6,80	5,49	0,00
19	19,85	19,85	7,50	5,80	0,00
20	10,45	10,45	7,00	5,80	0,00
21	7,60	7,60	7,50	5,60	0,00
22	7,70	7,70	7,25	5,60	0,00
23	7,50	7,50	6,75	6,00	0,00

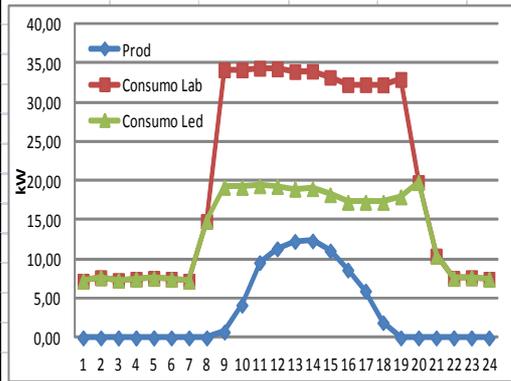
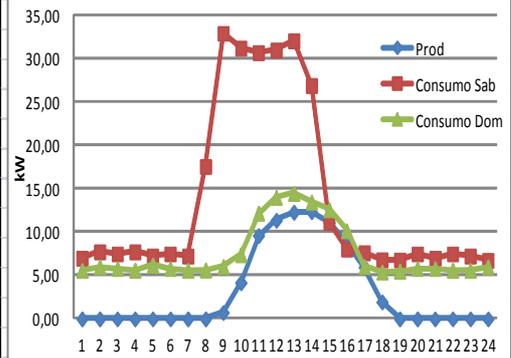


Ilustración 42. Gráficas consumo-demanda Febrero

Hora	Consumo (kW)	con led (kW)	Consumo Sab(kW)	Consumo Dom (kW)	Prod media solar (kW)
0	8,23	8,23	8,25	8,20	0,00
1	7,95	7,95	7,50	9,60	0,00
2	8,41	8,41	8,75	8,00	0,00
3	8,23	8,23	8,00	8,20	0,00
4	8,41	8,41	8,00	8,20	0,00
5	8,18	8,18	8,25	8,20	0,00
6	10,50	10,50	10,01	8,00	0,00
7	22,77	7,77	20,87	7,05	0,13
8	31,20	16,20	33,28	7,84	2,50
9	30,62	15,62	31,87	10,17	7,69
10	30,75	15,75	31,60	12,08	11,33
11	30,64	15,64	32,09	13,50	13,24
12	30,85	15,85	29,55	13,70	13,69
13	30,44	15,44	27,06	13,80	13,85
14	29,16	14,16	14,20	12,00	11,89
15	27,54	12,54	11,14	9,43	9,42
16	25,90	10,90	9,21	8,41	6,14
17	25,66	10,66	7,35	6,78	2,90
18	25,45	10,45	7,58	7,44	0,61
19	18,15	18,15	7,51	7,62	0,05
20	11,50	11,50	8,00	8,00	0,00
21	8,45	8,45	8,75	8,00	0,00
22	8,36	8,36	8,00	8,40	0,00
23	8,48	8,48	8,25	8,40	0,00

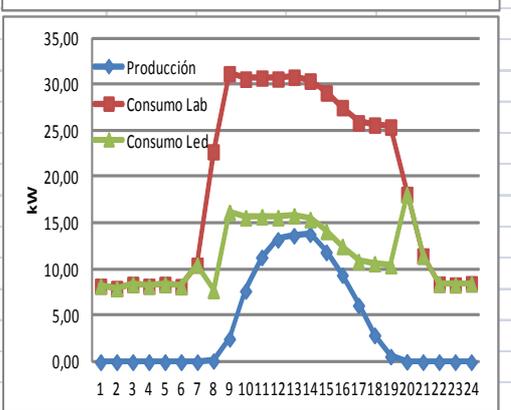
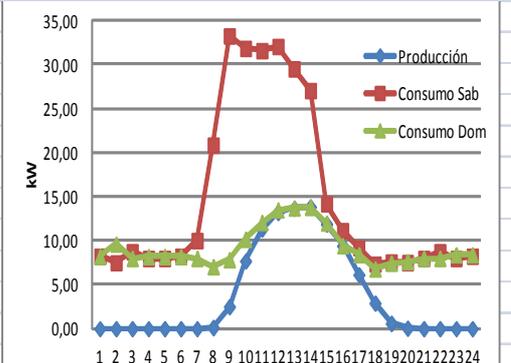


Ilustración 43. Gráficas consumo-demanda Marzo

PROYECTO DE INSTALACIÓN DE AUTOPRODUCCIÓN DE ENERGÍA Y MEJORA DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA DE UNA COOPERATIVA AGRÍCOLA

Hora	Consumo (kW)	con led (kW)	Consumo Sab (kW)	Consumo Dom (kW)	Prod media solar (kW)
0	8,82	8,82	8,75	9,75	0,00
1	8,50	8,50	8,75	8,75	0,00
2	8,05	8,05	8,00	8,75	0,00
3	8,50	8,50	8,50	9,50	0,00
4	8,45	8,45	8,25	9,50	0,00
5	8,45	8,45	8,50	9,00	0,00
6	8,55	8,55	8,50	9,50	0,00
7	19,85	19,85	21,04	8,20	0,17
8	30,83	15,83	32,77	8,10	1,62
9	30,37	15,37	31,62	10,91	5,86
10	30,93	15,93	31,66	14,22	9,46
11	31,41	16,41	31,74	15,34	12,34
12	31,66	16,66	32,17	17,45	13,80
13	31,83	16,83	31,69	16,54	14,28
14	31,42	16,42	16,66	18,30	13,80
15	31,27	16,27	12,82	16,78	12,66
16	30,75	15,75	10,74	14,23	9,84
17	30,58	15,58	9,16	9,68	6,29
18	30,61	15,61	8,38	7,84	3,23
19	23,10	23,10	7,96	8,79	0,98
20	12,27	12,27	8,16	8,11	0,07
21	8,82	8,82	8,75	8,75	0,00
22	9,00	9,00	9,25	9,00	0,00
23	8,77	8,77	9,00	9,00	0,00

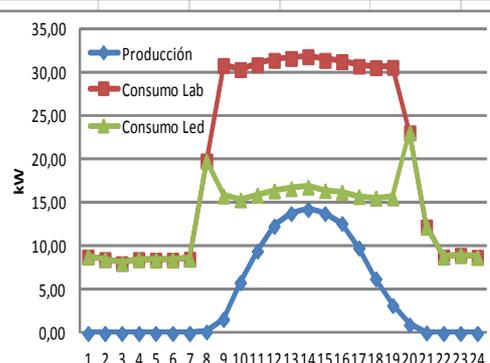
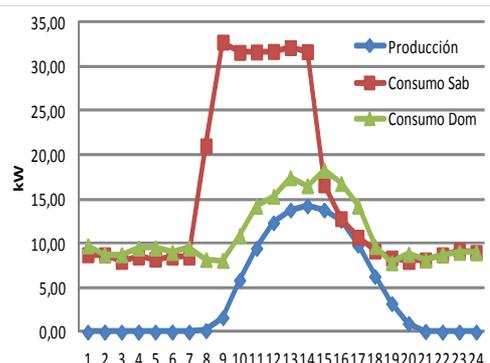


Ilustración 44. Gráficas consumo-demanda Abril

Hora	Consumo (kW)	con led (kW)	Consumo Sab (kW)	Consumo Dom (kW)	Prod media solar (kW)
0	10,24	10,24	10,60	10,00	0,00
1	9,19	9,19	9,00	9,20	0,00
2	8,57	8,57	8,40	8,80	0,00
3	9,10	9,10	9,40	8,60	0,00
4	9,10	9,10	9,20	9,60	0,00
5	8,90	8,90	9,00	9,20	0,00
6	9,22	9,22	9,83	8,85	0,00
7	20,01	5,01	18,56	9,00	0,69
8	32,79	17,79	32,71	8,99	3,08
9	32,31	17,31	32,44	11,07	6,92
10	34,99	19,99	36,34	13,87	10,48
11	38,39	23,39	42,02	17,71	12,37
12	38,56	23,56	38,62	18,36	13,69
13	41,76	26,76	37,35	19,79	13,46
14	42,53	27,53	20,96	18,39	12,39
15	43,72	28,72	17,39	16,57	12,45
16	44,08	29,08	14,32	12,78	9,63
17	42,60	27,60	11,58	11,16	6,78
18	39,64	24,64	10,24	9,17	3,67
19	26,22	11,22	9,09	9,20	1,35
20	12,32	12,32	9,01	8,72	0,26
21	10,15	10,15	9,60	9,61	0,00
22	10,57	10,57	10,40	10,20	0,00
23	10,33	10,33	10,20	9,80	0,00

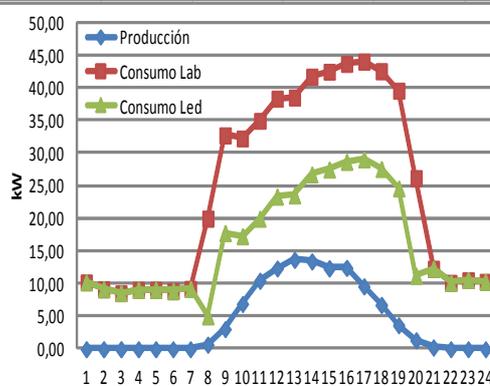
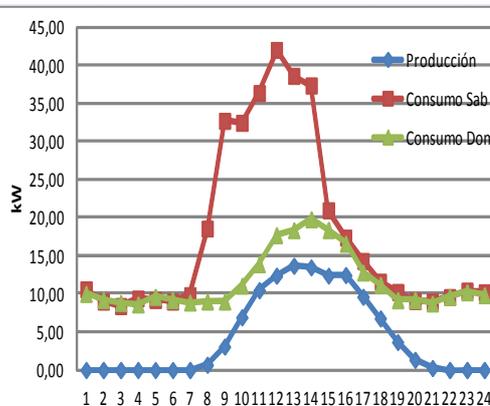


Ilustración 45. Gráficas consumo-demanda Mayo

Hora	Consumo (kW)	con led (kW)	Consumo Sab (kW)	Consumo Dom (kW)	Prod media solar (kW)
0	10,40	10,40	10,00	9,00	0,00
1	9,13	9,13	8,67	9,33	0,00
2	8,53	8,53	9,00	8,00	0,00
3	8,73	8,73	10,00	8,67	0,00
4	8,93	8,93	8,67	8,33	0,00
5	9,20	9,20	9,00	8,00	0,00
6	9,34	9,34	8,73	9,11	0,03
7	15,48	15,48	22,52	8,88	0,81
8	34,92	19,92	36,06	8,86	3,42
9	35,61	20,61	36,69	11,31	6,90
10	43,69	28,69	48,60	14,80	10,12
11	51,18	36,18	56,66	17,69	13,02
12	57,19	42,19	56,99	17,69	14,54
13	60,23	45,23	47,14	18,98	15,19
14	64,14	49,14	19,12	40,42	14,34
15	62,85	47,85	15,72	14,16	13,33
16	60,74	45,74	12,80	12,51	10,19
17	55,09	40,09	10,20	10,27	7,15
18	51,53	36,53	9,12	8,82	4,05
19	31,84	16,84	9,43	8,66	1,54
20	13,17	13,17	7,77	7,82	0,56
21	9,78	9,78	9,05	8,57	0,03
22	10,40	10,40	9,33	9,50	0,00
23	10,53	10,53	9,67	9,50	0,00

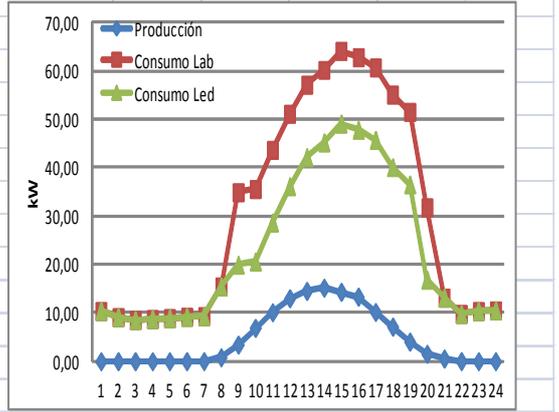
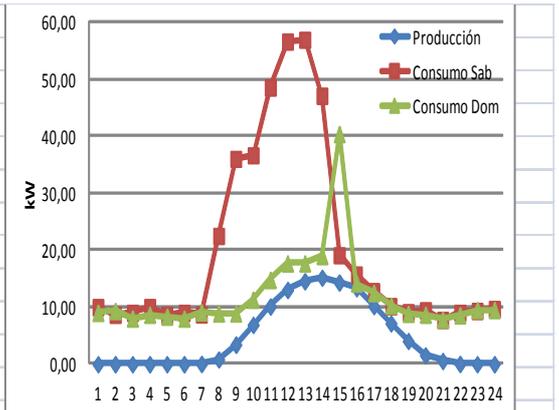


Ilustración 46. Gráficas consumo-demanda Junio

Hora	Consumo (kW)	con led (kW)	Consumo Sab (kW)	Consumo Dom (kW)	Prod media solar (kW)
0	9,30	9,30	9,75	9,25	0,00
1	8,61	8,61	8,75	9,25	0,00
2	7,87	7,87	8,75	8,00	0,00
3	8,35	8,35	9,75	8,75	0,00
4	8,30	8,30	8,75	8,50	0,00
5	8,26	8,26	9,00	8,25	0,00
6	8,72	8,72	8,53	8,77	0,00
7	13,89	13,89	19,68	8,33	0,58
8	26,13	11,13	38,26	7,33	2,92
9	29,80	14,80	45,06	8,72	6,84
10	39,57	24,57	54,91	14,28	10,26
11	43,57	28,57	61,61	15,54	13,06
12	47,61	32,61	62,97	16,83	14,65
13	49,04	34,04	46,81	18,13	14,95
14	50,40	35,40	19,25	15,15	14,84
15	50,76	35,76	15,53	13,19	13,17
16	49,28	34,28	14,31	14,01	11,22
17	44,38	29,38	10,33	10,45	7,55
18	39,20	24,20	9,92	8,83	4,10
19	20,40	5,40	10,19	8,53	1,60
20	9,95	9,95	8,56	8,17	0,46
21	9,13	9,13	9,06	9,05	0,03
22	9,96	9,96	9,50	9,75	0,00
23	9,83	9,83	9,75	9,75	0,00

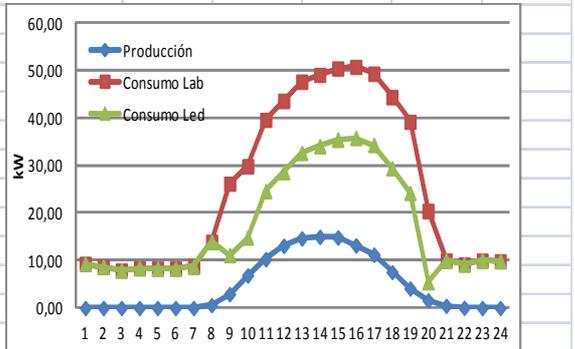
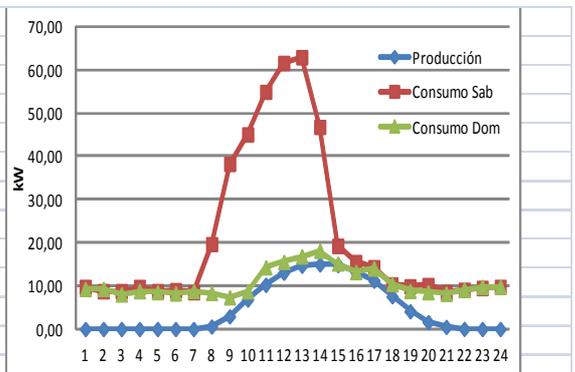


Ilustración 47. Gráficas consumo-demanda Julio

PROYECTO DE INSTALACIÓN DE AUTOPRODUCCIÓN DE ENERGÍA Y MEJORA DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA DE UNA COOPERATIVA AGRÍCOLA

Hora	Consumo (kW)	con led (kW)	Consumo Sab (kW)	Consumo Dom (kW)	Prod media solar (kW)
0	9,54	9,54	9,80	9,60	0,00
1	8,42	8,42	9,00	9,20	0,00
2	7,81	7,81	8,20	8,00	0,00
3	8,62	8,62	9,80	8,80	0,00
4	8,27	8,27	8,80	8,60	0,00
5	8,42	8,42	9,20	8,60	0,00
6	8,47	8,47	8,60	8,40	0,00
7	14,92	14,92	17,20	7,93	0,13
8	32,05	17,05	36,62	5,78	1,78
9	35,85	20,85	43,54	7,35	4,95
10	44,77	29,77	48,19	12,21	7,28
11	48,89	33,89	51,61	13,87	9,60
12	52,46	37,46	52,25	16,99	11,07
13	51,41	36,41	35,16	18,64	12,55
14	48,12	33,12	17,00	15,57	12,10
15	47,41	32,41	14,98	13,44	11,23
16	45,55	30,55	12,89	10,65	8,94
17	43,53	28,53	8,66	7,35	6,36
18	40,56	25,56	9,23	7,87	3,19
19	25,61	10,61	9,50	8,08	1,03
20	15,08	15,08	8,32	7,48	0,24
21	9,27	9,27	9,00	9,40	0,00
22	9,77	9,77	9,80	10,00	0,00
23	9,69	9,69	10,00	9,80	0,00

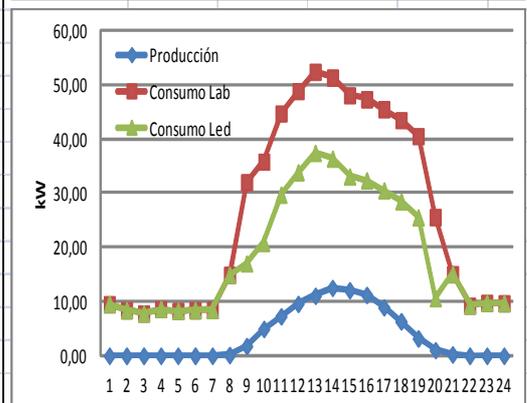
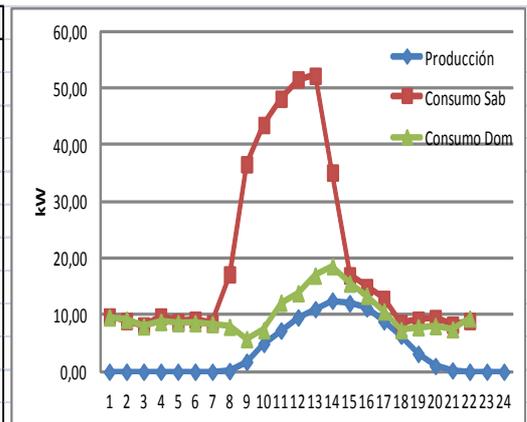


Ilustración 48. Gráficas consumo-demanda Agosto

Hora	Consumo (kW)	con led (kW)	Consumo Sab (kW)	Consumo Dom (kW)	Prod media solar (kW)
0	10,27	10,27	10,75	10,00	0,00
1	9,23	9,23	9,25	9,75	0,00
2	8,64	8,64	8,50	8,75	0,00
3	9,14	9,14	9,50	8,75	0,00
4	9,09	9,09	9,25	10,00	0,00
5	9,00	9,00	9,25	9,25	0,00
6	9,18	9,18	10,00	9,00	0,00
7	18,30	18,30	18,56	7,79	0,03
8	29,19	14,19	27,65	5,04	0,79
9	29,02	14,02	28,26	4,64	4,38
10	33,35	18,35	33,42	8,00	7,99
11	36,65	21,65	37,60	10,34	10,49
12	36,16	21,16	35,50	14,41	12,04
13	39,43	24,43	33,85	15,82	12,72
14	40,14	25,14	16,02	15,84	12,21
15	40,30	25,30	15,56	13,56	11,30
16	39,92	24,92	13,31	11,80	7,96
17	39,95	24,95	11,08	9,01	4,95
18	38,03	23,03	9,85	8,43	2,03
19	25,94	10,94	8,99	8,47	0,41
20	11,88	11,88	8,76	8,26	0,00
21	10,14	10,14	9,75	10,00	0,00
22	10,64	10,64	10,75	10,25	0,00
23	10,41	10,41	10,50	10,25	0,00

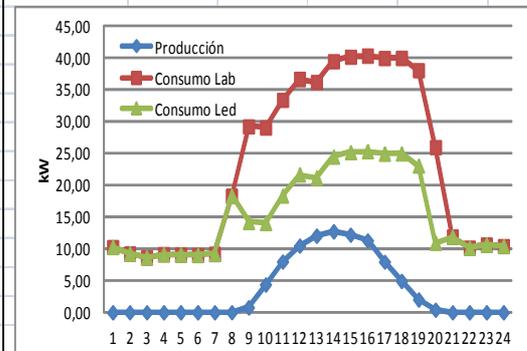
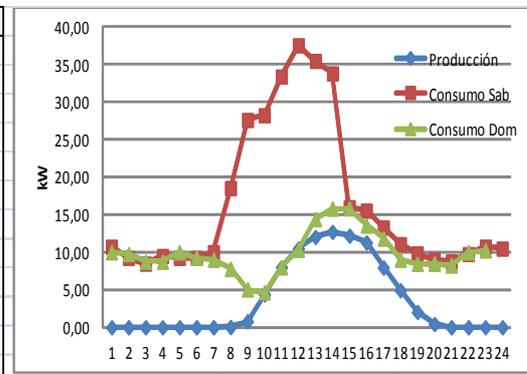


Ilustración 49. Gráficas consumo-demanda Septiembre

Hora	Consumo (kW)	con led (kW)	Consumo Sab (kW)	Consumo Dom (kW)	Prod media solar (kW)
0	10,22	10,22	10,75	10,00	0,00
1	9,09	9,09	9,25	9,75	0,00
2	8,52	8,52	8,50	8,75	0,00
3	9,04	9,04	9,50	8,75	0,00
4	8,96	8,96	9,25	10,00	0,00
5	8,83	8,83	9,25	9,25	0,00
6	9,13	9,13	10,00	9,00	0,00
7	18,07	18,07	18,50	7,82	0,02
8	29,26	14,26	26,15	4,69	0,34
9	27,61	12,61	25,74	7,35	2,98
10	32,54	17,54	33,19	10,80	7,98
11	36,54	21,54	39,21	13,69	10,96
12	36,20	21,20	35,46	16,02	12,77
13	39,01	24,01	35,48	17,77	13,14
14	39,47	24,47	17,28	16,52	12,28
15	39,11	24,11	13,19	13,41	10,10
16	39,79	24,79	10,67	9,47	7,05
17	39,23	24,23	9,04	7,27	3,61
18	37,48	22,48	8,67	6,90	0,98
19	26,46	11,46	8,30	8,03	0,00
20	12,91	12,91	8,75	8,25	0,00
21	10,09	10,09	9,75	10,00	0,00
22	10,57	10,57	10,75	10,25	0,00
23	10,26	10,26	10,50	10,25	0,00

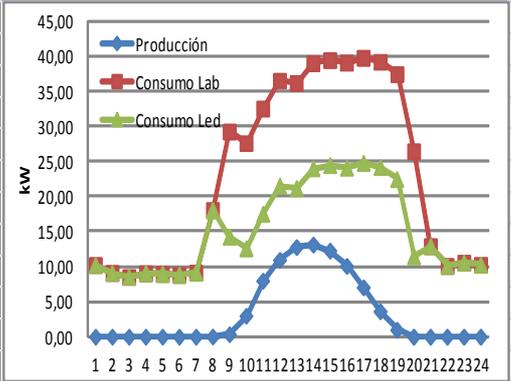
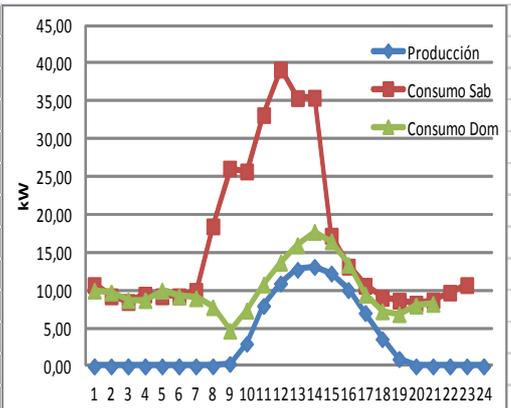


Ilustración 50. Gráficas consumo-demanda Octubre

Hora	Consumo (kW)	con led (kW)	Consumo Sab (kW)	Consumo Dom (kW)	Prod media solar (kW)
0	7,86	7,86	8,00	7,60	0,00
1	8,00	8,00	8,20	8,00	0,00
2	7,79	7,79	7,80	7,80	0,00
3	7,79	7,79	8,00	7,40	0,00
4	8,00	8,00	8,00	8,20	0,00
5	7,86	7,86	7,80	8,20	0,00
6	7,57	7,57	7,80	7,60	0,00
7	11,77	11,77	11,85	8,02	0,03
8	25,67	10,67	29,20	7,51	0,56
9	27,86	12,86	29,30	7,35	4,45
10	29,26	14,26	30,62	10,29	9,43
11	25,62	10,62	23,78	11,39	11,02
12	24,85	10,90	24,36	10,89	11,15
13	25,96	10,96	22,16	9,82	10,27
14	23,41	8,41	12,21	7,96	8,75
15	20,33	5,33	6,73	5,02	6,09
16	19,52	4,52	5,46	3,70	2,83
17	20,65	5,65	6,69	6,40	0,30
18	22,00	7,00	7,60	7,60	0,00
19	17,79	2,79	7,80	7,60	0,00
20	11,50	11,50	7,80	8,00	0,00
21	9,36	9,36	7,80	7,40	0,00
22	8,36	8,36	8,00	8,00	0,00
23	7,86	7,86	8,20	8,00	0,00

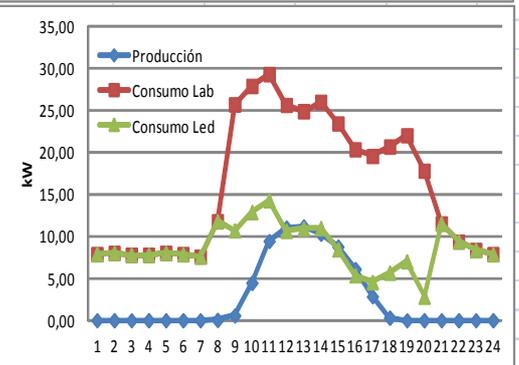
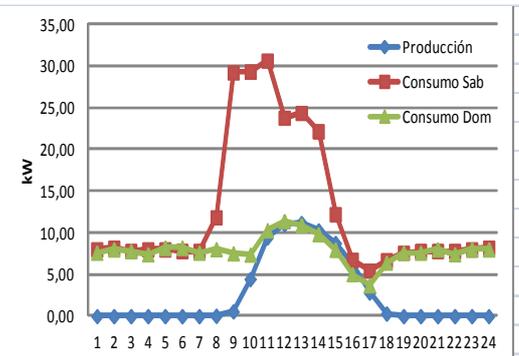


Ilustración 51. Gráficas consumo-demanda Noviembre

PROYECTO DE INSTALACIÓN DE AUTOPRODUCCIÓN DE ENERGÍA Y MEJORA DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA DE UNA COOPERATIVA AGRÍCOLA

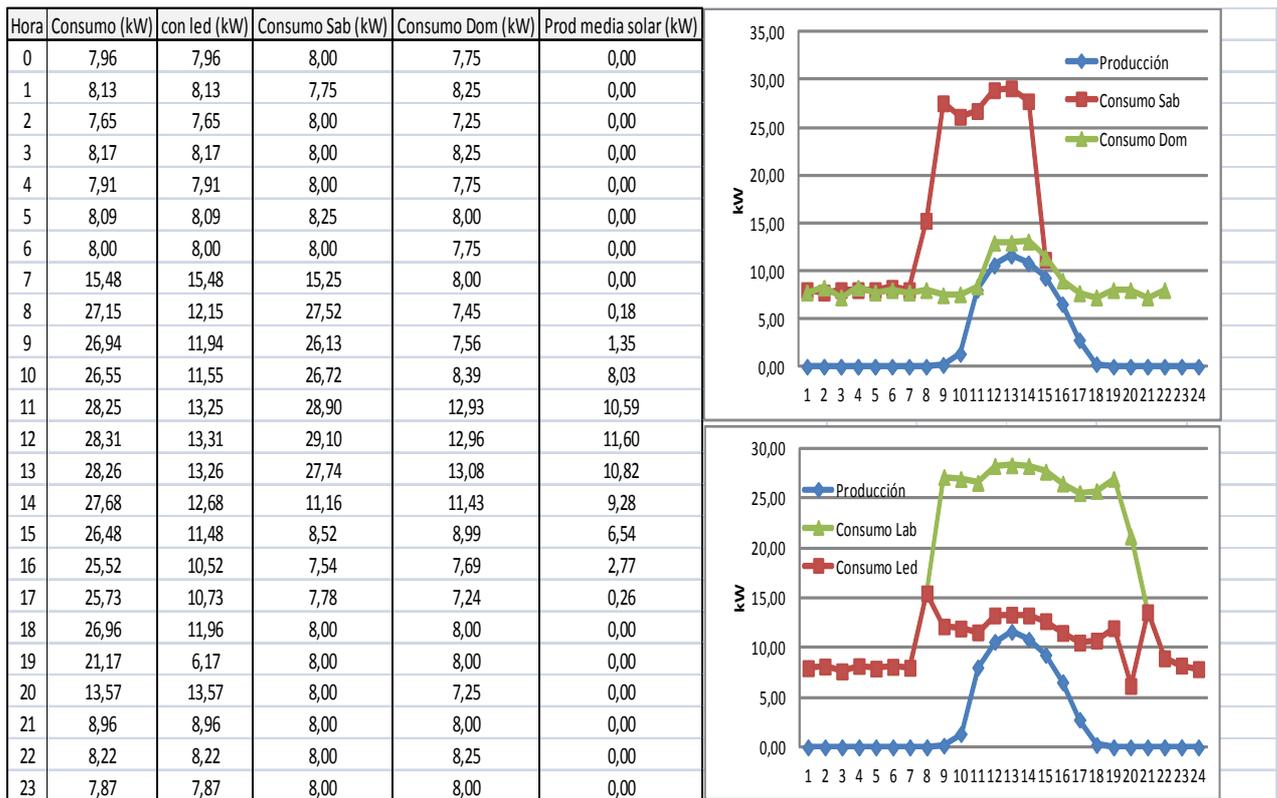


Ilustración 52. Gráficas consumo-demanda Diciembre

1.1-Cálculo de las pérdidas por orientación y sombreado

Las pérdidas que se puedan dar debido a la orientación y al sombreado se calcularán en función de:

- **Ángulo de inclinación β** , definido como el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal. Su valor es 0° para módulos horizontales y 90° para verticales.
- **Ángulo de azimut α** , definido como el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar. Valores típicos son 0° para módulos orientados al sur, -90° para módulos orientados al este y $+90^\circ$ para módulos orientados al oeste.

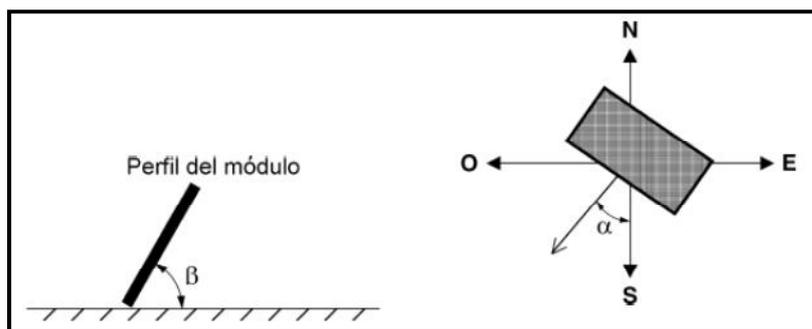


Ilustración 53. Ángulos β y α

Por lo que respecta a la orientación, la instalación se va a realizar con una desviación azimut de $\alpha = -25^\circ$. En el anexo de planos se podrá apreciar con mayor detalle.

En lo referente a pérdidas derivadas del ángulo β tenemos que las pérdidas máximas por este concepto son:

- Caso general: 10 %.
- Superposición: 20 %.
- Integración arquitectónica: 40 %.

En el proyecto objeto de estudio, para conseguir una orientación e inclinación más cercana posible a la ideal, es decir, un Azimut cercano a 0° grados de orientación y una inclinación de los paneles respecto a la horizontal de 30° grados, se ha optado por la disposición de:

- Orientación: -25° .
- Inclinación: 30° .

La distancia que se debe dejar entre las filas para que estas no generen sombras se calculará según lo dispuesto en el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE para instalaciones fotovoltaicas conectadas a red.

1.2-Cálculo de la producción estimada

Teniendo en cuenta todos los parámetros calculados en los puntos anteriores tenemos que la producción estimada para nuestra instalación es:

Energía producida	36.495 KWh/año
Específico	1.587 kWh/kWp

1.3-Diseño eléctrico

Para el cálculo del cableado eléctrico se va a emplear el criterio de la caída de tensión, de forma que se limiten las pérdidas a un máximo del 1,5% de la tensión en la parte de continua tal y como se establece en el artículo 5 de la ITC-BT-40 del Reglamento electrotécnico de Baja Tensión. La máxima caída de tensión admitida

para todo el tramo de CC es del 1,5% y para el tramo de CA será del 2%. Se calcula con la siguiente fórmula:

- En corriente continua:

$$S = \frac{2 \cdot P \cdot L \cdot \rho_{\theta}}{|\Delta U_I| \cdot U_I}$$

- En corriente alterna (circuitos monofásicos):

$$S = \frac{2 \cdot P \cdot L \cdot \rho_{\theta}}{|\Delta U_I| \cdot U_I}$$

- En corriente alterna (circuitos trifásicos):

$$S = \frac{P \cdot L \cdot \rho_{\theta}}{|\Delta U_I| \cdot U_I}$$

Donde:

- **P**, es la máxima potencia de la rama, viene dado por los valores de I_{mpp} y U_{mpp} .
- **L**, es la longitud del tramo en estudio.
- **ρ_{θ}** , resistividad del cobre, que según el tipo de aislamiento del cable tendrá un valor diferente.
- **P_{PVC}** , $0,0209 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ (T^a a régimen de carga, 70°C).
- **P_{XLPE}** , $0,0224 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ (T^a a régimen de carga, 90°C).
- **U_I** , es la tensión en condiciones nominales.
- **ΔU_I** , es la caída de tensión en condiciones nominales.

También se utilizará el criterio térmico, que limita la intensidad máxima admisible por el cable, los cables de conexión estarán dimensionados para una intensidad del 125% de la máxima intensidad de la línea. Para los conductores empleados en las instalaciones interiores o receptoras la ITC-BT-19 apartado 2.2.3, nos remite a la norma UNE 20460-5-523, que con fecha 12 de noviembre de 2.004 se anuló la parte 5-523:1.994 y su Anexo Nacional, entrando en vigor la actualización de 2.004, por tanto la actual tabla existente en el Reglamento no es válida. Se incluye a continuación, la tabla en vigor, donde se indican las intensidades máximas admisibles para una temperatura al aire de 40°C y para distintos métodos de instalación, agrupamientos y tipos de cables.

TABLA 52-BI (UNE 20460-5-523:2004) Métodos de instalación de referencia

Instalación de referencia		Tabla y columna				
		Intensidad admisible para los circuitos simples				
		Aislamiento PVC		Aislamiento XLPE o EPR		
		Número de conductores				
		2	3	2	3	
	Conductores aislados en un conducto en una pared térmicamente aislante	A1	Tabla A.52-1 bis columna 4	Tabla A.52-1 bis columna 3	Tabla A.52-1 bis columna 7	Tabla A.52-1 bis columna 6
	Cable multiconductor en un conducto en una pared térmicamente aislante	A2	Tabla A.52-1 bis columna 3	Tabla A.52-1 bis columna 2	Tabla A.52-1 bis columna 6	Tabla A.52-1 bis columna 5
	Conductores aislados en un conducto sobre una pared de madera o mampostería	B1	Tabla A.52-1 bis columna 6	Tabla A.52-1 bis columna 5	Tabla A.52-1 bis columna 14	Tabla A.52-1 bis columna 8
	Cable multiconductor en un conducto sobre una pared de madera o mampostería	B2	Tabla A.52-1 bis columna 5	Tabla A.52-1 bis columna 4	Tabla A.52-1 bis columna 8	Tabla A.52-1 bis columna 7
	Cables unipolares o multipolares sobre una pared de madera o mampostería	C	Tabla A.52-1 bis columna 8	Tabla A.52-1 bis columna 6	Tabla A.52-1 bis columna 11	Tabla A.52-1 bis columna 9
	Cable multiconductor en conductos enterrados	D	Tabla A.52-2 bis columna 3	Tabla A.52-2 bis columna 4	Tabla A.52-2 bis columna 5	Tabla A.52-2 bis columna 6
	Cable multiconductor al aire libre. Distancia al muro no inferior a 0,2 veces el diámetro del cable	E	Tabla A.52-1 bis columna 9	Tabla A.52-1 bis columna 7	Tabla A.52-1 bis columna 12	Tabla A.52-1 bis columna 10
	Cables unipolares en contacto al aire libre. Distancia al muro no inferior al diámetro del cable	F	Tabla A.52-1 bis columna 10	Tabla A.52-1 bis columna 8	Tabla A.52-1 bis columna 13	Tabla A.52-1 bis columna 11
	Cables unipolares espaciados al aire libre. Distancia entre ellos como mínimo el diámetro del cable	G	---	Ver UNE 20460-5-523	---	Ver UNE 20460-5-523

XLPE: Polietileno reticulado (90°C) EPR: Etileno-propileno (90°C) PVC: Policloruro de vinilo (70°C)
 Cobre: $\rho_{20} = 1/56 \Omega \text{mm}^2/\text{m}$; Aluminio: $\rho_{20} = 1/35 \Omega \text{mm}^2/\text{m}$
 Para el cobre y el aluminio: $\theta = 70^\circ\text{C} \rightarrow K_{\theta} = 1,20$; $\theta = 90^\circ\text{C} \rightarrow K_{\theta} = 1,28$
POTENCIAS NORMALIZADAS DE TRANSFORMADORES (EN KVA):
 5, 10, 15, 20, 30, 50, 75, 100, 125, 160, 200, 250, 315, 400, 500, 630, 800, 1000, 1250, 1600, 2000
FACTORES DE MAYORACIÓN K_G : 1,25 para motores y 1,8 para lámparas de descarga

TABLA A.52-1 BIS (UNE 20460-5-523:2004) Intensidades admisibles en amperios Temperatura ambiente 40 °C en el aire

Método de instalación de la tabla 52-B1	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento																		
	PVC3	PVC2	XLPE3	XLPE2															
A1	A2	B1	B2	C	E	F	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Sección mm²																			
Cobre																			
1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	24	25	-	-	-	-	-	-
2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	33	34	-	-	-	-	-	-
4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	45	46	-	-	-	-	-	-
6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	57	60	-	-	-	-	-	-
10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	76	81	-	-	-	-	-	-
16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	105	110	-	-	-	-	-	-
25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	123	130	-	-	-	-	-	-
35	-	77	86	96	104	110	110	127	137	144	154	154	161	-	-	-	-	-	-
50	-	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	188	198	-	-	-	-	-	-
70	-	-	-	149	160	171	185	199	214	224	244	244	259	-	-	-	-	-	-
95	-	-	-	180	194	207	224	241	259	271	296	296	312	-	-	-	-	-	-
120	-	-	-	208	225	240	250	280	301	314	348	348	363	-	-	-	-	-	-
150	-	-	-	236	260	278	299	322	343	363	404	404	420	-	-	-	-	-	-
185	-	-	-	268	297	317	341	368	391	415	484	484	500	-	-	-	-	-	-
240	-	-	-	315	350	374	401	435	460	490	552	552	590	-	-	-	-	-	-
Aluminio																			
2,5	11,5	12	13,5	14	16	17	18	20	20	22	25	25	26	-	-	-	-	-	-
4	15	16	18,5	19	22	24	24	26,5	27,5	29	35	35	36	-	-	-	-	-	-
6	20	21	24	25	28	30	31	33	36	38	45	45	46	-	-	-	-	-	-
10	27	28	32	34	38	42	42	46	50	53	61	61	64	-	-	-	-	-	-
16	36	38	42	45	51	56	57	63	66	70	83	83	87	-	-	-	-	-	-
25	46	50	54	61	64	71	72	78	84	88	94	94	100	-	-	-	-	-	-
35	-	61	67	75	78	88	89	97	104	109	117	117	123	-	-	-	-	-	-
50	-	73	80	90	96	106	108	118	127	133	145	145	151	-	-	-	-	-	-
70	-	-	-	116	122	136	139	151	162	170	187	187	195	-	-	-	-	-	-
95	-	-	-	140	148	167	169	183	197	207	230	230	239	-	-	-	-	-	-
120	-	-	-	162	171	193	196,5	213	228	239	269	269	280	-	-	-	-	-	-
150	-	-	-	187	197	223	227	246	264	277	312	312	323	-	-	-	-	-	-
185	-	-	-	212	225	256	259	281	301	316	359	359	373	-	-	-	-	-	-
240	-	-	-	248	265	300	306	332	355	372	420	420	441	-	-	-	-	-	-

XLPE: Polietileno reticulado (90°C) EPR: Etileno-propileno (90°C) PVC: Policloruro de vinilo (70°C)

Ilustración 54. Tabla A52 de la UNE 20460-5-523:2004

Además emplearemos para cables enterrados la tabla perteneciente a la ITC-BT07 “redes subterráneas para distribución en baja tensión”.

SECCIÓN NOMINAL mm²	Tema de cables unipolares (1) (2)			1 cable tripolar o tetrapolar (3)		
	TIPO DE AISLAMIENTO					
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
6	72	70	63	66	64	56
10	96	94	85	88	85	75
16	125	120	110	115	110	97
25	160	155	140	150	140	125
35	190	185	170	180	175	150
50	230	225	200	215	205	180
70	280	270	245	260	250	220
95	335	325	290	310	305	265
120	380	375	335	355	350	305
150	425	415	370	400	390	340
185	480	470	420	450	440	385
240	550	540	485	520	505	445
300	620	610	550	590	565	505
400	705	690	615	665	645	570
500	790	775	685	-	-	-
630	885	870	770	-	-	-

Ilustración 55. Intensidad máxima admisible, para cables conductores de Cu en instalación enterrada

Para el uso de las anteriores tablas es necesario un conocimiento amplio de los diferentes sistemas de instalación que en ella se indican. Estas consideraciones se tendrán en cuenta tanto para el cableado de continua como para el de alterna.

1.4-Cableado parte de Corriente Continua (CC)

En esta se parte se calcularán todos los elementos de la instalación que se encuentren en la parte de continua, es decir, antes del inversor. Tal y como se ha comentado con anterioridad la instalación de 20,0 kW nominales está constituida por 2 strings formados a su vez por un total de 24 módulos en serie y otros dos strings con 22 módulos. La totalidad de los strings se conectan a un inversor de 20,0 kW nominales. Los parámetros de la instalación se pueden consultar en la página 49.

La parte de continua se divide en 2 tramos, a cada uno de estos tramos se le asignará una caída de tensión de forma que todas ellas no excedan del 1,5 %. Los tramos son:

Tramo 1: Entre módulos fotovoltaicos y la caja de protección DC.

Tramo 2: Entre la caja de protección DC y el inversor.

Tramo 1 - Entre módulos fotovoltaicos y la Caja de Protección DC

Calcularemos la sección según la Ec.1, para el tramo de mayor longitud y con una caída de tensión máxima del 1,2%. Los valores empleados para el caso más desfavorable son los siguientes:

U_{MPP} 732,00 V
 I_{MPP} 8,20 A
 L 129,94 m
 ρ_{θ} 0,023 $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$
 U_I 732,00 V
 ΔU_I 8,78 V

$$S = \frac{2 \cdot 8,20 \cdot 732,00 \cdot 129,94 \cdot 0,023}{8,78 \cdot 732,00} = 5,58 \text{ mm}^2$$

La sección mínima normalizada será la de: **6 mm²**.

A continuación comprobamos el criterio térmico, según la tabla de la ilustración 54. En nuestro caso tenemos cables unipolares de cobre, con aislamiento XLPE, en contacto entre ellos y al aire libre, por tanto:

$$I(6 \text{ mm}^2) = 49 \text{ A} > 8,60 \text{ A}$$

Por tanto la sección de este tramo será de **6 mm²**.

Tramo 2 - Entre la caja de protección DC y el inversor

Calcularemos la sección según la Ec.1, para el tramo de mayor longitud y con una caída de tensión máxima del 0,3 %. Los valores empleados son los siguientes:

U_{MPP}	732,00 V
I_{MPP}	8,20 A
L	2,0 m
ρ_{θ}	0,023 $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$
U_I	732,00 V
ΔU_I	2,19 V

$$S = \frac{2 \cdot 8,20 \cdot 732,00 \cdot 2,0 \cdot 0,023}{2,19 \cdot 732,00} = 0,344 \text{ mm}^2$$

La sección normalizada a criterio del proyectista será la de: **6 mm²**.

A continuación comprobamos el criterio térmico, según la tabla de la ilustración 54. En nuestro caso tenemos cables unipolares de cobre, con aislamiento XLPE, en contacto entre ellos y al aire libre, por tanto:

$$I(6 \text{ mm}^2) = 49 \text{ A} > 8,60 \text{ A}$$

Por tanto la sección de este tramo será de **6 mm²**.

El cableado de la parte de CC quedará de la siguiente forma:

CC Tramo 1	Desde paneles hasta Caja Protección DCI.	6 mm ²	Cable unipolar 0,6/1kV XLPE (Cu) flexible instalado en bandeja metálica.
CC Tramo 2	Desde caja protección DCI hasta el inversor.	6 mm ²	Cable unipolar 0,6/1kV XLPE (Cu) flexible instalado en bandeja metálica.

Tabla 31. Resumen secciones cableado de CC

Las caídas de tensión máximas para cada tramo son:

String	Tramo 1	Tramo 2	TOTAL
1	0,75	0,017	0,767
2	0,87	0,017	0,887
3	0,99	0,017	1,007
4	1,12	0,017	1,137

Tabla 32. Resumen caídas de tensión cableado de CC

El String 4 es el que tiene una mayor caída de tensión, como se ha calculado anteriormente: **1,137 %**.

1.5-Cableado parte de Corriente Alterna (CA)

Para el cálculo de la parte de corriente alterna operaremos igual que en el punto anterior, pero en este caso existirán dos tramos: desde el inversor hasta la caja de protección AC y desde la caja de protección hasta el cuadro general de baja tensión del titular.

La ecuación a emplear será la Ec3., puesto que el inversor del que se compone la instalación es trifásico y los datos serán los de salida del inversor, por tanto:

Potencia nominal salida (kW)	20,00 kW
Tensión nominal	400 V
Frecuencia Nominal	50 Hz
Factor de potencia	> 0,99

Tabla33. Características a la salida del inversor

Tramo 1 - Entre Inversores y la caja de protección AC-I

Calcularemos la sección con una caída de tensión máxima del 0,25%. Los valores empleados son los siguientes:

U_{máx} 400 V
P_{nom} 20,0 kW
L 2,00 m
ρ_θ 0,023 Ω·mm²/m
U_I 400 V
ΔU_I 1,0 V

$$S = \frac{20000 \cdot 2 \cdot 0,023}{1,0 \cdot 400} = 2,24 \text{ mm}^2$$

La sección superior que se toma a criterio del técnico será la de: 10 mm².

A continuación comprobamos el criterio térmico, según la tabla de la ilustración 54. En nuestro caso tenemos cables unipolares de cobre, con aislamiento XLPE, en contacto entre ellos y al aire libre, por tanto:

$$I(10 \text{ mm}^2) = 68 > 29,00 \text{ A}$$

Por tanto la sección de este tramo será de **10 mm²**.

Tramo 2 - Entre caja de protección AC y el Cuadro General de Baja Tensión

Calcularemos la sección con una caída de tensión máxima del 0,25%. Los valores empleados son los siguientes:

$U_{m\acute{a}x}$	400 V
P_{nom}	20,0 kW
L	3,50 m
ρ_{θ}	0,023 $\Omega \cdot mm^2/m$
U_I	400 V
ΔU_I	1,0 V

$$S = \frac{20000 \cdot 3,5 \cdot 0,023}{1,00 \cdot 400} = 3,94 \text{ mm}^2$$

La sección mínima normalizada será la de: **10 mm²**.

A continuación comprobamos el criterio térmico, según la tabla de la ilustración 54. En nuestro caso tenemos cables unipolares de cobre, con aislamiento XLPE, en contacto entre ellos y al aire libre, por tanto:

$$I(10 \text{ mm}^2) = 68 \text{ A} > 29,00 \text{ A}$$

La sección final de este tramo será de **10 mm²**.

Como resumen del cableado de la parte de alterna presentamos la siguiente tabla:

AC Tramo 1	Desde Inversor hasta Cuadro Protección C.A.	10 mm ²	3F+N Cables unipolares 0,6/1kV XLPE (Cu) flexible Instalado en Bandeja Perforada
AC Tramo 2	Desde Cuadro Protecciones C.A. hasta Cuadro General de de la red interior.	10 mm ²	3F+N Cables unipolares 0,6/1kV XLPE (Cu) flexible Instalado en Bandeja Perforada

Tabla 34. Resumen secciones cableado de CA

La caída de tensión real será del **0,154 %** distribuida de la siguiente forma:

Tramo	CDT real (%)
AC - Tramo 1	0,056
AC - Tramo 2	0,098
TOTAL	0,154

Tabla 35. Resumen caídas de tensión en el lado de CA

1.6- Aparamenta eléctrica de Corriente Continua

En este punto describiremos las protecciones que se van a introducir en la instalación, la aparamenta eléctrica se dividirá al igual que la instalación en dos partes diferenciadas, la aparamenta de corriente continua y la de corriente alterna. La aparamenta de corriente continua se encuentra ubicada en una caja de protección de corriente continua, DC, que irá ubicada en el interior del cuarto de inversores tal y como queda indicado en planos. Se colocarán un único, el cual albergará la totalidad de las protecciones de corriente continua. Al inversor irán conectados cuatro strings con un total de 24 paneles en serie.

Cuadro de protección de corriente continua

El cuadro de protecciones de corriente continua será modular aislante compuesta de fondo fabricado en poliéster reforzado con fibra de vidrio y tapas construidas en policarbonato o poliéster reforzado con fibra de vidrio. El material es autoextinguible, con doble aislamiento, el cuadro contará con tapa frontal protegida con llave. En este cuadro se encontrarán todas las protecciones, en las que se agrupan la totalidad de las ramas o strings. En las tablas siguientes se recuerdan las características eléctricas.

Potencia (kWp)	6,00
Corriente de cortocircuito (Isc)	8,80 A
Corriente de máxima potencia (Impp)	8,2 A
Tensión de máxima potencia (Umpp)	732 V
Tensión de circuito abierto (Usc)	900,00 V

Tabla 36. Características por string o rama de 24

Potencia (kWp)	5,50
Corriente de cortocircuito (Isc)	8,80 A
Corriente de máxima potencia (Impp)	8,2 A
Tensión de máxima potencia (Umpp)	671 V
Tensión de circuito abierto (Usc)	825,00 V

Tabla 37. Características por string o rama de 24

La intensidad admisible de las líneas es de 49 A para la sección de 6 mm². La intensidad máxima de cortocircuito que se puede producir en la línea es de 8,607 A. La colocación de fusibles es únicamente como elemento de maniobra, ya que la línea no tiene peligro ni de sobre intensidades ni de cortocircuitos. El inversor se va a proteger frente a sobretensiones generadas por descargas atmosféricas en el lado de continua mediante descargadores. Por lo tanto las características de los equipos de protección son:

Elemento	Unidades	Ubicación	Características técnicas
Fusibles cilíndricos clase gG de 12 A	4	DC	In = 12 A V = 1000 V PC = 30 kA
Interruptor Magnetotérmico en DC	4	DC	In = 20 A V = 1000 V Nº polos = 2
Protección contra sobretensiones DC	1 kit	DC	Vn= 1000 V

Tabla 38. Características por rama

En el apartado de planos se encuentra el unifilar de la instalación donde se podrá apreciar con mayor exactitud la conexión entre todos los componentes.

Protección contra contactos directos e indirectos

El generador fotovoltaico se conectará proporcionando niveles de protección adecuados frente a contacto directo e indirecto, siempre y cuando la resistencia de aislamiento de la parte de continua se mantenga por encima de unos niveles de seguridad y no ocurra un primer defecto a masas o a tierra. En este último caso, se genera una situación de riesgo, que se soluciona mediante:

- El aislamiento clase II de los módulos fotovoltaicos, cables y cajas de conexión. Éstas últimas, contarán además con llave y estarán dotadas de señales de peligro eléctrico.
- Controlador permanente de aislamiento, integrado en el inversor, que detecte la aparición de un primer fallo, cuando la resistencia de aislamiento sea inferior al valor siguiente:

$$R_{ISO,MIN}(\Omega) = 40 \cdot V_{G,MAX}(V) - 1000$$

Donde $V_{G,MAX}$, es la tensión correspondiente al generador en circuito abierto operando a baja temperatura, que corresponde al 125% de la tensión de circuito abierto en condiciones estándar. Esta tensión es la mayor que puede alcanzar el generador fotovoltaico, por lo que constituye la condición de mayor peligro eléctrico. Con esta condición se garantiza que la corriente de defecto va a ser inferior a 30 mA, que marca el umbral de riesgo eléctrico para las personas.

1.7-Aparamenta eléctrica de Corriente Alterna

Según el Real Decreto 1699/2011 es necesario incluir un interruptor general manual, que será un interruptor magneto-térmico omnipolar. Este interruptor, que se ubica en el cuadro de contadores de la instalación fotovoltaica, será accesible sólo a la empresa distribuidora, con objeto de poder realizar la desconexión manual, que permita la realización, de forma segura, de labores de mantenimiento en la red de la compañía eléctrica. Esta inaccesibilidad al mismo obliga a introducir un segundo elemento de protección en la instalación que sea el que realmente la proteja de las sobrecargas y cortocircuitos, un bloque diferencial.

Int. diseño de la línea ≤ Int. dispositivo de protección ≤ Int. admisible de la línea

El inversor se protegerá frente a sobretensiones generadas por descargas atmosféricas en el lado de alterna mediante un conjunto compacto. La aparamenta eléctrica de la parte de alterna se ubicará en la caja de protección ACI.

Elemento	Unidades	Ubicación	Características técnicas
Interruptor magnetotérmico General	1	ACI	In = 40 A. Tetrapolar Vn = 400 V PC = 36 KA
Interruptor Diferencial	1	ACI	In = 40 A. Tetrapolar S = 30 mA Vn = 400 V
Protección contra sobretensiones AC	1	ACI	Vn = 400 V

Tabla 39. Resumen caja de protección AC

1.8-Puesta a Tierra

El dimensionado de la puesta a tierra de la instalación fotovoltaica se ha realizado sin alterar las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución.

Las masas de la instalación fotovoltaica (estructuras soporte, marcos, etc.) estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión.

1.8.1- Características del suelo

Según la investigación previa del terreno donde se instalará la puesta a tierra, se determina una resistividad media superficial de 90 Ωm.

Determinación de las corrientes máximas de puesta a tierra y tiempo máximo correspondiente de eliminación del defecto

La intensidad de defecto a tierra, para red de B.T. se calcula con el valor de la resistencia de puesta a tierra, y se tomará un tiempo máximo de duración de la falta de 0,7 s. $K = 72$ y $n = 1$ para tiempo inferior a 1 s.

1.8.2- Diseño preliminar de la instalación de tierra

Se conectarán a este sistema las partes metálicas de la instalación que no estén en tensión normalmente pero puedan estarlo a consecuencia de averías o causas fortuitas, tales como los marcos de los módulos, bastidores de los aparatos de maniobra, y envolventes metálicas de las cabinas prefabricadas, aguas arriba del grupo inversor.

Para los cálculos a realizar emplearemos las expresiones y procedimientos

según la recomendación UNESA.

Para la tierra de protección optaremos por un sistema de las características que se indican a continuación.

Parámetros característicos:

$$K_r = 0,100 \Omega / (\Omega m).$$

$$K_p = 0,0231 V / (\Omega mA).$$

$$K_c = 0,0506 V / (\Omega mA).$$

Descripción:

4 picas en rectángulo de 4 x 3 m de acero-cobre con un diámetro de 14 mm, de 2 metros de longitud, hincadas verticalmente a una profundidad de 0,5 m, auxiliadas por un flagelo de cobre de 50 mm².

Nota: se pueden utilizar otras configuraciones siempre y cuando los parámetros K_r y K_p de la configuración escogida sean inferiores o iguales a los indicados en el párrafo anterior.

La conexión desde el parque fotovoltaico hasta la primera pica se realizará con cable de cobre aislado de 35 mm² y protegido contra daños mecánicos.

1.8.3-Cálculo de la resistencia del sistema de tierras

Para el cálculo de la resistencia de la puesta a tierra (R_t), intensidad y tensión de defecto correspondientes (I_d , U_d), utilizaremos las siguientes fórmulas:

- Resistencia del sistema de puesta a tierra, R_t :

$$R_t = K_r \cdot \rho$$

- Tensión de defecto, U_d :

$$U_d = I_d \cdot R_t$$

Para los valores dados de: $\rho = 90 \Omega m$ y $K_r = 0,100 \Omega / (\Omega m)$:

$$R_t = 9 \Omega$$

y la intensidad de defecto máxima,

- Intensidad de defecto, I_d :

$$I_d = I_{sc} = 7,89 A$$

Siendo la tensión de defecto a tierra:

$$U_d = 71,01 V$$

El aislamiento de la instalación de baja tensión del parque deberá ser mayor o

igual que la tensión máxima de defecto calculada (U_d), es decir, al menos 71,01V a frecuencia industrial.

Cabe destacar que el sistema de puesta tierra será el mismo para corriente continua y corriente alterna. Con lo que el valor de la resistencia a tierra es:

$$R_t = 9 \Omega$$

Al tratarse de línea trifásica, la intensidad de defecto se calcula como sigue:

$$I_d = \frac{U_{\max V}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_n + R_t)^2 + X_n^2}}$$

Siendo $U_{\max} = 400V$,

$$I_d = 25,66A$$

1.8.4-Cálculo de las tensiones de paso y contacto en la instalación

La puesta a tierra estará ubicada en un lugar poco transitado, y en un lugar diferente a la instalación fotovoltaica. Por lo que la tensión de paso y contacto calculada afectará a la zona en la que se instale la puesta a tierra del generador fotovoltaico.

El valor de la tensión de paso máxima es:

$$U_p = K_p \cdot \rho \cdot I_d = 0,0231 \cdot 90 \cdot 25,66 = 53,34 V$$

El valor de la tensión de contacto máxima es:

$$U_c = K_c \cdot \rho \cdot I_d = 0,0506 \cdot 90 \cdot 25,66 = 116,86 V$$

Tomando la intensidad de defecto de continua, se obtienen los siguientes valores:

$$U_p = K_p \cdot \rho \cdot I_d = 0,0231 \cdot 90 \cdot 7,89 = 16,40 V$$

$$U_c = K_c \cdot \rho \cdot I_d = 0,0506 \cdot 90 \cdot 7,89 = 35,93 V$$

1.8.5-Cálculo de las tensiones de paso aplicadas

Para la determinación de los valores máximos admisibles de la tensión de paso en el exterior, y en el acceso a la instalación de puesta a tierra, se emplearán las siguientes expresiones:

$$U_{p(\text{exterior})} = 10 \frac{K}{t^n} \cdot \left(1 + \frac{6 \cdot \rho}{1.000} \right)$$

Siendo:

U_p = Tensiones de paso en Voltios.

$K = 72$, para el tiempo de duración de la falta dado.

$n = 1$, para el tiempo de duración de la falta dado.

$t =$ Duración de la falta en segundos: 0,7 s.

$\rho =$ Resistividad del terreno: 90Ω .

Obteniéndose el siguiente resultado:

U_p (exterior) = 1.584,0 V

Valores superiores, con un margen considerable, a los que se tienen en la instalación, que son de:

- en el exterior:

$$U_p = 53,34 \text{ V} < U_{p(\text{exterior})} = 1.584,0 \text{ V}.$$

1.8.6-Corrección y ajuste del diseño inicial establecido el definitivo

No se considera necesario la corrección del sistema proyectado. No obstante, si el valor medido de las tomas de tierra resultara elevado y pudiera dar lugar a tensiones de paso o contacto excesivas, se corregirían estas mediante la disposición de una alfombra aislante en el suelo del Centro, o cualquier otro medio que asegure la no peligrosidad de estas tensiones.

1.8.7-Independencia de tierras

Tal y como se ha descrito anteriormente, la instalación de puesta a tierra de la instalación fotovoltaica será totalmente independiente a la instalación de puesta a tierra de cualquier otra instalación eléctrica.

Para que las tierras sean independientes, un defecto en una de ellas no debe provocar una tensión transferida superior a 50 V en la más próxima. Se calculará a continuación, la distancia mínima a la que deberá estar la puesta a tierra de la instalación solar de la más próxima. Para realizar el cálculo, se ha supuesto que las picas se comportan como electrodos semiesféricos. Por tanto, la tensión transferida en función de la distancia es:

$$V(x) = \frac{\rho \cdot I_d}{2 \cdot \pi \cdot x}$$

Donde:

- I_d , es la intensidad máxima de defecto: 30 mA.
- ρ , es la resistividad del terreno ($500 \Omega \cdot m$ según ITC-BT-18 apartado 9, para un terreno cultivable poco fértil).
- x , es la es la distancia entre picas en metros.
- $V(x)$, tensión transferida: menor de 50V.

$$x = \frac{500 \cdot 0,03}{2 \cdot \pi \cdot 50} = 0,0477 \text{ m} = 4,77 \text{ cm}$$

Por tanto, se puede decir que los electrodos de puesta a tierra de la instalación fotovoltaica deberán de estar a más de 4,77 cm de la puesta a tierra de la nave y del centro de transformación si existiese.

1.2- ILUMINACIÓN LED

En la ilustración 56 se pueden apreciar los ahorros energéticos que se producirían en la instalación con la sustitución de las luminarias actuales por las de tipo LED. Estos ahorros se han hecho, llevando a cabo una estimación, con instalaciones de las cuales la empresa si disponía de datos del antes y del después de la instalación. Por lo tanto, de los aproximadamente 20 kW que se dicen que se ahorrarán en esta instalación, el ahorro puntual suele ser de un 13% aproximadamente.

	ANTES DE LEDS				DESPUES DE LEDS						P1		P2		P3		
											AHORRO (kW)	%	AHORRO (kW)	%	AHORRO (kW)	%	
JL	30/06/2015	31/07/2015	61	63	33	31/05/2016	30/06/2016	49	55	17	12	19,7	8	12,7	16	48,5	
Jun	21/05/2015	20/06/2015	63	61	34	30/04/2016	31/05/2016	46	52	20	17	27,0	9	14,8	14	41,2	
May	23/04/2015	21/05/2015	34	34	24	31/03/2016	30/04/2016	16	22	20	18	52,9	12	35,3	4	16,7	
Abr	21/03/2015	23/04/2015	28	30	27	28/02/2016	31/03/2016	20	21	18	8	28,6	9	30,0	9	33,3	
Marz	21/02/2015	21/03/2015	28	32	29	31/01/2016	28/02/2016	24	23	17	4	14,3	9	28,1	12	41,4	
Feb	23/01/2015	21/02/2015	25	30	27	31/12/2015	31/01/2016	23	24	18	2	8,0	6	20,0	9	33,3	
Ene	20/12/2014	23/01/2015	28	48	27	01/12/2015	31/12/2015	23	23	18	5	17,9	25	52,1	9	33,3	
Dic	22/11/2014	20/12/2014	27	32	25	30/11/2015	01/12/2015	23	19	14	4	14,8	13	40,6	11	44,0	
Nov	22/10/2014	22/11/2014	58	57	26	31/10/2015	30/11/2015	24	21	17	34	58,6	36	63,2	9	34,6	
Oct	23/09/2014	22/10/2014	60	58	29	30/09/2015	31/10/2015	47	46	14	13	21,7	12	20,7	15	51,7	
Sep	22/08/2014	23/09/2014	62	61	51	31/08/2015	15/09/2015	46	52	15	16	25,8	9	14,8	36	70,6	
Ag	22/07/2014	22/08/2014	64	64	25	31/07/2015	31/08/2015	47	51	22	17	26,6	13	20,3	3	12,0	
											MEDIA(kW)	12,1	26,3	13,5	29,4	13,1	38,4

Ilustración 56. Detalle del ahorro energético aproximado debido a los LEDS

En las siguientes figuras, sin embargo se aprecia la evolución del consumo anual en dos años consecutivos, el primero sin los LEDS y el segundo ya con los LEDS instalados. Se puede ver como hay más distancia entre la potencia contratada y las potencias que se están dando en la instalación, con lo cual sería bastante lógico llevar a cabo minimizar la potencia contratada, con el consecuente ahorro económico (el cual se detallará en el siguiente punto) .También se aprecia un descenso generalizado de los consumos, excepto en el período estival, período en el cual la climatización tiene mucho peso en la factura eléctrica.

PROYECTO DE INSTALACIÓN DE AUTOPRODUCCIÓN DE ENERGÍA Y MEJORA DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA DE UNA COOPERATIVA AGRÍCOLA

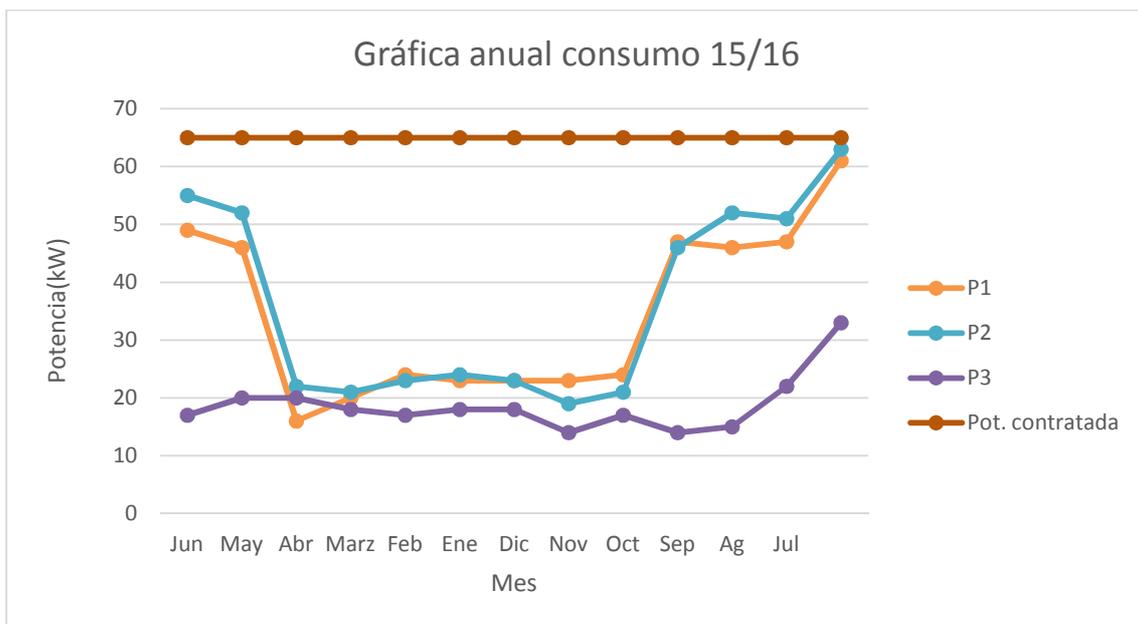
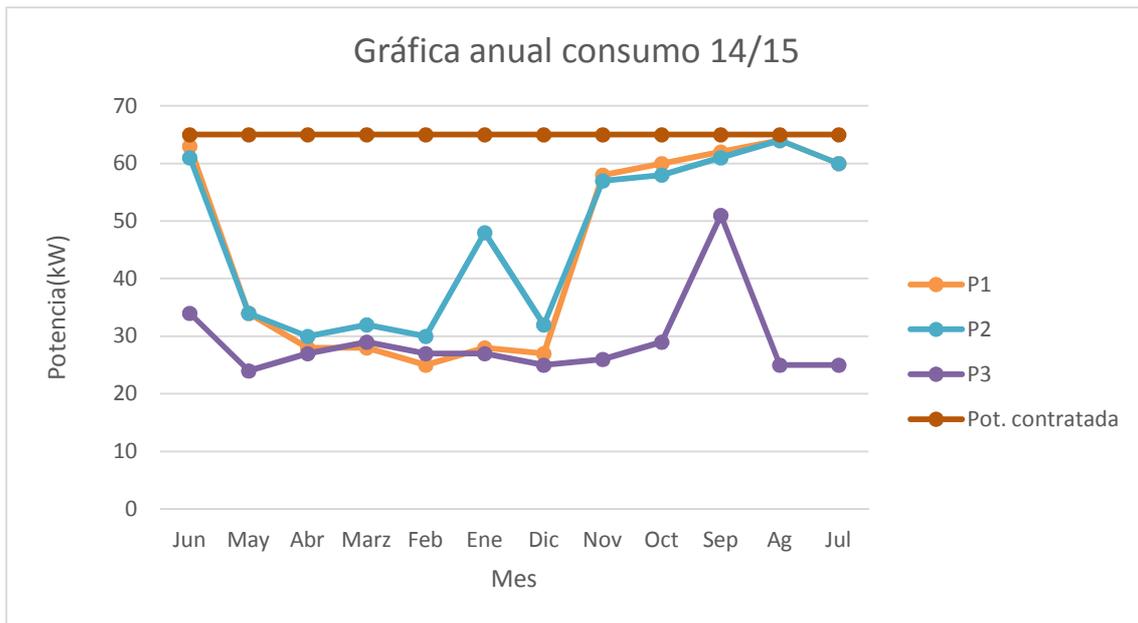


Ilustración 57. Evolución del consumo anual

Estas mediciones se llevan a cabo cada cuarto de hora y registran el máximo valor de potencia eléctrica durante ese período de tiempo. Si en el período siguiente se produce uno mayor, este sustituye al almacenado. Esto lo hace cada día del mes registrándose así el mayor de los consumos eléctricos mensuales de cada período tarifario (período 1, 2 o 3)

En el siguiente apartado se verá cómo afectan estos descensos a la posibilidad de contratar otra potencia eléctrica, produciéndose así grandes ahorros.

En las siguientes ilustraciones se pueden apreciar con detalle los descensos de consumos en cada período

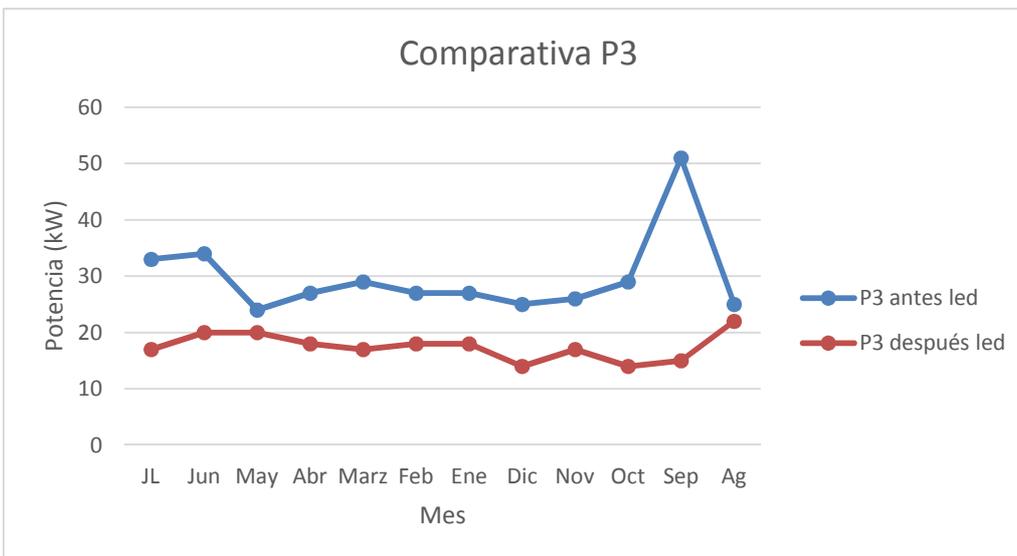
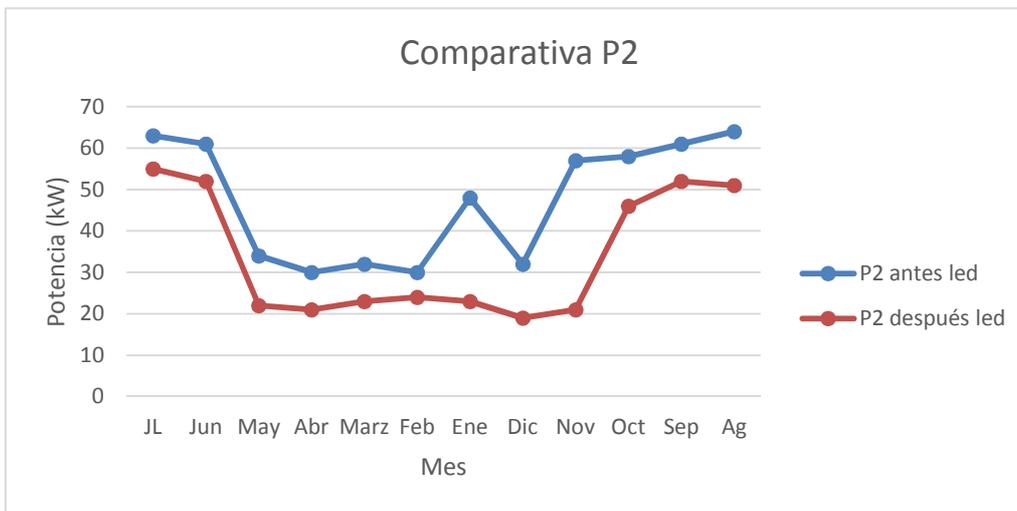
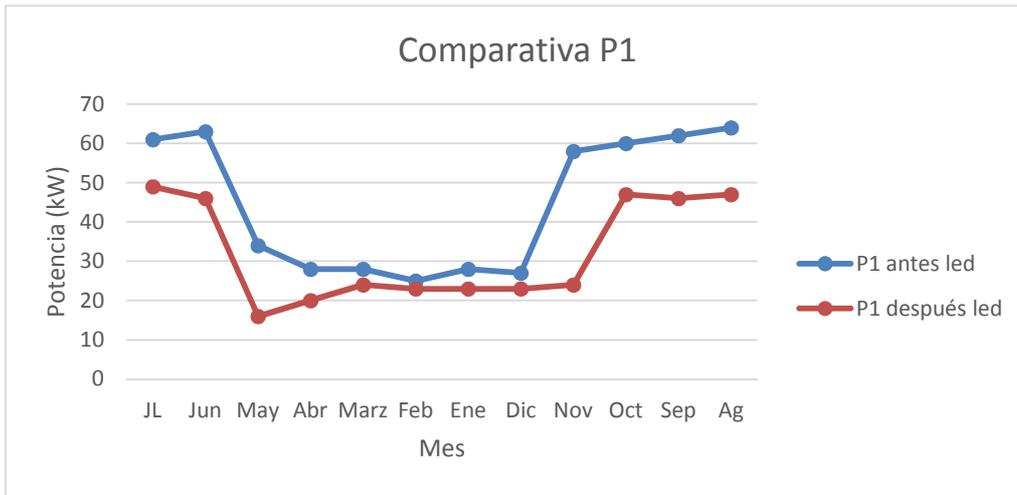


Ilustración 58. Detalle de los diversos períodos en la evolución del consumo anual

1.3- COMPENSACIÓN DE ENERGÍA REACTIVA

La manera de determinar el factor de potencia que se desea corregir tiene tres partes fundamentales:

1. Cálculo de la potencia reactiva de la instalación.
2. Cálculo de la potencia capacitiva necesaria para la compensación.
3. Determinación de la variabilidad del factor de potencia (FP) de la instalación.

Cálculo de la energía reactiva

Calcular la potencia reactiva de una instalación es calcular su factor de potencia (FP), para ello es necesario hacer un estudio de la instalación mediante, entre otras:

- Un analizador de la red eléctrica.
- Un estudio de los recibos del consumo de energía

Cálculo de la potencia capacitiva

Una vez determinado el FP de la instalación, es necesario decidir el factor de potencia deseado para eliminar la Energía Reactiva (FPdeseado) que será un valor lo más próximo a la unidad.

El valor definido por la diferencia de tangentes se denomina “factor k” y sus valores más habituales se resumen en la tabla de la página siguiente.

Una vez definidos y calculados los valores k y F se puede calcular la potencia capacitiva necesaria (PkVAr) medida en kVAr para la compensación del factor de potencia. Normalmente se recomienda incrementar este valor (PkVAr) entre un 15-20% para prever posibles ampliaciones.

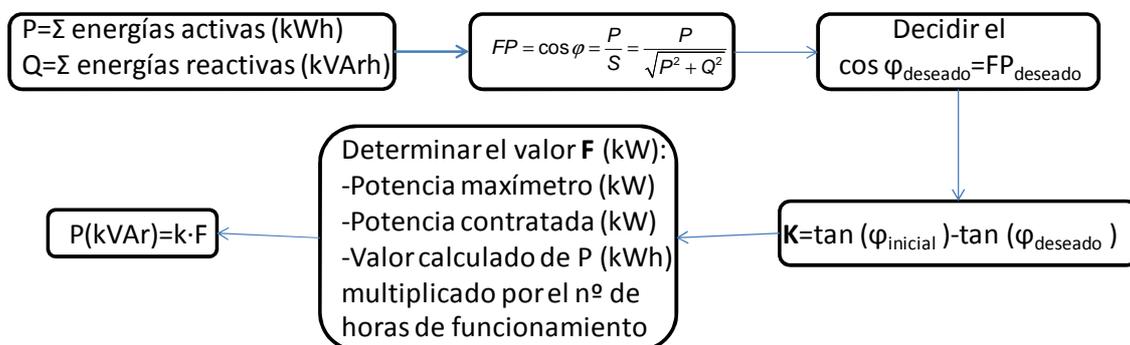


Ilustración 59. Esquema del cálculo de la potencia reactiva a compensar

FP antes de compensar	ccap	tgp	Factor de potencia después de compensar											
			0,80	0,84	0,88	0,90	0,90	0,95	0,96	0,97	0,98	0,99	1,00	
			tgp	0,750	0,848	0,940	0,984	0,984	0,929	0,292	0,251	0,203	0,142	0,000
0,400	2,291		1,541	1,645	1,752	1,807	1,865	1,963	2,000	2,041	2,088	2,149	2,291	
0,430	2,100		1,350	1,454	1,560	1,615	1,674	1,771	1,808	1,849	1,897	1,957	2,100	
0,460	1,930		1,180	1,284	1,391	1,446	1,504	1,602	1,639	1,680	1,727	1,788	1,930	
0,490	1,779		1,029	1,133	1,239	1,295	1,353	1,450	1,487	1,528	1,576	1,637	1,779	
0,520	1,643		0,893	0,997	1,103	1,158	1,217	1,314	1,351	1,392	1,440	1,500	1,643	
0,550	1,518		0,768	0,873	0,979	1,034	1,092	1,190	1,227	1,268	1,315	1,376	1,518	
0,580	1,405		0,655	0,759	0,865	0,920	0,979	1,076	1,113	1,154	1,201	1,262	1,405	
0,610	1,299		0,549	0,653	0,759	0,815	0,873	0,970	1,007	1,048	1,096	1,157	1,299	
0,640	1,201		0,451	0,555	0,661	0,718	0,775	0,872	0,909	0,950	0,998	1,058	1,201	
0,670	1,108		0,358	0,462	0,568	0,624	0,682	0,779	0,816	0,857	0,905	0,966	1,108	
0,700	1,020		0,270	0,374	0,480	0,536	0,594	0,692	0,729	0,770	0,817	0,878	1,020	
0,730	0,936		0,186	0,290	0,396	0,452	0,510	0,608	0,645	0,686	0,733	0,794	0,936	
0,760	0,855		0,105	0,209	0,315	0,371	0,429	0,526	0,563	0,605	0,652	0,713	0,855	
0,790	0,776		0,028	0,130	0,236	0,292	0,350	0,447	0,484	0,525	0,573	0,634	0,776	
0,800	0,750		-	0,104	0,210	0,266	0,324	0,421	0,458	0,499	0,547	0,608	0,750	
0,810	0,724		-	0,078	0,184	0,240	0,298	0,395	0,432	0,473	0,521	0,581	0,724	
0,820	0,698		-	0,052	0,158	0,214	0,272	0,369	0,406	0,447	0,495	0,556	0,698	
0,830	0,672		-	0,026	0,132	0,188	0,246	0,343	0,380	0,421	0,469	0,530	0,672	
0,840	0,646		-	-	0,106	0,162	0,220	0,317	0,354	0,395	0,443	0,503	0,646	
0,850	0,620		-	-	0,080	0,135	0,194	0,291	0,328	0,369	0,417	0,477	0,620	
0,860	0,593		-	-	0,054	0,109	0,167	0,265	0,302	0,343	0,390	0,451	0,593	
0,870	0,567		-	-	0,027	0,082	0,141	0,238	0,275	0,316	0,364	0,424	0,567	
0,880	0,540		-	-	-	0,055	0,114	0,211	0,248	0,289	0,337	0,397	0,540	
0,890	0,512		-	-	-	0,028	0,086	0,184	0,221	0,262	0,309	0,370	0,512	
0,900	0,484		-	-	-	-	0,058	0,156	0,193	0,234	0,281	0,342	0,484	
0,910	0,456		-	-	-	-	0,030	0,127	0,164	0,205	0,253	0,313	0,456	
0,920	0,426		-	-	-	-	-	0,097	0,134	0,175	0,223	0,284	0,426	
0,930	0,395		-	-	-	-	-	0,067	0,104	0,145	0,192	0,253	0,395	
0,940	0,363		-	-	-	-	-	0,034	0,071	0,112	0,160	0,220	0,363	
0,950	0,329		-	-	-	-	-	-	0,037	0,078	0,126	0,186	0,329	
0,960	0,292		-	-	-	-	-	-	-	0,041	0,089	0,149	0,292	
0,970	0,251		-	-	-	-	-	-	-	-	0,048	0,108	0,251	
0,980	0,203		-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,061	0,203	
0,990	0,142		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,142	

Ilustración 60. Factor de K típico

Determinación de la variabilidad del factor de potencia

Cuando se decida realizar la compensación de forma central, hay que saber cómo varía el valor del FP a lo largo del tiempo para decidir el número de escalones que necesita la batería para lograr la potencia de capacitiva calculada en todo momento.

Relación escalones	Descripción
1:1:1:1	Potencia de todos los escalonamientos es igual
1:2:2:2	Potencia del 1 ^{er} escalonamiento es la mitad que el resto
1:2:4:4	Potencia 1 ^{er} escalón es mitad que el 2 ^o y esta, la mitad que el resto

Tabla 40. Ejemplos de relaciones de escalonamiento

Por ejemplo, supóngase que se necesita una batería de condensadores de 80 kVAr, sabiendo que 60 kVAr los produce un motor concreto y los otros 20 aparecen y desaparecen de forma intermitente a lo largo del día.

PROYECTO DE INSTALACIÓN DE AUTOPRODUCCIÓN DE ENERGÍA Y MEJORA DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA DE UNA COOPERATIVA AGRÍCOLA

Se podría optar por una batería de 80 kVAr con dos escalones de 40 kVAr (relación 1:1), pero no serviría pues tendríamos o bien 40 o bien 80 kVAr, no los 60 buscados.

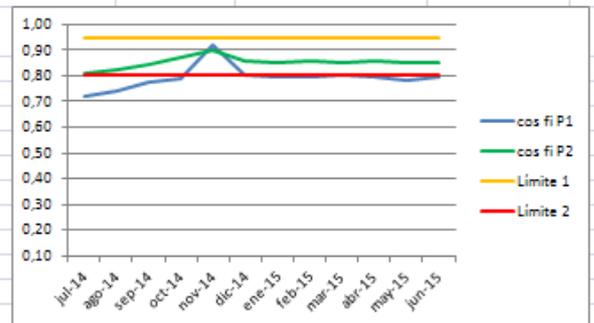
Otra opción sería poner la misma batería pero con 4 escalones de 20 kVAr (relación 1:1:1:1) que tampoco sería la adecuada, puesto que no se podría adaptar bien a las necesidades.

La opción adecuada sería una batería con 6 escalones (relación 1:1:2:4:4:4). Los primeros escalones serían de 5 kVAr, el siguiente de 10 kVAr y los tres últimos de 20 kVAr, con lo cual si se adaptaría a lo necesitado pues los escalones pueden entrar de manera más progresiva.

Como se aprecia, este tipo de cálculos tienen muchas posibilidades. Por eso, en la empresa donde se realizaron las prácticas, optó por la realización de un pequeño programa Excel que automatizaba el proceso y solamente era necesario introducir los datos de la factura eléctrica y luego ir a las tablas del fabricante para seleccionar una batería adecuada.

EVOLUCIÓN ANUAL ENERGÍA REACTIVA Y COSφ

Mes	Energía Reactiva P1	Energía Activa P1	cos fi
jul-14	4155	4331	0,72
ago-14	3420	3788	0,74
sep-14	1192	1464	0,78
oct-14	1735	2235	0,79
nov-14	726	1672	0,92
dic-14	2885	3854	0,80
ene-15	2892	3845	0,80
feb-15	2834	3767	0,80
mar-15	2845	3787	0,80
abr-15	2909	3792	0,79
may-15	3090	3875	0,78
jun-15	3092	4019	0,79



Mes	Energía Reactiva P2	Energía Activa P2	cos fi
jul-14	5834	7389	0,81
ago-14	5530	8067	0,82
sep-14	2132	3344	0,84
oct-14	3621	6479	0,87
nov-14	2853	5383	0,90
dic-14	5234	8736	0,86
ene-15	5319	8739	0,85
feb-15	5098	8482	0,86
mar-15	5178	8463	0,85
abr-15	5086	8386	0,86
may-15	5408	8711	0,85
jun-15	5218	8537	0,85

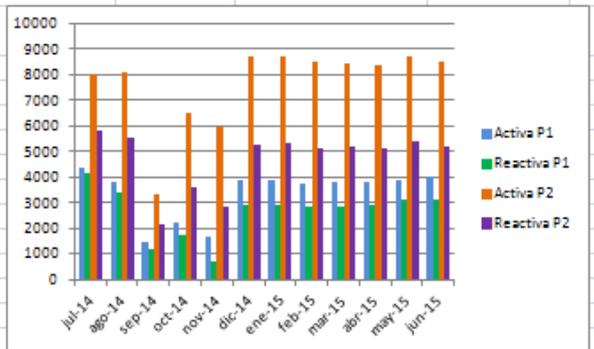


Ilustración 61. Detalles del coseno de fi

1.4- OPTIMIZACIÓN DE LA TARIFA ELÉCTRICA

Si se centra la atención en la elección de la potencia contratada óptima, se debe fijar la atención en los períodos, donde el cálculo del ahorro es bastante más complejo. Como se recordará de apartados anteriores, aquí se sufre una penalización económica si el consumidor supera el 105% de la potencia contratada o si el consumo es inferior al 85%. Si el caso es este último, la potencia facturada será del 85%, es decir, si se tuviesen contratados 5kW, si se tuviese un consumo de 3 kW, la potencia facturada en el maxímetro sería de $5 \cdot 0.85 = 4.25$ kW. En cambio si se produjese un consumo de 6kW, la potencia facturada ascendería al valor registrado más el doble de la diferencia entre el valor registrado y el valor correspondiente al 105% de la potencia contratada, con lo cual sería $6 + 2 \cdot (6 - 5 \cdot 1.05) = 8.4$ kW.

Estas medidas muestran el mayor de los consumos producidos cada cuarto de hora. Como un análisis de estas características es bastante complejo debido al número de cálculos que se deben hacer, la empresa donde se realizaron las prácticas desarrolló un pequeño programa con Excel que realizaba la optimización.

En este apartado se han realizado tres análisis con la herramienta antes mencionada.

En el primero de ellos se analiza la instalación sin ninguna de las actuaciones, es decir, se observa la posibilidad de optimizar la potencia contratada actualmente en función de los consumos que se tienen durante un año.

a) Datos iniciales			
Potencias			
Pc - Contratada (kW)	P1	P2	P3
	55,00	65,00	65,00

b) Precio de la potencia			
Tarifa regulada actual (€/KW)			
P1	P2	P3	
41,294040	24,776930	16,517710	
Tarifa actual (€/KW) según Anexo II de la Orden IET/107/2014, de 31 de enero + 1,00%			
Tarifa actual (€/KW) según Anexo II de la Orden IET/107/2014, de 31 de enero			
P1	P2	P3	
40,728885	24,437330	16,291555	

c) Optimización																
Histórico Maxímetros Potencia (kW)				P - Potencia Facturada (kW)									Término de Potencia (P1*P + P2*P + P3*P) (€)			
Desde	Hasta	P1	P2	P3	P actual			P óptima			P propuesta			P actual	P óptima	P propuesta
					P1	P2	P3	P1	P2	P3	P1	P2	P3			
21/05/2014	20/06/2014	63	61	34	63,00	61,00	55,25	67,20	61,20	49,30	69,30	63,30	40,45	419	420	430
23/04/2014	21/05/2014	34	34	24	55,25	55,25	55,25	49,30	49,30	49,30	48,45	48,45	48,45	380	335	329
21/03/2014	23/04/2014	28	30	27	55,25	55,25	55,25	49,30	49,30	49,30	48,45	48,45	48,45	380	335	329
21/02/2014	21/03/2014	28	32	29	55,25	55,25	55,25	49,30	49,30	49,30	48,45	48,45	48,45	380	335	329
23/01/2014	21/02/2014	25	30	27	55,25	55,25	55,25	49,30	49,30	49,30	48,45	48,45	48,45	380	335	329
20/12/2013	23/01/2014	28	48	27	55,25	55,25	55,25	49,30	49,30	49,30	48,45	48,45	48,45	380	335	329
22/11/2013	20/12/2013	27	32	25	55,25	55,25	55,25	49,30	49,30	49,30	48,45	48,45	48,45	380	335	329
22/10/2013	22/11/2013	58	57	26	58,00	57,00	55,25	58,00	57,00	49,30	58,00	57,00	48,45	393	380	379
23/09/2013	22/10/2013	60	58	29	60,00	58,00	55,25	60,00	58,00	49,30	60,30	58,00	48,45	402	389	389
22/09/2013	23/09/2013	62	61	51	62,00	61,00	55,25	64,20	61,20	51,00	66,30	63,30	51,00	415	412	423
22/07/2013	22/08/2013	64	64	26	64,00	64,00	55,25	70,20	70,20	49,30	72,30	72,30	48,45	428	448	458
21/06/2013	22/07/2013	60	60	25	60,00	60,00	55,25	60,00	60,00	49,30	60,30	60,30	48,45	406	393	393
	Media	45	47	29	58	58	55	56	55	49	56	55	49	396	371	370
	Suma	537	567	349	699	693	663	675	663	593	677	665	584	4.746	4.449	4.445

	P1	P2	P3	Ahorro anual estimado (€)
Potencia Óptima (Póptima) (kW)	58,00	58,00	58,00	297
Potencia Propuesta a contratar (Ppropuesta) (kW)	57,00	57,00	57,00	301 €

Si $85\% P_c < P_d < 105\% P_c$ $P_f = P_d$
 Si $P_d > 105\% P_c$ $P_f = P_d + 2(P_d - 105\% P_c)$
 Si $P_d < 85\% P_c$ $P_f = 85\% P_c$
 $P_c =$ contratada; $P_f =$ facturada; $P_d =$ demandada
(Según Artículo 9 del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre)
(Válido para tarifas 3.0A y 3.1A)

Ilustración 63. Captura de pantalla de los ahorros en el primer análisis

Como se aprecia en la ilustración anterior, existe una potencia a contratar que se adapta mejor a los consumos que se dan (de 65 kW a 58 kW) y, en caso de hacer el cambio de potencia, el ahorro sería de unos 301 anuales.

En el segundo de los análisis, se realiza el estudio partiendo de la potencia contratada actualmente (65 kW) y se tiene en cuenta la instalación de la planta solar de autoconsumo. Por ese motivo varían los valores registrados por el maxímetro.

En este caso el ahorro en menor que en el caso anterior pero sigue siendo un ahorro importante, de 251 euros anuales, y la potencia óptima sería la de 58 kW también.

a) Datos iniciales																
Potencias																
Pc - Contratada (kW)		P1	P2	P3												
		65,00	65,00	65,00												
b) Precio de la potencia																
Tarifa regulada actual (€/KW)																
P1		P2	P3													
41,294640		24,776930	16,517710													
P1		P2	P3													
40,728885		24,437330	16,291555													
Tarifa actual (€/KW) según Anexo II de la Orden IET/107/2014, de 31 de enero + 1,39%				Tarifa actual (€/KW) según Anexo II de la Orden IET/107/2014, de 31 de enero												
c) Optimización																
Histórico Maxímetros Potencia (kW)					P - Potencia Facturada (kW)									Termino de Potencia (P1*P + P2*P + P3*P) (€)		
					P actual			P óptima			P propuesta			P actual	P óptima	P propuesta
Desde	Hasta	P1	P2	P3	P1	P2	P3	P1	P2	P3	P1	P2	P3	P actual	P óptima	P propuesta
31/05/2015	30/06/2015	64	70	32	64,00	73,50	55,25	70,20	88,20	49,30	70,20	88,20	49,30	448	485	485
30/04/2015	31/05/2015	61	67	35	61,00	67,00	55,25	61,20	79,20	49,30	61,20	79,20	49,30	424	438	438
31/03/2015	30/04/2015	31	37	35	55,25	55,25	55,25	49,30	49,30	49,30	49,30	49,30	49,30	380	335	335
28/02/2015	31/03/2015	35	36	33	55,25	55,25	55,25	49,30	49,30	49,30	49,30	49,30	49,30	380	335	335
31/01/2015	28/02/2015	39	38	32	55,25	55,25	55,25	49,30	49,30	49,30	49,30	49,30	49,30	380	335	335
31/12/2014	31/01/2015	30	39	33	55,25	55,25	55,25	49,30	49,30	49,30	49,30	49,30	49,30	360	335	335
01/12/2014	31/12/2014	30	30	33	55,25	55,25	55,25	49,30	49,30	49,30	49,30	49,30	49,30	360	335	335
30/11/2014	01/12/2014	38	34	29	55,25	55,25	55,25	49,30	49,30	49,30	49,30	49,30	49,30	360	335	335
31/10/2014	30/11/2014	39	36	32	55,25	55,25	55,25	49,30	49,30	49,30	49,30	49,30	49,30	360	335	335
30/09/2014	31/10/2014	62	61	29	62,00	61,00	55,25	64,20	61,20	49,30	64,20	61,20	49,30	415	409	409
31/08/2014	15/09/2014	61	67	30	61,00	67,00	55,25	61,20	79,20	49,30	61,20	79,20	49,30	424	436	436
31/07/2014	31/08/2014	62	66	37	62,00	66,00	55,25	64,20	76,20	49,30	64,20	76,20	49,30	426	440	440
Media		47	49	33	58	60	55	56	61	49	56	61	49	400	379	379
Suma		508	589	390	697	721	663	666	729	592	666	729	592	4.799	4.549	4.549
								P1	P2	P3	Ahorro anual estimado (€)					
Potencia Óptima (Póptima) (kW)								50,00	50,00	50,00	251					
Potencia Propuesta a contratar (Ppropuesta) (kW)								58,00	58,00	58,00	251 €					
Si $85\% P_c < P_d < 105\% P_c$ on $P_f = P_d$ Si $P_d > 105\% P_c$ $P_f = P_d + 2(P_d - 105\% P_c)$ Si $P_d < 85\% P_c$ $P_f = 85\% P_c$ $P_c =$ contratada; $P_f =$ facturada; $P_d =$ demandada (Según Artículo 9 del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre) (Válido para tarifas 3.0A y 3.1A)																

Ilustración 64. Captura de pantalla de los ahorros en el primer análisis

En el tercer y último de los análisis hechos, se realiza con todas las actuaciones posibles, es decir con la planta de autoconsumo y la sustitución de la iluminación actual por iluminación LED. En este caso se han reducido los valores de la potencia registrada y el valor de potencia óptima para contratar sería de unos 44 kW, produciéndose un ahorro anual de 1081 €.

PROYECTO DE INSTALACIÓN DE AUTOPRODUCCIÓN DE ENERGÍA Y MEJORA DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA DE UNA COOPERATIVA AGRÍCOLA

a) Datos iniciales			
Potencias			
Pc - Contratada (kW)	P1	P2	P3
	65,00	65,00	65,00

b) Precio de la potencia			
Tarifa regulada actual (€/KW)			
P1	P2	P3	
41,294640	24,776930	16,517710	
Tarifa actual (€/KW) según Anexo II de la Orden IET/107/2014, de 31 de enero + 1,39%			
P1	P2	P3	
40,728885	24,437330	16,291555	
Tarifa actual (€/KW) según Anexo II de la Orden IET/107/2014, de 31 de enero			

c) Optimización																
Histórico Máxímetros Potencia (kW)					P - Potencia Facturada (kW)									Término de Potencia (P1*P + P2*P + P3*P) (€)		
					P actual			P óptima			P propuesta			P actual	P óptima	P propuesta
Desde	Hasta	P1	P2	P3	P1	P2	P3	P1	P2	P3	P1	P2	P3	P actual	P óptima	P propuesta
31/05/2016	30/06/2016	49	55	17	55,25	55,25	55,25	55,02	73,02	37,23	54,60	72,60	37,40	300	306	304
30/04/2016	31/05/2016	46	52	20	55,25	55,25	55,25	46,02	64,02	37,23	46,00	63,60	37,40	300	337	336
31/03/2016	30/04/2016	16	22	20	55,25	55,25	55,25	37,23	37,23	37,23	37,40	37,40	37,40	300	253	254
28/02/2016	31/03/2016	20	21	18	55,25	55,25	55,25	37,23	37,23	37,23	37,40	37,40	37,40	380	253	254
31/01/2016	28/02/2016	24	23	17	55,25	55,25	55,25	37,23	37,23	37,23	37,40	37,40	37,40	380	253	254
31/12/2015	31/01/2016	23	24	18	55,25	55,25	55,25	37,23	37,23	37,23	37,40	37,40	37,40	380	253	254
01/12/2015	31/12/2015	23	23	18	55,25	55,25	55,25	37,23	37,23	37,23	37,40	37,40	37,40	380	253	254
30/11/2015	01/12/2015	23	19	14	55,25	55,25	55,25	37,23	37,23	37,23	37,40	37,40	37,40	380	253	254
31/10/2015	30/11/2015	24	21	17	55,25	55,25	55,25	37,23	37,23	37,23	37,40	37,40	37,40	380	253	254
30/09/2015	31/10/2015	47	46	14	55,25	55,25	55,25	49,02	46,02	37,23	48,60	46,00	37,40	380	311	309
31/08/2015	15/09/2015	46	52	15	55,25	55,25	55,25	46,02	64,02	37,23	46,00	63,60	37,40	380	337	336
31/07/2015	31/08/2015	47	51	22	55,25	55,25	55,25	49,02	61,02	37,23	48,60	60,60	37,40	380	341	339
	Media	32	34	18	55	55	55	42	47	37	42	47	37	380	290	290
	Suma	388	409	210	663	663	663	506	569	447	506	568	449	4.563	3.481	3.482

	P1	P2	P3	Ahorro anual estimado (€)
Potencia Óptima (Póptima) (kW)	43,80	43,80	43,80	1.082
Potencia Propuesta a contratar (Ppropuesta) (kW)	44,00	44,00	44,00	1.081 €

Si 85% Pc < Pd < 105% Pcon Pf = Pd
 Si Pd > 105% Pc Pf = Pd + 2(Pd - 105% Pc)
 Si Pd < 85% Pc Pf = 85% Pc
 Pc = contratada; Pf = facturada; Pd = demandada
 (Según Artículo 9 del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre)
 (Válido para tarifas 3.0A y 3.1A)

Ilustración 65. Captura de pantalla de los ahorros en el tercer análisis

PLIEGO DE CONDICIONES

1. OBJETO

Fijar las condiciones técnicas mínimas que deben cumplir las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red interior, que por sus características estén comprendidas en el apartado segundo de este Pliego. Pretende servir de guía para instaladores y fabricantes de equipos, definiendo las especificaciones mínimas que debe cumplir una instalación para asegurar su calidad, en beneficio del usuario y del propio desarrollo de esta tecnología.

Se valorará la calidad final de la instalación en cuanto a su rendimiento, producción e integración.

El ámbito de aplicación de este Pliego de Condiciones Técnicas (en lo que sigue, PCT) se extiende a todos los sistemas mecánicos, eléctricos y electrónicos que forman parte de las instalaciones.

En determinados supuestos, para los proyectos se podrán adoptar, por la propia naturaleza de los mismos o del desarrollo tecnológico, soluciones diferentes a las exigidas en este PCT, siempre que quede suficientemente justificada su necesidad y que no impliquen una disminución de las exigencias mínimas de calidad especificadas en el mismo.

Este Pliego de Condiciones Técnicas se encuentra asociado a las líneas de ayudas para la promoción de instalaciones de energía solar fotovoltaica en el ámbito del Plan de Fomento de Energías Renovables. Determinados apartados hacen referencia a su inclusión en la Memoria a presentar con la solicitud de la ayuda, o en la Memoria de Diseño o Proyecto a presentar previamente a la verificación técnica.

2. GENERALIDADES

Este Pliego es de aplicación en su integridad a todas las instalaciones solares fotovoltaicas destinadas a la producción de electricidad para vertido en red interior y, en su caso, para ser vendidos los excedentes a la red de distribución. En todo caso es de aplicación toda la normativa que afecte a instalaciones solares fotovoltaicas:

- Ley 24/2013 de 26 de diciembre, del sector Eléctrico.
- Real Decreto 842/2002 sobre el Reglamento electrotécnico de Baja Tensión e ITC correspondientes.
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

-
- Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
 - Para el caso de integración en edificios se tendrá en cuenta las Normas Básicas de la Edificación, según Código Técnico de la Edificación (CTE).

3. DEFINICIONES

3.1. Radiación solar

- Radiación solar. Energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas.
- Irradiancia. Densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie. Se mide en kW/m².
- Irradiación. Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto período de tiempo. Se mide en kWh/m².

3.2. Instalación

- Instalaciones fotovoltaicas. Aquellas que disponen de módulos fotovoltaicos para la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica sin ningún paso intermedio.
- Instalaciones fotovoltaicas interconectadas. Aquellas que normalmente trabajan en paralelo con la empresa distribuidora.
- Línea y punto de conexión y medida. La línea de conexión es la línea eléctrica mediante la cual se conectan las instalaciones fotovoltaicas con un punto de red de la empresa distribuidora o con la acometida del usuario, denominado punto de conexión y medida.
- Interruptor automático de la interconexión. Dispositivo de corte automático sobre el cual actúan las protecciones de interconexión.
- Interruptor general. Dispositivo de seguridad y maniobra que permite separar la instalación fotovoltaica de la red de la empresa distribuidora.
- Generador fotovoltaico. Asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas.
- Rama fotovoltaica. Subconjunto de módulos interconectados en serie o en asociaciones serie-paralelo, con voltaje igual a la tensión nominal del generador.

- Inversor. Convertidor de tensión y corriente continua en tensión y corriente alterna.
- Potencia nominal del generador. Suma de las potencias máximas de los módulos fotovoltaicos.
- Potencia de la instalación fotovoltaica o potencia nominal. Suma de la potencia nominal de los inversores (la especificada por el fabricante) que intervienen en las tres fases de la instalación en condiciones nominales de funcionamiento.

3.3. Módulos

- Célula solar o fotovoltaica. Dispositivo que transforma la radiación solar en energía eléctrica.
- Célula de tecnología equivalente (CTE). Célula solar encapsulada de forma independiente, cuya tecnología de fabricación y encapsulado es idéntica a la de los módulos fotovoltaicos que forman la instalación.
- Módulo o panel fotovoltaico. Conjunto de células solares directamente interconectadas y encapsuladas como único bloque, entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.
- Condiciones Estándar de Medida (CEM). Condiciones de irradiancia y temperatura en la célula solar, utilizadas universalmente para caracterizar células, módulos y generadores solares y definidas del modo siguiente:
 - Irradiancia solar: 1000 W/m²
 - Distribución espectral: AM 1,5 G
 - Temperatura de célula: 25°C
- Potencia pico. Potencia máxima del panel fotovoltaico en CEM.
- TONC. Temperatura de operación nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de 800 W/m² con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de 20°C y la velocidad del viento, de 1 m/s.

3.4. Integración arquitectónica

Según los casos, se aplicarán las denominaciones siguientes:

-
- Integración arquitectónica de módulos fotovoltaicos. Cuando los módulos fotovoltaicos cumplen una doble función, energética y arquitectónica (revestimiento, cerramiento o sombreado) y, además, sustituyen a elementos constructivos convencionales.
 - Revestimiento. Cuando los módulos fotovoltaicos constituyen parte de la envolvente de una construcción arquitectónica.
 - Cerramiento. Cuando los módulos constituyen el tejado o la fachada de la construcción arquitectónica, debiendo garantizar la debida estanquidad y aislamiento térmico.
 - Elementos de sombreado. Cuando los módulos fotovoltaicos protegen a la construcción arquitectónica de la sobrecarga térmica causada por los rayos solares, proporcionando sombras en el tejado o en la fachada del mismo.
 - La colocación de módulos fotovoltaicos paralelos a la envolvente del edificio sin integración arquitectónica, se denominará superposición. No se aceptarán, dentro del concepto de superposición, módulos horizontales.

4. DISEÑO

Diseño del generador fotovoltaico

Generalidades

Todos los módulos que integren la instalación serán del mismo modelo, o en el caso de modelos distintos, el diseño debe garantizar totalmente la compatibilidad entre ellos y la ausencia de efectos negativos en la instalación por dicha causa.

En aquellos casos excepcionales en que se utilicen módulos no cualificados, deberá justificarse debidamente y aportar documentación sobre las pruebas y ensayos a los que han sido sometidos. En cualquier caso, todo producto que no cumpla alguna de las especificaciones anteriores deberá contar con la aprobación expresa del IDAE. En todos los casos han de cumplirse las normas vigentes de obligado cumplimiento.

Orientación e inclinación y sombras

La orientación e inclinación del generador fotovoltaico y las posibles sombras sobre el mismo serán tales que las pérdidas sean inferiores a los límites de la tabla 44. Se considerarán tres casos: general, superposición de módulos e integración arquitectónica. En todos los casos se han de cumplir tres condiciones: pérdidas por orientación e inclinación, pérdidas por sombreado y pérdidas totales inferiores a los límites estipulados respecto a los valores óptimos.

Tabla I

	Orientación e inclinación (OI)	Sombras (S)	Total (OI+S)
General	10 %	10 %	15 %
Superposición	20 %	15 %	30 %
Integración arquitectónica	40 %	20 %	50 %

Tabla 41. Pérdidas

Cuando, por razones justificadas, y en casos especiales en los que no se puedan instalar de acuerdo con el párrafo anterior, se evaluará la reducción en las prestaciones energéticas de la instalación, incluyéndose en la Memoria de Solicitud y reservándose el IDAE su aprobación.

En todos los casos deberán evaluarse las pérdidas por orientación e inclinación del generador y sombras. En los Anexos II y III se proponen métodos para el cálculo de estas pérdidas, y podrán ser utilizados por el IDAE para su verificación.

Cuando existan varias filas de módulos, el cálculo de la distancia mínima entre ellas se realizará de acuerdo al Anexo III.

Diseño del sistema de monitorización

El sistema de monitorización, cuando se instale de acuerdo a la convocatoria, proporcionará medidas, como mínimo, de las siguientes variables:

- Voltaje y corriente CC a la entrada del inversor.
- Voltaje de fase/s en la red, potencia total de salida del inversor.
- Radiación solar en el plano de los módulos, medida con un módulo o una célula de tecnología equivalente.
- Temperatura ambiente en la sombra.
- Potencia reactiva de salida del inversor para instalaciones mayores de 5 kWp.
- Temperatura de los módulos en integración arquitectónica y, siempre que sea posible, en potencias mayores de 5 kW.

Los datos se presentarán en forma de medias horarias. Los tiempos de adquisición, la precisión de las medidas y el formato de presentación se hará conforme al documento del JRC-Ispra "Guidelines for the Assessment of Photovoltaic Plants - Document A", Report EUR16338 EN.

El sistema de monitorización será fácilmente accesible para el usuario.

Integración arquitectónica

En el caso de pretender realizar una instalación integrada desde el punto de vista arquitectónico, la Memoria de Solicitud y la Memoria de Diseño o Proyecto especificarán las condiciones de la construcción y de la instalación, y la descripción y justificación de las soluciones elegidas.

Las condiciones de la construcción se refieren al estudio de características urbanísticas, implicaciones en el diseño, actuaciones sobre la construcción, necesidad de realizar obras de reforma o ampliación, verificaciones estructurales, etc. que, desde el punto de vista del profesional competente en la edificación, requerirían su intervención.

Las condiciones de la instalación se refieren al impacto visual, la modificación de las condiciones de funcionamiento del edificio, la necesidad de habilitar nuevos espacios o ampliar el volumen construido, efectos sobre la estructura, etc.

En cualquier caso, el IDAE podrá requerir un informe de integración arquitectónica con las medidas correctoras a adoptar. La propiedad del edificio, por sí o por delegación, informará y certificará sobre el cumplimiento de las condiciones requeridas.

Cuando sea necesario, a criterio de IDAE, a la Memoria de Diseño o Proyecto se adjuntará el informe de integración arquitectónica donde se especifiquen las características urbanísticas y arquitectónicas del mismo, los condicionantes considerados para la incorporación de la instalación y las medidas correctoras incluidas en el proyecto de la instalación.

5. COMPONENTES Y MATERIALES

5.1. Generalidades

Como principio general se ha de asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico clase I en lo que afecta tanto a equipos (módulos e inversores), como a materiales (conductores, cajas y armarios de conexión), exceptuando el cableado de continua, que será de doble aislamiento.

La instalación incorporará todos los elementos y características necesarios para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico.

El funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable.

Asimismo, el funcionamiento de estas instalaciones no podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.

Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad.

Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones propias de las personas y de la instalación fotovoltaica, asegurando la protección frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de la aplicación de la legislación vigente.

En la Memoria de Diseño o Proyecto se resaltarán los cambios que hubieran podido producirse respecto a la Memoria de Solicitud, y el motivo de los mismos. Además, se incluirán las fotocopias de las especificaciones técnicas proporcionadas por el fabricante de todos los componentes.

Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. de los mismos estarán en alguna de las lenguas españolas oficiales del lugar de la instalación.

5.2. Sistemas generadores fotovoltaicos

Todos los módulos deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215 para módulos de silicio cristalino, o UNE-EN 61646 para módulos fotovoltaicos capa delgada, así como estar cualificados por algún laboratorio reconocido (por ejemplo, Laboratorio de Energía Solar Fotovoltaica del Departamento de Energías Renovables del CIEMAT, Joint Research Centre Ispra, etc.), lo que se acreditará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente.

El módulo fotovoltaico llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre o logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación.

Se utilizarán módulos que se ajusten a las características técnicas descritas a continuación. En caso de variaciones respecto de estas características, con carácter excepcional, deberá presentarse en la Memoria de Solicitud justificación de su utilización y deberá ser aprobada por el IDAE.

Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65.

Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.

Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del $\pm 10\%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo.

Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante.

Se valorará positivamente una alta eficiencia de las células.

La estructura del generador se conectará a tierra.

Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador.

5.3. Estructura soporte

Las estructuras soporte deberán cumplir las especificaciones de este apartado. En caso contrario se deberá incluir en la Memoria de Solicitud y de Diseño o Proyecto un apartado justificativo de los puntos objeto de incumplimiento y su aceptación deberá contar con la aprobación expresa del IDAE. En todos los casos se dará cumplimiento a lo obligado por la CTE y demás normas aplicables.

La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la Edificación en su Documento Básico Acciones en la Edificación.

El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.

Los puntos de sujeción para el módulo fotovoltaico serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y posición relativa, de forma que no se produzcan flexiones en los módulos superiores a las permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo de módulo.

El diseño de la estructura se realizará para la orientación y el ángulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.

La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la estructura.

La tornillería será realizada en acero inoxidable, cumpliendo la norma MV-106. En el caso de ser la estructura galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.

Los topes de sujeción de módulos y la propia estructura no arrojarán sombra sobre los módulos.

En el caso de instalaciones integradas en cubierta que hagan las veces de la cubierta del edificio, el diseño de la estructura y la estanquidad entre módulos se ajustará a las exigencias de las Normas Básicas de la Edificación y a las técnicas usuales en la construcción de cubiertas.

Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos, tanto sobre superficie plana (terracea) como integrados sobre tejado, cumpliendo lo especificado sobre sombras. Se incluirán todos los accesorios y bancadas y/o anclajes.

La estructura soporte será calculada según la norma MV-103 para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos, tales como viento, nieve, etc.

Si está construida con perfiles de acero laminado conformado en frío, cumplirá la norma MV-102 para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química.

Si es del tipo galvanizada en caliente, cumplirá las normas UNE 37-501 y UNE 37-508, con un espesor mínimo de 80 micras para eliminar las necesidades de mantenimiento y prolongar su vida útil.

5.4. Inversores

Serán del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día.

- Las características básicas de los inversores serán las siguientes:
- Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
- Autoconmutados.
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionarán en isla o modo aislado.

Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas serán certificadas por el fabricante), incorporando protecciones frente a:

- Cortocircuitos en alterna.
- Tensión de red fuera de rango.
- Frecuencia de red fuera de rango.
- Sobretensiones, mediante varistores o similares.
- Perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.

Cada inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo.

Cada inversor incorporará, al menos, los controles manuales siguientes:

- Encendido y apagado general del inversor.

-
- Conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA. Podrá ser externo al inversor.

Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:

El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar un 10% superior a las CEM. Además soportará picos de magnitud un 30% superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.

Los valores de eficiencia al 25 % y 100 % de la potencia de salida nominal deberán ser superiores al 85% y 88% respectivamente (valores medidos incluyendo el transformador de salida, si lo hubiere) para inversores de potencia inferior a 5 kW, y del 90 % al 92 % para inversores mayores de 5 kW.

El autoconsumo del inversor en modo nocturno ha de ser inferior al 0,5 % de su potencia nominal.

El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal.

A partir de potencias mayores del 10 % de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.

Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP 20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP 65 para inversores instalados a la intemperie. En cualquier caso, se cumplirá la legislación vigente.

Los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0°C y 40°C de temperatura y entre 0 % y 85 % de humedad relativa.

5.5. Cableado

Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte CC deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5% y los de la parte CA para que la caída de tensión sea inferior del 2%, teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a cajas de conexiones.

Se incluirá toda la longitud de cable CC y CA. Deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.

Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

5.6. Conexión a red

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1699/2011 (artículos 12 y 13) sobre conexión de instalaciones interconectadas a la red de distribución, y con el esquema unifilar que aparece en la MT 3.53.01.

5.7. Medidas

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1699/2011 (artículo 18) sobre medidas y facturación de instalaciones de producción de energía eléctrica interconectadas a la red de distribución.

5.8. Protecciones

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1699/2011 (artículo 14) sobre protecciones de producción de energía eléctrica interconectadas a la red de distribución y con el esquema unifilar que aparece en la MT 3.53.01.

En conexiones a la red trifásicas las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (50,5 y 48 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,15 Um y 0,85 Um respectivamente) serán para cada fase.

5.9. Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1699/2011 (artículo 15) sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

Cuando el aislamiento galvánico entre la red de distribución de baja tensión y el generador fotovoltaico no se realice mediante un transformador de aislamiento, se explicarán en la Memoria de Solicitud y de Diseño o Proyecto los elementos utilizados para garantizar esta condición.

Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectados a una única tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión.

5.10. Compatibilidad electromagnética y armónicos

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1699/2011 (artículo 16) sobre armónicos y compatibilidad electromagnética en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión. Se justificará que se cumplen los niveles de emisión e inmunidad mediante certificados que lo acrediten.

6. RECEPCIÓN Y PRUEBAS

El instalador entregará al usuario un documento-albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la

instalación. Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar. Los manuales entregados al usuario estarán en alguna de las lenguas oficiales españolas para facilitar su correcta interpretación.

Antes de la puesta en servicio de todos los elementos principales (módulos, inversores, contadores) éstos deberán haber superado las pruebas de funcionamiento en fábrica, de las que se levantará oportuna acta que se adjuntará con los certificados de calidad.

Las pruebas a realizar por el instalador, con independencia de lo indicado con anterioridad en este PCT, serán como mínimo las siguientes:

- Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas.
- Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento.
- Pruebas de los elementos y medidas de protección, seguridad y alarma, así como su actuación, con excepción de las pruebas referidas al interruptor automático de la desconexión.
- Determinación de la potencia instalada, de acuerdo con el procedimiento descrito en el anexo I.

Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasará a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. No obstante, el Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que todos los sistemas y elementos que forman parte del suministro han funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos o errores del sistema suministrado, y además se hayan cumplido los siguientes requisitos:

- Entrega de toda la documentación requerida en este PCT.
- Retirada de obra de todo el material sobrante.
- Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.

Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación de los sistemas suministrados, si bien deberá adiestrar al personal de operación.

Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o diseño por una garantía de dos años, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía será la indicada por el fabricante contados a partir de la fecha de la firma del acta de recepción provisional.

No obstante, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se apreciase que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a

subsancarlos sin cargo alguno. En cualquier caso, deberá atenerse a lo establecido en la legislación vigente en cuanto a vicios ocultos.

7. CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN ANUAL ESPERADA

En la Memoria de Solicitud se incluirán las producciones mensuales máximas teóricas en función de la irradiancia, la potencia instalada y el rendimiento de la instalación.

Los datos de entrada que deberá aportar el instalador son los siguientes:

- Gdm (0)

Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal, en kWh/ (m² Adía), obtenido a partir de alguna de las siguientes fuentes:

- Instituto Nacional de Meteorología
- Organismo autonómico oficial
- Gdm (α , β)

Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en kWh/ (m²·día), obtenido a partir del anterior, y en el que se hayan descontado las pérdidas por sombreado en caso de ser éstas superiores a un 10 % anual (ver anexo III). El parámetro α representa el azimut y β la inclinación del generador, tal y como se definen en el anexo II.

- Rendimiento energético de la instalación o “performance ratio”, PR

Eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo, que tiene en cuenta:

- La dependencia de la eficiencia con la temperatura.
 - La eficiencia del cableado.
 - Las pérdidas por dispersión de parámetros y suciedad.
 - Las pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia.
 - La eficiencia energética del inversor.
 - Otros.
- La estimación de la energía inyectada se realizará de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$E_p = \frac{G_{dm} \cdot (\alpha, \beta) \cdot P_{mp} \cdot PR}{G_{CEM}} \text{ (kWh / día)}$$

P_{mp} = Potencia pico del generador. $G_{CEM} = 1 \text{ kW/m}^2$.

Los datos se presentarán en una tabla con los valores medios mensuales y el promedio anual, de acuerdo con el siguiente ejemplo:

Mes	$G_{dm(0)}$ [kWh/(m ² ·día)]	$G_{dm}(\alpha=0^\circ, \beta=35^\circ)$ [kWh/(m ² ·día)]	PR	E_p (kWh/día)
Enero	1.92	3.12	0.851	2.65
Febrero	2.52	3.56	0.844	3.00
Marzo	4.22	5.27	0.801	4.26
Abril	5.39	5.68	0.802	4.55
Mayo	6.16	5.63	0.796	4.48
Junio	7.12	6.21	0.768	4.76
Julio	7.48	6.67	0.753	5.03
Agosto	6.60	6.51	0.757	4.93
Septiembre	5.28	6.10	0.769	4.69
Octubre	3.51	4.73	0.807	3.82
Noviembre	2.09	3.16	0.837	2.64
Diciembre	1.67	2.78	0.850	2.36
Promedio	4.51	4.96	0.794	3.94

Tabla 42. Generador $P_{mp}=1\text{kWp}$, orientado al Sur ($\alpha=0^\circ$) e inclinado 35° ($\beta=35^\circ$)

8. Programa de mantenimiento

El objeto de este apartado es definir las condiciones generales mínimas que deben seguirse para el adecuado mantenimiento de las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a red.

Se definen dos escalones de actuación para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación para asegurar el funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la duración de la misma:

- Mantenimiento preventivo.

- Mantenimiento correctivo.

Plan de mantenimiento preventivo: operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otras, que aplicadas a la instalación deben permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la misma.

Plan de mantenimiento correctivo: todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil. Incluye:

- La visita a la instalación en un plazo máximo de 15 días y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la misma.
- El análisis y elaboración del presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación.
- Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.

El mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora.

El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá al menos una visita (anual para el caso de instalaciones de potencia menor de 5 kWp y semestral para el resto) en la que se realizarán las siguientes actividades:

- Comprobación de las protecciones eléctricas.
- Comprobación del estado de los módulos: comprobación de la situación respecto al proyecto original y verificación del estado de las conexiones.
- Comprobación del estado del inversor: funcionamiento, lámparas de señalizaciones, alarmas, etc.
- Comprobación del estado mecánico de cables y terminales (incluyendo cables de tomas de tierra y reapriete de bornas), pletinas, transformadores, ventiladores/extractores, uniones, reaprietes, limpieza.

Realización de un informe técnico de cada una de las visitas en el que se refleje el estado de las instalaciones y las incidencias acaecidas.

Registro de las operaciones de mantenimiento realizadas en un libro de mantenimiento, en el que constará la identificación del personal de mantenimiento (nombre, titulación y autorización de la empresa).

PRESUPUESTO

1-INSTALACIÓN DE AUTOCONSUMO SOLAR

1.1-ESTADO DE LAS MEDICIONES

En las tablas siguientes se muestra el desglose por unidades de los diferentes elementos de los que se compone la presente instalación fotovoltaica.

CAPÍTULO I		
MÓDULOS FOTOVOLTAICOS		
Partida	Descripción	Medición
1.1	Módulos 250PE de la marca REC, compuesto por 60 células policristalinas. Potencia: 250 Wp.	92

CAPÍTULO II		
ESTRUCTURA SOPORTE Y MONTAJE DE MÓDULOS		
Partida	Descripción	Medición
2.1	Estructura metálica de aluminio. Comprende estructura necesaria para acuchillar cubierta así como perfiles horizontales, tapas de inicio e intermedias, guías en U, guías de perfil en L y elementos de anclaje a cubierta.	23,04

CAPÍTULO III		
PASARELA CON BARANDILLAS PARA MANTENIMIENTO E INSTALACIÓN TOMA DE AGUA PARA LIMPIEZA MÓDULOS		
Partida	Descripción	Medición
3.1	Pasarela metálica para mantenimiento. Comprende estructura de perfiles de acero para barandillas fijadas a cubierta con sobregreca en U, chapa de acero en L 60x10 cm y pletinas de fijación, guías perfil en L para peldaños, cable de acero para barandilla y para unión de perfiles, elementos para anclaje a cubierta y anclaje de elementos estructurales.	1
3.2	Instalación de toma de agua para limpieza de módulos. Comprende tubería de polietileno de 1", en barra y rollo con sus accesorios de latón, llaves de apertura y pequeño material.	1

CAPÍTULO IV		
INVERSOR		
Partida	Descripción	Medición
4.1	Inversor para conexión a red interior, modelo STP-20000TLEE-10, de la marca SMA. Incluye equipo Sunny WebBox para la monitorización.	1

CAPÍTULO V		
PROTECCIONES ELÉCTRICAS Y CABLEADO		
Partida	Descripción	Medición
5.1	Cableado desde strings hasta Caja de Protección DCI. Tipo RV-K 0,6/1kV XLPE Cu de sección 1x6mm ² . Instalación en bandeja.	575
5.2	Cableado desde la Caja de Protección DCI hasta Inversor. Tipo RV-K 0,6/1kV XLPE Cu de sección 1x6mm ² . Instalación en bandeja.	16

5.3	Cableado desde inversor hasta caja de protección AC. Tipo RV-K 0,6/1kV XLPE Cu de sección 1x10 mm ² . Instalación en bandeja.	8
5.4	Cableado desde Caja de protección AC hasta Cuadro General de red interior. Tipo RV-K 0,6/1kV XLPE Cu de sección 1x10mm ² . Instalación en bandeja.	14
5.5	Cable de cobre desnudo para puesta a tierra. Sección 50 mm ² .	20
5.6	Picas de 2 m y 14,6 mm de diámetro. Se incluye la parte proporcional de elementos de fijación	4
5.7	Bandeja PVC Unex Serie 66 U23X, 150x60mm. Con tapa y accesorios.	122
5.8	Caja de protecciones DC I, incluye 4 fusibles gG seccionadores para cada rama de módulos 12A, portafusibles, cable y pequeño material eléctrico, 4 seccionadores de corte en carga 20A. Caja apta para montaje exterior. Incluyendo carriles, tornillería, bornes, etc para su instalación.	1
5.9	Caja de protección AC I que incluye conjunto protección sobretensiones, interruptor automático general de 4P, 40A y PC 36 kA, interruptor diferencial 4P, 40 A, 400 V y 30mA, Caja apta para montaje exterior, incluyendo carriles, tornillería, bornes, etc para su instalación.	1

CAPÍTULO VI		
MONTAJE Y PUESTA EN MARCHA		
Partida	Descripción	Medición
6.1	Conexión eléctrica de módulos, cajas, bandejas, armarios y equipos eléctricos. Se incluye pequeño material eléctrico, máquinas de elevación, gestión de material y todos los trabajos relacionados con la instalación. Configuración y puesta en marcha de la instalación.	11,76

CAPÍTULO VII		
INGENIERÍA Y DIRECCIÓN DE OBRA		
Partida	Descripción	Medición
7.1	Realización proyecto ejecutivo de la instalación solar fotovoltaica de 20 kW, estudio de integración paisajística, comunicación ambiental e informe de solidez de la instalación.	1
7.2	Realización de gestiones y trámites administrativos para la legalización de la instalación.	1
7.3	Dirección de obra.	1

PROYECTO DE INSTALACIÓN DE AUTOPRODUCCIÓN DE ENERGÍA Y MEJORA DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA DE UNA COOPERATIVA AGRÍCOLA

1.2-PRESUPUESTO

En este apartado se muestran los costes de cada una de las partidas calculadas anteriormente y se muestra finalmente el precio de la instalación, sin el IVA.

CAPÍTULO I	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS			
Partida	Descripción	Medición	€ / Medición	Total €
1.1	Módulos 250PE de la marca REC, compuesto por 60 células policristalinas. Potencia: 250 Wp.	92	172,98	15.915,00
TOTAL CAPITULO I				15.915,00 €

CAPÍTULO II	ESTRUCTURA SOPORTE Y MONTAJE DE MÓDULOS			
Partida	Descripción	Medición	€ / Medición	Total €
2.1	Estructura metálica de aluminio. Comprende estructura necesaria para acuchillar cubierta así como perfiles horizontales, tapas de inicio e intermedias, guías en U, guías de perfil en L y elementos de anclaje a cubierta.	23,04	216,11	4.979,17
TOTAL CAPITULO II				4.979,17 €

CAPÍTULO III	PASARELA CON BARANDILLAS PARA MANTENIMIENTO E INSTALACIÓN TOMA DE AGUA PARA LIMPIEZA MÓDULOS			
Partida	Descripción	Medición	€ / Medición	Total €
3.1	Pasarela metálica para mantenimiento. Comprende estructura de perfiles de acero para barandillas fijadas a cubierta con sobregreca en U, chapa de acero en L 60x10 cm y pletinas de fijación, guías perfil en L para peldaños, cable de acero para barandilla y para unión de perfiles, elementos para anclaje a cubierta y anclaje de elementos estructurales.	1	4.763,76	4.763,76
3.2	Instalación de toma de agua para limpieza de módulos. Comprende tubería de polietileno de 1", en barra y rollo con sus accesorios de latón, llaves de apertura y pequeño material.	1	636,24	636,24
TOTAL CAPITULO III				5.400,00 €

CAPÍTULO IV	INVERSOR			
Partida	Descripción	Medición	€ / Medición	Total €
4.1	Inversor para conexión a red interior, modelo STP-20000TLEE-10, de la marca SMA. Incluye equipo Sunny WebBox para la monitorización.	1	3.946,49	3.946,49
TOTAL CAPITULO IV				3.946,49 €

CAPÍTULO V		PROTECCIONES ELÉCTRICAS Y CABLEADO		
Partida	Descripción	Medición	€ / Medición	Total €
5.1	Cableado desde strings hasta Caja de Protección DCI. Tipo RV-K 0,6/1kV XLPE Cu de sección 1x6mm ² . Instalación en bandeja.	575	0,34	195,50
5.2	Cableado desde la Caja de Protección DCI hasta Inversor. Tipo RV-K 0,6/1kV XLPE Cu de sección 1x6mm ² . Instalación en bandeja.	16	0,34	5,44
5.3	Cableado desde inversor hasta caja de protección AC. Tipo RV-K 0,6/1kV XLPE Cu de sección 1x10 mm ² . Instalación en bandeja.	8	0,44	3,52
5.4	Cableado desde Caja de protección AC hasta Cuadro General de red interior. Tipo RV-K 0,6/1kV XLPE Cu de sección 1x10mm ² . Instalación en bandeja.	14	4,37	61,18
5.5	Cable de cobre desnudo para puesta a tierra. Sección 50 mm ² .	20	6,52	130,40
5.6	Picas de 2 m y 14,6 mm de diámetro. Se incluye la parte proporcional de elementos de fijación	4	7,20	28,80
5.7	Bandeja PVC Unex Serie 66 U23X, 150x60mm. Con tapa y accesorios.	122	9,50	1.159,00
5.8	Caja de protecciones DC I, incluye 4 fusibles gG seccionadores para cada rama de módulos 12A, portafusibles, cable y pequeño material eléctrico, 4 seccionadores de corte en carga 20A. Caja apta para montaje exterior. Incluyendo carriles, tornillería, bornes, etc para su instalación.	1	1.385,69	1.385,69
5.9	Caja de protección AC I que incluye conjunto protección sobretensiones, interruptor automático general de 4P, 40A y PC 36 kA, interruptor diferencial 4P, 40 A, 400 V y 30mA, Caja apta para montaje exterior, incluyendo carriles, tornillería, bornes, etc para su instalación.	1	978,65	978,65
TOTAL CAPITULO V				3.948,18 €

CAPÍTULO VI		MONTAJE Y PUESTA EN MARCHA		
Partida	Descripción	Medición	€ / Medición	Total €
6.1	Conexión eléctrico de módulos, cajas, bandejas, armarios y equipos eléctricos. Se incluye pequeño material eléctrico, máquinas de elevación, gestión de material y todos los trabajos relacionados con la instalación Configuración y puesta en marcha de la instalación.	23,04	165,00	3.801,16
TOTAL CAPITULO VI				3.801,16 €

PROYECTO DE INSTALACIÓN DE AUTOPRODUCCIÓN DE ENERGÍA Y MEJORA DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA DE UNA COOPERATIVA AGRÍCOLA

INGENIERÍA Y DIRECCIÓN DE OBRA					
CAPÍTULO VII	Partida	Descripción	Medición	€ / Medición	Total €
	7.1	Realización proyecto ejecutivo de la instalación solar fotovoltaica de 20 kW, estudio de integración paisajística, comunicación ambiental e informe de solidez de la instalación.	1	1.550,00	1.550,00
	7.2	Realización de gestiones y trámites administrativos para la legalización de la instalación.	1	300,00	300,00
	7.3	Dirección de obra.	1	1400,00	1400,00
TOTAL CAPITULO VII					3.250,00 €

DESCRIPCIÓN CAPÍTULOS		Importe
CAPÍTULO I	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	15.915,00 €
CAPÍTULO II	ESTRUCTURA SOPORTE Y MONTAJE DE MÓDULOS	4.979,17 €
CAPÍTULO III	PASARELA CON BARANDILLAS PARA MANTENIMIENTO E INSTALACIÓN TOMA DE AGUA PARA LIMPIEZA MÓDULOS	5.400,00 €
CAPÍTULO IV	INVERSOR	3.946,49 €
CAPÍTULO V	PROTECCIONES ELÉCTRICAS Y CABLEADO	3.948,18 €
CAPÍTULO VI	MONTAJE Y PUESTA EN MARCHA	3.801,16 €
CAPÍTULO VII	INGENIERÍA Y DIRECCIÓN DE OBRA	3.250,00 €
TOTAL		41.240,00 €

IVA (21%)	8.660,40 €
------------------	-------------------

TOTAL CON IVA	49.900,40 €
----------------------	--------------------

El presupuesto total de la instalación asciende a cuarenta y un mil, doscientos cuarenta euros (41.240,00 €), IVA no incluido.

El período de retorno de la inversión según:

$$\text{Período de retorno de la inversión (años): } T = \frac{I}{E - M} = 10,13 \text{ años}$$

Siendo: T = Tiempo de recuperación de la inversión [años]

I = Inversión total del proyecto [€] = 49.900 €

E = Valor económico de la energía ahorrada [€] = 36495 kWh · 0,15 €/kWh = 5474,25 € (siendo 0,15 el valor medio del precio del kWh)

M = Costes anuales de mantenimiento [€] = - 550 €

2- ILUMINACIÓN LED

2.1-INFORMACIÓN ECONÓMICA

A continuación se detalla el presupuesto por capítulos, incluyéndose en cada capítulo una descripción de las partidas, incluyendo precio unitario, nº unidades y precio total. El presupuesto total es de 21.400 € (no incluye el I.V.A).

Punto 1) Inversiones en luminarias, lámparas y equipos.....17200€

Desglose Punto 1:

278 Tubos Led T8 150cm 22w 2300 lumens 5500k.....	27,45 €/Ud.....	7.631,10 €
169 Tubos Led T8 120cm 18w 1600 lumens 5500k.....	24,55 €/Ud.....	4.148,95 €
40 Tubos Led T8 60 cm 9w 1000 lumens 5500k.....	18,72 €/Ud.....	748,80 €
5 Downlight 18W diam. 230x105mm. 1250 lumens 5500K.....	41,32 €/Ud	206,60 €
22 Luminaria Ind. 70w 7000 lumens 4000k.....	202,92 €/Ud	4.464,55 €

Punto 2) Sistemas de control y regulación.....700€

Punto 3) Instalaciones eléctricas.....3500€

Punto 4) Elementos auxiliares necesarios.....0€

Punto 5) Obra civil.....0€

Punto 6) Otros gastos asociados al proyecto.....0€

El período de retorno de la inversión según:

$$\text{Período de retorno de la inversión (años): } T = \frac{I}{E - M} = 2,68 \text{ años}$$

Siendo: T = Tiempo de recuperación de la inversión [años]

I = Inversión total del proyecto [€] = 21.400 €

E = Valor económico de la energía ahorrada [€] = 7.343 €

M = Costes anuales de mantenimiento [€] = - 645 €

En cuanto a los costes de mantenimiento se considera que se ahorra en mantenimiento ya que la duración de la vida útil de las lámparas aumenta con respecto a la situación actual. El valor estimado es una media del ahorro de costes de mantenimiento durante la vida útil garantizada de las lámparas.

También convendría destacar que cada cierto tiempo salen ayudas del IVACE (Instituto Valenciano de Competitividad Empresarial) en las cuales se puede llegar a cubrir hasta el 20% del presupuesto de la instalación, con lo cual en el caso de estudio, el tiempo de recuperación de la inversión sería menor al calculado, siendo este de aproximadamente 2,5 años. Para poder acceder a estas ayudas hay que cumplir unos requisitos y presentar un informe, los puntos del cual se detallan en el Diario Oficial de la Comunidad Valenciana.

Artículo 4. Actuaciones apoyables y ayudas previstas

1. Las actuaciones objeto de ayuda se resumen en el siguiente cuadro, clasificadas por programas según el sector de actividad:

<i>Programa</i>	<i>Código</i>	<i>Actuación</i>
Programa de Ahorro y Eficiencia Energética en la Industria	IN12	Inversiones en medidas de ahorro de energía en la industria
Programa de Ahorro y Eficiencia Energética en la Edificación	ED32	Mejora de la eficiencia energética de las instalaciones térmicas de los edificios existentes
	ED33	Mejora de la eficiencia energética de las instalaciones de iluminación interior en los edificios existentes
	ED37	Sistemas de gestión energética de las instalaciones térmicas y de iluminación de los edificios existentes

Tabla 43. Actuaciones apoyables y ayudas previstas

3- COMPENSACIÓN DE ENERGÍA REACTIVA

Según los precios facilitados por el distribuidor que trabaja con la empresa en la que se realizaron las prácticas, el precio de la batería de condensadores necesaria, es de 45 kVAr

Presupuesto Batería Condensadores Automática de 45 KVar y 5 escalones

Bateria Condensadores Automática de 45 KVar y 5 escalones Compact 3 → 1586,25 €

Mano de Obra y Pequeño Material → 400 €

TOTAL PRESUPUESTO = 1986,25 € + IVA

El período de retorno de la inversión según:

$$\text{Período de retorno de la inversión (años): } T = \frac{I}{E - M} = 0,93 \text{ años}$$

Siendo: T = Tiempo de recuperación de la inversión [años]

I = Inversión total del proyecto [€] = 1.986,25 €

E = Valor económico de la energía ahorrada [€] = 2160 € (180 €/mes · 12 meses)

M = Costes anuales de mantenimiento [€] = 0 €

Como se puede apreciar en la ilustración 63 el término de la energía reactiva supone un importe de unos 210 euros mensuales ese mes, pero habrán otros en que sea menor, se estima una media de 180 €/mes, con lo que con la reducción de esta energía al cambiar la iluminación LED, el ahorro sería bastante grande.

En este caso también convendría hacer otro estudio en el que se tuviese en cuenta la sustitución de la iluminación actual por iluminación LED, puesto que éste tipo de iluminación elimina los balastos del anterior tipo, con lo cual mucha parte de la energía reactiva se reduciría.

PROYECTO DE INSTALACIÓN DE AUTOPRODUCCIÓN DE ENERGÍA Y MEJORA DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA DE UNA COOPERATIVA AGRÍCOLA

ENERGÍA		
Término de potencia hasta 02/08/2013	PP 64 kW x 0,514337 €/kW PLL 64 kW x 0,308602 €/kW PV 55,25 kW x 0,205735 €/kW	32,92 € 19,75 € 11,37 €
Total importe potencia hasta 02/08/2013		64,04 €
Término de potencia hasta 22/08/2013	PP 64 kW x 2,246603 €/kW PLL 64 kW x 1,347962 €/kW PV 55,25 kW x 0,898641 €/kW	143,78 € 86,27 € 49,65 €
Total importe potencia hasta 22/08/2013		279,70 €
Energía facturada hasta 02/08/2013	P 2.035,71 kWh x 0,203169 €/kWh LL 3.361,74 kWh x 0,160083 €/kWh V 679,16 kWh x 0,103939 €/kWh	413,59 € 538,16 € 70,59 €
Total 6.076,61 kWh hasta 02/08/2013		1.022,34 €
Energía facturada hasta 22/08/2013	P 3.701,29 kWh x 0,153233 €/kWh LL 6.112,26 kWh x 0,126613 €/kWh V 1.234,84 kWh x 0,091507 €/kWh	567,16 € 773,89 € 113,00 €
Total 11.048,39 kWh hasta 22/08/2013		1.454,05 €
Energía reactiva	P1 2.103,79 kVarh x 0,041554 €/kVarh P2 2.953,58 kVarh x 0,041554 €/kVarh	87,42 € 122,73 €
Total energía reactiva		210,15 €
Impuesto sobre electricidad	4,864% s/3.030,28 € x 1,05113	154,93 €
TOTAL ENERGÍA		3.185,21 €
SERVICIOS Y OTROS CONCEPTOS		
Alquiler equipos de medida	1 mes x 12 €/mes	12,00 €
TOTAL SERVICIOS Y OTROS CONCEPTOS		12,00 €
IMPORTE TOTAL		3.197,21 €
IVA	21% s/3.197,21 €	671,41 €
TOTAL IMPORTE FACTURA		3.868,62 €

Ilustración 66. Detalle de la factura eléctrica actual

ANEXOS

1. ANEXO I: MEDIDA DE LA POTENCIA INSTALADA DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA CONECTADA A LA RED ELÉCTRICA

1.1. Introducción

Definimos la potencia instalada en corriente alterna (CA) de una central fotovoltaica (FV) conectada a la red, como la potencia de corriente alterna a la entrada de la red eléctrica para un campo fotovoltaico con todos sus módulos en un mismo plano y que opera, sin sombras, a las condiciones estándar de medida (CEM).

La potencia instalada en CA de una central fotovoltaica puede obtenerse utilizando instrumentos de medida y procedimientos adecuados de corrección de unas condiciones de operación bajo unos determinados valores de irradiancia solar y temperatura a otras condiciones de operación diferentes. Cuando esto no es posible, puede estimarse la potencia instalada utilizando datos de catálogo y de la instalación, y realizando algunas medidas sencillas con una célula solar calibrada, un termómetro, un voltímetro y una pinza amperimétrica. Si tampoco se dispone de esta instrumentación, puede usarse el propio contador de energía. En este mismo orden, el error de la estimación de la potencia instalada será cada vez mayor.

1.2. Procedimiento de medida

Se describe a continuación el equipo necesario para calcular la potencia instalada:

- 1 célula solar calibrada de tecnología equivalente.
- 1 termómetro de mercurio de temperatura ambiente.
- 1 multímetro de corriente continua (CC) y corriente alterna (CA).
- 1 pinza amperimétrica de CC y CA.

El propio inversor actuará de carga del campo fotovoltaico en el punto de máxima potencia.

Las medidas se realizarán en un día despejado, en un margen de ± 2 horas alrededor del mediodía solar.

Se realizará la medida con el inversor encendido para que el punto de operación sea el punto de máxima potencia.

Se medirá con la pinza amperimétrica la intensidad de CC de entrada al inversor y con un multímetro la tensión de CC en el mismo punto. Su producto es $P_{cc, inv}$.

El valor así obtenido se corrige con la temperatura y la irradiancia usando las ecuaciones (2) y (3).

La temperatura ambiente se mide con un termómetro de mercurio, a la sombra, en una zona próxima a los módulos FV. La irradiancia se mide con la célula (CTE) situada junto a los módulos y en su mismo plano.

Finalmente, se corrige esta potencia con las pérdidas.

Ecuaciones:

$$P_{cc,inv} = P_{cc,fov} \cdot (1 - L_{cab}) \quad (1)$$

$$P_{cc,fov} = \frac{P_o \cdot R_{to,var} \cdot [1 - g \cdot (T_c - 25)] \cdot E}{1000} \quad (2)$$

$$T_c = T_{amb} + \frac{(TONC - 20) \cdot E}{800} \quad (3)$$

Dónde:

$P_{cc,fov}$ Potencia de CC inmediatamente a la salida de los paneles FV, en W.

L_{cab} Pérdidas de potencia en los cableados de CC entre los paneles FV y la entrada del inversor, incluyendo, además, las pérdidas en fusibles, conmutadores, conexiones, diodos antiparalelo si hay, etc.

E Irradiancia solar, en W/m², medida con la CTE calibrada.

g Coeficiente de temperatura de la potencia, en 1/°C

T_c Temperatura de las células solares, en °C.

T_{amb} Temperatura ambiente en la sombra, en °C, medida con el termómetro.

$TONC$ Temperatura de operación nominal del módulo.

P_o Potencia nominal del generador en CEM, en W.

$R_{to,var}$ Rendimiento, que incluye los porcentajes de pérdidas debidas a que los módulos fotovoltaicos operan, normalmente, en condiciones diferentes de las CEM.

L_{tem} Pérdidas medias anuales por temperatura. En la ecuación (2) puede sustituirse el término $[1 - g \cdot (T_c - 25)]$ por $(1 - L_{tem})$.

$$R_{To,var} = (1 - L_{pol}) \cdot (1 - L_{dis}) \cdot (1 - L_{ref}) \quad (4)$$

L_{pol} Pérdidas de potencia debidas al polvo sobre los módulos FV.

L_{dis} Pérdidas de potencia por dispersión de parámetros entre módulos.

L_{ref} Pérdidas de potencia por reflectancia angular espectral, cuando se utiliza un piranómetro como referencia de medidas. Si se utiliza una célula de tecnología equivalente (CTE), el término L_{ref} es cero.

Todos los valores indicados pueden obtenerse de las medidas directas. Si no es posible realizar medidas, pueden obtenerse, parte de ellos, de los catálogos de características técnicas de los fabricantes. Cuando no se dispone de otra información más precisa pueden usarse los valores indicados en la tabla 46.

Parámetro	Valor estimado media anual	Valor estimado día despejado(*)	Ver observación
L_{cab}	0.02	0.02	(1)
$G(1^{\circ}C)$	-	0.0035(**)	-
TONC ($^{\circ}C$)	-	45	-
L_{tem}	0.08	-	(2)
L_{pol}	0.03	-	(3)
L_{dis}	0.02	0.02	-
L_{ref}	0.03	0.01	(4)

(*) Al mediodía solar $\pm 2h$ de un día despejado

(**) Válido para silicio cristalino

Tabla 44. Diversos valores estándar para pérdidas

Observaciones:

Las pérdidas principales de cableado pueden calcularse conociendo la sección de los cables y su longitud, por la ecuación:

$$L_{cab} = R \cdot I \cdot 2 \quad (5)$$

$$R = \frac{0.000002 \cdot L}{S} \quad (6)$$

R es el valor de la resistencia eléctrica de todos los cables, en ohmios.

L es la longitud de todos los cables (sumando la ida y el retorno), en cm.

S es la sección de cada cable, en cm^2 .

Normalmente las pérdidas en conmutadores, fusibles y diodos son muy pequeñas y no es necesario considerarlas. Las caídas en el cableado pueden ser muy importantes cuando son largos y se opera a baja tensión en CC. Las pérdidas por cableado en % suelen ser inferiores en plantas de gran potencia que en plantas de

pequeña potencia. En nuestro caso, de acuerdo con las especificaciones, el valor máximo admisible para la parte CC es 1,5 %.

Las pérdidas por temperatura dependen de la diferencia de temperatura en los módulos y los 25°C de las CEM, del tipo de célula y encapsulado y del viento. Si los módulos están convenientemente aireados por detrás, esta diferencia es del orden de 30°C sobre la temperatura ambiente, para una irradiancia de 1000 W/m². Para el caso de integración de edificios donde los módulos no están separados de las paredes o tejados, esta diferencia se podrá incrementar entre 5°C y 15°C.

Las pérdidas por polvo en un día determinado pueden ser del 0 % al día siguiente de un día de lluvia y llegar al 8 % cuando los módulos se "ven muy sucios". Estas pérdidas dependen de la inclinación de los módulos, cercanías a carreteras, etc. Una causa importante de pérdidas ocurre cuando los módulos FV que tienen marco tienen células solares muy próximas al marco situado en la parte inferior del módulo. Otras veces son las estructuras soporte que sobresalen de los módulos y actúan como retenes del polvo.

Las pérdidas por reflectancia angular y espectral pueden despreciarse cuando se mide el campo FV al mediodía solar (± 2 h) y también cuando se mide la radiación solar con una célula calibrada de tecnología equivalente (CTE) al módulo FV. Las pérdidas anuales son mayores en células con capas antirreflexivas que en células texturizadas. Son mayores en invierno que en verano. También son mayores en localidades de mayor latitud. Pueden oscilar a lo largo de un día entre 2 % y 6 %.

2. ANEXO II: CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN DEL GENERADOR

2.1. Introducción

El objeto de este anexo es determinar los límites en la orientación e inclinación de los módulos de acuerdo a las pérdidas máximas permisibles por este concepto en el PCT.

Las pérdidas por este concepto se calcularán en función de:

- Ángulo de inclinación β , definido como el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal (Fig 1 de la Ilustración 64). Su valor es 0° para módulos horizontales y 90° para verticales.
- Ángulo de azimut α , definido como el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar (Fig 2 de la Ilustración 64). Valores típicos son 0° para módulos orientados al sur, -90° para módulos orientados al este y $+90^\circ$ para módulos orientados al oeste.

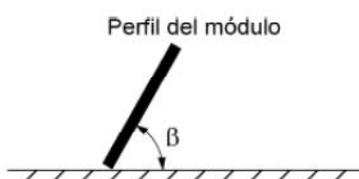


Fig. 1

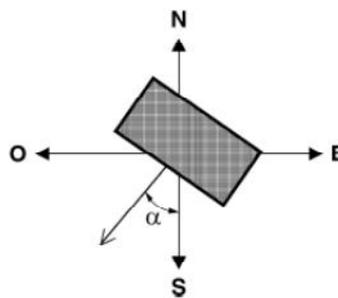


Fig. 2

Ilustración 67. Ángulo de inclinación β (izq) y Ángulo de azimut α (der)

2.2. Procedimiento

Habiendo determinado el ángulo de azimut del generador, se calcularán los límites de inclinación aceptables de acuerdo a las pérdidas máximas respecto a la inclinación óptima establecidas en el PCT. Para ello se utilizará la ilustración 65, válida para una latitud, φ , de 41° , de la siguiente forma:

- Conocido el azimut, determinamos en la ilustración 65 los límites para la inclinación en el caso de $\varphi = 42^\circ$. Para el caso general, las pérdidas máximas por este concepto son del 10 %; para superposición, del 20 %,

y para integración arquitectónica del 40 %. Los puntos de intersección del límite de pérdidas con la recta de azimut nos proporcionan los valores de inclinación máxima y mínima.

- Si no hay intersección entre ambas, las pérdidas son superiores a las permitidas y la instalación estará fuera de los límites. Si ambas curvas se intersectan, se obtienen los valores para latitud $\varphi = 41^\circ$ y se corrigen de acuerdo al apartado siguiente.

Se corregirán los límites de inclinación aceptables en función de la diferencia entre la latitud del lugar en cuestión y la de 41° , de acuerdo a las siguientes fórmulas:

Inclinación máxima = Inclinación ($\varphi = 41^\circ$) – ($41^\circ - \text{latitud}$).

Inclinación mínima = Inclinación ($\varphi = 41^\circ$) – ($41^\circ - \text{latitud}$), siendo 0° su valor mínimo.

En casos cerca del límite, y como instrumento de verificación, se utilizará la siguiente fórmula:

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 \times [1,2 \times 10^{-4} (\beta - \varphi + 10)^2 + 3,5 \times 10^{-5} \alpha^2] \quad \text{para } 15^\circ < \beta < 90^\circ$$

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 \times [1,2 \times 10^{-4} (\beta - \varphi + 10)^2] \quad \text{para } \beta \leq 15^\circ$$

[Nota: α , β , φ se expresan en grados, siendo N la latitud del lugar]

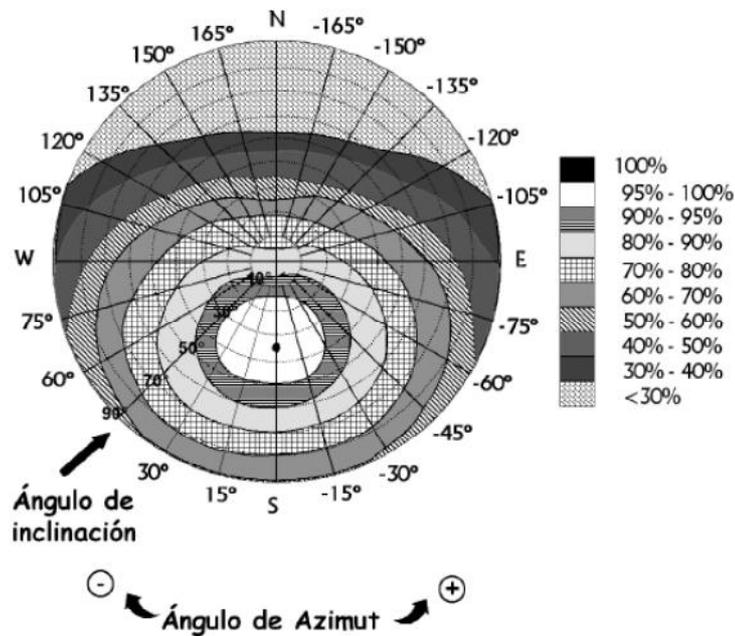


Fig. 3

Ilustración 68. Límites de inclinación aceptables de acuerdo a las pérdidas máximas respecto a la inclinación óptima para una latitud, φ de 41° ,

3. ANEXO III: CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS DE RADIACIÓN SOLAR POR SOMBRAS

El presente anexo describe un método de cálculo de las pérdidas de radiación solar que experimenta una superficie debidas a sombras circundantes. Tales pérdidas se expresan como porcentaje de la radiación solar global que incidiría sobre la mencionada superficie de no existir sombra alguna.

El procedimiento consiste en la comparación del perfil de obstáculos que afecta a la superficie de estudio con el diagrama de trayectorias del Sol. Los pasos a seguir se definen a continuación.

3.1. Obtención del perfil de obstáculos

Localización de los principales obstáculos que afectan a la superficie, en términos de sus coordenadas de posición azimuth (ángulo de desviación con respecto a la dirección Sur) y elevación (ángulo de inclinación con respecto al plano horizontal). Para ello puede utilizarse un teodolito.

3.2. Representación del perfil de obstáculos

Representación del perfil de obstáculos en el diagrama de la figura 5, en el que se muestra la banda de trayectorias del Sol a lo largo de todo el año, válido para localidades de la Península Ibérica y Baleares (para las Islas Canarias el diagrama debe desplazarse 12° en sentido vertical ascendente). Dicha banda se encuentra dividida en porciones, delimitadas por las horas solares (negativas antes del mediodía solar y positivas después de éste) e identificadas por una letra y un número (A1, A2,..., D14).

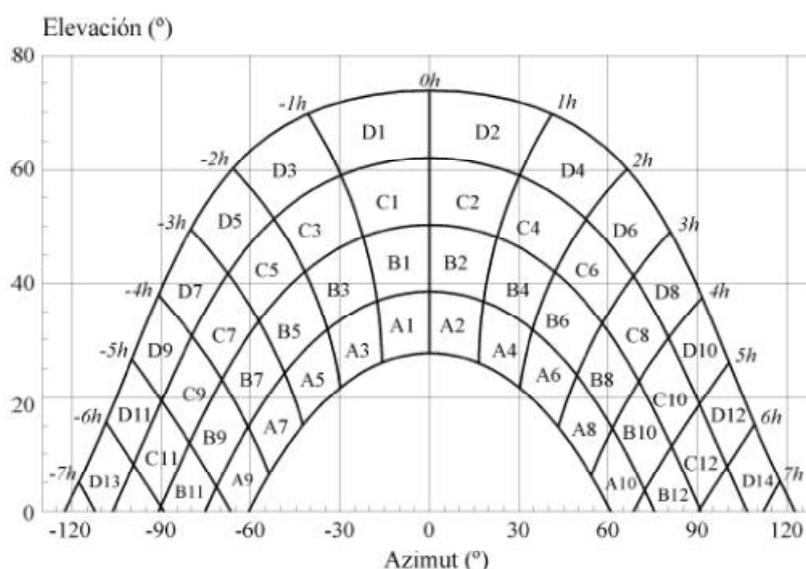


Fig. 5. Diagrama de trayectorias del Sol. [Nota: los grados de ambas escalas son sexagesimales].

Ilustración 69. Diagrama de trayectorias del Sol

3.3. Selección de la tabla de referencia para los cálculos

Cada una de las porciones de la ilustración 66 representa el recorrido del Sol en un cierto período de tiempo (una hora a lo largo de varios días) y tiene, por tanto, una determinada contribución a la irradiación solar global anual que incide sobre la superficie de estudio. Así, el hecho de que un obstáculo cubra una de las porciones supone una cierta pérdida de irradiación, en particular aquella que resulte interceptada por el obstáculo. Deberá escogerse como referencia para el cálculo la tabla más adecuada de entre las que se incluyen en este anexo.

3.4. Cálculo final

La comparación del perfil de obstáculos con el diagrama de trayectorias del Sol permite calcular las pérdidas por sombreado de la irradiación solar global que incide sobre la superficie, a lo largo de todo el año. Para ello se han de sumar las contribuciones de aquellas porciones que resulten total o parcialmente ocultas por el perfil de obstáculos representado. En el caso de ocultación parcial se utilizará el factor de llenado (fracción oculta respecto del total de la porción) más próximo a los valores: 0'25, 0'50, 0'75 ó 1.

3.5. Tablas de referencia

Las tablas incluidas en esta sección se refieren a distintas superficies caracterizadas por sus ángulos de inclinación y orientación (β Y α , respectivamente). Deberá escogerse aquella que resulte más parecida a la superficie de estudio. Los números que figuran en cada casilla se corresponden con el porcentaje de irradiación solar global anual que se perdería si la porción correspondiente (véase la ilustración 66) resultase interceptada por un obstáculo.

PROYECTO DE INSTALACIÓN DE AUTOPRODUCCIÓN DE ENERGÍA Y MEJORA DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA DE UNA COOPERATIVA AGRÍCOLA

Tabla V-1

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,03
11	0,00	0,01	0,12	0,44
9	0,13	0,41	0,62	1,49
7	1,00	0,95	1,27	2,76
5	1,84	1,50	1,83	3,87
3	2,70	1,88	2,21	4,67
1	3,15	2,12	2,43	5,04
2	3,17	2,12	2,33	4,99
4	2,70	1,89	2,01	4,46
6	1,79	1,51	1,65	3,63
8	0,98	0,99	1,08	2,55
10	0,11	0,42	0,52	1,33
12	0,00	0,02	0,10	0,40
14	0,00	0,00	0,00	0,02

Tabla V-2

$\beta = 0^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,18
11	0,00	0,01	0,18	1,05
9	0,05	0,32	0,70	2,23
7	0,52	0,77	1,32	3,56
5	1,11	1,26	1,85	4,66
3	1,75	1,60	2,20	5,44
1	2,10	1,81	2,40	5,78
2	2,11	1,80	2,30	5,73
4	1,75	1,61	2,00	5,19
6	1,09	1,26	1,65	4,37
8	0,51	0,82	1,11	3,28
10	0,05	0,33	0,57	1,98
12	0,00	0,02	0,15	0,96
14	0,00	0,00	0,00	0,17

Tabla V-3

$\beta = 90^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,15
11	0,00	0,01	0,02	0,15
9	0,23	0,50	0,37	0,10
7	1,66	1,06	0,93	0,78
5	2,76	1,62	1,43	1,68
3	3,83	2,00	1,77	2,36
1	4,36	2,23	1,98	2,69
2	4,40	2,23	1,91	2,66
4	3,82	2,01	1,62	2,26
6	2,68	1,62	1,30	1,58
8	1,62	1,09	0,79	0,74
10	0,19	0,49	0,32	0,10
12	0,00	0,02	0,02	0,13
14	0,00	0,00	0,00	0,13

Tabla V-4

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 30^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,10
11	0,00	0,00	0,03	0,06
9	0,02	0,10	0,19	0,56
7	0,54	0,55	0,78	1,80
5	1,32	1,12	1,40	3,06
3	2,24	1,60	1,92	4,14
1	2,89	1,98	2,31	4,87
2	3,16	2,15	2,40	5,20
4	2,93	2,08	2,23	5,02
6	2,14	1,82	2,00	4,46
8	1,33	1,36	1,48	3,54
10	0,18	0,71	0,88	2,26
12	0,00	0,06	0,32	1,17
14	0,00	0,00	0,00	0,22

Tabla V-5

$\beta = 90^\circ$ $\alpha = 30^\circ$	A	B	C	D
13	0,10	0,00	0,00	0,33
11	0,06	0,01	0,15	0,51
9	0,56	0,06	0,14	0,43
7	1,80	0,04	0,07	0,31
5	3,06	0,55	0,22	0,11
3	4,14	1,16	0,87	0,67
1	4,87	1,73	1,49	1,86
2	5,20	2,15	1,88	2,79
4	5,02	2,34	2,02	3,29
6	4,46	2,28	2,05	3,36
8	3,54	1,92	1,71	2,98
10	2,26	1,19	1,19	2,12
12	1,17	0,12	0,53	1,22
14	0,22	0,00	0,00	0,24

Tabla V-6

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 60^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,14
11	0,00	0,00	0,08	0,16
9	0,02	0,04	0,04	0,02
7	0,02	0,13	0,31	1,02
5	0,64	0,68	0,97	2,39
3	1,55	1,24	1,59	3,70
1	2,35	1,74	2,12	4,73
2	2,85	2,05	2,38	5,40
4	2,86	2,14	2,37	5,53
6	2,24	2,00	2,27	5,25
8	1,51	1,61	1,81	4,49
10	0,23	0,94	1,20	3,18
12	0,00	0,09	0,52	1,96
14	0,00	0,00	0,00	0,55

Tabla V-7

$\beta = 90^\circ$ $\alpha = 60^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,43
11	0,00	0,01	0,27	0,78
9	0,09	0,21	0,33	0,76
7	0,21	0,18	0,27	0,70
5	0,10	0,11	0,21	0,52
3	0,45	0,03	0,05	0,25
1	1,73	0,80	0,62	0,55
2	2,91	1,56	1,42	2,26
4	3,59	2,13	1,97	3,60
6	3,35	2,43	2,37	4,45
8	2,67	2,35	2,28	4,65
10	0,47	1,64	1,82	3,95
12	0,00	0,19	0,97	2,93
14	0,00	0,00	0,00	1,00

Tabla V-8

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = -30^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,22
11	0,00	0,03	0,37	1,26
9	0,21	0,70	1,05	2,50
7	1,34	1,28	1,73	3,79
5	2,17	1,79	2,21	4,70
3	2,90	2,05	2,43	5,20
1	3,12	2,13	2,47	5,20
2	2,88	1,96	2,19	4,77
4	2,22	1,60	1,73	3,91
6	1,27	1,11	1,25	2,84
8	0,52	0,57	0,65	1,64
10	0,02	0,10	0,15	0,50
12	0,00	0,00	0,03	0,05
14	0,00	0,00	0,00	0,08

Tabla V-9

$\beta = 90^\circ$ $\alpha = -30^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,24
11	0,00	0,05	0,60	1,28
9	0,43	1,17	1,38	2,30
7	2,42	1,82	1,98	3,15
5	3,43	2,24	2,24	3,51
3	4,12	2,29	2,18	3,38
1	4,05	2,11	1,93	2,77
2	3,45	1,71	1,41	1,81
4	2,43	1,14	0,79	0,64
6	1,24	0,54	0,20	0,11
8	0,40	0,03	0,06	0,31
10	0,01	0,06	0,12	0,39
12	0,00	0,01	0,13	0,45
14	0,00	0,00	0,00	0,27

Tabla V-10

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = -60^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,56
11	0,00	0,04	0,60	2,09
9	0,27	0,91	1,42	3,49
7	1,51	1,51	2,10	4,76
5	2,25	1,95	2,48	5,48
3	2,80	2,08	2,56	5,68
1	2,78	2,01	2,43	5,34
2	2,32	1,70	2,00	4,59
4	1,52	1,22	1,42	3,46
6	0,62	0,67	0,85	2,20
8	0,02	0,14	0,26	0,92
10	0,02	0,04	0,03	0,02
12	0,00	0,01	0,07	0,14
14	0,00	0,00	0,00	0,12

Tabla V-11

$\beta = 90^\circ$ $\alpha = -60^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	1,01
11	0,00	0,08	1,10	3,08
9	0,55	1,60	2,11	4,28
7	2,66	2,19	2,61	4,89
5	3,36	2,37	2,56	4,61
3	3,49	2,06	2,10	3,67
1	2,81	1,52	1,44	2,22
2	1,69	0,78	0,58	0,53
4	0,44	0,03	0,05	0,24
6	0,10	0,13	0,19	0,48
8	0,22	0,18	0,26	0,69
10	0,08	0,21	0,28	0,68
12	0,00	0,02	0,24	0,67
14	0,00	0,00	0,00	0,36

Tabla 45. Tablas de referencia de pérdidas de irradiación solar en %

3.6. Distancia mínima entre las filas de módulos

La distancia d, medida sobre la horizontal, entre unas filas de módulos obstáculo, de altura h, que pueda producir sombras sobre la instalación deberá garantizar un mínimo de 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno. Esta distancia d será superior al valor obtenido por la expresión:

$$d = h / \tan (61^\circ - \text{latitud})$$

Donde $1/\tan (61^\circ - \text{latitud})$ es un coeficiente adimensional denominado k.

Algunos valores significativos de k se pueden ver en la tabla en función de la latitud del lugar.

Latitud	29°	37°	39°	41°	43°	45°
k	1,600	2,246	2,475	2,747	3,078	3,487

Tabla 46. Algunos valores significativos de k

Con el fin de clarificar posibles dudas respecto a la toma de datos relativos a h y d, se muestra la siguiente ilustración:

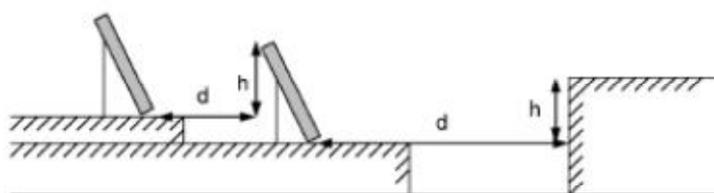


Fig 7

Ilustración 70. Separaciones entre placas

La separación entre la parte posterior de una fila y el comienzo de la siguiente no será inferior a la obtenida por la expresión anterior, aplicando h a la diferencia de alturas entre la parte alta de una fila y la parte baja de la siguiente, efectuando todas las medidas de acuerdo con el plano que contiene a las bases de los módulos.

4.- ANEXO IV: VOCABULARIO

Acumulador: Elemento de instalación capaz de almacenar la energía eléctrica, transformándola en energía química. Se compone de diversas baterías conectadas entre sí en serie o en paralelo.

Amperio-hora: Unidad usada para especificar la capacidad de una batería.

Balance of System (BOS): Representa el resto de componentes del sistema, añadidos a los módulos fotovoltaicos.

Baterías: Acumulan la energía que reciben de los paneles. Cuando hay consumo, la electricidad la proporciona directamente la batería y no los paneles.

Caja de Conexiones: Elemento donde las series de módulos fotovoltaicos son conectados eléctricamente, y donde puede colocarse el dispositivo de protección, si es necesario.

Célula Fotovoltaica: Unidad básica del sistema fotovoltaico donde se produce la transformación de la luz solar en energía eléctrica.

Central Fotovoltaica: Conjunto de instalaciones destinadas al suministro de energía eléctrica a la red mediante el empleo de sistemas fotovoltaicos a gran escala. • Concentrador: Dispositivo que mediante distintos sistemas, concentra la radiación solar sobre las células fotovoltaicas.

Contador: Un contador principal mide la energía producida (kWh) y enviada a la red, que pueda ser facturada a la compañía a los precios autorizados. Un contador secundario mide los pequeños consumos de los equipos fotovoltaicos (kWh) para descontarlos de la energía producida.

Controlador de Carga: Componente del sistema fotovoltaico que controla el estado de carga de la batería.

Convertidor Continua - Continua: elemento de la instalación encargado de adecuar la tensión que suministra el generador fotovoltaico a la tensión que requieran los equipos para su funcionamiento.

Código Universal de Puntos de Suministro (CUPS): Es la identificación específica de la instalación. Todas las instalaciones son identificadas mediante su propio código único de identificación. Este código constituye una información fundamental en la operativa del cambio de comercializador. Esta información la tiene disponible el consumidor en las facturas de electricidad y de gas. El CUPS tiene una extensión de 20 ó 22 caracteres, donde los dos primeros representan el indicativo del país, que en España son ES, y cuya apariencia es:

CUPS ES0987 5432 1098 7654 ZF

Comercializadora: Sociedad mercantil (persona jurídica) que accediendo a las instalaciones del transportista y/o distribuidor, adquiere la energía para su venta a los consumidores, a otros comercializadores, o para realizar tránsitos internacionales.

Comercializadoras de Último Recurso (CUR): Sociedades mercantiles comercializadoras específicamente autorizadas para atender las solicitudes de suministro de gas natural o energía eléctrica de aquellos consumidores con derecho a acogerse a la Tarifa de Último Recurso (TUR).

Consumidor: Persona física o jurídica que adquiere la energía eléctrica o el gas natural para su propio consumo y que tiene derecho a elegir suministrador. En el caso de que accedan directamente a las instalaciones de terceros se denominarán “Consumidores Directos en Mercado”.

Contrato de Acceso a la Red (ATR): Es el contrato que suscribe el titular de las instalaciones de transporte y/o distribución con el Consumidor Directo en Mercado o el comercializador para utilizar sus instalaciones. En el supuesto en que el consumidor contrate el suministro de gas o electricidad a su punto de suministro con una comercializadora, el contrato de acceso y uso de la red se suscribe previamente entre un distribuidor con un comercializador. En este supuesto, el consumidor no interviene ni tiene ninguna responsabilidad en este acceso.

Dimensionado: Proceso por el cual se estima el tamaño de una instalación de energía solar fotovoltaica para atender unas necesidades determinadas con unas condiciones meteorológicas dadas. • Integración en edificios (BIPV): Término que se refiere al diseño e integración fotovoltaica en el desarrollo de edificios, normalmente reemplazando los materiales que convencionalmente se emplean en los edificios.

Diodo de bloqueo: Diodo que impide que se invierta la corriente en un circuito. Normalmente es usado para evitar la descarga de la batería.

Distribuidora: Sociedad mercantil (persona jurídica) titular de las instalaciones de distribución que son utilizadas por los comercializadores o Consumidores Directos en Mercado para hacer llegar el gas natural o la energía eléctrica al punto de suministro del consumidor. La distribuidora es responsable de la construcción, operación y mantenimiento de las instalaciones de distribución, de la lectura de los contadores, inspecciones/revisiones y de la atención de urgencias.

Efecto Fotovoltaico: Conversión directa de la energía luminosa en energía eléctrica.

Eficiencia: En lo que respecta a células solares es el porcentaje de energía solar que es transformada en energía eléctrica por la célula. En función de la tecnología y la producción técnica, éste varía entre un 5% y un 30%.

Electrolito: En el caso de las baterías empleadas en sistemas fotovoltaicos, es una solución diluida de ácido sulfúrico en la que se verifican los distintos procesos que permiten la carga y descarga de la batería.

Energía: Es el pago por el producto (la electricidad o gas) consumido y es el resultado de multiplicar el precio y condiciones pactadas con el comercializador, que figura en el contrato, por los kWh medidos por el contador.

La empresa comercializadora elegida contratará por lo general el acceso en nombre del cliente, y facturará ambos conceptos (los peajes y la energía) en el precio pactado con el consumidor. En este caso, en el precio contratado estará incluido el coste de la tarifa de acceso, que el comercializador abonará, en nombre del consumidor, a la empresa distribuidora.

Fotón: Cada una de las partículas que componen la luz.

Fotovoltaico (FV): Relativo a la generación de fuerza electromotriz por la acción de la luz. • Generador: Conjunto de todos los elementos que componen una instalación fotovoltaica, necesarios para suministrar energía a las distintas aplicaciones. Transforma la energía del Sol en energía eléctrica y carga las baterías.

Inclinación: Ángulo que forma el panel fotovoltaico con una superficie perfectamente horizontal o a nivel.

Inversor: Transforma la corriente continua que suministran las baterías o los paneles en corriente alterna para su uso en diferentes electrodomésticos o aplicaciones, tanto en sistemas aislados como en sistemas conectados a red.

Kilovatio (kW): Unidad de potencia equivalente a 1000 vatios.

kWh: Unidad de consumo de energía que equivale a mil vatios-hora, mide el trabajo que genera un 1 kW durante 1 hora.

Ley de Lambert: La ley de Lambert trata sobre la iluminancia de una superficie situada a una cierta distancia de una fuente de luz. Determina que la iluminación producida por una fuente luminosa sobre una superficie es directamente proporcional a la intensidad de la fuente y al coseno del ángulo que forma la normal a la superficie con la dirección de los rayos de luz y es inversamente proporcional al cuadrado de la distancia a dicha fuente.

También muestra que un mismo flujo de energía emitido por una fuente de luz se distribuye sobre una superficie cada vez mayor al aumentar la distancia entre la superficie y la fuente. Esto significa que si para una unidad de distancia r el área que intercepta la radiación es 1m^2 , a una distancia $2r$ la radiación se distribuye sobre un área cuatro veces mayor y en consecuencia recibirá $1/4$ de la irradiación anterior.

Liberalización del mercado eléctrico: El 1 de julio de 2009 se hace efectiva la liberalización del suministro eléctrico. Esto quiere decir que cada consumidor tendrá la capacidad de elegir y contratar la oferta que mejor se adapte a sus necesidades entre las que le faciliten las empresas comercializadoras que operan en el mercado. Desaparecerán las tarifas integrales reguladas por el Gobierno, para conseguir una competencia real y libre entre las empresas suministradoras.

Módulo o Panel Fotovoltaico: Es el conjunto formado por las distintas células fotovoltaicas interconectadas, encapsuladas y protegidas por un vidrio en su cara anterior y por un marco por los laterales. El módulo está provisto de terminales para su conexión a la instalación.

Nominal Operating Cell Temperature (NOCT): Temperatura a la que trabaja una célula en un módulo bajo las Condiciones de Operación Estándar, que es de 20° Centígrados de temperatura ambiente, irradiación de 0.8 kW/m² y velocidad media del viento de 1 m/s, con el viento orientado en paralelo al plano de la estructura y todos los lados de la estructura totalmente expuestos al viento.

Orientación: Ángulo de orientación respecto al Sur Solar de la superficie de un panel. El Sur geográfico (o real) no debe confundirse con el magnético, que es el que señala la brújula, aunque en el caso de España la diferencia no suponga grandes desviaciones.

Peaje: Es el pago a la empresa distribuidora por el uso de sus redes. Se trata de un precio aprobado por el Ministerio de Industria Comercio y Turismo para el pago de los costes del sistema. Se denomina “tarifa de acceso” y consta de dos conceptos: “Término de potencia”, que es un término fijo y se paga por la potencia que se tenga contratada, y “Término de energía”, que es un término variable que depende del consumo realizado, y se paga por la electricidad registrada en el contador del cliente en el periodo de consumo.

Potencia: Cantidad de energía consumida por unidad de tiempo.

Potencia contratada: Es la potencia que figura en la póliza de la compañía eléctrica, y supone el límite de consumo que puede realizarse en dicha modalidad de contratación. Este valor queda reflejado en el limitador de potencia (ICP), que es el elemento de seguridad que evita la posibilidad de que se produzcan consumos superiores al contratado.

Precio libre en el mercado eléctrico: Es el ofrecido al consumidor por la empresa comercializadora si se decide a adquirir la electricidad en el mercado libre. Está integrado por dos componentes:

Procedimiento de cambio de suministrador: Es la gestión y operativa a seguir por un consumidor para proceder al cambio de comercializador.

Proceso Czochralski: El proceso o método de Czochralski consiste en un procedimiento para la obtención de lingotes monocristalinos. Fue desarrollado por el científico polaco Jan Czochralski.

Este método es utilizado para la obtención de silicio monocristalino mediante un cristal semilla depositado por un baño de silicio. Es de amplio uso en la industria electrónica para la obtención de wafers u obleas, destinadas a la fabricación de transistores y circuitos integrados.

Para tener una idea de la funcionalidad que tiene este proceso en la industria microelectrónica. Cada chip creado de estas obleas miden 8mm de lado, esto hace que en cada oblea tengamos de 120 a 130 circuitos. Cada oblea es tratada de forma que todos los circuitos se hacen a la vez, pasando por el mismo proceso en el mismo instante.

El método consiste en tener un crisol (generalmente de cuarzo) que contiene el semiconductor fundido, por ejemplo germanio. La temperatura se controla para que esté justamente por encima del punto de fusión y no empiece a solidificarse. En el crisol se introduce una varilla que gira lentamente y tiene en su extremo un pequeño monocristal del mismo semiconductor que actúa como semilla. Al contacto con la superficie del semiconductor fundido, éste se agrega a la semilla, solidificándose con su red cristalina orientada de la misma forma que aquella, con lo que el monocristal crece. La varilla se va elevando y, colgando de ella, se va formando un monocristal cilíndrico. Finalmente se separa el lingote de la varilla y pasa a la fusión por zonas para purificarlo.

Al controlar con precisión los gradientes de temperatura, velocidad de tracción y de rotación, es posible extraer un solo cristal en forma de lingotes cilíndricos. Con el control de esas propiedades se puede regular el grosor de los lingotes.

La ocurrencia de situaciones de inestabilidad no deseada en la masa fundida se puede evitar mediante la investigación y la visualización de los campos de temperatura y la velocidad durante el proceso de crecimiento de cristales. Cuando la temperatura asciende, el propio lingote se va fundiendo, pero si desciende, se forman agregados que no son monocristalinos.

Este proceso se realiza normalmente en una atmósfera inerte, como argón, y en una cámara inerte, como cuarzo.

Ventajas.

El crecimiento de una superficie libre (tan opuesta a la solidificación en una configuración confinada) acomoda la expansión volumétrica sin mayor problema, esto elimina complicaciones que podrían surgir cuando el fundente moje el contenedor.

Por este método se pueden obtener monocristales grandes a altas velocidades. Actualmente el diámetro de los cristales puede variarse cambiando los parámetros térmicos. También puede alcanzarse alta perfección cristalina.

Limitaciones

A pesar de que el crecimiento Czochralski puede llevarse a cabo bajo presiones moderadas, éste no se presta para el crecimiento de materiales cuya presión de vapor o cuando uno de sus constituyentes sea alto en el punto de fundición.

Las dificultades primarias están asociadas con problemas del manejo de la rotación y el jalado del cristal y con los requerimientos de la configuración térmica para mantener el equilibrio termodinámico entre el vapor y el fundente.

Requerir un crisol en crecimiento Czochralski presenta peligro de contaminar el fundente. Además que este método no se presta para crecimiento continuo.

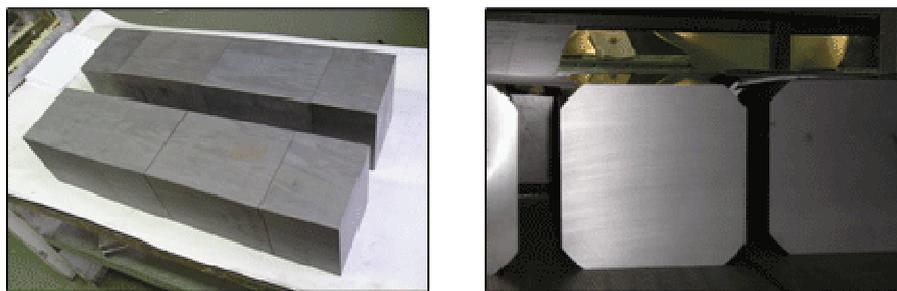


Ilustración 71. Detalle de bloques de silicio

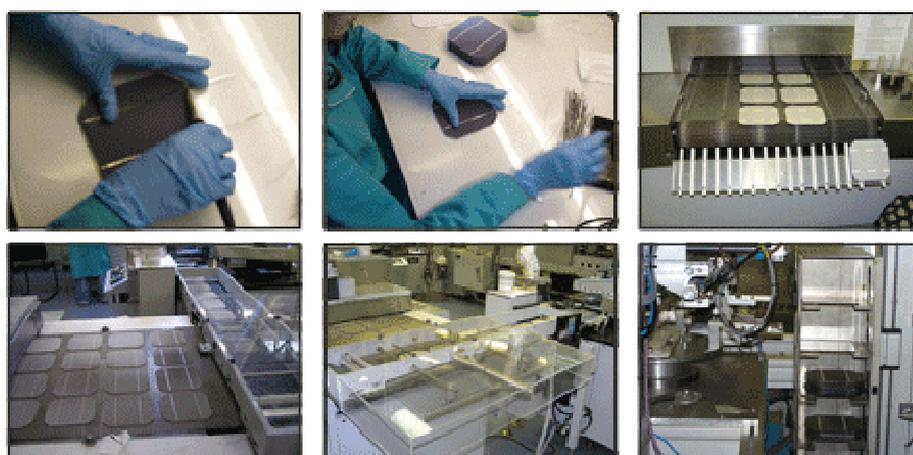


Ilustración 72. Procesado de los bloques de silicio para su uso en placas solares

Punto de máxima potencia de un Panel: Potencia que suministra un panel fotovoltaico cuando el producto de la tensión por la intensidad es máximo.

Radiación Solar: Cantidad de energía procedente del sol que se recibe en una superficie y tiempo determinados.

Registro del punto de suministro: Registro asociado a cada instalación. Además del Código Universal de Puntos de Suministro o CUPS, existe un registro con información de naturaleza técnica y comercial que constituye el denominado registro de punto de suministro y que es actualizado con la información que dispone el distribuidor de cada uno de los puntos conectados a su red.

Regulador: Véase Controlador de Carga.

Rendimiento: Es la relación que existe entre la energía que realmente transforma en energía útil y la que requiere un determinado equipo para su funcionamiento.

Silicio: Elemento químico del que básicamente se componen las células de un panel solar. Es de naturaleza prácticamente metálica, gris oscuro y de excelentes propiedades semiconductoras.

Sistema Aislado o Remoto: Sistema fotovoltaico autónomo, no conectado a red. Estos sistemas requieren baterías u otras formas de acumulación. Suelen utilizarse en lugares remotos o de difícil acceso.

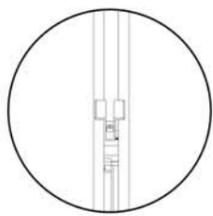
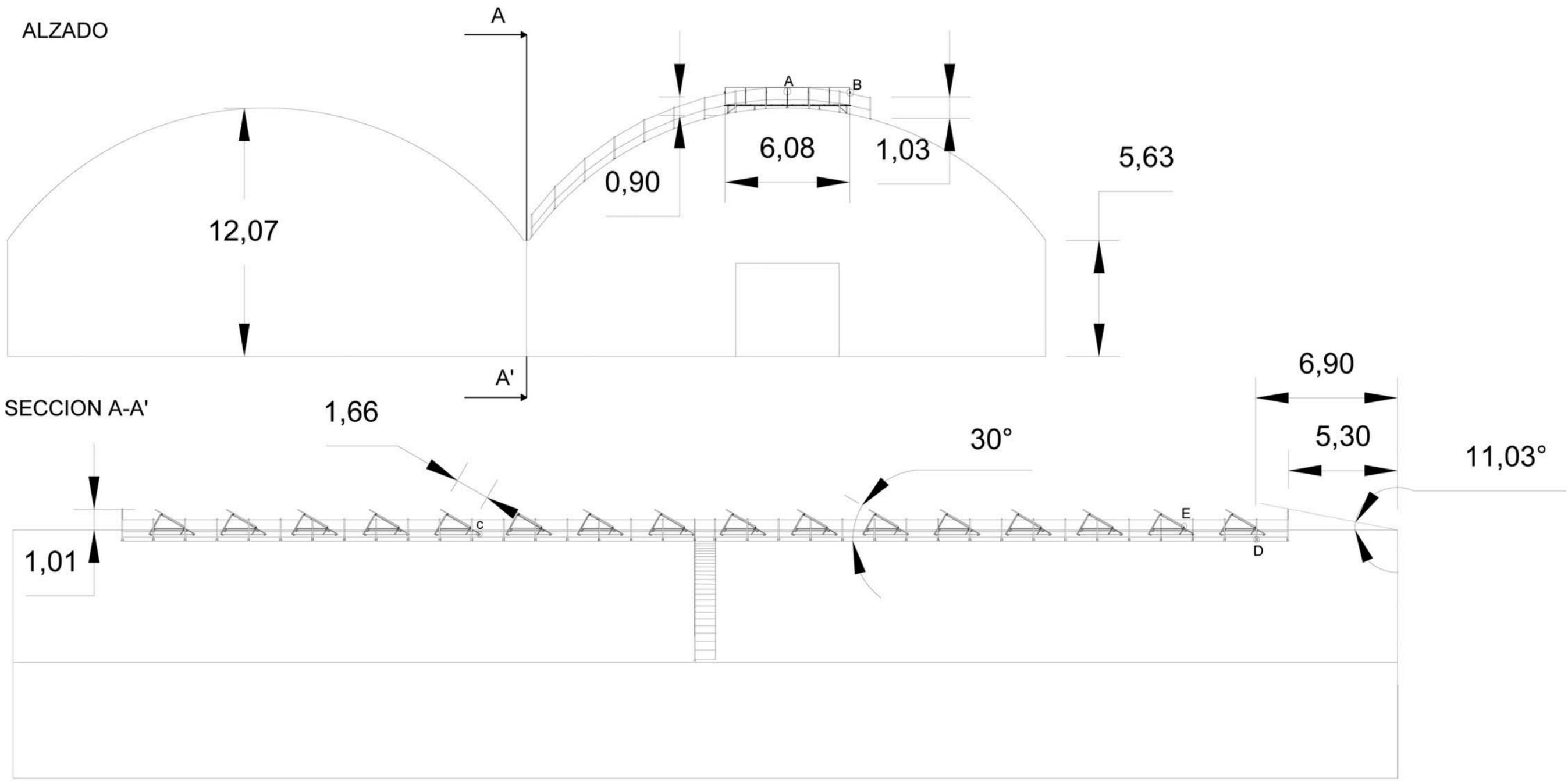
Sistema Conectado a Red: Sistema fotovoltaico en el que actúa como una central generadora de electricidad, suministrando energía a la red.

Tarifa de Último Recurso (TUR): El Real Decreto 485/2009, que regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica, establece la extinción de las tarifas integrales de energía eléctrica a partir del 1 de julio de 2009. Además, crea la denominada Tarifa de Último Recurso (TUR) para consumidores finales de energía eléctrica conectados en baja tensión (hogares y PYMES), cuya potencia contratada sea igual o inferior a 10 kW. Dicho límite de potencia podrá ser modificado por orden del Ministro de Industria, Turismo y Comercio.

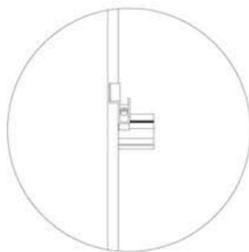
La denominada “TUR” es una tarifa fija que se revisará periódicamente, en la práctica cada seis meses, y con la que el Gobierno fijará el precio máximo al que las comercializadoras de último recurso pueden vender la electricidad o el gas a los consumidores acogidos al régimen de último recurso.

En ambos grupos quedan incluidos mayoritariamente todos los consumidores domésticos para los sectores de electricidad y gas.

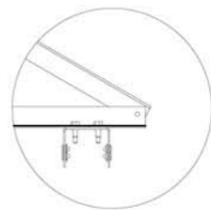
PLANOS



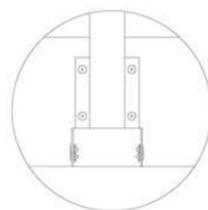
DETALLE A
Tapa intermedia
Escala 1:50



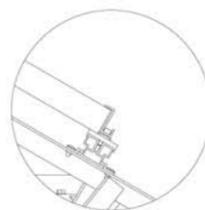
DETALLE B
Tapa final
Escala 1:50



DETALLE C
Anclaje en cresta
a chapa grecada
Escala 1:50



DETALLE D
Anclaje en cresta
a chapa grecada
y pletinas de fijación
Escala 1:50



DETALLE E
Fijación perfiles
horizontales
Escala 1:50

PROYECTO:	PROYECTO DE EJECUCIÓN INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA SOBRE CUBIERTA PARA AUTOCONSUMO DE 20 KW	CÓDIGO:	ESCALA:	PLANO:
TÍTULO:	COOPERATIVA		1/200	1
PLANO:	ALZADO, SECCIONES Y DETALLES DE INSTALACIÓN		FECHA:	Sept-2015
SITUACIÓN:			TÉCNICO:	

