



UNIVERSIDAD DE LEÓN

**MÁSTER EN ENERGÍAS RENOVABLES
PROYECTO FIN DE MÁSTER**

**ESTUDIO DE INSTALACIONES SOLARES FOTOVOLTAICAS
TIPO DE AUTOCONSUMO, PARA FACTURAS TIPO 3.1A
CON DIFERENTES PERFILES DE CONSUMO Y SEGÚN LAS
ZONAS CLIMÁTICAS DE ESPAÑA.**

**STUDY ABOUT STANDARD SOLAR PHOTOVOLTAIC
INSTALLATIONS OF AUTOCONSUMO, FOR TYPE 3.1A
BILLS WITH DIFFERENT CONSUMPTION PROFILES AND
ACCORDING TO SPAIN'S CLIMATIC ZONES.**

Andrés Gilsanz Márquez

Director: María Rosario Castro Abengoza

León, Septiembre, 2017

HOJA DE CONFORMIDAD

TRABAJOS DE CARÁCTER CIENTÍFICO O TÉCNICO

Título: Estudio de instalaciones solares fotovoltaicas tipo de autoconsumo para factura tipo 3.1A con diferentes perfiles de consumo y según las zonas climáticas de España

Autor: Andrés Gilsanz Márquez

ELEMENTOS DE OBLIGADA APARICIÓN

Resumen. De 400 palabras como máximo.

Introducción. Debe incluir los motivos por los que se realiza el trabajo y los antecedentes o estudios previos sobre el mismo.

Objetivos. Se detallarán de forma clara y concisa los objetivos que se pretenden alcanzar.

Material y Métodos / Metodología. Descripción de las técnicas, los materiales empleados, y los métodos de análisis de datos, de forma que se garantice la repetibilidad de los mismos.

Resultados / Análisis / Diagnóstico. La información obtenida con el estudio se presentará de forma sistemática, preferentemente mediante tablas y figuras que deberán ser en todo caso autoexplicativas, y deberán aparecer debidamente numeradas y referenciadas en un índice propio.

Discusión. Los resultados propios del trabajo deberán ser discutidos relacionándolos, en su caso, con otros de estudios precedentes.

Conclusiones. Deberán ser claras, concisas, y coherentes con los objetivos propuestos. En el caso planes de ordenación de recursos forestales, propuestas concretas con objetivos, líneas y medidas.

Bibliografía. Listado de las fuentes de información utilizadas debidamente referenciadas y ordenadas.

OBTENIDA LA CONFORMIDAD	El tutor/es
DENEGADA LA CONFORMIDAD (No se autoriza la presentación)	Fdo.: María Rosario Castro Abengoza.



Objetivos y resumen.

La implantación de las tecnologías relacionadas con el autoconsumo de energía eléctrica, en el caso que nos interesa, generada a partir de energía solar insta a organismos públicos y a entes privados a realizar numerosos estudios para desarrollar y facilitar la instalación de esta tecnología por parte de los técnicos especializados.

En vistas a ello, este trabajo, basándose en los trabajos previos realizados desde el Ente regional de la Energía, EREN, y desde EnerAgen, se marcan una serie de objetivos para este estudio:

- La comprobación de los ratios de dimensionamiento marcados en los distintos trabajos publicados, expandiendo dichos ejemplos en función de unos perfiles de consumo planteados para cumplir con unos solapamientos entre la producción y la demanda, en base a una demanda anual de 3500 kWh.
- La realización de un estudio económico para la tarifa 3,1A, con precios de la energía estimados a partir de datos reales, buscando hacer una estimación de costes de instalación en función de la base de cálculo escogida.
- La realización de un estudio de viabilidad de instalaciones tipo, según, principalmente, sus perfiles de consumo y el solapamiento entre demanda y producción y según los horarios de producción.

Para ello, este proyecto se ha diferenciado en cinco partes:

- Capítulo 1: En el que se realizará una pequeña introducción, tanto desde un punto de vista teórico como del marco legal existente, orientada a aclarar puntos que más adelante se tendrán en cuenta.
- Capítulo 2: Un capítulo de antecedentes y situación actual, donde se presentarán los trabajos previos realizados por el ente EnerAgen, explicando la metodología seguida en los mismos.
- Capítulo 3: El tercer capítulo estará orientado a explicar la metodología escogida para la realización de este trabajo, así como las herramientas utilizadas para ello.



- Capítulo 4: En el cuarto capítulo se plantearán los resultados obtenidos, comparando las distintas simulaciones realizadas y se discutirán dichos resultados.
- Capítulo 5: Dedicado expresamente a la presentación de los resultados obtenidos durante la realización del trabajo.
- Capítulo 6: Este último capítulo estará dedicado a discutir y comentar las conclusiones obtenidas durante el trabajo, así como el posible planteamiento de trabajos futuros.



Contenido

Objetivos y resumen.	1
1. Introducción.	9
1. Introducción.	10
1.1. Introducción y justificación del trabajo.....	10
1.2. Estructura tarifaria.	10
1.3. El Real Decreto 900/2015.....	15
2. Antecedentes y situación actual.	21
2. Antecedentes y situación actual.	22
3. Materiales y metodología.	25
3. Materiales y metodología.	26
3.1. Materiales.	26
3.2. Metodología	27
3.2.1. Determinación de los puntos de estudio y obtención de datos de radiación. ...	27
3.2.2. Definición de los perfiles de consumo horarios y de la demanda anual.....	32
3.2.3. Simulaciones y trabajo con Sunny Design Web.	36
4. Resultados y discusión	41
4. Resultados y discusión.	42
4.1. Zona climática I.....	42
4.1.1. Perfiles de consumo A, con solapamiento del 80%, para la zona climática I.....	42
4.1.2. Perfiles de consumo A, con solapamiento del 50%, para la zona climática I.....	45
4.1.3. Perfiles de consumo B para la zona climática I	48
4.2. Zona climática II.....	51
4.2.1. Perfiles de consumo A, con solapamiento del 80%, para la zona climática II.....	51
4.2.2. Perfiles de consumo A, con solapamiento del 50%, para la zona climática II.....	55
4.2.3. Perfiles de consumo B para la zona climática II.	57
4.3. Zona climática III.....	61
4.3.1. Perfiles de consumo A, con solapamiento del 80%, para la zona climática III....	61
4.3.2. Perfiles de consumo A, con solapamiento del 50%, para la zona climática III....	63
4.3.3. Perfiles de consumo B para la zona climática III.	66
4.4. Zona climática IV	70
4.4.1. Perfiles de consumo A, con solapamiento del 80%, para la zona climática IV. ..	70
4.4.2. Perfiles de consumo A, con solapamiento del 50%, para la zona climática IV. ..	73
4.4.3. Perfiles de consumo B para la zona climática IV.....	75



4.5.	Zona climática V	78
4.5.1.	Perfiles de consumo A, con solapamiento del 80%, para la zona climática V. ...	78
4.5.2.	Perfiles de consumo A, con solapamiento del 50%, para la zona climática V. ...	81
4.5.3.	Perfiles de consumo B para la zona climática V.	84
5.	Análisis económico.....	87
5.	Análisis económico.....	88
5.1.	Resultados económicos para las instalaciones sin autoconsumo.....	88
5.1.1.	Zona climática I.....	89
5.1.2.	Zona climática II.....	90
5.1.3.	Zona climática III.....	91
5.1.4.	Zona climática IV.	91
5.1.5.	Zona climática V.	92
5.2.	Análisis económico de las instalaciones con autoconsumo y comparativa.....	93
5.2.1.	Zona climática I.....	93
5.2.2.	Zona climática II.....	95
5.2.3.	Zona climática III.....	96
5.2.4.	Zona climática IV.	98
5.2.5.	Zona climática V.	99
6.	Discusión de resultados y conclusiones	103
6.	Discusión de resultados y conclusiones.	104
6.1.	Discusión de los resultados de las simulaciones y del dimensionamiento.	104
6.2.	Discusión de los resultados del análisis económico.....	108
6.3.	Conclusiones y trabajos futuros.....	110
	Bibliografía.	113
	Bibliografía.	114
	Anexos.....	117
	Anexos.....	118
	Anexo I.....	118



Tabla 1 Períodos horarios para las tarifas de tres periodos.....	12
Tabla 2 Cargo fijo (€/kW)	18
Tabla 3. Radiación solar típica media en cada zona climática.	28
Tabla 4 Tabla de radiación solar para Oviedo, PVGIS, 2017	29
Tabla 5 Ejemplo de cálculo de la radiación media diaria de las zonas climáticas (Enero, ZCI) ...	30
Tabla 6 Ejemplo de tabla de radiación diaria (ZC1).....	31
Tabla 7. Perfil de consumo B, Invierno, Zona climática 1	35
Tabla 8. Ratios calculados por EnerAgen, España 2017	39
Tabla 9. Tabla de precios utilizados para las instalaciones con autoconsumo en el análisis económico.....	88
Tabla 10. Tabla de precios para las instalaciones sin autoconsumo.....	89
Tabla 11. Zona climática I, perfil de consumo A1 sin autoconsumo.....	89
Tabla 12. Zona climática I, perfil de consumo A2 sin autoconsumo.....	89
Tabla 13.Zona climática I, perfil de consumo B sin autoconsumo.	90
Tabla 14.Zona climática II, perfil de consumo A1 sin autoconsumo.....	90
Tabla 15.Zona climática II, perfil de consumo A2 sin autoconsumo.....	90
Tabla 16.Zona climática II, perfil de consumo B sin autoconsumo.....	90
Tabla 17.Zona climática III, perfil de consumo A1 sin autoconsumo.....	91
Tabla 18.Zona climática III, perfil de consumo A2 sin autoconsumo.....	91
Tabla 19.Zona climática III, perfil de consumo B sin autoconsumo.	91
Tabla 20.Zona climática IV, perfil de consumo A1 sin autoconsumo.....	91
Tabla 21.Zona climática IV, perfil de consumo A2 sin autoconsumo.....	92
Tabla 22.Zona climática IV, perfil de consumo B sin autoconsumo.....	92
Tabla 23.Zona climática V, perfil de consumo A1 sin autoconsumo.....	92
Tabla 24.Zona climática V, perfil de consumo A2 sin autoconsumo.....	92
Tabla 25.Zona climática V, perfil de consumo B sin autoconsumo.....	93
Tabla 26. Zona climática 1, perfil de consumo A1 con autoconsumo.....	93
Tabla 27. Zona climática 1, perfil de consumo A2 con autoconsumo.....	94
Tabla 28. Zona climática 1, perfil de consumo B con autoconsumo.....	94
Tabla 29. Zona climática II, perfil de consumo A1 con autoconsumo.....	95
Tabla 30. Zona climática II, perfil de consumo A2 con autoconsumo.....	95
Tabla 31. Zona climática II, perfil de consumo B con autoconsumo.....	96
Tabla 32. Zona climática III, perfil de consumo A1 con autoconsumo.....	96
Tabla 33. Zona climática III, perfil de consumo A2 con autoconsumo.....	97
Tabla 34. Zona climática III, perfil de consumo B con autoconsumo.....	97
Tabla 35. Zona climática IV, perfil de consumo A1 con autoconsumo.	98
Tabla 36. Zona climática IV, perfil de consumo A2 con autoconsumo.	98
Tabla 37. Zona climática IV, perfil de consumo B con autoconsumo.	99
Tabla 38. Zona climática V, perfil de consumo A1 con autoconsumo.	99
Tabla 39. Zona climática IV, perfil de consumo A2 con autoconsumo.	100
Tabla 40. Zona climática IV, perfil de consumo B con autoconsumo.	100
Tabla 41. Resumen resultados rendimiento energético.....	104
Tabla 42. Resumen resultados vertido a red.	105
Tabla 43. Resultados cuota autoconsumo.	106
Tabla 44. Resumen resultados autarquía.....	108



Tabla 45. Resumen resultados ahorro anual.	108
Tabla 46. Resumen resultados periodo de retorno.	110
Tabla 47. Perfiles de consumo A, Zona climática I.	118
Tabla 48. Perfil de consumo B, Zona climática I.	119
Tabla 49. Perfiles de consumo A, Zona climática II.	120
Tabla 50. Perfil de consumo B, Zona climática II.	121
Tabla 51. Perfiles de consumo A, Zona climática III.	122
Tabla 52. Perfil de consumo B, Zona climática III.	123
Tabla 53. Perfiles de consumo A, Zona climática IV.	124
Tabla 54. Perfil de consumo B, Zona climática IV.	125
Tabla 55. Perfiles de consumo A, Zona climática V.	126
Tabla 56. Perfil de consumo B, Zona climática V.	127



Ilustración 3-1 . Mapa de las zonas climáticas de España, CTE-HE5	27
Ilustración 3-2. Radiación diaria media para la zona climática I	31
Ilustración 4-1. Resultados ZCI, perfil A1.	42
Ilustración 4-2. Consumo anual de la red, perfil A1, ZCI	43
Ilustración 4-3. Consumo horario anual medio de la red, perfil A1, ZCI.	43
Ilustración 4-4. Curva característica de evolución de la carga, perfil A1, ZCI.	44
Ilustración 4-5. Potencia máxima tomada de la red cada mes, perfil A1, ZCI.....	45
Ilustración 4-6. Resultados ZCI, perfil A2.	45
Ilustración 4-7. Consumo anual de la red, perfil A2, ZCI.	46
Ilustración 4-8. Consumo horario anual medio de la red, perfil A2, ZCI.	47
Ilustración 4-9. Curva característica de evolución de la carga, perfil A2, ZCI.	47
Ilustración 4-10. Potencia máxima tomada de la red cada mes, perfil A2, ZCI.....	48
Ilustración 4-11. Resultados ZCI, perfil B.	48
Ilustración 4-12. Consumo anual de la red, perfil B, ZCI	49
Ilustración 4-13. Consumo horario medio de la red en verano, ZCI, perfil B.....	49
Ilustración 4-14. Consumo horario medio de la red en invierno, ZCI, perfil B.....	50
Ilustración 4-15. Curva característica de evolución de la carga ZCI, perfil B.	51
Ilustración 4-16. Potencia máxima tomada de la red cada mes, ZCI, perfil B.....	51
Ilustración 4-17. Resultados ZCII, perfil A1.	52
Ilustración 4-18. Consumo anual de la red, perfil A1, ZCII.....	52
Ilustración 4-19. Consumo horario anual medio de la red ZCII, perfil A1.	53
Ilustración 4-20. Curva característica de evolución de la carga ZCII, perfil A1.	54
Ilustración 4-21. Potencia máxima tomada de la red cada mes ZCII, perfil A1.....	54
Ilustración 4-22. Resultados ZCII, perfil A2.	55
Ilustración 4-23. Consumo anual de la red, perfil A2, ZCII.....	55
Ilustración 4-24. Consumo horario anual medio de la red ZCII, perfil A2.....	56
Ilustración 4-25. Curva característica de evolución de la carga ZCII, perfil A2.	56
Ilustración 4-26. Potencia máxima tomada de la red cada mes.	57
Ilustración 4-27. Resultados, ZCII, perfil B.	57
Ilustración 4-28. Consumo anual de la red, perfil B, ZCII	58
Ilustración 4-29. Consumo horario medio de la red en verano, ZCII, perfil B.....	58
Ilustración 4-30. Consumo horario medio de la red en invierno, ZCII, perfil B.....	59
Ilustración 4-31. Curva característica de evolución de la carga, ZCII, perfil B.	59
Ilustración 4-32. Potencia máxima tomada de la red cada mes, ZCII, perfil B.....	60
Ilustración 4-33. Resultados ZCIII, perfil A1.	61
Ilustración 4-34. Consumo anual de la red, perfil A1, ZCIII	61
Ilustración 4-35. Consumo horario anual medio de la red, perfil A1, ZCIII.....	62
Ilustración 4-36. Curva característica de evolución de la carga, perfil A1, ZCIII.	63
Ilustración 4-37. Potencia máxima tomada de la red cada mes, perfil A1, ZCIII.....	63
Ilustración 4-38. Resultados ZCIII, perfil A2.	64
Ilustración 4-39. Consumo anual de la red, perfil A2, ZCIII.....	64
Ilustración 4-40. Consumo horario anual medio de la red, perfil A2, ZCIII.....	65
Ilustración 4-41. Curva característica de evolución de la carga, perfil A2, ZCIII.	65
Ilustración 4-42. Potencia máxima tomada de la red cada mes.	66
Ilustración 4-43. Resultados ZCIII, perfil B.	66



Ilustración 4-44. Consumo anual de la red, perfil B, ZCIII	67
Ilustración 4-45. Consumo horario medio de la red en verano, perfil B, ZCIII.....	67
Ilustración 4-46. Consumo horario medio de la red en invierno, perfil B, ZCIII.....	68
Ilustración 4-47. Curva característica de evolución de la carga, perfil B, ZCIII.	68
Ilustración 4-48. Potencia máxima tomada de la red cada mes, perfil B, ZCIII.....	69
Ilustración 4-49. Resultados ZCIV, perfil A1.	70
Ilustración 4-50. Consumo anual de la red, perfil A1, ZC IV.....	70
Ilustración 4-51. Consumo horario anual medio de la red, perfil A1, ZC IV.....	71
Ilustración 4-52. Curva característica de evolución de la carga, perfil A1, ZC IV.	72
Ilustración 4-53. Potencia máxima tomada de la red cada mes, perfil A1, ZC IV.	72
Ilustración 4-54. Resultados ZC IV, perfil A2.	73
Ilustración 4-55. Consumo anual de la red, perfil A2, ZC IV.....	73
Ilustración 4-56. Consumo horario anual medio de la red, perfil A2, ZC IV.....	74
Ilustración 4-57. Curva característica de evolución de la carga, perfil A2, ZC IV.	74
Ilustración 4-58. Potencia máxima tomada de la red cada mes, perfil A2, ZC IV.	75
Ilustración 4-59. Resultados ZC IV, perfil B.	75
Ilustración 4-60. Consumo anual de la red, perfil B, ZC IV.....	76
Ilustración 4-61. Consumo horario medio de la red en verano perfil B, ZC IV.....	76
Ilustración 4-62. Consumo horario medio de la red en invierno perfil B, ZC IV.....	77
Ilustración 4-63. Curva característica de evolución de la carga perfil B, ZC IV.	77
Ilustración 4-64. Potencia máxima tomada de la red cada mes perfil B, ZC IV.....	78
Ilustración 4-65. Resultados ZC V, perfil A1.	78
Ilustración 4-66. Consumo anual de la red, perfil A1, ZC V.....	79
Ilustración 4-67. Consumo horario anual medio de la red, perfil A1, ZC V.....	79
Ilustración 4-68. Curva característica de evolución de la carga, perfil A1, ZC V.	80
Ilustración 4-69. Potencia máxima tomada de la red cada mes, perfil A1, ZC V.	81
Ilustración 4-70. Resultados ZCV, perfil A2.	81
Ilustración 4-71. Consumo anual de la red, perfil A2, ZCV.....	82
Ilustración 4-72. Consumo horario anual medio de la red, perfil A2, ZCV.....	82
Ilustración 4-73. Curva característica de evolución de la carga, perfil A2, ZCV.....	83
Ilustración 4-74. Potencia máxima tomada de la red cada mes, perfil A2, ZCV..	83
Ilustración 4-75. Resultados ZCII, perfil B.	84
Ilustración 4-76. Consumo anual de la red, perfil B, ZC V.....	84
Ilustración 4-77. Consumo horario medio de la red en verano, perfil B, ZC V.....	85
Ilustración 4-78. Consumo horario medio de la red en invierno, perfil B, ZC V.....	85
Ilustración 4-79. Curva característica de evolución de la carga, perfil B, ZC V.	86
Ilustración 4-80. Potencia máxima tomada de la red cada mes, perfil B, ZC V.....	86
Ilustración 6-1. Resumen resultados rendimiento energético.	105
Ilustración 6-2. Resumen resultados vertido a red.	106
Ilustración 6-3. Resumen resultados cuota de autoconsumo.....	107
Ilustración 6-4 Resumen resultados autarquía.	107
Ilustración 6-5. Resumen resultados ahorro anual.	109
Ilustración 6-6. Resumen resultados periodo de retorno.....	110



1. Introducción.



1. Introducción.

1.1. Introducción y justificación del trabajo.

Este trabajo se ha planteado desde un punto de vista puramente teórico, buscando generar una documentación que pueda ser útil en el futuro. El mundo de las instalaciones de autoconsumo es un mundo relativamente nuevo, en el cual, por un lado, el desarrollo de las tecnologías y por otro lado la inestabilidad jurídica, con la implantación del Real Decreto 900/2015 y todo lo que él conlleva dejaron a los técnicos competentes de la industria con dudas en todo lo relacionado con el dimensionamiento de estas instalaciones.

El objetivo final de este trabajo es tratar de aportar un poco de luz a un mercado que no está pasando por su mejor momento, intentando ayudar a la industria a recuperarse de los baches de los últimos años. Así, se intenta demostrar de forma genérica y reproducible que una instalación tipo de autoconsumo es viable, utilizando para ello los ratios obtenidos en trabajos previos realizados por la *Asociación de Agencias Españolas de Gestión de la Energía, EnerAgen*.

Al hablar de autoconsumo resulta imprescindible explicar el modelo de estructura tarifaria para la energía eléctrica que tenemos implantado en España, con todo lo que ello conlleva. Lo primero será, por tanto, explicar cómo se organizan las tarifas eléctricas en España, así como las consecuencias de dicha clasificación.

1.2. Estructura tarifaria.

Según el boletín oficial del estado (RD 1164/2001), las tarifas eléctricas se clasificarán, en primer lugar, según el número de periodos de facturación diferentes que contemplen. Citando directamente el Real Decreto 1164/2001, tendremos:

- **a) Tarifas de baja tensión:**
Se aplicarán a los suministros efectuados a tensiones no superiores a 1 kV y son las siguientes:

Tarifa 2,0A: tarifa simple para baja tensión.

Tarifa 3,0A: tarifa general para baja tensión.



- **b) Tarifas de alta tensión:**

Se aplicarán a los suministros efectuados a tensiones superiores a 1 kV y son las siguientes:

Tarifa 3,1A: tarifa específica de tres períodos para tensiones de 1 a 36 kV.

Tarifa 6: tarifas generales para alta tensión.

La primera diferenciación que se hace en este Real Decreto es, por tanto, según si la tarifa es de baja o alta tensión, definidas por encima o por debajo de 1kV. Para el caso de las tarifas 6, se definen una serie de valores de tensión y rangos de potencia a contratar en los cuales se encuadrarán las tarifas concretas (6,1, 6,2, 6,3, 6,4 o 6,5)

La siguiente clasificación que se hace para las tarifas es por el número de periodos horarios que comprendan. En el caso de usuarios con tarifas tipo 2,0A, se trabajará con dos períodos horarios diferenciados, la llamada tarifa nocturna, la 3,0A y la 3,1A tendrán 3 periodos, punta llano y valle definidos en el mismo Real Decreto y resumidos en la Tabla 1. Los horarios concretos de estos periodos vienen definidos en función de cuatro zonas geográficas diferenciadas, zona 1 que se corresponde con los territorios dentro de la península ibérica, zona 2 se corresponde con las Islas Baleares, la zona 3 con las Islas Canarias y la zona 4 con Ceuta y Melilla. Por simplicidad y limpieza, se utilizarán los periodos horarios considerados para la Zona 1, por ser la que abarca, con diferencia, más territorio y que hace más fácil extrapolar los resultados.



Tendremos por tanto, los siguiente periodos horarios:

Zona	Invierno			Verano		
	Punta	Llano	Valle	Punta	Llano	Valle
1	18-22	8-18 22-24	0-8	11-15	8-11 15-24	0-8
2	18-22	8-18 22-24	0-8	18-22	8-18 22-24	0-8
3	18-22	8-18 22-24	0-8	11-15	8-11 15-24	0-8
4	19-23	0-1 9-19 23-24	1-9	11-15	9-11 15-24 0-1	1-9

Tabla 1 Períodos horarios para las tarifas de tres periodos.

Esta tabla, tomada directamente de la ITC 2794 de 2007, nos dice como se organizarán los diferentes periodos de facturación. Tendremos entonces los horarios de los periodos de punta, llano y valle. La diferencia entre los tres es, fundamentalmente, el precio de la electricidad en el mismo. Tendremos 4 horas de punta, en las que el precio de la electricidad será más alto, 8 horas de valle en las que el precio será el más bajo y 12 horas llano donde el precio tendrá un valor intermedio entre el pico y el valle. Estas horas vienen definidas en función de los valores de demanda energética y del precio de la producción eléctrica.

Una de las primeras ideas que se pueden sacar de estos datos es que, para el tipo de tarifa del que trata este trabajo, la 3,1A, con los horarios presentes, puede resultar interesante para una empresa con consumos eléctricos elevados que quieran minimizar los costes el centrar su consumo eléctrico en aquellas horas en las que la electricidad sea más barata. Sin embargo, por las características de las instalaciones de autoconsumo, al trabajar con energía solar, esto no parece lo más viable, por el simple hecho de que las horas valle se corresponden con horas en las que no tenemos producción solar. De esta forma se nos presenta una de las principales ventajas de las instalaciones solares de autoconsumo, la producción de energía eléctrica se



corresponde, en la mayor parte del tiempo, con momentos en los cuales los precios de la electricidad son los más altos.

Una vez descrita la estructura de los periodos, tenemos que definir cómo se llega al precio final que se paga por la electricidad, en vista al apartado dedicado al ahorro económico presente en este trabajo.

La estructura de costes de la tarifa eléctrica viene definida en la ITC 3801/2008. Estará compuesta de tres partes principales; un término de energía, de precio fijo por cada kWh consumido, un término de potencia, también de precio fijo pero en función de los kW contratados en la tarifa. Estos dos primeros componentes de la factura eléctrica vienen determinados en el boletín oficial del estado, orden ITC 3801/2008, siendo el tercer componente principal negociado con la comercializadora con la que se vaya a hacer el contrato y que se correspondería con un margen comercial que dicha cobraría por el servicio. A estos valores obtenidos habrá que sumarle el coste del alquiler de los equipos de control y medida, así como aplicarle el conocido como impuesto de la electricidad, del 5,11269632%, y aplicarle el IVA.

En cuanto al control y medición de la potencia demanda, citando directamente el RD 1164/2001: *"Tarifa 3,0A y 3,1A: el control de la potencia demandada se realizará mediante la instalación de los correspondientes aparatos de medida que registrarán la potencia cuarto horaria máxima demandada en cada período tarifario, punta, llano o valle del período de facturación"*. Es decir, la empresa distribuidora será la encargada de proveer los equipos de medida necesarios para realizar las lecturas y la facturación, realizando medidas cada 15 minutos. Actualmente, los equipos de medida han de ser contadores electrónicos que permitan el acceso a los históricos de lecturas.

En cuanto a qué potencia se facturará, tendremos tres casos posibles, recogidos en el BOE (Real Decreto 1164/2001, artículo 9,3):

a) Si la potencia máxima demandada, registrada en el período de facturación, estuviere dentro del 85 al 105 por 100 respecto a la contratada, dicha potencia registrada será la potencia a facturar (P_{fi}).

b) Si la potencia máxima demandada, registrada en el período de facturación, fuere



superior al 105 por 100 de la potencia contratada, 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 por 100 de la potencia contratada.

c) Si la potencia máxima demandada en el período a facturar fuere inferior al 85 por 100 de la potencia contratada, la potencia a facturar (P_{fi}) será igual al 85 por 100 de la citada potencia contratada.

Citando el BOE, vemos que resulta imprescindible realizar un estudio antes de escoger la potencia a contratar, ya que una potencia excesiva, si bien evitaría que sobrepáramos ese 105% puede no interesar por el sobrecoste asociado al término de potencia, pero tampoco se puede contratar un nivel de potencia demasiado bajo porque los sobrecostos podrían llegar a ser importantes.

Explicadas las características generales de la estructura tarifaria, se hablará ahora sobre la tarifa 3,1A de forma concreta. En el RD 1164/2001 se dice:

Tarifa 3,1A: tarifa de tres períodos para tensiones de 1 a 36 kV.—Será de aplicación a los suministros en tensiones comprendidas entre 1 y 36 kV con potencia contratada en todos los períodos tarifarios igual o inferior a 450 kW.

A esta tarifa le es de aplicación la facturación por energía reactiva en las condiciones fijadas en el artículo 9,3.

Las potencias contratadas en los diferentes períodos serán tales que la potencia contratada en un período tarifario (P_{n+1}) sea siempre mayor o igual que la potencia contratada en el período tarifario anterior (P_n).

Analizando cada párrafo, se pueden sacar una serie de conclusiones rápidas. En el primer párrafo se explica que características tiene esta tarifa, alta tensión entre 1 y 36 kV y potencias inferiores a los 450 kW. Por tanto, esta tarifa está pensada para aplicaciones de corte industrial o al menos con la capacidad suficiente para tener un transformador propio que permita bajar a la tensión a los niveles de uso apropiados. El segundo párrafo cita el método de facturación, comentado anteriormente. El último párrafo, por otra parte, nos limita el modelo de contratación que queremos hacer, obligando a planear los valores de potencia contratados en función de los anteriores.



1.3. El Real Decreto 900/2015

El día 9 de Octubre del año 2015 se aprobó el *Real Decreto 900/2015, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo*(BOE, 10 de Octubre de 2015). Este Real Decreto llega, en teoría, buscando "*impulsar en primer lugar la generación distribuida, y en segundo lugares un nuevo impulso a la utilización de las energías renovables*", pero deja en el desconcierto más absoluto a los técnicos competentes en la materia. Las instalaciones de energía solar fotovoltaica son una de los tipos de instalaciones de energía renovable más conocidos y trabajados, con tecnologías desarrolladas desde hace años. Hasta antes de la publicación de este Real Decreto, las instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo en España, se venían dimensionando y legalizando según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, Real Decreto 842/2002, así como procedimientos establecidos por las propias Comunidades Autónomas, de forma que se podían legalizar instalaciones sin tener que lidiar con las compañías eléctricas siempre y cuando se tuviera la aparamenta necesaria para asegurar que el vertido a red de la producción solar fuese nulo, pero leyendo el artículo 2 del RD 900/2015 tenemos:

"Lo dispuesto en este real decreto resulta de aplicación a las instalaciones conectadas en el interior de una red, aun cuando no viertan energía a las redes de transporte y distribución en ningún instante, acogidas cualquier de las modalidades de autoconsumo de energía eléctrica a), b), y c), definidas en el artículo 9 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico".

Por tanto esto ya no es posible, englobando en este Real Decreto a todas las instalaciones conectadas a red, con los subsecuentes impuestos derivados de este mismo Real Decreto. La conclusión inmediata es que, a pesar de lo que se diga en este Real Decreto, lo primero que se hace es complicar y hacer más largo y costoso el proceso de legalización de cualquier instalación de autoconsumo.

El artículo 4 de este Real Decreto nos define entonces las diferentes modalidades de autoconsumo contempladas. El primer tipo de instalación, la de tipo 1, tendrá contratado en todo caso menos de 100 kW, estando limitada, además, la potencia máxima instalada, teniendo que ser siempre menor a la potencia contratada, con un único consumidor y un único punto de suministro, pudiendo tener una o más



instalaciones de generación en su red interior. Al tener único sujeto consumidor, esta instalación no estará dada de alta como instalación de producción eléctrica en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, en adelante RAIPRE. Este tipo de instalaciones tendrán la obligación de instalar dos contadores, uno que mida la energía generada y un segundo contador que dé una lectura de la energía tomada de la red. A mayores de estos, opcionalmente se puede instalar un tercer contador que mida la energía total consumida, pero no es recomendable debido a un impuesto definido en este Real Decreto del cual se hablará más adelante. Además, ningún excedente vertido a red será remunerado.

El segundo tipo de instalación se corresponde con aquellas que tengan contratados más de 100 kW, siendo las principales diferencias con el anterior tipo el hecho de que, para este caso, tendremos un sujeto consumidor y un productor, definidos en la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico. Estas figuras pueden estar, o no, representadas por la misma entidad. En cuanto a venta de excedentes se refiere, se pueden vender a precio de mercado libre, restándole el impuesto de generación para productores eléctricos.

Del artículo cinco cabe destacar el hecho de que, expresamente, se permite la utilización de sistemas de acumulación, opción que será considerada más adelante en este trabajo.

La parte más controvertida, sin embargo, es el llamado impuesto al Sol. Este "Impuesto al Sol" es la suma de dos conceptos diferentes recogidos en los artículos 17 y 18 del Real Decreto. En el artículo 17 se habla sobre "*Cargos asociados a los costes del sistema eléctrico*", que se corresponden con aquellos cargos que no estén directamente asociados a los costes de transporte y distribución; retribución a las renovables, sobrecoste de producción en Islas Canarias y Baleares, pagos por capacidad o moratoria nuclear, por mencionar algunos. En el artículo 18 se definen los "*Cargos por otros servicios del sistema*", que, citando al Real Decreto, se corresponde con "*Pago a realizar por la función de respaldo que el conjunto del sistema eléctrico realiza para posibilitar la aplicación del autoconsumo, conforme se establece en el artículo 9,3 de la Ley 24/2013, de 26 de Diciembre*". Este término, por tanto, englobará los pagos por capacidad, aplicable principalmente a las centrales térmicas que proveen



en caso de picos de demanda que no puedan ser cubiertos. Este término de respaldo del sistema, no siendo suficiente el hecho de que se aplique en dos conceptos distintos, ya se pagaba en el término de potencia del que se habló en el apartado dedicado a las tarifas eléctricas. Dicho esto, conviene mencionar un punto interesante, y es que, a pesar de que se permita expresamente el uso de baterías, su instalación no evita el pago de este peaje de respaldo, aún siendo esa la principal función de los sistemas de almacenamiento.

Estos dos términos fueron unidos en la Disposición Transitoria Primera de este Real Decreto, dividiéndolo, de nuevo, en dos apartados diferenciados.

El primero de estos términos es un cargo fijo en base a una potencia, en €/kW. Dicha potencia viene definida como "*la diferencia entre la potencia de aplicación de cargos definida en el artículo 3 y la potencia a facturar a efectos de aplicación de los peajes de acceso*". Este cargo será imponible tanto para instalaciones de tipo 1 como de tipo 2, pero, sin la instalación de un contador que mida el consumo total de la instalación, esta diferencia será siempre cero o negativa, por tanto cero a efectos de este Real Decreto, ya que la potencia demandada al contador de la compañía sea mayor que la potencia facturada en lo que a peajes de acceso se refiere. Por tanto, exceptuando las instalaciones de más de 100 kWp instalados, que tienen obligación de instalar este contador de energía total consumida, o en el caso de la instalación de baterías, al reducir por estas el valor de la potencia contratada en los distintos periodos, este cargo no se aplicará.



NT	Peaje de acceso	Cargo fijo (€/kW)					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
BT	2,0 A ($P_c \leq 10$ kW)	8,989169					
	2,0 DHA ($P_c \leq 10$ kW)	8,989169					
	2,0 DHS ($P_c \leq 10$ kW)	8,989169					
	2,1 A ($10 < P_c \leq 15$ kW)	15,390453					
	2,1 DHA ($10 < P_c \leq 15$ kW)	15,390453					
	2,1 DHS ($10 < P_c \leq 15$ kW)	15,390453					
	3,0 A ($P_c > 15$ kW).	32,174358	6,403250	14,266872			
AT	3,1 A (1 kV a 36 kV)	36,608828	7,559262	5,081433	0,000000	0,000000	0,000000
	6,1A (1 kV a 30 kV).	22,648982	8,176720	9,919358	11,994595	14,279706	4,929022
	6,1B (30 kV a 36 kV)	16,747077	5,223211	7,757881	9,833118	12,118229	3,942819
	6,2 (36 kV a 72,5 kV).	9,451587	1,683097	4,477931	6,402663	8,074908	2,477812
	6,3 (72,5 kV a 145 kV).	9,551883	2,731715	3,994851	5,520499	6,894902	1,946805
	6,4 (Mayor o igual a 145 kV)	3,123313	0,000000	1,811664	3,511473	4,991205	1,007911

Tabla 2. Cargo fijo (€/kW)



El segundo término se corresponde con un peaje variable en función de la energía autoconsumida, en €/kWh, que afectará principalmente a los pequeños consumidores, reduciendo notablemente la rentabilidad de las instalaciones de autoconsumo.

Peaje de acceso	Cargo transitorio por energía autoconsumida (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2,0 A ($P_c \leq 10$ kW)	0,049033					
2,0 DHA ($P_c \leq 10$ kW)	0,063141	0,008907				
2,0 DHS ($P_c \leq 10$ kW)	0,063913	0,009405	0,008767			
2,1 A ($10 < P_c \leq 15$ kW)	0,060728					
2,1 DHA ($10 < P_c \leq 15$ kW)	0,074079	0,018282				
2,1 DHS ($10 < P_c \leq 15$ kW)	0,074851	0,021301	0,014025			
3,0 A ($P_c > 15$ kW).	0,029399	0,019334	0,011155			
3,1A(1 kV a 36 kV)	0,022656	0,015100	0,014197			
6,1A (1 kV a 30 kV).	0,018849	0,016196	0,011534	0,012518	0,013267	0,008879
6,1B (30 kV a 36 kV)	0,018849	0,013890	0,010981	0,011905	0,012871	0,008627
6,2 (36 kV a 72,5 kV).	0,020138	0,016194	0,011691	0,011696	0,011996	0,008395
6,3 (72,5 kV a 145 kV).	0,022498	0,017414	0,012319	0,011824	0,011953	0,008426
6,4 (Mayor o igual a 145 kV)	0,018849	0,013138	0,010981	0,011104	0,011537	0,008252

Tabla 3 Cargo transitorio por energía autoconsumida (€/kWh), a partir del 1 de enero de 2016)





2. Antecedentes y situación actual.



2. Antecedentes y situación actual.

Diversos organismos de corte institucional, así como entidades privadas han dedicado tiempo y dinero a realizar estudios que permitan definir el estado del mercado actual de la energía solar, concretamente para el apartado del autoconsumo. Para este trabajo, nos vamos a basar en los documentos publicados desde la *Asociación de Agencias Españolas de Gestión de la Energía (EnerAgen)*. EnerAgen ha realizado estudios para las diferentes tarifas eléctricas de España, para instalaciones con o sin almacenamiento asociado. Lo que resulta más interesante de este trabajo, es el hecho de que no aporte conclusiones concretas sobre instalaciones concretas, si no que nos de unas bases sobre las que después dimensionar cualquier instalación dependiendo de la zona climática de España en la que nos encontremos y dependiendo del consumo anual que se quiera cubrir.

Para llegar a estas conclusiones, la metodología a seguir fue relativamente simple. Para una instalación tipo de 1000 kWh de consumo anual, se calculó la potencia pico de fotovoltaica a instalar, kWp, y capacidad de almacenamiento, en el caso de haber baterías, kWh, necesaria para cumplir con dicha demanda, basándose en un perfil tipo generado a partir de los perfiles tipo publicados en la disposición 12487 del Boletín Oficial del Estado (España, 2016). Hechos estos perfiles, se redimensionaron para una demanda anual de 1000 kWh/año, la base de cálculo escogida, y se realizó el dimensionamiento buscando que el vertido a red sea nulo o casi nulo, por no ser rentable dicho vertido.

Estos dimensionamientos se hicieron para cada una de las zonas climáticas definidas en el Real Decreto 413/2014 (España, 2014). Los resultados de estos estudios son unos ratios de dimensionamiento que nos dan los kWp a instalar de paneles fotovoltaicos por cada 1000 kWh de demanda anual de nuestra instalación. Para los casos en los que el consumidor se pueda adscribir al precio voluntario del pequeño consumidor, PVPC, EnerAgen ha realizado también el estudio económico correspondiente, no haciéndolo para aquellos usuarios, como en el caso de la tarifa 3,1A, que se tengan que acoger al mercado libre.

En cuanto a la situación actual de la energía fotovoltaica en España, se ha comentado ya el efecto que ha tenido el Real Decreto 900/2015 en el panorama español. Hasta antes de su publicación, las instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo tenían tres posibilidades de dimensionamiento; producir más, menos, o la misma energía que la que se va a consumir. En el caso de producir de menos, instalaciones con vertido cero como las que tenemos actualmente, lo que se hacía era, simplemente, tomar la diferencia entra la producción y el consumo de la red, pagando por esa electricidad a la compañía correspondiente. La segunda



de las opciones, en la que se produce la misma electricidad que la que se consume, se explica por sí misma. Esta situación, sin embargo, difícilmente será constante, por lo que es necesario contar con un respaldo por parte de la Red Eléctrica. La última de las opciones, aquella en la que se produce más de lo que se consume, resultaba en una situación muy interesante para aquellos usuarios que podían permitírselo. En este caso, la instalación de autoconsumo era dimensionada de forma que en todo momento se cubriese la demanda energética de la instalación, basándose en históricos y en perfiles de consumo. En aquellos días en los que, por el propio sobredimensionamiento de la instalación, se produjera más de lo que era necesario, esta energía sobrante era vertida a red.

Como se ha dicho antes, desde la publicación del RD 900/2015, la única opción viable es la de producir menos energía de la consumida, ya que el sobrecoste de realizar el sobredimensionamiento de la instalación para producir más de lo consumido no se recuperaría, al ya que, desde la implantación del *Real Decreto 900/2015*, con los cargos añadidos recogidos en el mismo, el vertido a red no compensa desde un punto de vista económico. Por tanto, siendo la única opción viable y fiable la de dimensionar para vertido cero, y teniendo en cuenta el descenso en la rentabilidad de las instalaciones, debido a los costes asociados definidos en el RD 900/2015, está claro que el dimensionamiento de las instalaciones es uno de los puntos críticos de cualquier instalación de autoconsumo.

Dicho dimensionamiento, en la actualidad se hace teniendo en cuenta una serie de puntos básicos:

- Es imprescindible conocer el perfil de consumo horario del usuario, para poder así establecer la potencia necesaria de paneles instalar, evitando los excesos de producción.
- Hay que realizar un estudio de las condiciones de radiación de la zona donde se quiera realizar la instalación. Típicamente, esto se hace utilizando días medios de cada mes, que servirán como modelo para estimar la radiación de cada mes.
- También es importante conocer, a partir del perfil horario de consumo y las curvas diarias de radiación, el solapamiento que pueda haber entre la demanda y la producción de energía eléctrica, estudiando en cada caso la utilización de baterías que nos den el respaldo que necesite la instalación.

Este solapamiento es un concepto muy a tener en cuenta , sobre todo en el caso de aplicaciones industriales en las que los consumos energéticos no necesariamente se corresponderán con los ciclos diarios típicos de un hogar medio. Juntando la flexibilidad de



estos consumos con la diferencia entre los precios en los distintos periodos de facturación, tenemos una situación en la que podemos ajustar, relativamente, dicho consumo al momento que más nos interese. Así, puede buscarse dimensionar la instalación de forma que, por la noche, en horas valle en las que la electricidad sea más barata, la instalación pueda consumir de red, mientras que en las horas de punta y llano, donde la electricidad es más cara, se pueda combinar la generación directa y la acumulación para suplir las necesidades, maximizando así el ahorro conseguido.



3.Materiales y metodología.



3. Materiales y metodología.

3.1. Materiales.

En lo que a materiales se refiere, al ser un trabajo de corte teórico, tendremos únicamente las herramientas y programas informáticos utilizados en las simulaciones y aquellos usados para la obtención de datos. Principalmente serán:

- Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS).

El PVGIS es una base de datos mantenida por el Centro Común de Investigación de la Unión Europea que nos da acceso a una gran cantidad de datos de radiación solar. Esta base de datos está formada, por una parte, por registros hechos in situ en numerosas localizaciones, extrapolando estos datos a localizaciones cercanas de las que no se tengan datos directos. Esta herramienta, ampliamente reconocida y contrastada, nos da acceso a una serie de datos imprescindibles para la realización de este trabajo:

1. Datos de radiación solar. El primer y más importante conjunto de datos. El PVGIS nos da acceso a medidas y estimaciones de la radiación solar incidente para cualquier ángulo de inclinación en cualquier punto del mapa. Esto es especialmente importante, ya que nos permitirá estudiar cómo varía la radiación solar incidente en función de la inclinación de los paneles a instalar. En el caso de este trabajo, se escogió la inclinación en función del óptimo tomado de esta base de datos. La medida de radiación vendrá dada en Wh/m^2 para un día medio de cada mes.
2. Datos de temperatura media diaria. Estos datos de temperatura son necesarios para la realización de las simulaciones, concretamente para los cálculos de las pérdidas por temperatura y para el número máximo y mínimo de paneles.

- Sunny Design.

Se utilizará, concretamente, la versión web de esta aplicación. Este es el software utilizado para las simulaciones de las instalaciones tipo. Creado por SMA Solar Technology, es una aplicación muy completa e intuitiva. Esta aplicación parte de unos datos de radiación solar incidente, provenientes o bien de su propia base de datos de radiación o de datos proporcionados por el usuario y de un perfil de demanda horario que el usuario defina. A partir de estos datos y en función de una serie de decisiones (equipos, dimensionamiento, inclinación, etc), el programa realiza un estudio de producción anual, comparando los datos obtenidos con los perfiles de consumo

proporcionados y haciendo así un estudio de la eficiencia esperada de la planta. La utilización de esta herramienta se explicará con más detalle en el apartado de metodología.

3.2. Metodología

En este apartado se explicará la metodología seguida para la realización de este trabajo. Buscando ilustrar la metodología y hacerla lo más comprensible posible, se adjuntará en cada apartado una tabla ejemplo correspondiente a dicha parte de la metodología. El conjunto completo de tablas y gráficas construidas para este trabajo se expondrá en el apartado de anexos (Anexo I).

3.2.1. Determinación de los puntos de estudio y obtención de datos de radiación.

El primer paso para la realización de este trabajo será decidir en qué puntos se situarán las instalaciones tipo utilizadas. En primera instancia, se propuso utilizar datos medios de cada una de las zonas climáticas (Ilustración 1) definidas en el *Código técnico de la edificación*,

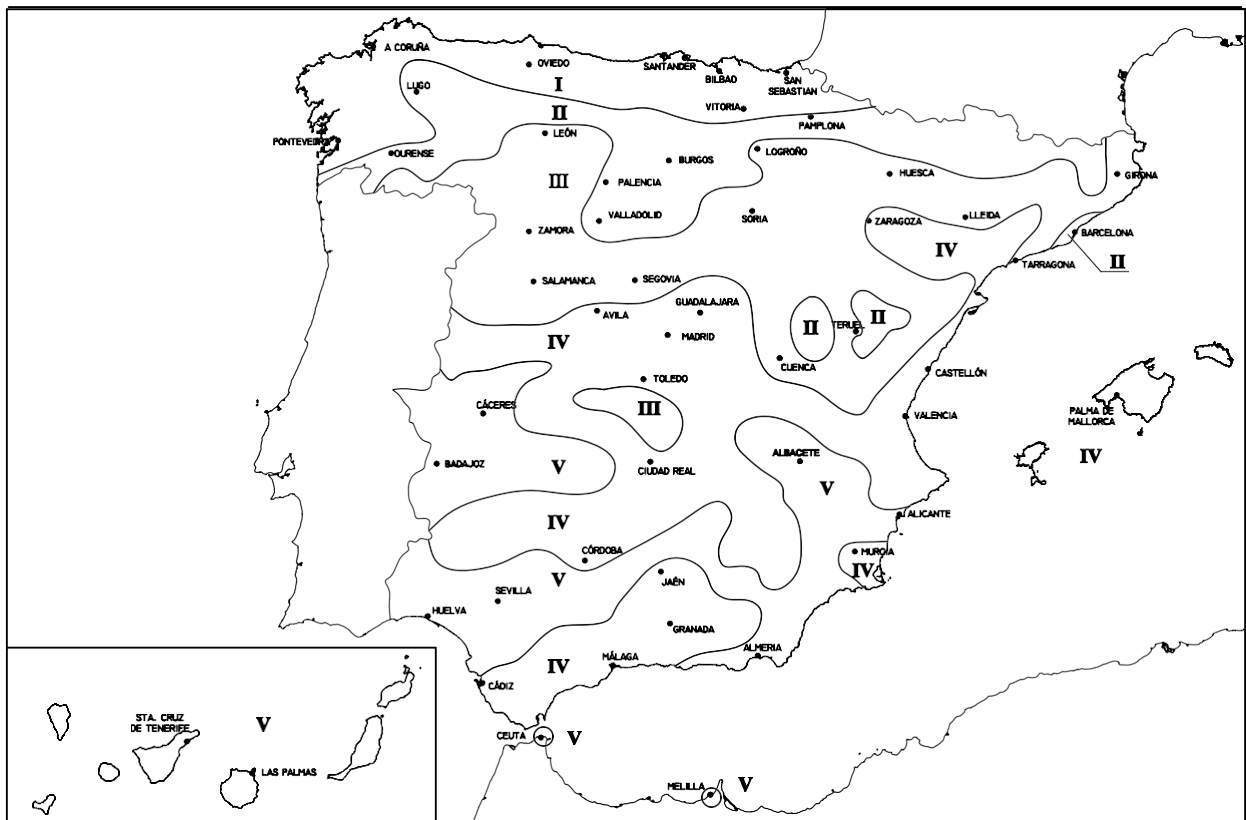


Ilustración 3-1 . Mapa de las zonas climáticas de España, CTE-HE5

Documento básico HE 5 (España, 2006).



En la siguiente tabla se exponen las radiaciones medias teóricas para cada una de las zonas climáticas:

Zona climática	MJ/m ²	kWh/m ²
I	$H < 13,7$	$H < 3,8$
II	$13,7 \leq H < 15,1$	$3,8 \leq H < 4,2$
III	$15,1 \leq H < 16,6$	$4,2 \leq H < 4,6$
IV	$16,6 \leq H < 18$	$4,6 \leq H < 5$
V	$H \geq 18$	$H \geq 5$

Tabla 3. Radiación solar típica media en cada zona climática.

La idea era, por tanto, tomar datos de radiación de 5 puntos representativos de cada zona, ciudades importantes distribuidas aproximadamente por toda la zona correspondiente y crear a partir de estos datos una localización ficticia que fuera media de todos estos puntos. Sin embargo, y por problemas derivados de la inmensa cantidad de datos, no fue posible hacerlo así. Por ello y buscando una solución que no dañase el trabajo, se decidió escoger 5 ciudades, una para cada una de las diferentes zonas climáticas y realizar el estudio para cada una de las ciudades. Concretamente, se escogieron Oviedo (ZCI), Barcelona (ZCII), Logroño (ZCIII), palma de Mallorca (ZCIV) y Sevilla (ZCV).



Escogidas las ciudades a estudiar, lo siguiente fue realizar una búsqueda de datos en la base de datos del PVGIS. Tomando como ejemplo la tabla de Oviedo, tendremos:

Irradiación solar mensual

PVGIS estimaciones de las medias mensuales a largo plazo

Lugar: 43°21'42" Norte, 5°50'57" Oeste, Elevación: 243 m.s.n.m,

Base de datos de radiación solar empleada: PVGIS-CMSAF

El ángulo de inclinación óptimo es: 38 grados

Irradiación anual perdida a causa de las sombras (horizontal): 0,0 %

Mes	H_h	H_{opt}	I_{opt}	T_{24h}
Ene	1690	2940	64	7,8
Feb	2520	3820	57	7,2
Mar	3910	4990	45	9,9
Abr	4590	4980	29	12,0
Mayo	5020	4870	15	13,3
Jun	5410	5020	10	16,1
Jul	5450	5170	13	18,1
Ago	5030	5250	24	18,3
Sep	4370	5370	40	17,3
Oct	3020	4330	53	15,4
Nov	1820	2950	61	11,3
Dic	1530	2890	67	9,3
Año	3700	4380	38	13,0

H_h : Irradiación sobre plano horizontal (Wh/m²/día)

H_{opt} : Irradiación sobre un plano con la inclinación óptima (Wh/m²/día)

I_{opt} : Inclinación óptima (grados)

T_{24h} : Temperatura media diaria (24h) (°C)

Tabla 4 Tabla de radiación solar para Oviedo, PVGIS, 2017



Aparte de estos datos, se utilizan los de las radiaciones medias horarias para un día tipo de cada zona, dadas para la inclinación óptima de los paneles en cada ciudad. De la misma forma que para los datos mensuales, estas radiaciones medias se obtendrán de las bases de datos del PVGIS, datos que se tratarán para cada una de las zonas climáticas, resultando en unas tablas como la siguiente para cada una de las zonas:

Horas	San					Media (W/m ²)
	Oviedo	Sebastian	Pontevedra	Santander	Vitoria	
0						0
1						0
2						0
3						0
4						0
5						0
6						0
7	24,75	18,75	38,25	18,5	35,5	27,15
8	203	159,25	213,5	155	170	180,15
9	337,25	272,25	323,5	263,5	276,5	294,6
10	430,75	352,25	398	339,75	350,5	374,25
11	478,5	393,25	435,25	378,5	388,25	414,75
12	478,5	393,25	435,25	378,5	388,25	414,75
13	430,75	352,25	398	339,75	350,5	374,25
14	337,25	272,25	323,5	263,5	276,5	294,6
15	203	159,25	213,5	155	170	180,15
16	30,75	24,25	64	29,5	39	37,5
17						0
18						0
19						0
20						0
21						0
22						0
23						0
TOTAL (W/m²día)						2592,15

Tabla 5 Ejemplo de cálculo de la radiación media diaria de las zonas climáticas (Enero, ZCI)

Meses	Días	Wh/m2día	kWh/m2*mes
Enero	31	2592,15	80,36
Febrero	28	3541,4	99,16
Marzo	31	4877,2	151,19
Abril	30	5025,6	150,77
Mayo	31	5188,65	160,85
Junio	30	5502,05	165,06
Julio	31	5735,5	177,80
Agosto	31	5620,4	174,23
Septiembre	30	5430,45	162,91
Octubre	31	4175	129,43
Noviembre	30	2745,75	82,37
Diciembre	31	2539,9	78,74
TOTAL	365	52974,05	1,613,87
Media diaria anual (kWh/m2día)			4,41881507

Tabla 6 Ejemplo de tabla de radiación diaria (ZC1)

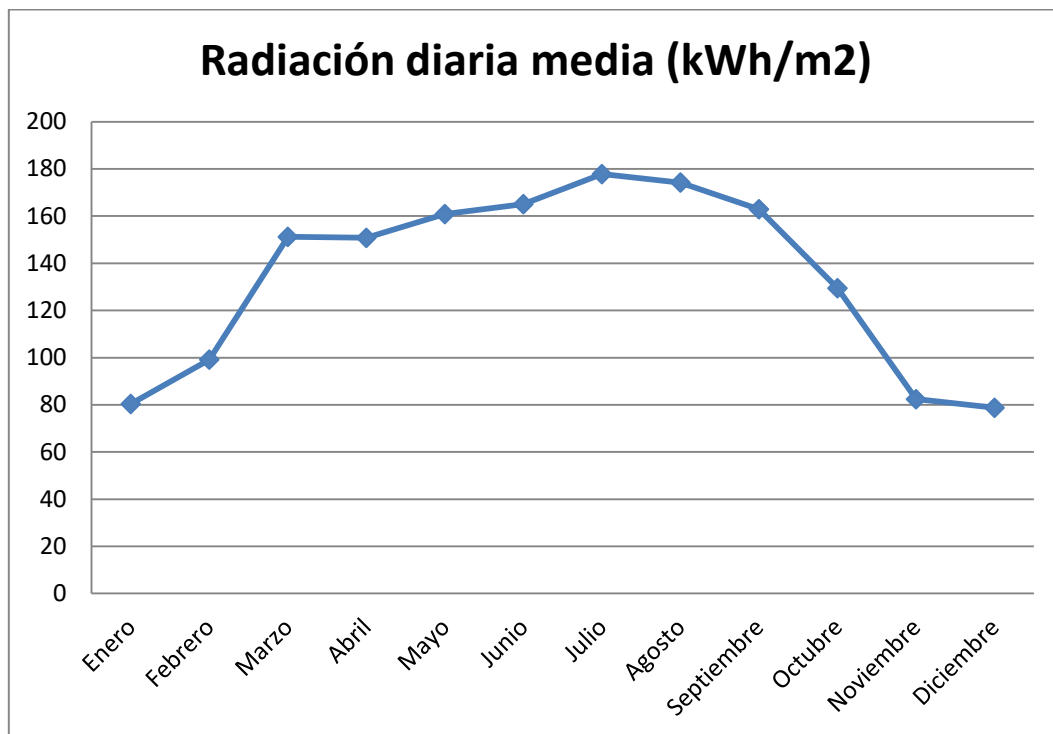


Ilustración 3-2. Radiación diaria media para la zona climática I



3.2.2. Definición de los perfiles de consumo horarios y de la demanda anual.

Conocida la radiación incidente en cada zona, el siguiente paso es definir los perfiles de consumo horarios. En cada caso, para cada una de las simulaciones, se definieron dos perfiles de consumo en función de las horas de producción solar y de la distribución de la demanda energética. Estos perfiles se construirán asumiendo una demanda anual de 3500 kWh/año. Esto ha sido así porque, como más adelante se explicará en el apartado correspondiente al dimensionamiento de la instalación de autoconsumo para la realización de las simulaciones, la potencia mínima que se puede tomar para el inversor es de 1,5kW, por lo que se decide dimensionar los paneles para, aproximadamente, 1,5 kWp. Así, y a través de los ratios de EnerAgen, se llegó a la conclusión de que la base de cálculo más recomendable era de 3500 kWh/año. Asimismo, y únicamente para la definición de los perfiles de consumo, se asumirá una superficie de paneles de 1m².

- Perfil de consumo A: Este primer perfil tendrá un nivel constante de consumo a lo largo del año, variando el solapamiento entre la demanda y la producción solar, para así evaluar las diferencias en cada caso. Para crear estos perfiles, se ha asumido que la demanda sea idéntica en los 365 días del año. Así, tenemos:

$$3500 \frac{kWh}{año} * 365 \frac{días}{año} = 9,59 \frac{kWh}{día}$$

Este será la demanda diaria de nuestra instalación. Asumiendo dos solapamientos diferentes, uno del 80% y otro del 50%, tendremos que.

$$9,59 \frac{kWh}{día} * 0,80 = 7,67 \frac{kWh}{día}$$

$$9,59 \frac{kWh}{día} * 0,50 = 4,87 \frac{kWh}{día}$$

De esta forma, vemos que para que haya un 80 (perfil A1) y un 50 % (perfil A2) de solapamiento entre la producción y la demanda, tenemos que hacer que 7,6 y 4,8 kWh/día coincidan con las horas de producción solar. Así, superponiendo los perfiles de consumo creados con las producciones horarias tendremos:

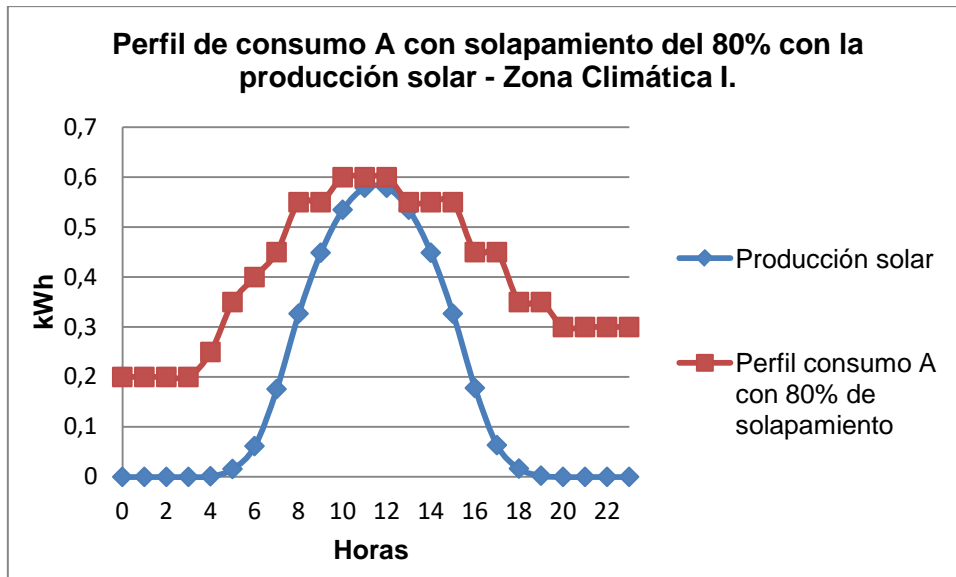


Ilustración 3-3. Perfil de consumo A con solapamiento del 80% con la producción solar - Zona Climática I.

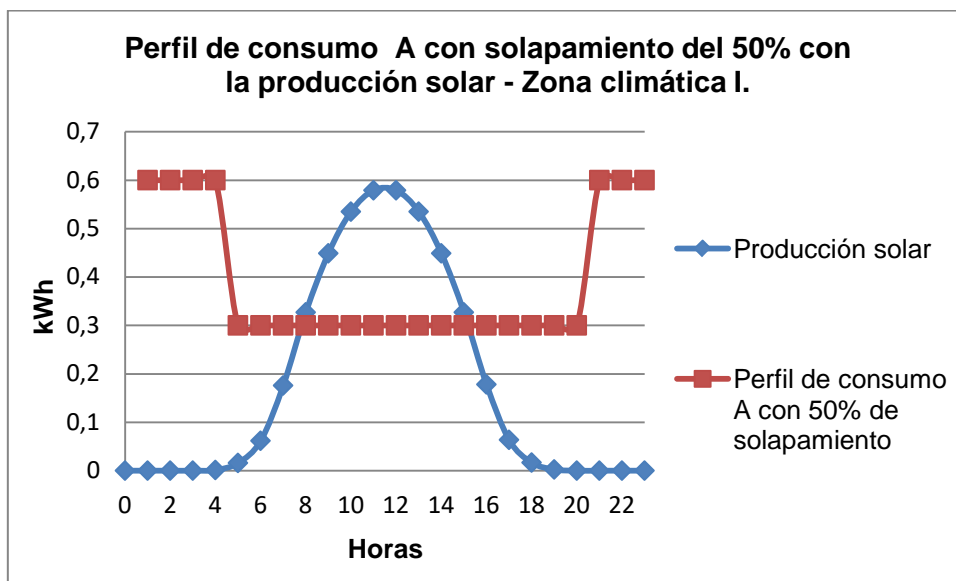


Ilustración 3-4. Perfil de consumo A con solapamiento del 50% con la producción solar - Zona Climática I.

- Perfil de consumo B: El segundo tipo de perfil de consumo se construye buscando estudiar el resultado, a nivel económico que se produce cuando la mayor parte del consumo (75%) coincide con las horas punta, en las que la electricidad es más cara. Para ello, siguiendo el mismo procedimiento de antes, se definieron dos perfiles de consumo diferentes, para verano o invierno según las horas punta de cada periodo, siguiendo la Orden ITC 2794/2007 (España, 2007).

De esta forma, tendremos perfiles de consumo que, aún variando ligeramente, tendrán todos una estructura similar a la siguiente:

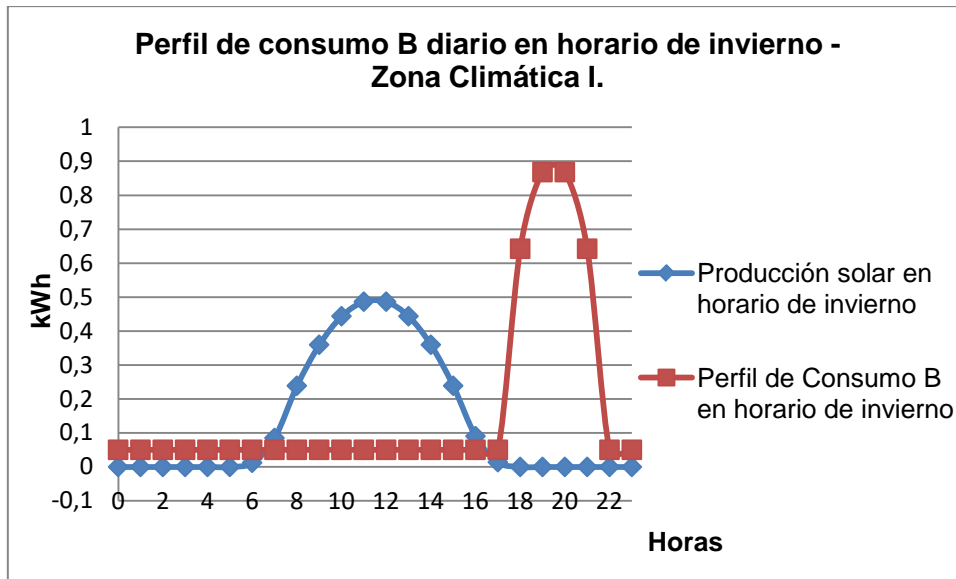


Ilustración 3-5 Perfil de consumo B diario en horario de invierno- Zona climática I

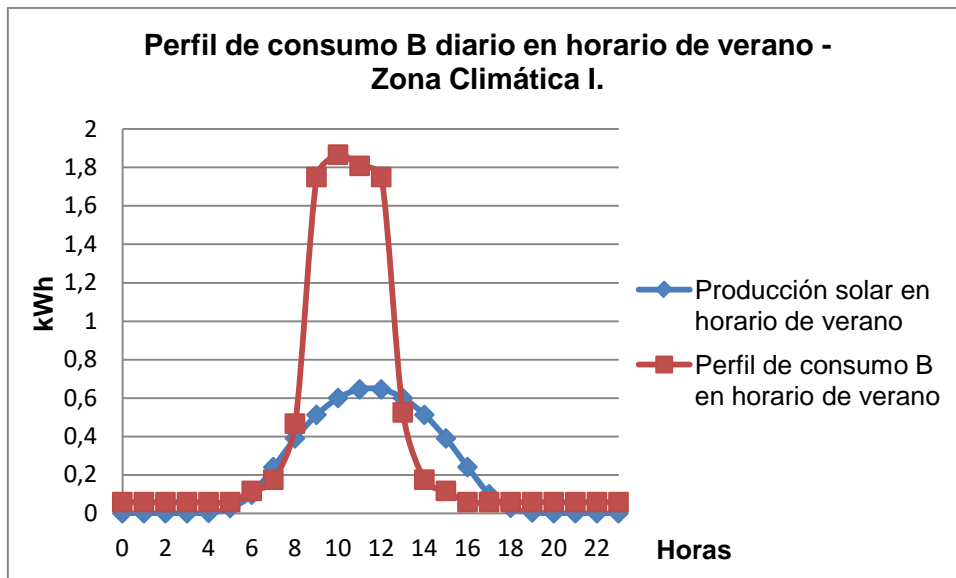


Ilustración 3-6 Perfil de consumo B diario en horario de verano- Zona climática I

El periodo de verano comprenderá desde el 1 de abril hasta el 31 de octubre, mientras que el horario de invierno comprenderá entre el 1 de noviembre y el 31 de marzo. Las tablas a partir de las que se construyeron estas gráficas son las siguientes, poniendo como ejemplo el perfil de consumo B, para la zona climática I en invierno (Tabla 6). El resto de tablas se encuentran en el Anexo I.



Horas	Radiación mensual, W/m ²					Producción media (kWh)	Consumo Invierno (kWh)
	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo		
0	0	0	0	0	0	0	0.12
1	0	0	0	0	0	0	0.12
2	0	0	0	0	0	0	0.12
3	0	0	0	0	0	0	0.12
4	0	0	0	0	0	0	0.12
5	0	0	0	0	0	0	0.12
6	0	0	0	0	61	0,0122	0.12
7	45,95	16,15	27,15	112,65	223,75	0,08513	0.12
8	194,25	172,75	180,15	264,4	382,85	0,23888	0.12
9	308,7	291,9	294,6	389,3	513,65	0,35963	0.12
10	389,2	372,75	374,25	477,55	604,65	0,44368	0.12
11	430,45	413,7	414,75	522,95	650,75	0,48652	0.12
12	430,45	413,7	414,75	522,95	650,75	0,48652	0.12
13	389,2	372,75	374,25	477,55	604,65	0,44368	0.12
14	308,7	291,9	294,6	389,3	513,65	0,35963	0.12
15	194,25	172,75	180,15	264,4	382,85	0,23888	0.12
16	54,6	21,55	37,5	115,1	223,75	0,0905	0.12
17	0	0	0	5,25	64,9	0,01403	0.12
18	0	0	0	0	0	0	1.54
19	0	0	0	0	0	0	2.08
20	0	0	0	0	0	0	2.08
21	0	0	0	0	0	0	1.54
22	0	0	0	0	0	0	0.12
23	0	0	0	0	0	0	0.12
Total en horas punta, kWh							7,25
Total diario, kWh							9,67

Tabla 7. Perfil de consumo B, Invierno, Zona climática 1

3.2.3. Simulaciones y trabajo con Sunny Design Web.

Como se ha mencionado anteriormente, las simulaciones de las instalaciones tipo se realizaron utilizando el Sunny Design Web. Lo primero fue, por tanto, definir la ubicación y la tensión de la planta. En nuestro caso, la tensión escogida fueron 20 kV, por ser una tensión típica considerada en instalaciones con conexión en alta tensión. Además, se considera que es una instalación que no dispone de transformadores propios, si no que trabaja con transformadores centralizados.

El siguiente paso fue definir los valores los valores del perfil de consumo para cada una de las 3 simulaciones, dos para los perfiles A y una tercera para el perfil B, utilizando los valores calculados en las tablas correspondientes, tablas del Anexo I.

Lo siguiente fue dimensionar la instalación. Para ello, se buscaron los equipos adecuados para las premisas que hemos puesto (1,5 kWp de paneles y 3500 kWh/año de demanda), utilizando para ello la propia base de datos del Sunny Design Web.

Generadores FV				
Nombre	Fabricante/Módulo FV/Equipo electrónico de módulos		Número de módulos FV/potencia pico	Orientación/tipo de montaje
1 Generador FV 1	Schüco MPE 195 PS 48 EA (05/2013) + (Optimization)		8 módulos FV 1,56 kWp	0 ° 38 °

[+ Añadir un generador](#)

Ilustración 3-8. Selección de los paneles fotovoltaicos en el Sunny Design

Lo primero fue la selección de los paneles a utilizar en la instalación. Para su selección, se buscaron paneles lo suficientemente pequeños, en potencia, como para estar lo más cerca posible de esos 1,5 kWp, buscando al mismo tiempo que fueran de una marca lo suficientemente conocida y fiable. Por ello, se escogieron los paneles SCHÜCO MPE 195 PS 48 EA, de 195 Wp cada uno. La inclinación de los mismos, como se dijo antes, se obtuvo de la base de datos del PVGIS, asumiendo montaje en tejado y un azimut de 0°. Las características técnicas de estos paneles se presentan en la siguiente ilustración.



Fabricante	Schüco	Tecnología de las células	poly
Módulo FV	MPE 195 PS 48 EA (05/2013)	Certificación	EU
Características eléctricas		Coefficientes de la temperatura	
Potencia nominal	195,00 Wp	Tensión MPP	---
Tolerancia de la potencia	-0,00/+5,00 W	Tensión en vacío	-0,3200 %/°C -95,3 mV/°C
Tensión MPP	24,10 V	Corriente de cortocircuito	0,0600 %/°C 5,23 mA/°C
Corriente MPP	8,20 A	Degradación causada por el envejecimiento	
Tensión en vacío	29,78 V	Tolerancia de tensión en vacío	0,00 %
Corriente de cortocircuito	8,71 A	Tolerancia de tensión MPP	0,00 %
Tensión del sistema admisible	1000,00 V	Tolerancia de corriente MPP	0,00 %
Rendimiento del módulo (Condiciones Normales de Ensayo, CNE)	14,81 %	Tolerancia a la corriente de cortocircuito	0,00 %
Toma a tierra recomendada	Sin toma a tierra	Información adicional	
Características mecánicas		Módulo actual	Sí
Número de células del módulo	48	Módulo fotovoltaico propio	No
Anchura	986 mm	Favorito	No
Longitud	1335 mm	Comentario	
Peso	15,00 kg		
Conector de enchufe	Kabel H+S		

Ilustración 3-9. Características técnicas de los paneles escogidos.

El siguiente paso fue la selección del inversor a utilizar en la instalación. En este caso, teniendo en cuenta que SMA, la empresa creadora del Sunny Design, es fabricante de inversores, se decidió utilizar el SB 1,5-1VL-40, de esa misma casa y recomendado por la propia aplicación como la mejor opción para nuestra situación.

▼ Inversores

Tipo	1. Generador FV 1	2.	3.	Factor de desfase cos φ	Limitación de la potencia activa de CA
1 x SB 1.5-1VL-40 Parte de la planta 1	8 / 8 A: 1 x 8			1,00	1,50 kW

▼ Detalles Potencia pico: 1,56 kWp Ratio de potencia nominal: 103 % Factor de aprovecham. de energía: 100 %

Rendimiento ✔ **Compatible con FV/inversor**

Parámetros	Inversor	Entrada A	Entrada B	Entrada C
Potencia de CC máx.	1,60 kW	1,56 kWp		
Tensión de CC mín.	50 V	165 V		
Tensión FV normal		✔ 180 V		
Tensión de CC máx. (Inversor)	600 V	✔ 259 V		
Corriente de entrada máx. por entrada de regulación del MPP	10 A	✔ 8,2 A		
Corriente de cortocircuito máx. por entrada de regulación del MPP	18 A	✔ 8,7 A		

Sunny Home Manager 2.0

i Para gestionar la batería y limitar la inyección de potencia activa, el equipo de medición interno del Sunny Home Manager 2.0 debe estar conectado y configurado para medir la inyección a red y el consumo de la red (consulte la guía de planificación "SMA Smart Home").

Ilustración 3-10. Elección del inversor en el Sunny Design Web



Información del inversor

Inversor	SB 1.5-1VL-40	Valores de entrada	
Datos generales		Potencia máxima de CC	1,60 kW
Clase de protección	IP 65	Tensión de entrada máx.	600 V
Anchura	460 mm	Tensión asignada de entrada	350 V
Altura	357 mm	Tensión de entrada mín.	50 V
Fondo	122 mm	Tensión de arranque	80 V
Peso	9,0 kg	Tensión máx. del MPP	600 V
Rendimiento		Corriente de entrada máx. por entrada de regulación del MPP	10 A
Coefficiente máx. de rendimiento	97,1 %	Corriente de cortocircuito máx. por entrada de regulación del MPP	18 A
Rendimiento europeo	96,2 %	Strings por entrada del MPP	1
		Valores de salida	
		Potencia aparente de CA máx.	1,50 kVA
		Potencia asignada	1,5 kW
		Factor de desfase mín. (cantidad)	0,8
		Rango de tensión nominal de CA	180 - 280 V
		Frecuencia de red de CA	45 - 65 Hz
		Fases de inyección	1

Ilustración 3-11. Características técnicas del inversor.

El siguiente paso es el dimensionamiento del cableado. Este apartado lo hace prácticamente de forma automática el propio Sunny Design Web, pudiendo variar nosotros todos los parámetros. En este caso, se decidió dar por bueno el dimensionamiento, ajustando valores de sección de los cables en caso de que el programa detecte errores.

El último paso consiste en la selección de equipos auxiliares, llamada en este programa "optimización del autoconsumo", concretamente el almacenamiento y la gestión de la energía. Para lo último, se utilizará el Sunny Home Manager, proporcionado directamente por SMA, cuya función es la de controlar los flujos de energía entre los diferentes sistemas de la instalación. En cuanto al almacenamiento, partimos de los ratios proporcionados por EnerAgen.



Potencia pico a instalar, kWp, y capacidad útil de la batería, kWh, por cada 1000 kWh/año de consumo					
	Zona I	Zona II	Zona III	Zona IV	Zona V
kWp	0,56	0,49	0,47	0,43	0,41
kWh	0,80	0,76	0,94	0,76	0,81

Tabla 8. Ratios calculados por EnerAgen, España 2017

Sin embargo, y por limitaciones propias del Sunny Design Web, el almacenamiento no se podrá acoger a estos ratios, siendo el mínimo 3 kWh de almacenamiento. En este caso, escogeremos la Sunny Boy Storage 2,5, de Litio, con una capacidad de 3 kWh.





4. Resultados y discusión

4. Resultados y discusión.

En este apartado se comentarán y discutirán los resultados obtenidos de las simulaciones, hechas siguiendo la metodología explicada en el apartado anterior. Dos de los resultados más importantes obtenidos en estas simulaciones son la cuota autárquica y la cuota de autoconsumo. La cuota autárquica se define como la relación entre la energía solar fotovoltaica consumida y la demanda de energía eléctrica de la instalación. Valores típicos para esta cuota rondarán entre el 40 y el 60%. Por otro lado, la cuota de autoconsumo es la relación entre la energía solar fotovoltaica consumida y producida. Se buscará que este valor sea lo más cercano posible al 100%, que implican que no haya vertido a red.

4.1. Zona climática I

4.1.1. Perfiles de consumo A, con solapamiento del 80%, para la zona climática I.

En este primer apartado se presentarán los resultados obtenidos para un perfil de consumo constante a lo largo del año con un solapamiento entre la producción y la demanda del 80%.

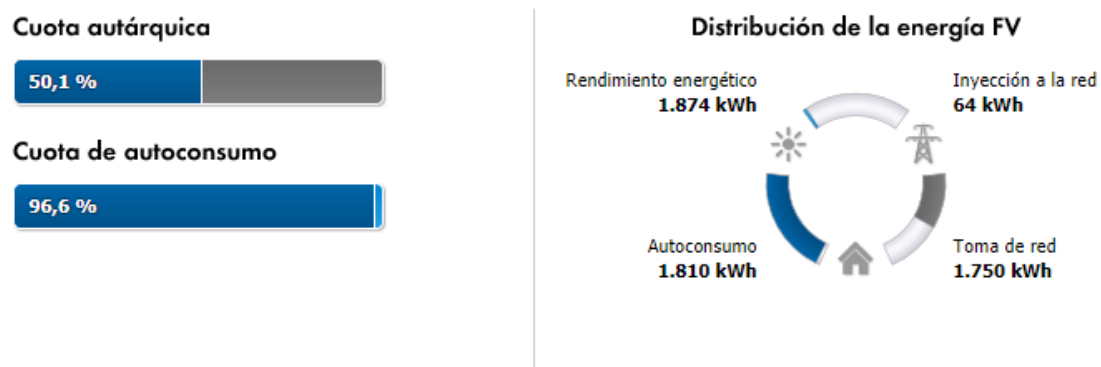


Ilustración 4-1. Resultados ZCI, perfil A1.

El primero de los resultados de este perfil se corresponde con los valores de las cuotas autárquica y de autoconsumo, así como una serie de valores interesantes de la distribución de la energía. Vemos aquí que se nos dan datos con y sin la optimización del autoconsumo, es decir, con y sin almacenamiento y control de los flujos de energía. Claramente, se ve que la utilización de una optimización del autoconsumo nos mejora sustancialmente la operación de la instalación, mejorando sobre todo la cuota de autoconsumo, del 74,8 al 96,6%. Otro punto a favor de esta optimización es el valor del vertido a red. Si bien no llega a ser 0, el vertido a red con la optimización del autoconsumo es prácticamente nulo, 64 kWh/año, lo que representa un 1,8% de la demanda total anual. Se nos da también un dato de rendimiento energético, que es el dato de la cantidad total de energía producida en la instalación en un año, 1804 kWh.

Gráficamente, el consumo anual de la red de nuestra instalación se presenta en la gráfica siguiente:

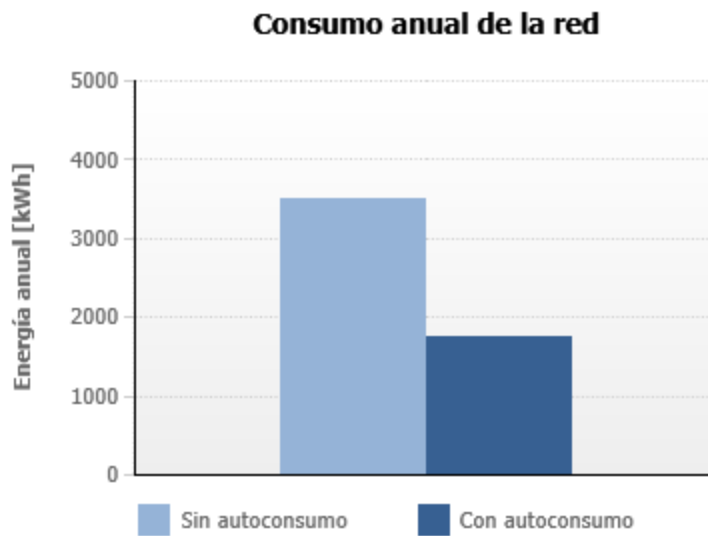


Ilustración 4-2. Consumo anual de la red, perfil A1, ZCI

La diferencia entre estos dos valores es la energía consumida en la instalación que ha sido generada por la instalación fotovoltaica, resumida en el valor de la cuota de autarquía.

La siguiente gráfica a analizar será la variación entre el consumo horario de energía de la red con y sin autoconsumo:

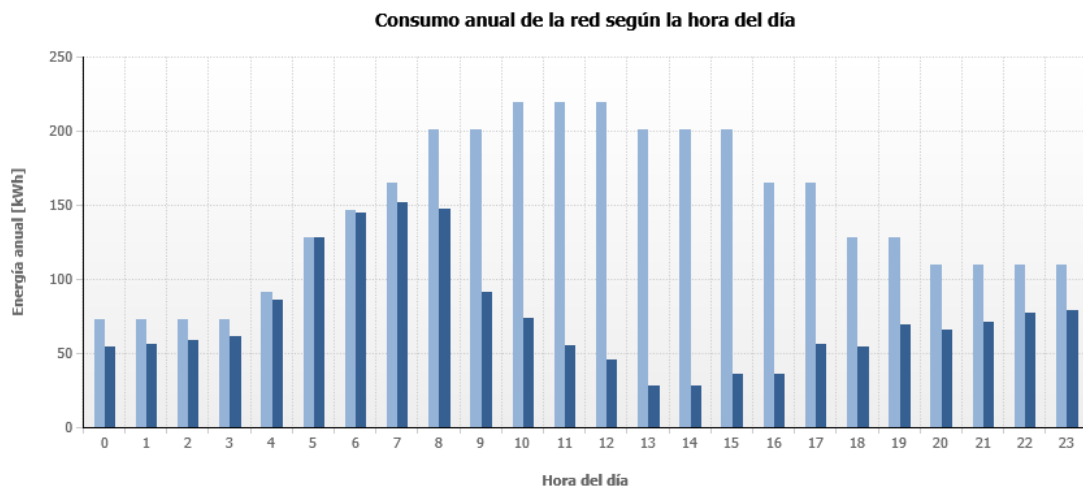


Ilustración 4-3. Consumo horario anual medio de la red, perfil A1, ZCI.

Tenemos en azul más oscuro el consumo de red con el autoconsumo y en azul más claro el consumo sin la instalación. Se puede apreciar que, especialmente en las horas en las que tenemos producción solar, el consumo de energía de la red baja drásticamente. A partir de esta gráfica podemos empezar a deducir que una de las derivadas de una instalación de autoconsumo puede ser una reducción significativa en la potencia máxima contratada necesaria ya que, como se puede apreciar, los picos de consumo de energía de la red son sensiblemente inferiores en la situación con autoconsumo, bajando desde los aproximadamente 220 kWh a las 11 del mediodía hasta los 150 kWh a las 7 de la mañana, justo cuando empieza a haber producción solar. Vemos también que durante las últimas horas de la tarde y las primeras de la madrugada, tenemos reducción del consumo de la red, a pesar de que no haya producción solar. Esto se debe, como se puede deducir fácilmente, a los sistemas de almacenamiento.

La siguiente es, probablemente, una de las gráficas más interesantes que nos proporciona el programa. En ella, vemos la frecuencia acumulada de horas al año en las que se supera una potencia concreta.

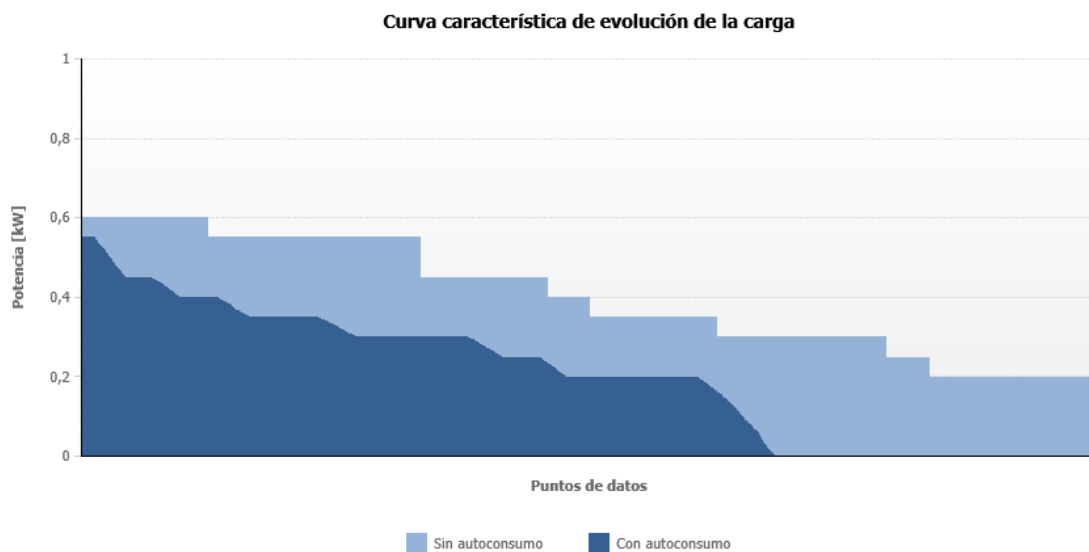


Ilustración 4-4. Curva característica de evolución de la carga, perfil A1, ZCI.

Junto con la siguiente, esta gráfica nos da la posibilidad de estudiar como varía la potencia pico de nuestra instalación, así como la frecuencia con la que estos picos se producen. De esta forma, y desde un punto de vista económico, conociendo gracias a esta gráfica que porcentaje de horas al año vamos a estar por encima de una potencia determinada, se podría estudiar, por tanto, reducir la potencia contratada y asumir los sobrecostes asociados, siempre y cuando

el ahorro derivado de la reducción de la potencia contratada supere al sobrecoste causado por los picos de consumo.

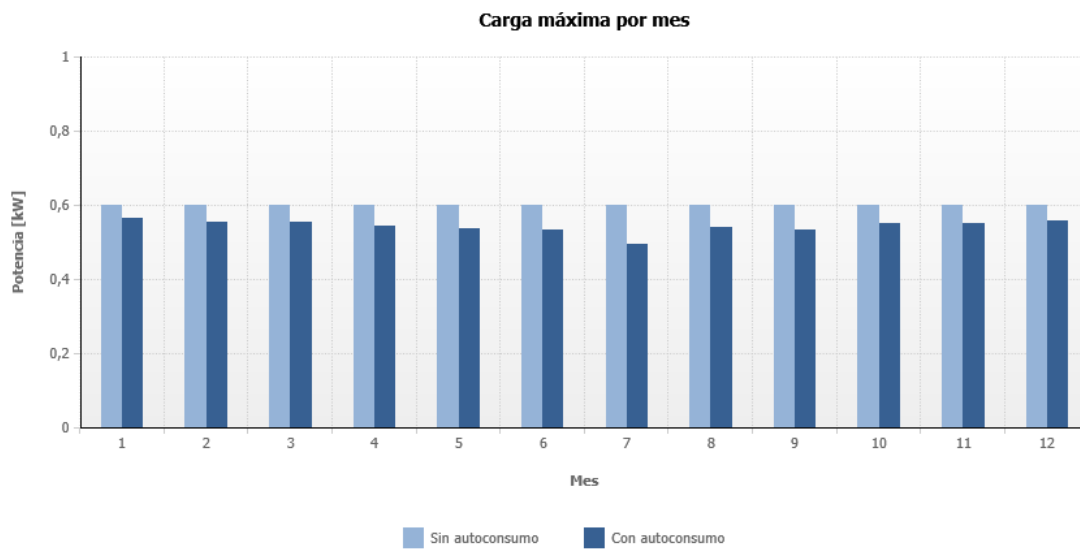


Ilustración 4-5. Potencia máxima tomada de la red cada mes, perfil A1, ZCI.

4.1.2. Perfiles de consumo A, con solapamiento del 50%, para la zona climática I.

En este segundo apartado se presentan los resultados obtenidos para la simulación del perfil A2, constante a lo largo del año y con un solapamiento del 50%.

Cuota autárquica

42,9 %

Cuota de autoconsumo

84,5 %

Distribución de la energía FV

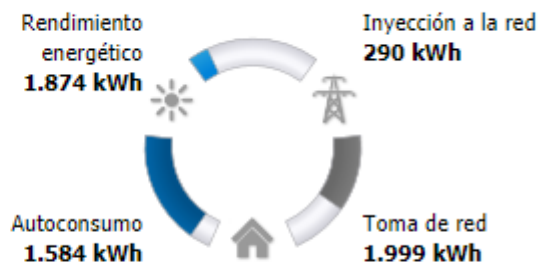


Ilustración 4-6. Resultados ZCI, perfil A2.

Vemos que, si bien estamos en una situación similar a la anterior, la instalación funciona sensiblemente peor en este caso. Teniendo en cuenta solamente los datos obtenidos con optimización del autoconsumo, vemos que tenemos una instalación con una cuota autárquica del 42,9% y una cuota de autoconsumo del 84,5%. Si bien los resultados son buenos, la

diferencia con los valores obtenidos de la simulación anterior son notables. En este caso, se deja de consumir un 15,5% de la energía producida, aumentando el vertido a red hasta los 290 kWh al año, valor mucho más alto que en el caso anterior.

En lo que se refiere a la cuota autárquica, vemos que bajamos a un 42,3%, valor que si bien es aceptable, está entre ese 40 y 60% típicos, es algo bajo. Esto viene a demostrar que este tipo de instalaciones son más recomendables para consumos con solapamientos altos.

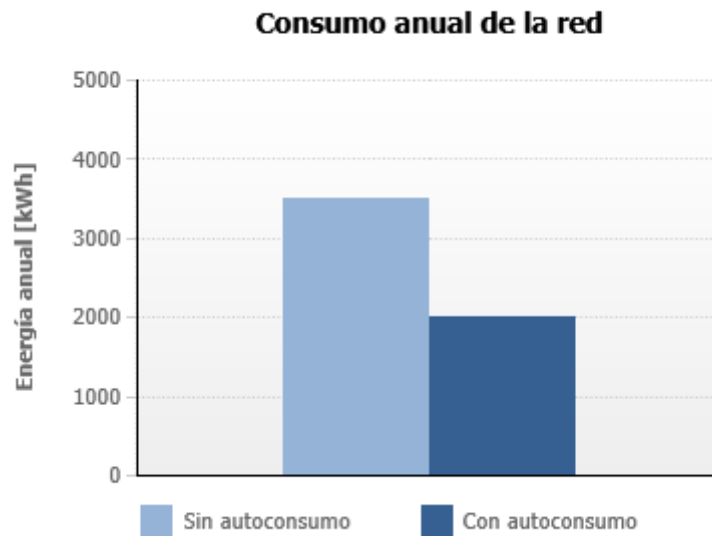


Ilustración 4-7. Consumo anual de la red, perfil A2, ZCI.

Igual que en el caso anterior, tenemos un descenso notable del consumo anual desde la red, así como un consumo horario, gráfica siguiente, sensiblemente inferior. En este caso, vemos que la instalación tiene un consumo casi nulo en las horas centrales del día, donde más energía se produce. En conjunto, se puede apreciar que el consumo desciende sensiblemente entre las 7 y las 23 horas, momento a partir del cual el sistema de almacenamiento no puede seguir satisfaciendo las necesidades y tenemos que recurrir a la red.

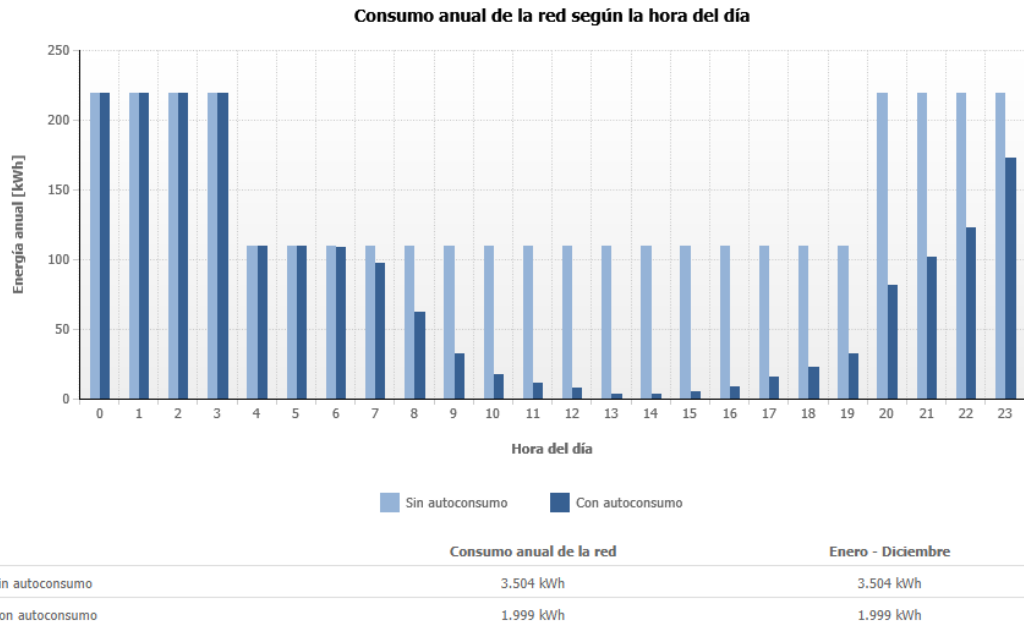


Ilustración 4-8. Consumo horario anual medio de la red, perfil A2, ZCI.

Las dos siguientes gráficas, igual que en el caso anterior, nos permitirían realizar un estudio de la tarifa eléctrica, como se explicó en el epígrafe anterior.

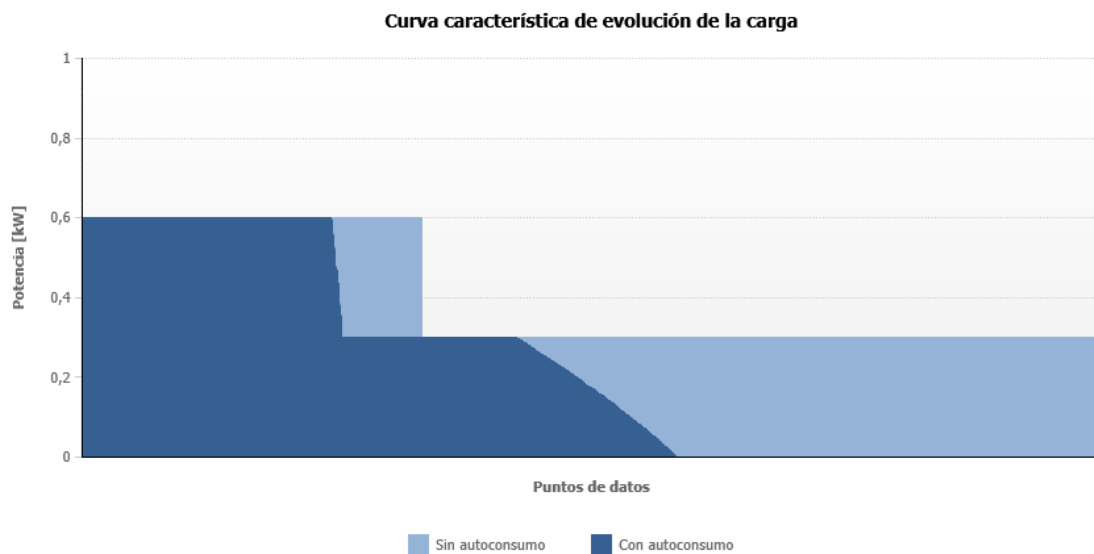


Ilustración 4-9. Curva característica de evolución de la carga, perfil A2, ZCI.

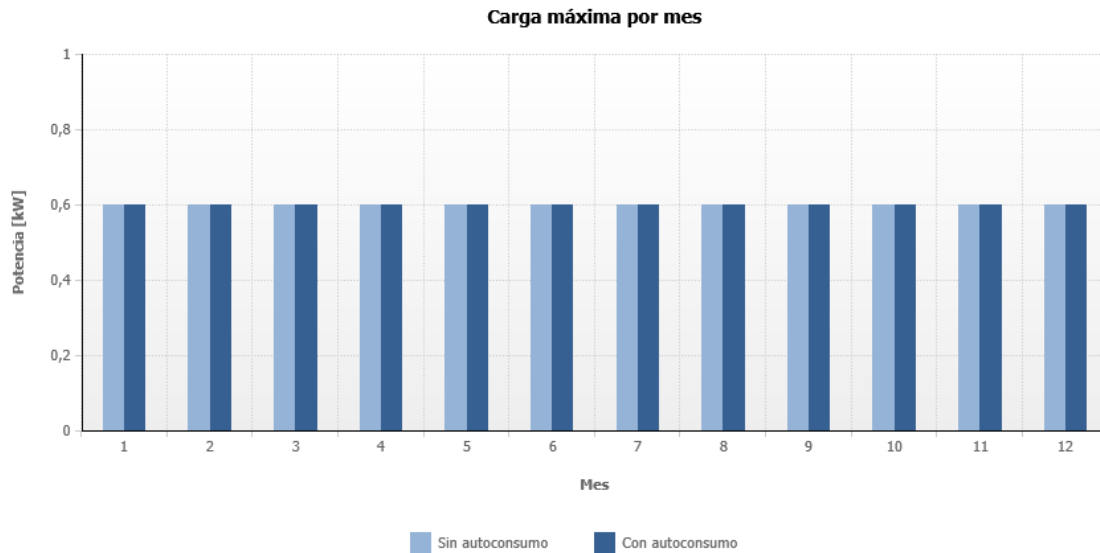


Ilustración 4-10. Potencia máxima tomada de la red cada mes, perfil A2, ZCI.

En este caso concreto se puede ver que, si bien se podría realizar el estudio, no tiene mucho sentido ya que, debido a los picos nocturnos de consumo que se mantienen constantes, la potencia máxima contratada no debería variar sin o con autoconsumo.

4.1.3. Perfiles de consumo B para la zona climática I

En este caso, tendremos dos perfiles diferentes, uno para verano y otro para invierno, definidos en el apartado correspondiente. Como se ha mencionado antes, en estos perfiles tendremos el 75% de la demanda en las horas pico, diferentes en horario de verano y horario de invierno. Por ello, se presentarán de forma diferenciada los resultados para cada una. En el global, para los datos de la cuota autárquica y de autoconsumo, tendremos:

Cuota autárquica

43,9 %

Cuota de autoconsumo

87,1 %

Distribución de la energía FV

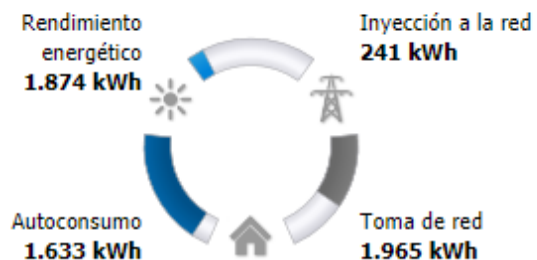


Ilustración 4-11. Resultados ZCI, perfil B.

Vemos que este caso es un caso intermedio a los dos anteriores, con unos valores de la cuota de autoconsumo y de la cuota autárquica del 43,9 y del 87,1% respectivamente. Estos valores son relativamente bajos si los comparamos con el mejor de los resultados anteriores, el del perfil A1. Esta situación se debe claramente a la distribución del perfil de consumo, en el cual, por la propia construcción del mismo, las horas de más consumo de energía no se corresponden en invierno con las horas de más producción solar. Tendremos, en consecuencia, un desfase importante entre la producción y el consumo, lo que provoca la bajada del autoconsumo.

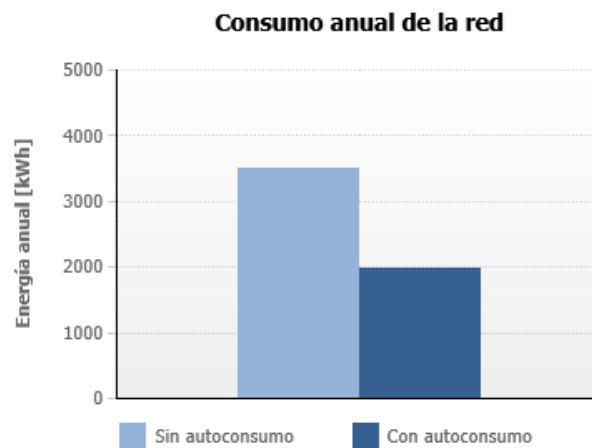


Ilustración 4-12. Consumo anual de la red, perfil B, ZCI

La gráfica correspondiente al consumo anual de la red se mantiene aproximadamente constante pero, en cambio, observando las gráficas del consumo horario:

Periodo desde hasta



Ilustración 4-13. Consumo horario medio de la red en verano, ZCI, perfil B.



Periodo desde hasta

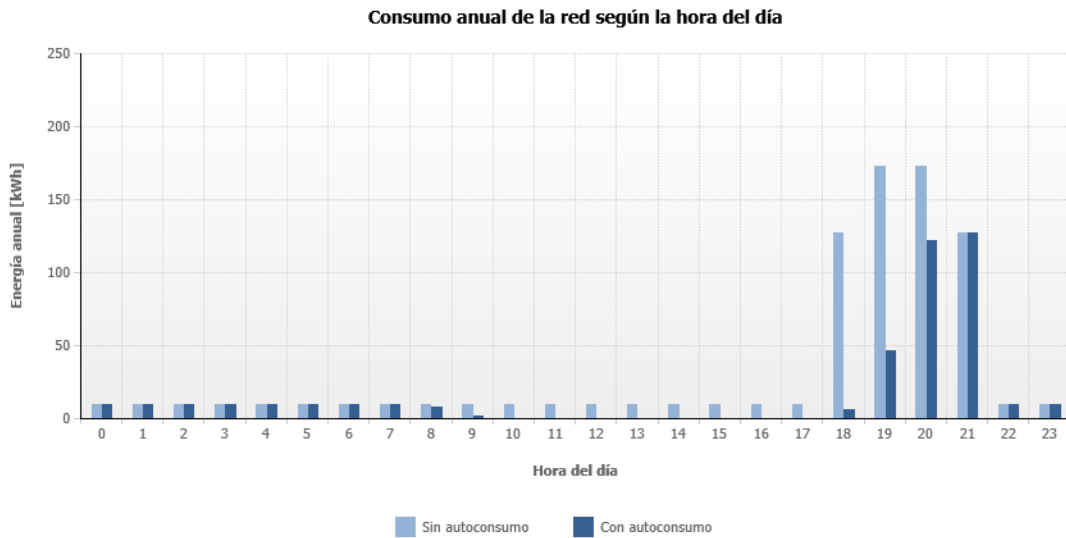


Ilustración 4-14. Consumo horario medio de la red en invierno, ZCI, perfil B.

Vemos que las distribuciones del consumo son completamente diferentes. En el caso del consumo en verano, vemos que la distribución no es la más eficiente. Con el consumo en las primeras horas de producción solar, el sistema de almacenamiento no ha tenido tiempo cargarse lo suficiente como para compensar el exceso de demanda del sistema. En su lugar, este se descarga durante la noche cuando, teóricamente, la energía es más barata. De esta forma conseguimos el efecto contrario al deseado, en lugar de reducir el consumo en las horas punta, compensamos los consumos en las valle, haciendo el sistema poco efectivo desde un punto de vista económico.

En el caso del invierno, contrariamente a lo que podría parecer en primera instancia, la instalación funciona de una forma mucho más eficiente. Compensa el consumo en las horas llano, acumulando la energía sobrante para después descargarse durante las punta, compensando así la demanda en las horas más caras del día.

Curva característica de evolución de la carga

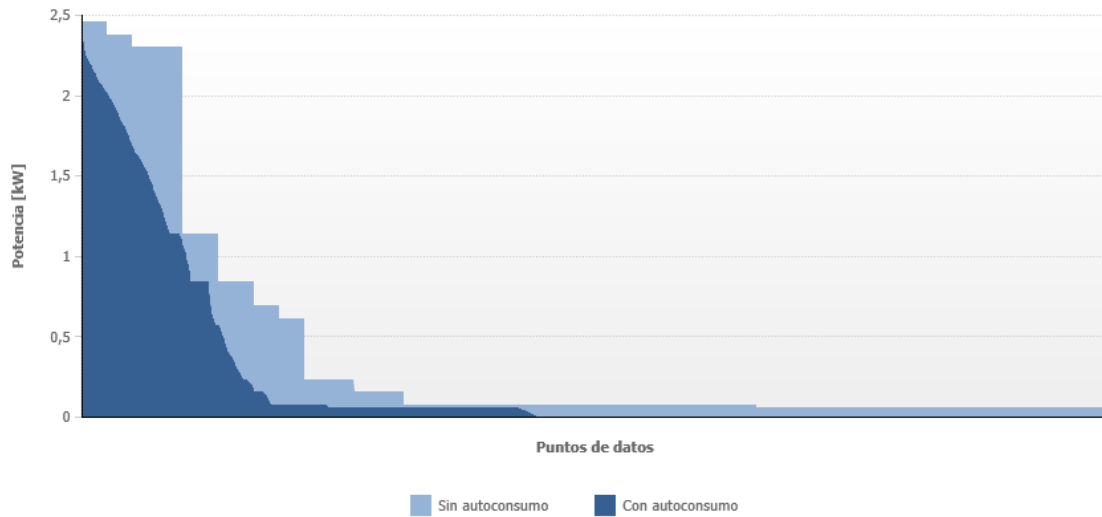


Ilustración 4-15. Curva característica de evolución de la carga ZCI, perfil B.

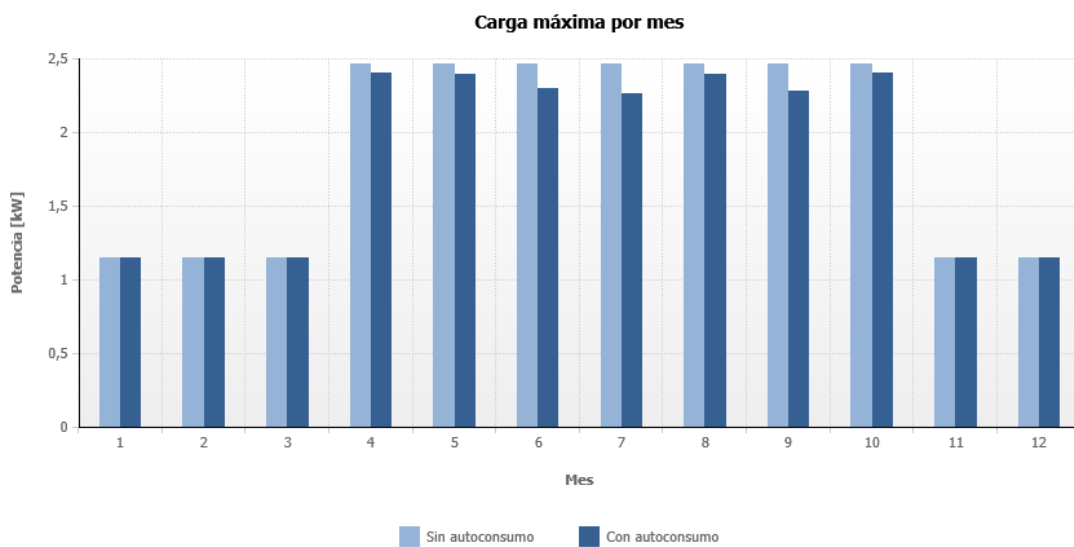


Ilustración 4-16. Potencia máxima tomada de la red cada mes, ZCI, perfil B.

4.2. Zona climática II

4.2.1. Perfiles de consumo A, con solapamiento del 80%, para la zona climática II.

En este primer apartado se presentarán los resultados obtenidos para un perfil de consumo constante a lo largo del año con un solapamiento entre la producción y la demanda del 80%.



Cuota autárquica



Cuota de autoconsumo



Distribución de la energía FV

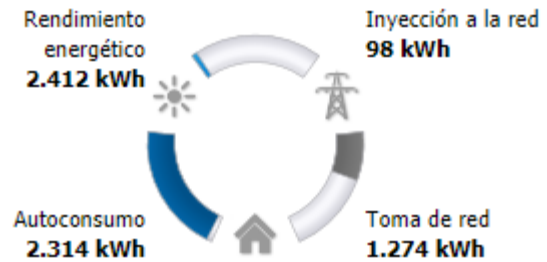


Ilustración 4-17. Resultados ZCII, perfil A1.

Igual que antes, en esta primera imagen tenemos los datos correspondientes a las cuotas de autoconsumo, 96,6%, y autárquica, 63,6%. Conviene destacar el valor de la cuota de autarquía, sorprendentemente alto, con una cuota de autoconsumo muy similar a la que teníamos para este mismo caso para la zona I. el vertido a red es de 98 kWh/año, lo que representa un 2,8% de la demanda total anual. Se nos da también un dato de rendimiento energético, que es el dato de la cantidad total de energía producida en la instalación en un año, 2412 kWh. Vemos por tanto la significativa variación asociada al cambio de zona climática y la mayor radiación incidente

Gráficamente, el consumo anual de la red de nuestra instalación se presenta en la gráfica siguiente:

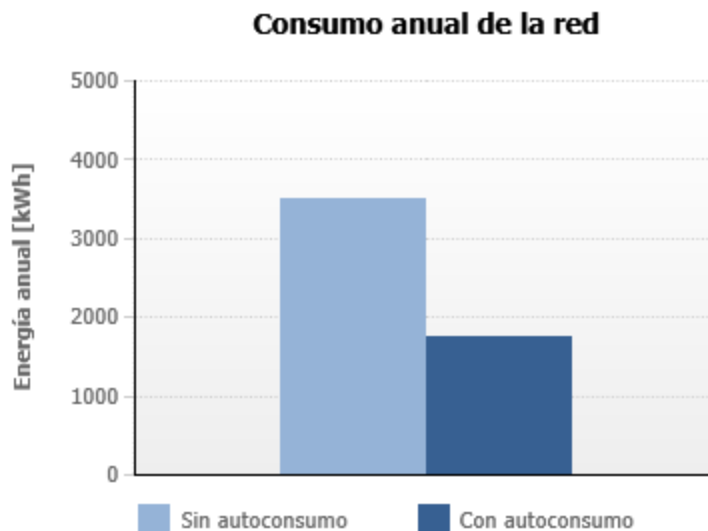


Ilustración 4-18. Consumo anual de la red, perfil A1, ZCII



La diferencia entre estos dos valores es la energía consumida en la instalación que ha sido generada por la instalación fotovoltaica, resumida en el valor de la cuota de autarquía.

La siguiente gráfica a analizar será la variación entre el consumo horario de energía de la red con y sin autoconsumo:

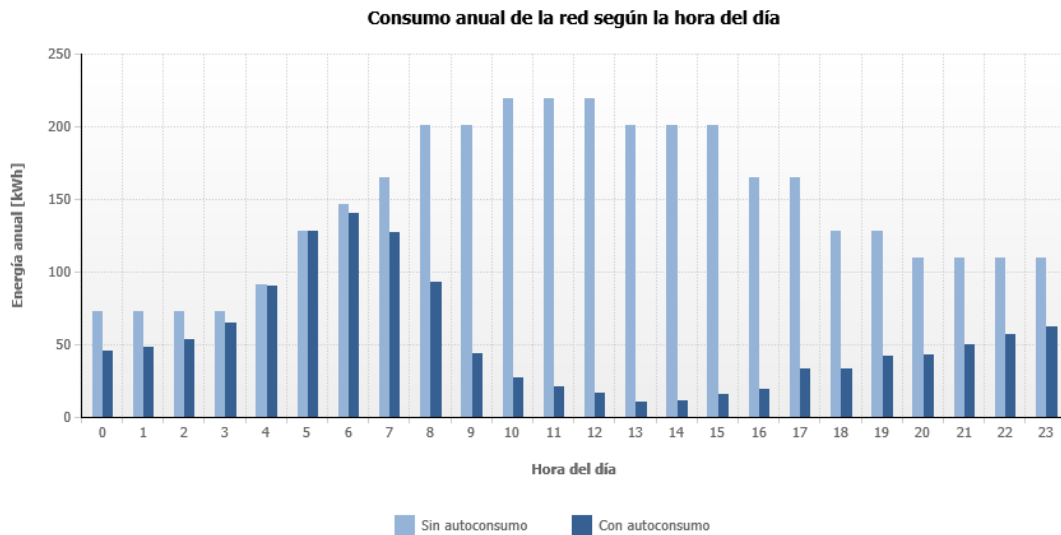


Ilustración 4-19. Consumo horario anual medio de la red ZCII, perfil A1.

Tenemos en azul más oscuro el consumo de red con el autoconsumo y en azul más claro el consumo sin la instalación. Se puede apreciar que, especialmente en las horas en las que tenemos producción solar, el consumo baja drásticamente. En este caso, los valores bajarán desde los aproximadamente 220 kWh a las 11 del mediodía hasta los 140 kWh a las 7 de la mañana, justo cuando empieza a haber producción solar. Vemos también que durante las últimas horas de la tarde y las primeras de la madrugada, tenemos reducción del consumo de la red, a pesar de que no haya producción solar. Esto se debe, como se puede deducir fácilmente, a los sistemas de almacenamiento.

La siguiente es la curva característica de la evolución de la carga.

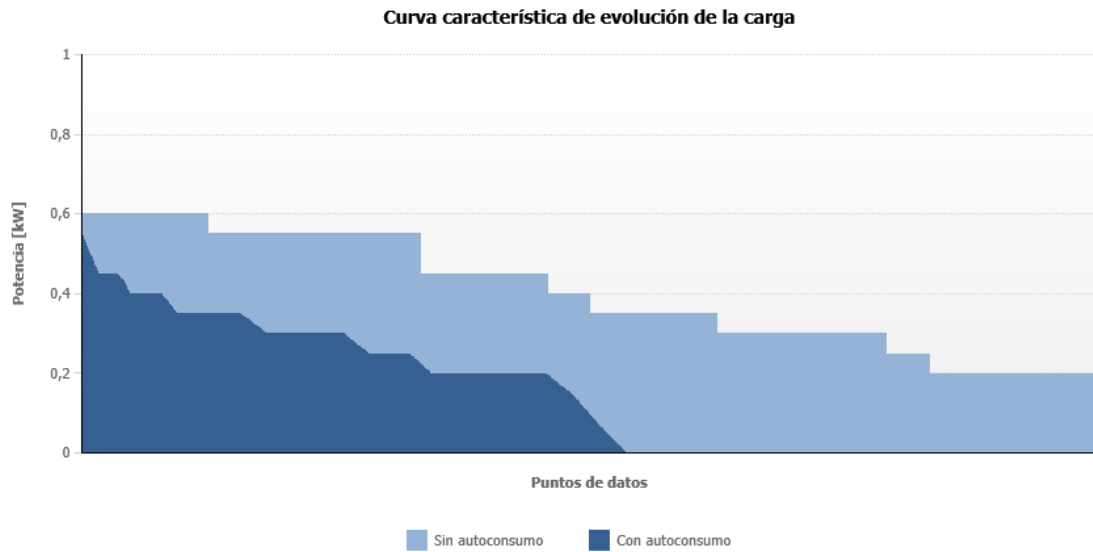


Ilustración 4-20. Curva característica de evolución de la carga ZCII, perfil A1.

Como se ha dicho antes, tanto esta gráfica como la siguiente sirven para estudiar la potencia máxima necesaria que haya que contratar en la instalación y ver como varía con el autoconsumo.

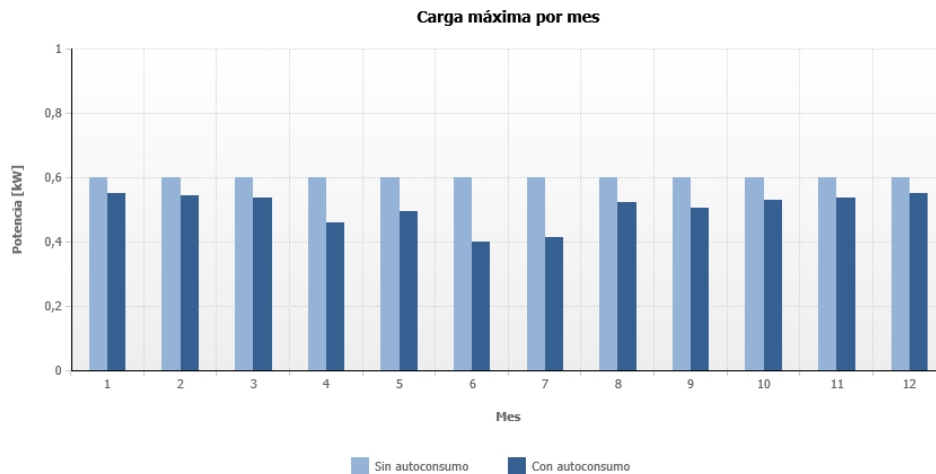


Ilustración 4-21. Potencia máxima tomada de la red cada mes ZCII, perfil A1.

En este caso concreto, podría ser viable reducir la potencia contratada, a juzgar por las máximas y las frecuencias acumuladas.

4.2.2. Perfiles de consumo A, con solapamiento del 50%, para la zona climática II.

En este primer apartado se presentarán los resultados obtenidos para un perfil de consumo constante a lo largo del año con un solapamiento entre la producción y la demanda del 50%.

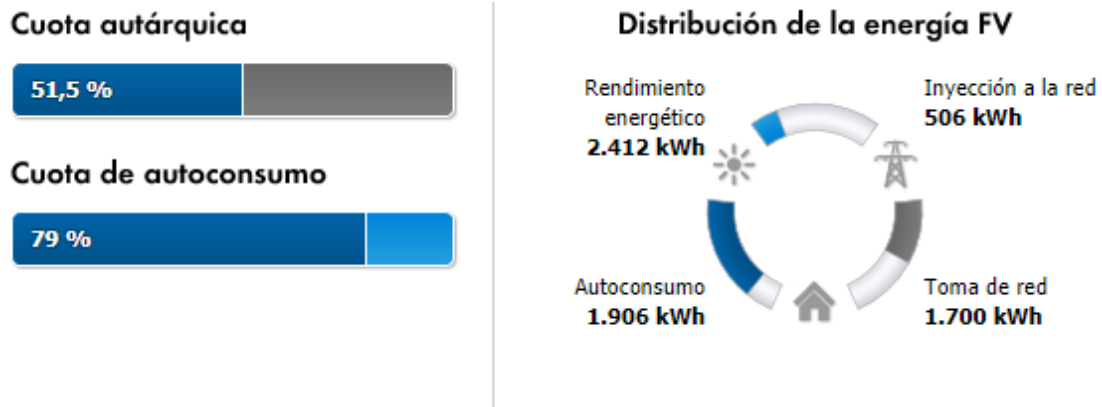


Ilustración 4-22. Resultados ZCII, perfil A2.

En este caso, vemos que la cuota de autoconsumo se reduce considerablemente, situación esperada por la diferencia entre los tiempos de consumo y de producción solar. Así, tendremos un vertido a red sensiblemente más alto, 506 kWh, lo que represente un 14,44%, valor más que significativo. En este caso, por tanto, sería prudente aumentar el tamaño del almacenamiento, buscando mejorar este resultado. Tenemos una cuota de autoconsumo del 79% y una cuota autárquica del 54,5%.

Gráficamente, el consumo anual de la red de nuestra instalación se presenta en la gráfica siguiente:

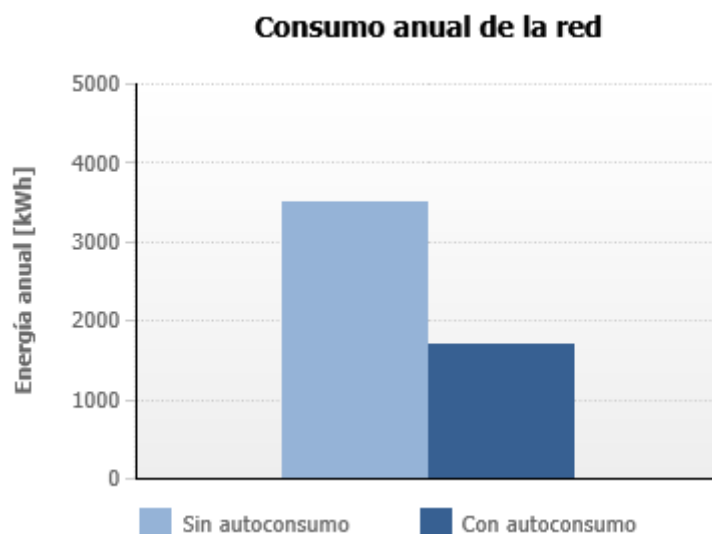


Ilustración 4-23. Consumo anual de la red, perfil A2, ZCII

Como se puede observar, tenemos de nuevo un descenso notable en el consumo de energía de la red, tanto en el total anual como en la media horaria. Destaca la bajada en los consumos en las horas centrales del día, así como en las últimas horas de la tarde (19 a 22).



Ilustración 4-24. Consumo horario anual medio de la red ZCII, perfil A2.

Las dos siguientes gráficas nos permitirían realizar un estudio de la tarifa eléctrica, como se explicó en epígrafes anteriores.

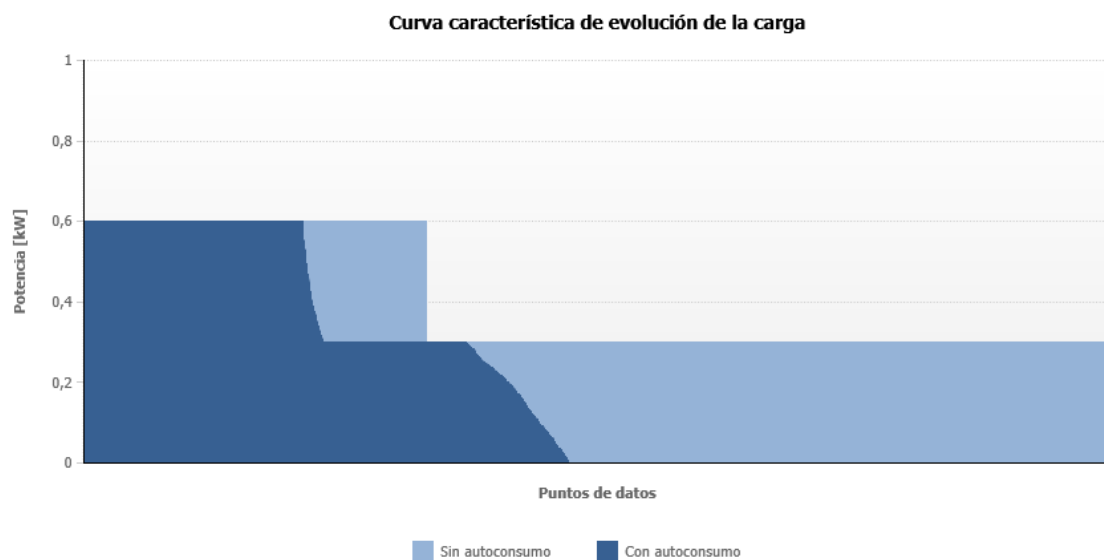


Ilustración 4-25. Curva característica de evolución de la carga ZCII, perfil A2.

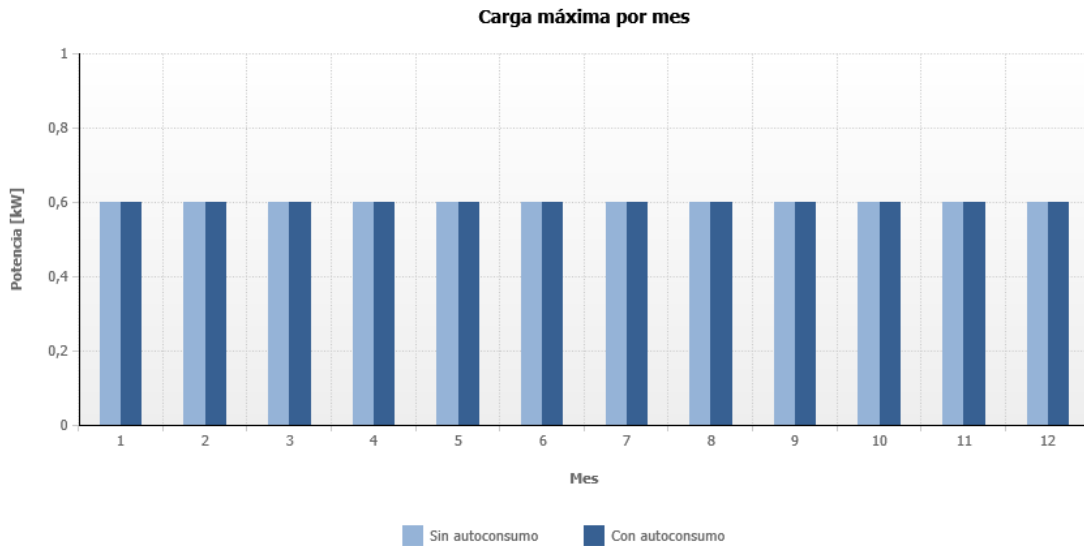


Ilustración 4-26. Potencia máxima tomada de la red cada mes.

En este caso concreto, el estudio de la tarificación no tendría sentido, ya que no hay un descenso en la potencia máxima.

4.2.3. Perfiles de consumo B para la zona climática II.

En este caso, tendremos dos perfiles diferentes, uno para verano y otro para invierno, definidos en el apartado correspondiente. Por ello, y cuando sea oportuno, se presentarán de forma diferenciada los resultados para cada una. En el global, para los datos de la cuota autárquica y de autoconsumo, tendremos:

Cuota autárquica

56,1 %

Cuota de autoconsumo

86,3 %

Distribución de la energía FV

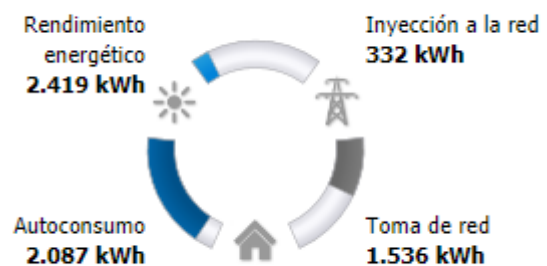


Ilustración 4-27. Resultados, ZCII, perfil B.

Vemos que este caso es un caso intermedio a los dos anteriores, con unos valores de la cuota de autoconsumo y de la cuota autárquica del 56,1 y del 86,1% respectivamente. Vemos aquí

que tenemos una buena cuota autárquica, pero nuestra cuota de autoconsumo es más baja de lo habitual. Esto posiblemente se deba a un sobredimensionamiento de la instalación.

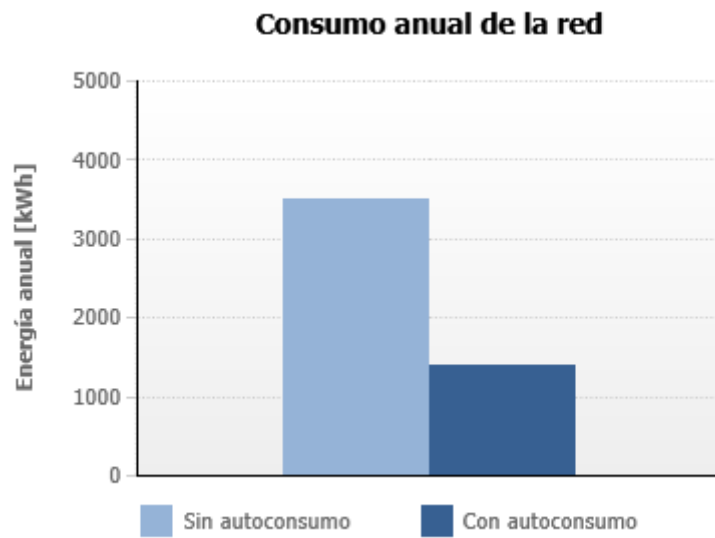


Ilustración 4-28. Consumo anual de la red, perfil B, ZCII

La gráfica correspondiente al consumo anual de la red se mantiene aproximadamente constante pero, en cambio, observando las gráficas del consumo horario:

Periodo desde hasta

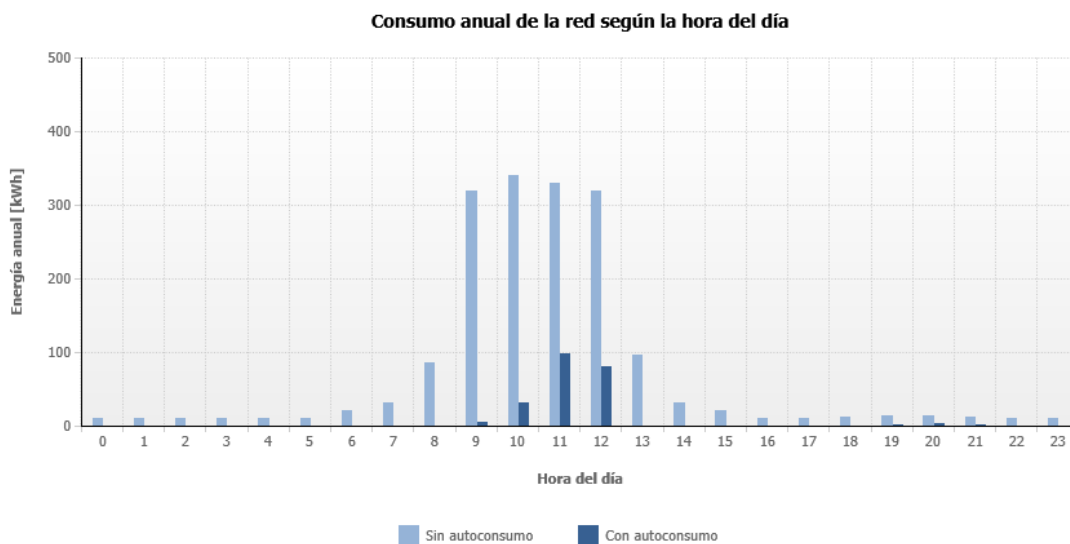


Ilustración 4-29. Consumo horario medio de la red en verano, ZCII, perfil B.

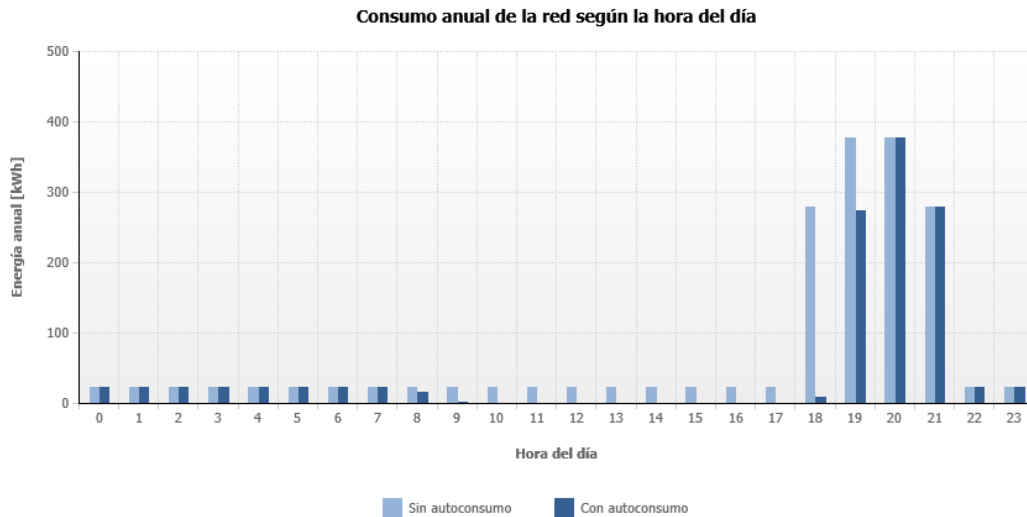


Ilustración 4-30. Consumo horario medio de la red en invierno, ZCII, perfil B

Este caso es completamente diferente al caso de la zona I. Vemos que la instalación en verano funciona de forma excelente, cubriendo prácticamente todas las necesidades de energía eléctrica de la instalación durante el día, exceptuando en los picos más altos de demanda. En cambio en invierno, donde en el caso anterior teníamos las necesidades durante los picos relativamente cubiertas, en este caso tendremos una situación diametralmente opuesta. En primera instancia, estas gráficas nos incitan a pensar que este tipo de perfil, con el consumo concentrado en las horas pico de los días, no es recomendable para todas las zonas climáticas.

Tenemos por último la curva característica de evolución de carga y la de carga máxima mensual, que nos permitirían hablar del mencionado estudio tarifario.

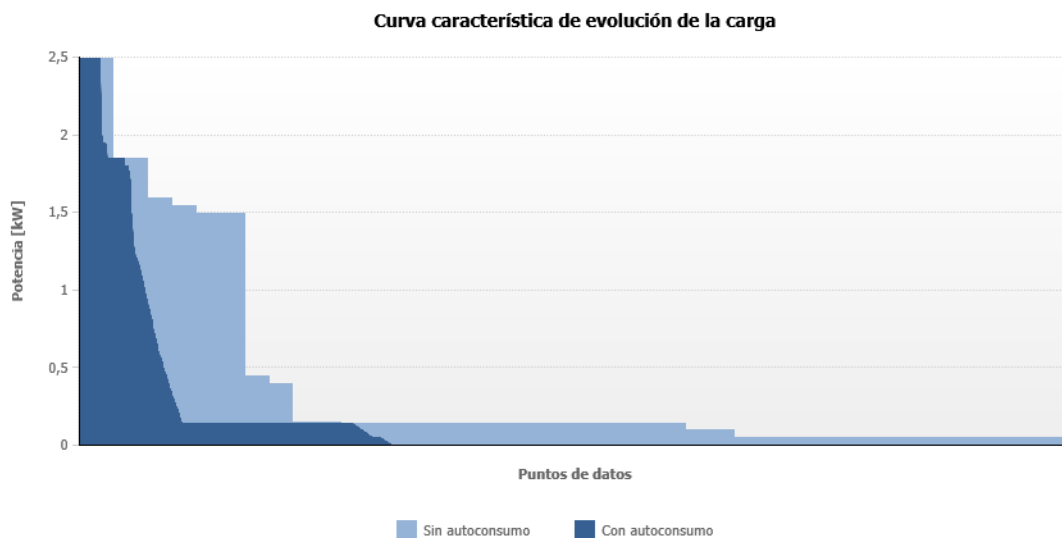


Ilustración 4-31. Curva característica de evolución de la carga, ZCII, perfil B.

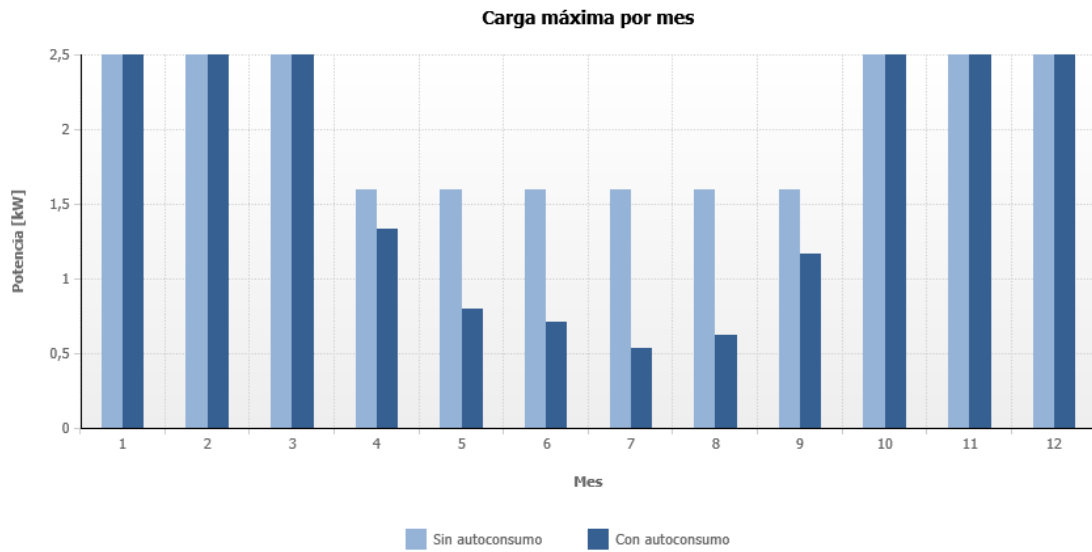


Ilustración 4-32. Potencia máxima tomada de la red cada mes, ZCII, perfil B.

En estas gráficas, igual que en las inmediatamente inferiores, vemos una diferencia radical en la distribución de las cargas máximas, siendo estas mínimas, este caso, en los meses de verano.

4.3. Zona climática III

4.3.1. Perfiles de consumo A, con solapamiento del 80%, para la zona climática III.

En este primer apartado se presentarán los resultados obtenidos para un perfil de consumo constante a lo largo del año con un solapamiento entre la producción y la demanda del 80%.

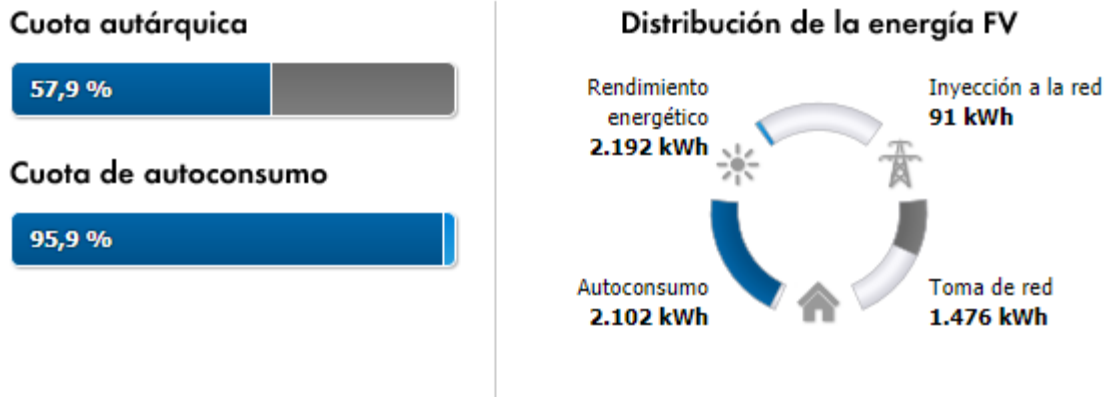


Ilustración 4-33. Resultados ZCIII, perfil A1.

En esta primera imagen se muestran, de nuevo, los resultados de autoconsumo y autarquía. Para este caso, vemos que tanto la cuota autárquica como la de autoconsumo presentan unos valores elevados, con solamente 91 kWh anuales de vertido a red, un 2,6% de la demanda total anual. El dato del rendimiento energético es muy bueno también, generando un total de 2192 kWh anualmente

Gráficamente, el consumo anual de la red de nuestra instalación se presenta en la gráfica siguiente:

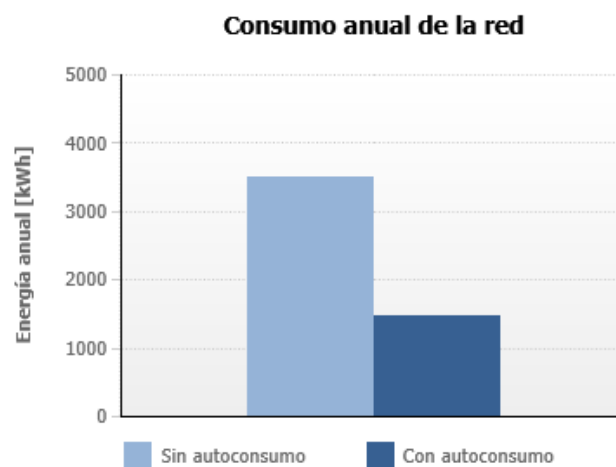
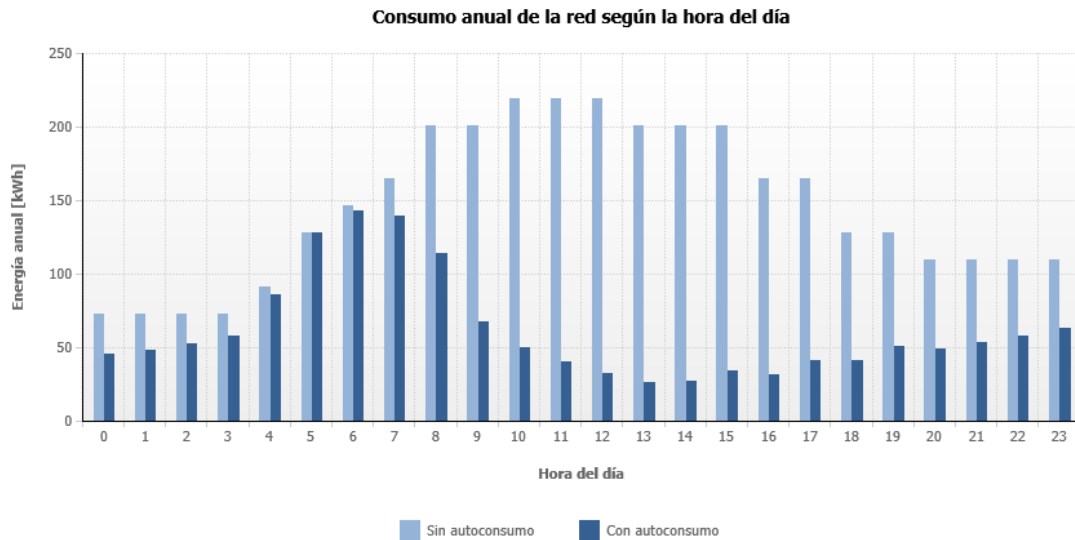


Ilustración 4-34. Consumo anual de la red, perfil A1, ZCIII



La diferencia entre estos dos valores es la energía consumida en la instalación que ha sido generada por la instalación fotovoltaica, resumida en el valor de la cuota de autarquía.

La siguiente gráfica a analizar será la variación entre el consumo horario de energía de la red con y sin autoconsumo:



	Consumo anual de la red	Enero - Diciembre
Sin autoconsumo	3.504 kWh	3.504 kWh
Con autoconsumo	1.476 kWh	1.476 kWh

Ilustración 4-35. Consumo horario anual medio de la red, perfil A1, ZCIII.

Tenemos en azul más oscuro el consumo de red con el autoconsumo y en azul más claro el consumo sin la instalación. Se puede apreciar que, especialmente en las horas en las que tenemos producción solar, el consumo baja drásticamente. En este caso, los valores bajarán desde los aproximadamente 220 kWh a las 11 del mediodía hasta los 160 kWh a las 6 de la mañana, justo cuando empieza a haber producción solar. Vemos de nuevo que durante las últimas horas de la tarde y las primeras de la madrugada, tenemos una reducción del consumo de la red, a pesar de que no haya producción solar. Esto se debe, como se puede deducir fácilmente, a los sistemas de almacenamiento.

La siguiente es la curva característica de la evolución de la carga.

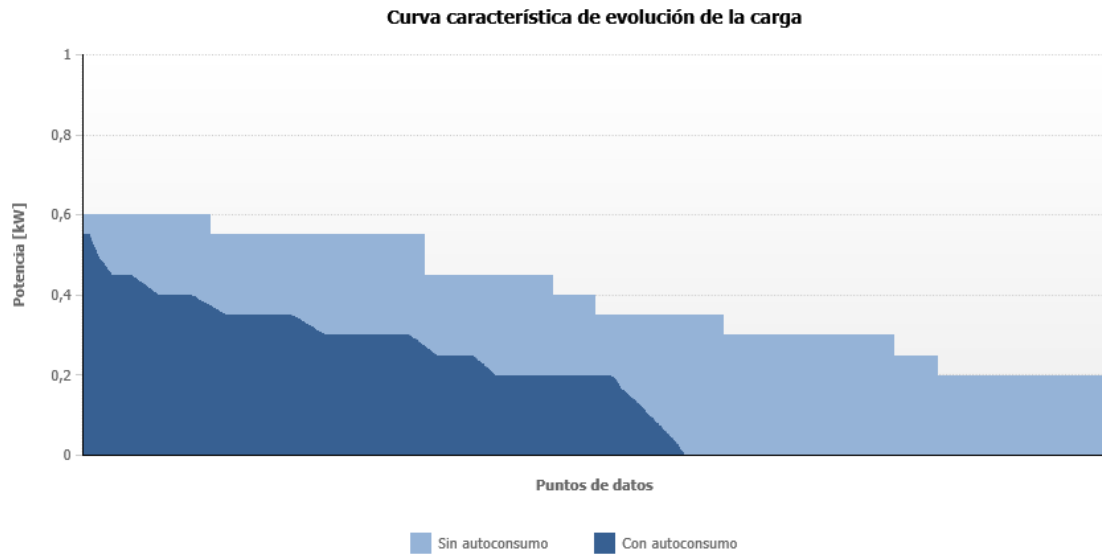


Ilustración 4-36. Curva característica de evolución de la carga, perfil A1, ZCIII.

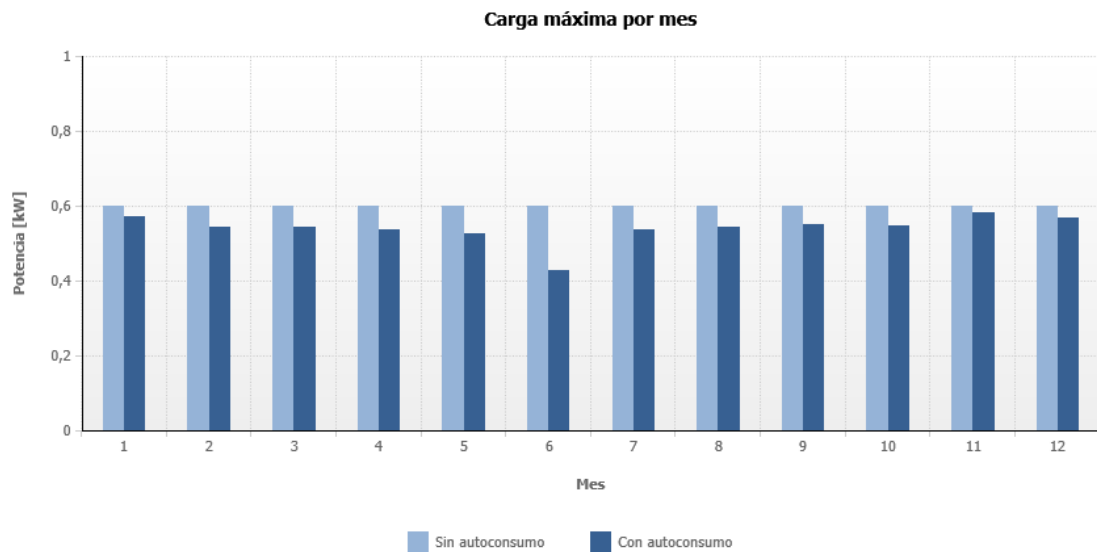


Ilustración 4-37. Potencia máxima tomada de la red cada mes, perfil A1, ZCIII.

En este caso concreto, podría ser viable reducir la potencia contratada, a juzgar por las máximas y las frecuencias acumuladas.

4.3.2. Perfiles de consumo A, con solapamiento del 50%, para la zona climática III.

En este primer apartado se presentarán los resultados obtenidos para un perfil de consumo constante a lo largo del año con un solapamiento entre la producción y la demanda del 50%.



Cuota autárquica



Cuota de autoconsumo



Distribución de la energía FV

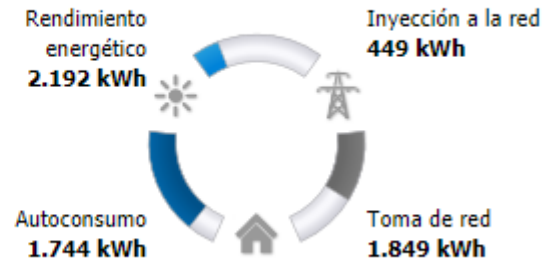


Ilustración 4-38. Resultados ZCIII, perfil A2.

En este caso, vemos que la cuota de autoconsumo se reduce considerablemente, situación esperada por la diferencia entre los tiempos de consumo y de producción solar. Así, tendremos un vertido a red sensiblemente más alto, 449 kWh, lo que represente un 12,82%,. Igual que antes, por tanto, sería prudente aumentar el tamaño del almacenamiento, buscando mejorar este resultado. Tenemos una cuota de autoconsumo del 79% y una cuota autárquica del 54,5%.

Gráficamente, el consumo anual de la red de nuestra instalación se presenta en la gráfica siguiente:

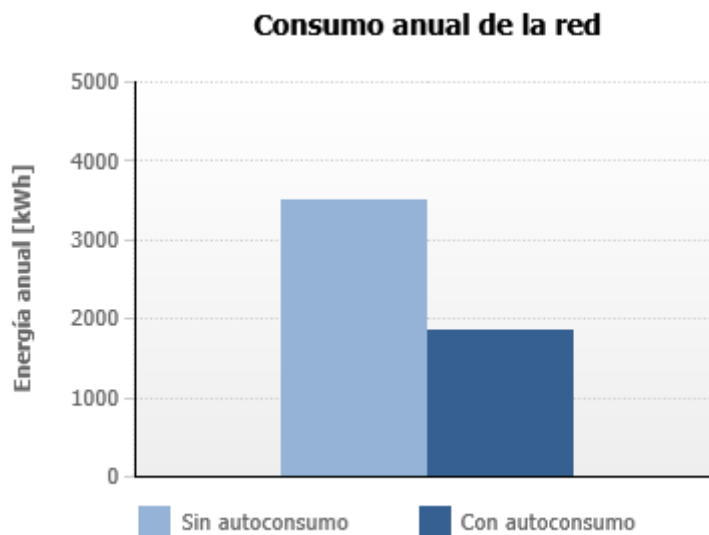


Ilustración 4-39. Consumo anual de la red, perfil A2, ZCIII

Como se puede observar, tenemos de nuevo un descenso notable en el consumo de energía de la red, tanto en el total anual como en la media horaria. Destaca la bajada en los consumos en las horas centrales del día, así como en las últimas horas de la tarde (19 a 23).

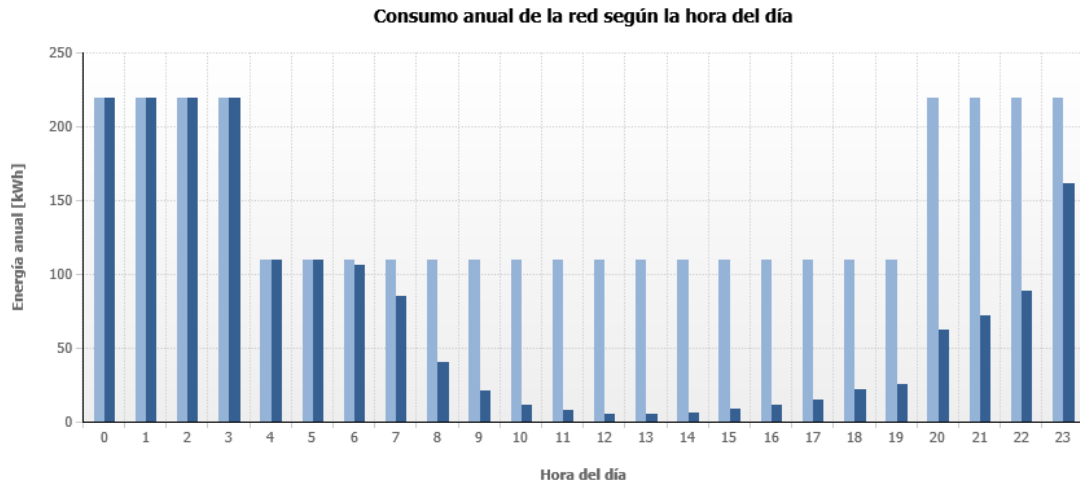


Ilustración 4-40. Consumo horario anual medio de la red, perfil A2, ZCIII.

Las dos siguientes gráficas nos permitirían realizar un estudio de la tarifa eléctrica, como se explicó en epígrafes anteriores.

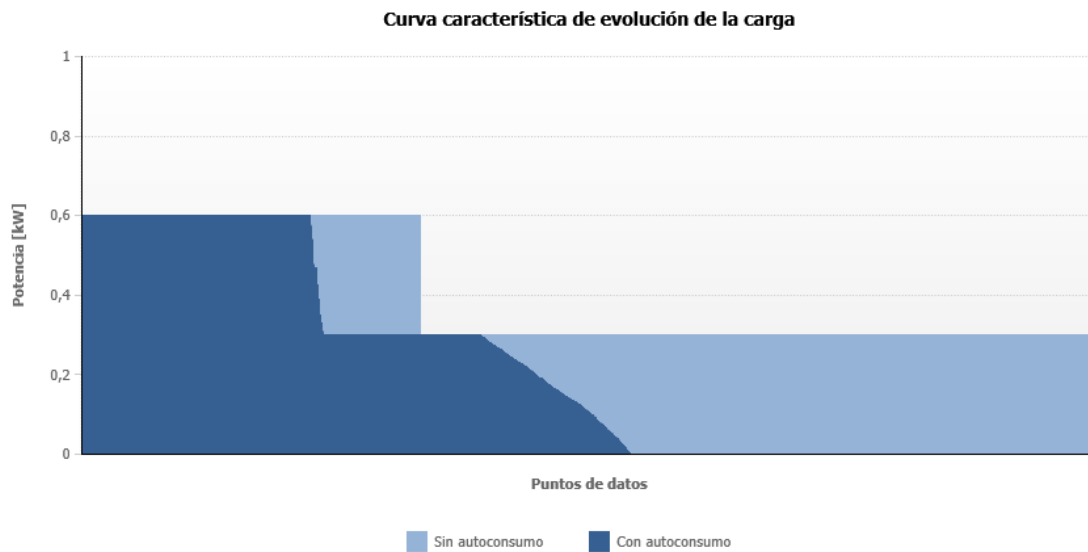


Ilustración 4-41. Curva característica de evolución de la carga, perfil A2, ZCIII.

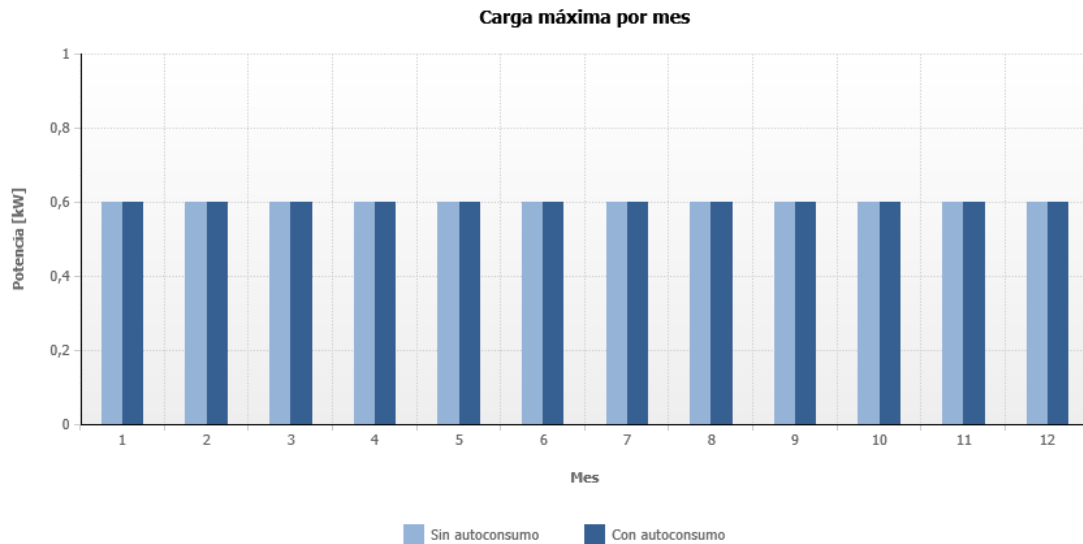


Ilustración 4-42. Potencia máxima tomada de la red cada mes.

En este caso concreto, el estudio de la tarificación no tendría sentido, ya que no hay un descenso en la potencia máxima.

4.3.3. Perfiles de consumo B para la zona climática III.

En este caso, tendremos dos perfiles diferentes, uno para verano y otro para invierno, definidos en el apartado correspondiente. Por ello, y cuando sea oportuno, se presentarán de forma diferenciada los resultados para cada una. En el global, para los datos de la cuota autárquica y de autoconsumo, tendremos:

Cuota autárquica

50,7 %

Cuota de autoconsumo

86 %

Distribución de la energía FV

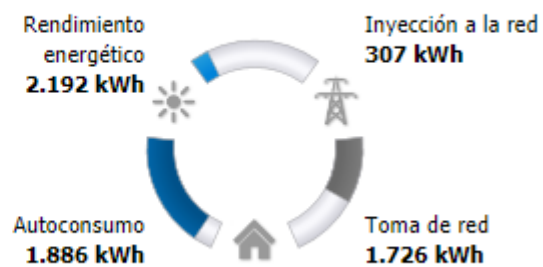


Ilustración 4-43. Resultados ZCIII, perfil B.

Vemos que este caso es un caso intermedio a los dos anteriores, con unos valores de la cuota de autoconsumo y de la cuota autárquica del 50,7 y del 86% respectivamente. Con una cuota autárquica media y una cuota de autoconsumo relativamente baja, esta instalación se comporta peor que las estudiadas hasta el momento. Tendremos, para esta instalación, 307 kWh de vertido a red, lo que representa un 8,8% de la demanda total.

El valor del rendimiento energético, sin embargo, vuelve a ser bastante alto, 2192 kWh, pero que no se aprovecha como debería, como demuestra la baja cuota de autoconsumo.

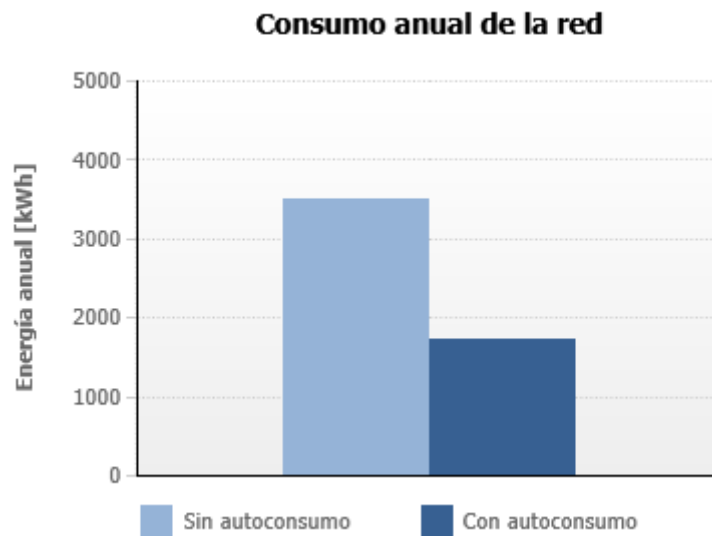


Ilustración 4-44. Consumo anual de la red, perfil B, ZCIII

La gráfica correspondiente al consumo anual de la red se mantiene aproximadamente constante pero, en cambio, observando las gráficas del consumo horario:



Ilustración 4-45. Consumo horario medio de la red en verano, perfil B, ZCIII.

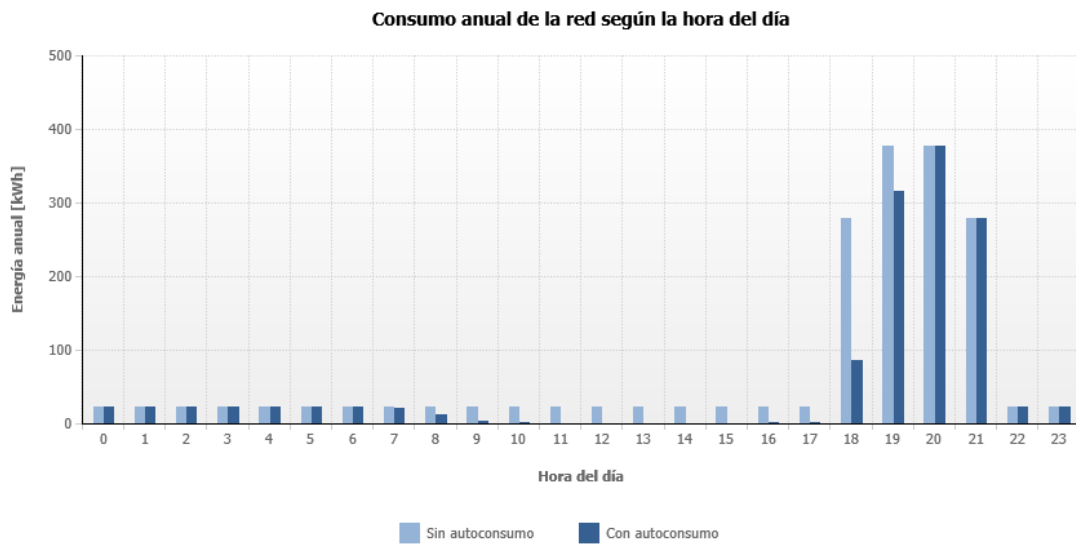
Periodo desde hasta 

Ilustración 4-46. Consumo horario medio de la red en invierno, perfil B, ZCIII

Este caso es similar al de la zona II. Vemos que la instalación en verano funciona cubriendo prácticamente todas las necesidades de energía eléctrica de la instalación durante el día, exceptuando en los picos más altos de demanda. En cambio en invierno, donde en el primer caso teníamos las necesidades durante los picos relativamente cubiertas, en este caso tenemos la necesidad de tomar energía de la red eléctrica.

Tenemos por último la curva característica de evolución de carga y la de carga máxima mensual, que nos permitirían hablar del mencionado estudio tarifario.

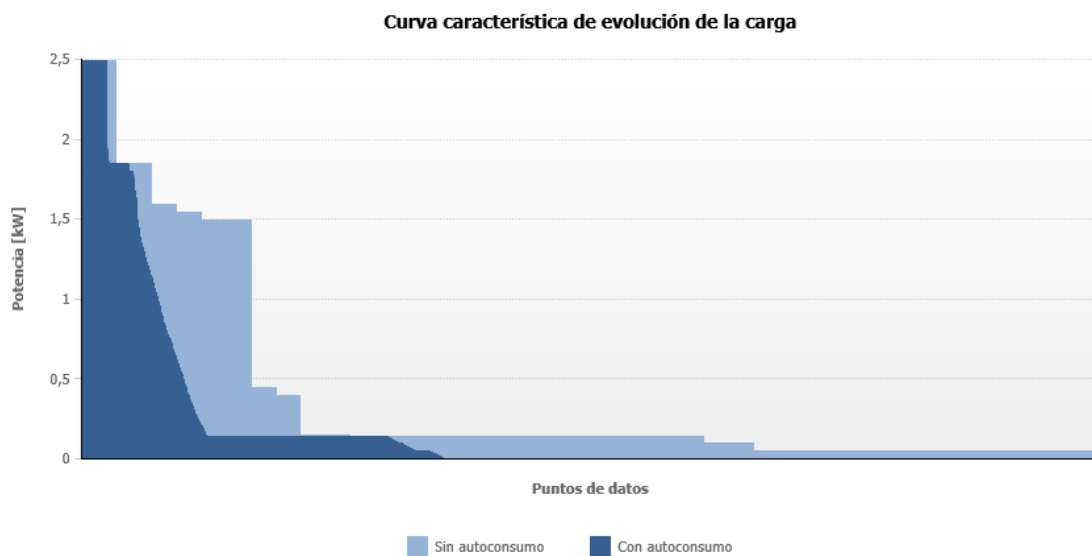


Ilustración 4-47. Curva característica de evolución de la carga, perfil B, ZCIII.

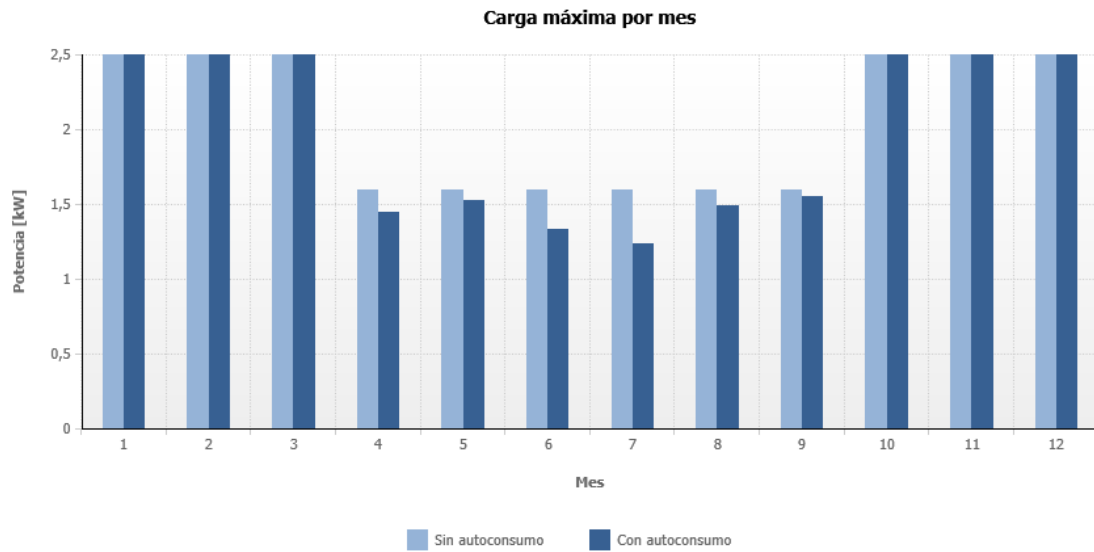


Ilustración 4-48. Potencia máxima tomada de la red cada mes, perfil B, ZCIII.

En estas gráficas, vemos una diferencia radical en la distribución de las cargas máximas, siendo estas mínimas, este caso, en los meses de verano. El estudio tarifario en este caso tampoco tendría mucho sentido, ya que el número de meses en los que la carga es máxima es demasiado elevado.

4.4. Zona climática IV

4.4.1. Perfiles de consumo A, con solapamiento del 80%, para la zona climática IV.

En este primer apartado se presentarán los resultados obtenidos para un perfil de consumo constante a lo largo del año con un solapamiento entre la producción y la demanda del 80%.

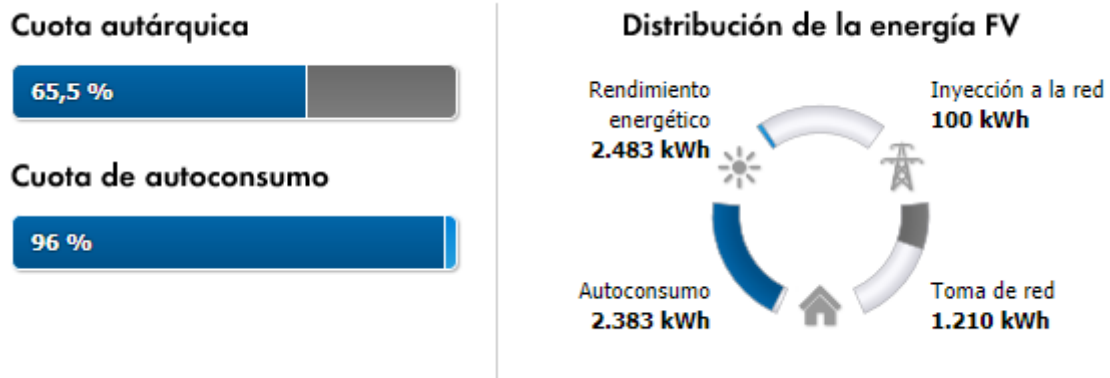


Ilustración 4-49. Resultados ZCIV, perfil A1.

Tenemos en esta primera ilustración los resultados de los valores de la cuota autárquica y de la de autoconsumo. En este caso, la cuota autárquica asciende hasta un 65,5%, valor muy alto debido probablemente a una mayor radiación solar media en esta zona climática. Tenemos al mismo tiempo una cuota de autoconsumo del 96%, de las más altas hasta ahora. Tendremos, además un vertido a red 100 kWh anuales, lo que representa un 2,85% de la demanda de energía eléctrica.

Gráficamente, el consumo anual de la red de nuestra instalación se presenta en la gráfica siguiente:

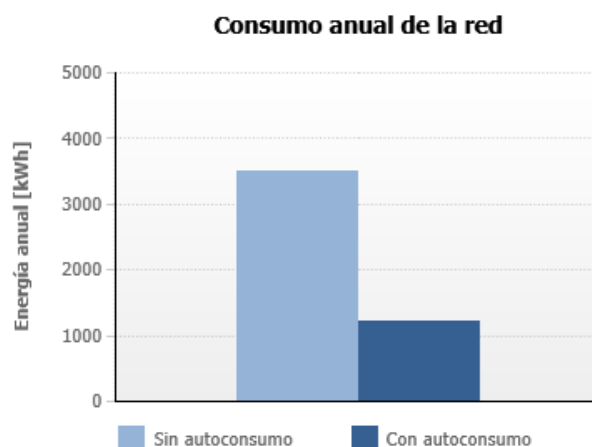


Ilustración 4-50. Consumo anual de la red, perfil A1, ZC IV

La diferencia entre estos dos valores es la energía consumida en la instalación que ha sido generada por la instalación fotovoltaica, resumida en el valor de la cuota de autarquía.

La siguiente gráfica a analizar será la variación entre el consumo horario de energía de la red con y sin autoconsumo:

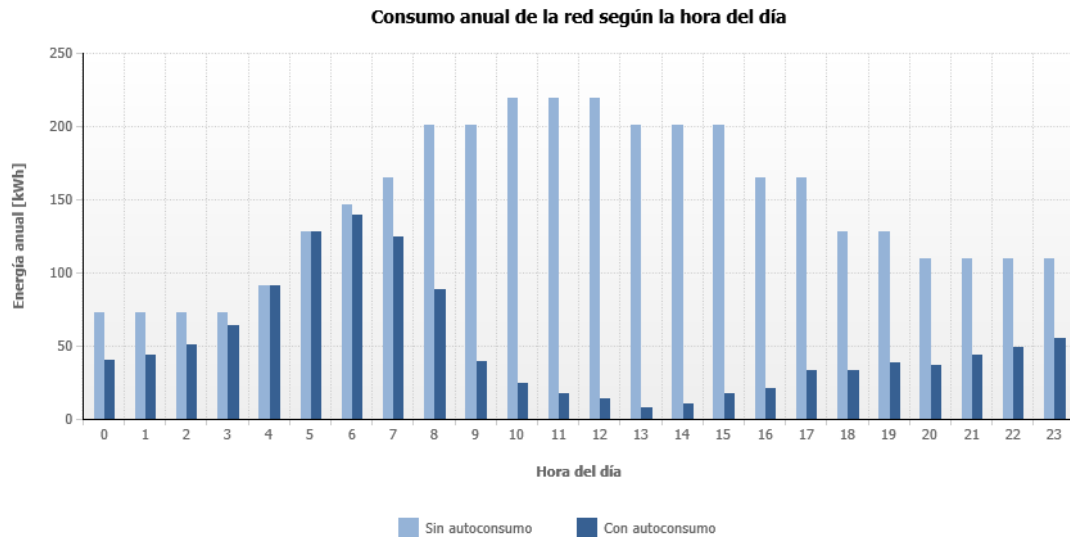


Ilustración 4-51. Consumo horario anual medio de la red, perfil A1, ZC IV.

Tenemos en azul más oscuro el consumo de red con el autoconsumo y en azul más claro el consumo sin la instalación. Se puede apreciar que, especialmente en las horas en las que tenemos producción solar, el consumo baja drásticamente. En este caso, los valores bajarán desde los aproximadamente 220 kWh a las 11 del mediodía hasta los 140 kWh a las 6 de la mañana, justo cuando empieza a haber producción solar. Vemos también que durante las últimas horas de la tarde y las primeras de la madrugada, tenemos reducción del consumo de la red, a pesar de que no haya producción solar. Esto se debe, como se puede deducir fácilmente, a los sistemas de almacenamiento.

La siguiente es la curva característica de la evolución de la carga.

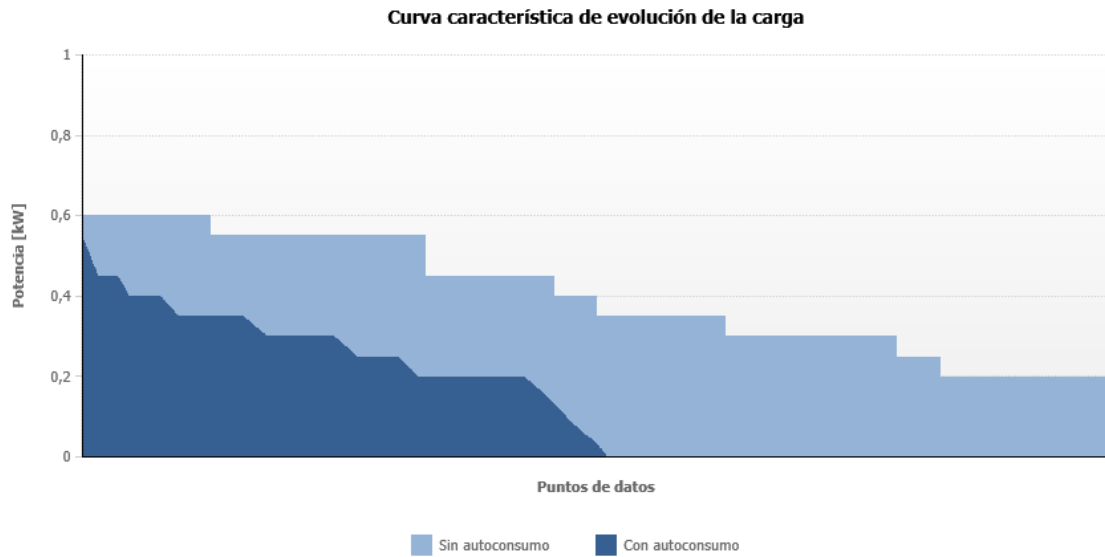


Ilustración 4-52. Curva característica de evolución de la carga, perfil A1, ZC IV.

Como se ha dicho antes, tanto esta gráfica como la siguiente sirven para estudiar la potencia máxima necesaria que haya que contratar en la instalación y ver como varía con el autoconsumo.

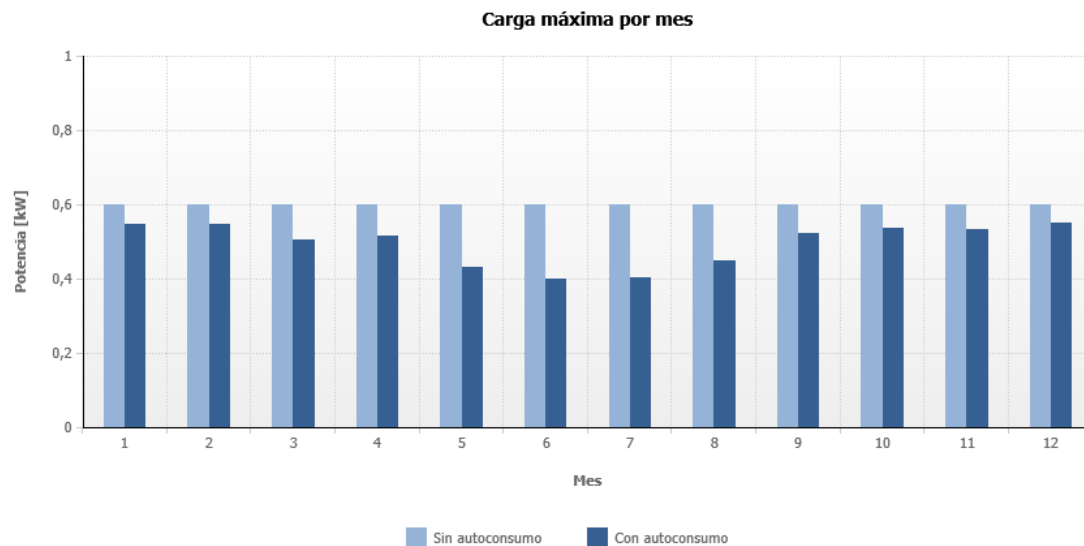


Ilustración 4-53. Potencia máxima tomada de la red cada mes, perfil A1, ZC IV.

En este caso concreto, podría ser viable reducir la potencia contratada, a juzgar por las máximas y las frecuencias acumuladas.

4.4.2. Perfiles de consumo A, con solapamiento del 50%, para la zona climática IV.

En este primer apartado se presentarán los resultados obtenidos para un perfil de consumo constante a lo largo del año con un solapamiento entre la producción y la demanda del 50%.

Cuota autárquica

52 %

Cuota de autoconsumo

77,6 %

Distribución de la energía FV

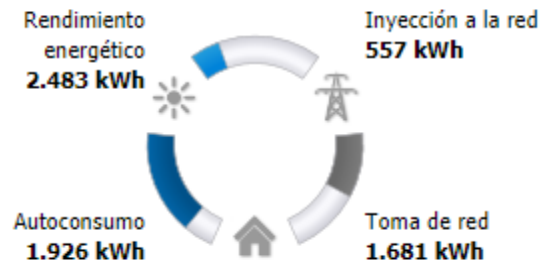


Ilustración 4-54. Resultados ZC IV, perfil A2.

Tenemos en esta primera ilustración los resultados de los valores de la cuota autárquica y de la cuota de autoconsumo. En este caso, la cuota autárquica asciende hasta un 62%. Tenemos al mismo tiempo una cuota de autoconsumo del 77,6%. Tendremos, además un vertido a red 100 kWh anuales, lo que representa un 2,85% de la demanda de energía eléctrica.

Gráficamente, el consumo anual de la red de nuestra instalación se presenta en la gráfica siguiente:

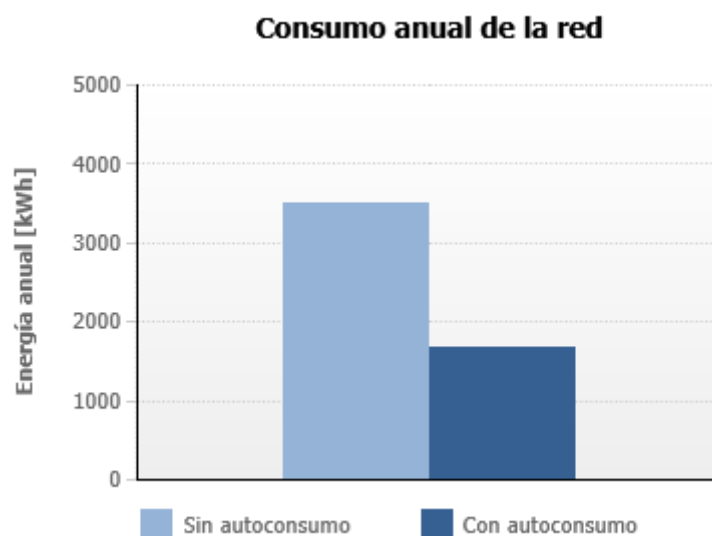


Ilustración 4-55. Consumo anual de la red, perfil A2, ZC IV

Como se puede observar, tenemos de nuevo un descenso notable en el consumo de energía de la red, tanto en el total anual como en la media horaria. Destaca la bajada en los consumos en las horas centrales del día, así como en las últimas horas de la tarde (19 a 22).

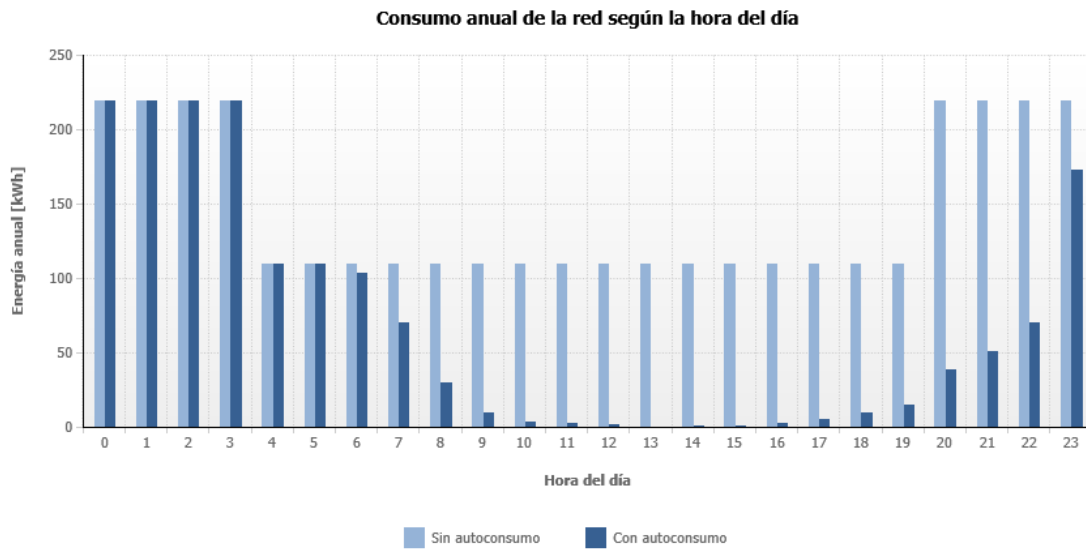


Ilustración 4-56. Consumo horario anual medio de la red, perfil A2, ZC IV.

Las dos siguientes gráficas nos permitirían realizar un estudio de la tarifa eléctrica, como se explicó en epígrafes anteriores.

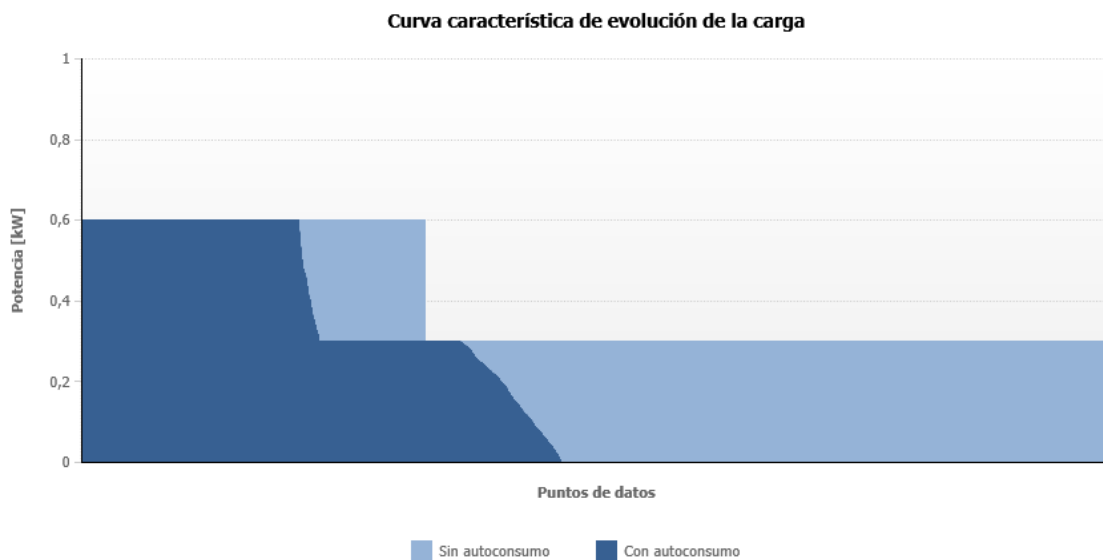


Ilustración 4-57. Curva característica de evolución de la carga, perfil A2, ZC IV.

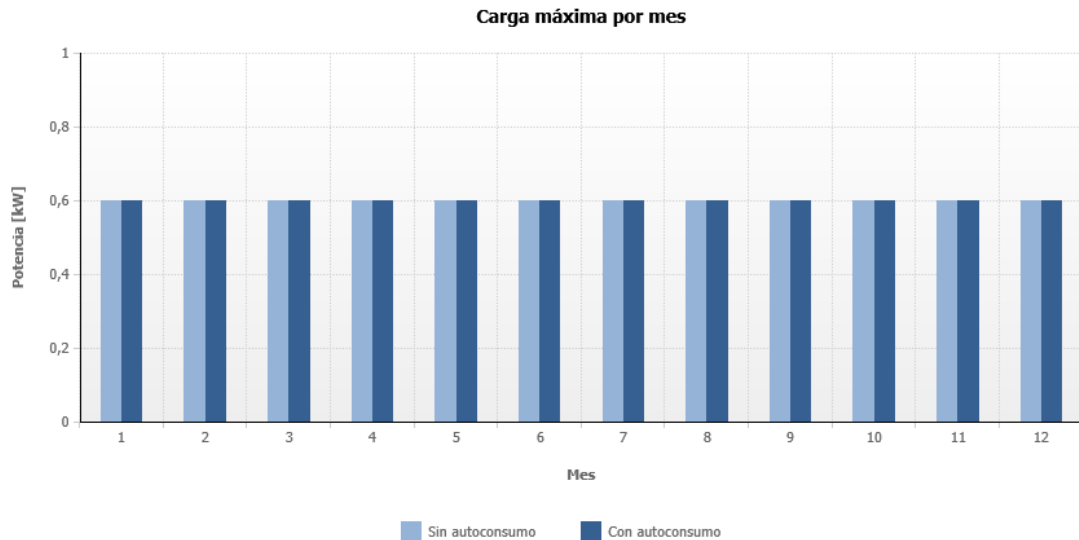


Ilustración 4-58. Potencia máxima tomada de la red cada mes, perfil A2, ZC IV.

En este caso concreto, el estudio de la tarificación no tendría sentido, ya que no hay un descenso en la potencia máxima.

4.4.3. Perfiles de consumo B para la zona climática IV.

En este caso, tendremos dos perfiles diferentes, uno para verano y otro para invierno, definidos en el apartado correspondiente. Por ello, y cuando sea oportuno, se presentarán de forma diferenciada los resultados para cada una. En el global, para los datos de la cuota autárquica y de autoconsumo, tendremos:

Cuota autárquica

57,7 %

Cuota de autoconsumo

86,3 %

Distribución de la energía FV

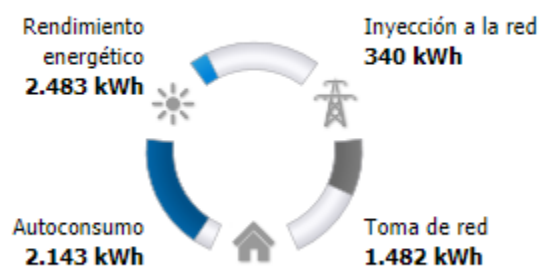


Ilustración 4-59. Resultados ZC IV, perfil B.

Vemos que este caso es un caso intermedio a los dos anteriores, con unos valores de la cuota de autoconsumo y de la cuota autárquica del 57,7 y del 86,3% respectivamente. Vemos aquí que tenemos una excelente cuota autárquica, pero nuestra cuota de autoconsumo es más baja de lo habitual. Esto posiblemente se deba a un sobredimensionamiento de la instalación.

Consumo anual de la red

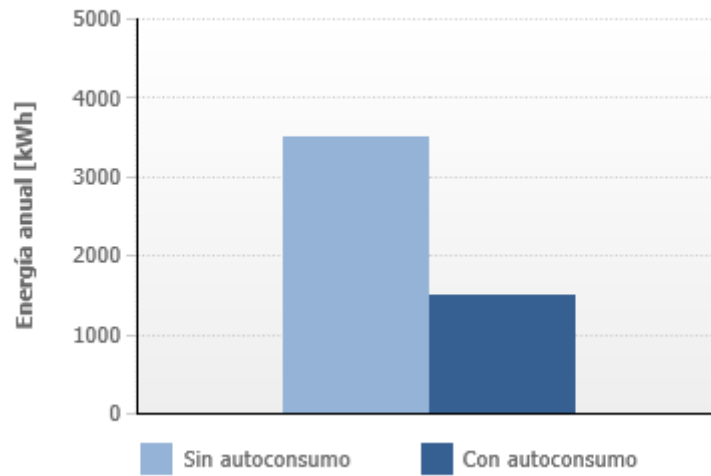


Ilustración 4-60. Consumo anual de la red, perfil B, ZC IV.

La gráfica correspondiente al consumo anual de la red se mantiene aproximadamente constante pero, en cambio, observando las gráficas del consumo horario:

Periodo desde hasta

Consumo anual de la red según la hora del día

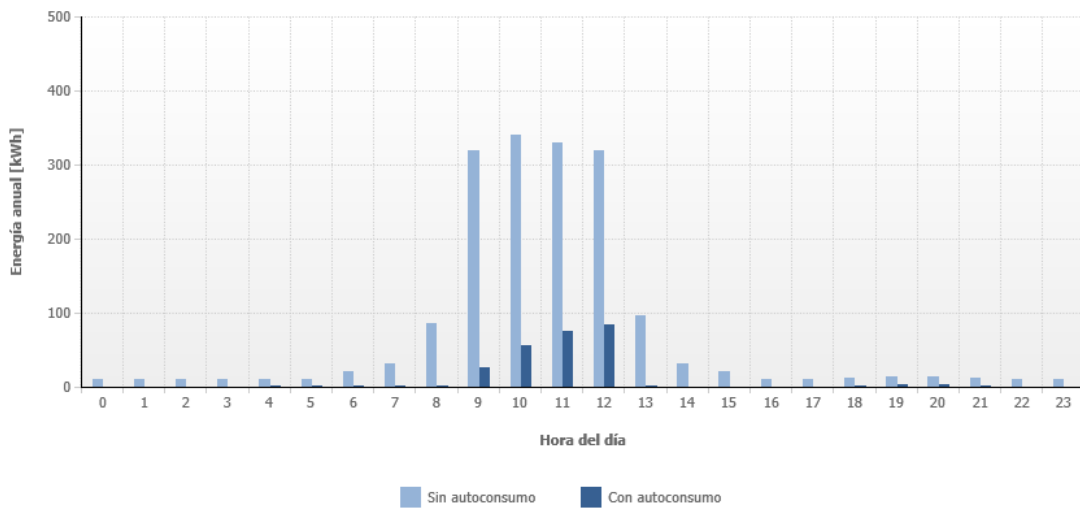


Ilustración 4-61. Consumo horario medio de la red en verano perfil B, ZC IV.



Periodo desde hasta

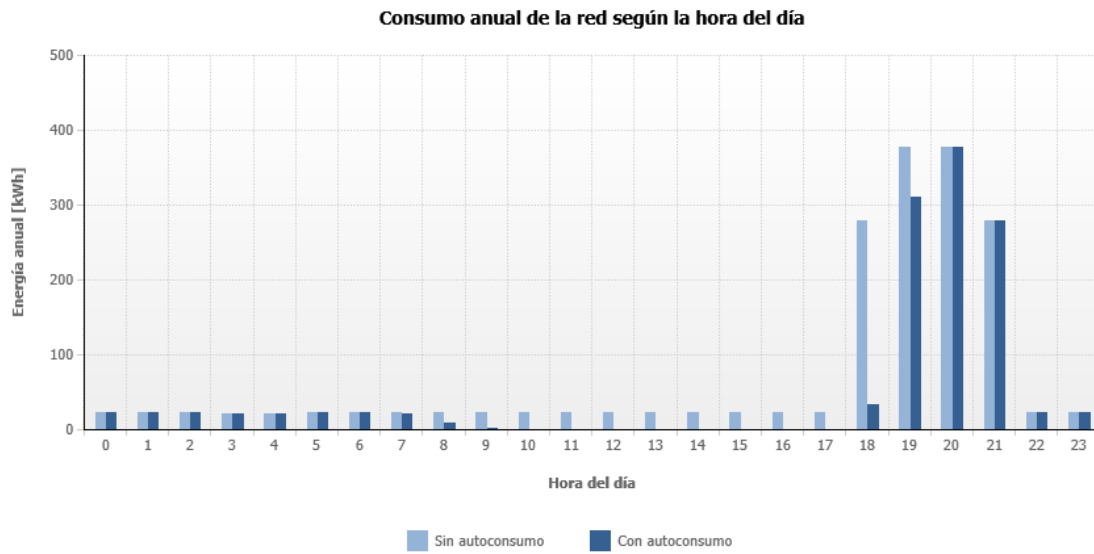


Ilustración 4-62. Consumo horario medio de la red en invierno perfil B, ZC IV.

Vemos que la instalación en verano funciona de forma excelente, cubriendo prácticamente todas las necesidades de energía eléctrica de la instalación durante el día, exceptuando en los picos más altos de demanda. En invierno, sin embargo tendremos una situación diametralmente opuesta.

Tenemos por último la curva característica de evolución de carga y la de carga máxima mensual, que nos permitirían hablar del mencionado estudio tarifario.

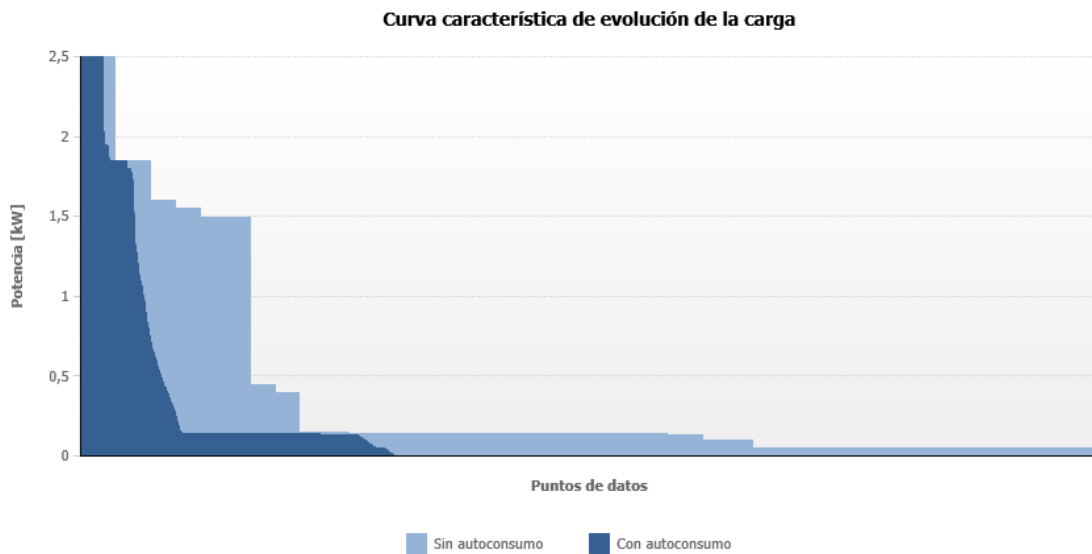


Ilustración 4-63. Curva característica de evolución de la carga perfil B, ZC IV.

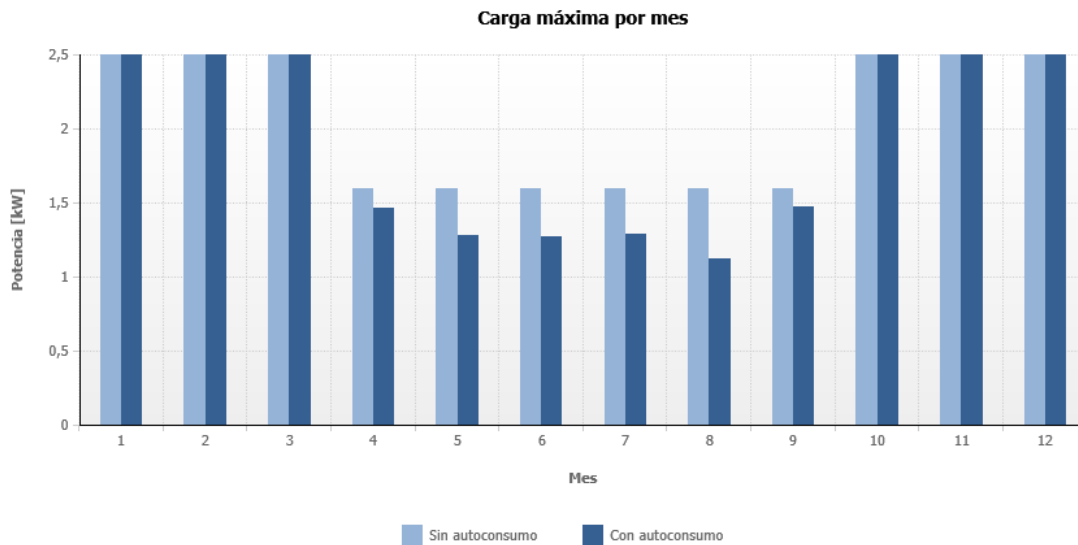
Mostrar límite de carga kW

Ilustración 4-64. Potencia máxima tomada de la red cada mes perfil B, ZC IV.

En estas gráficas, igual que en las inmediatamente inferiores, vemos una diferencia radical en la distribución de las cargas máximas, siendo estas mínimas, este caso, en los meses de verano.

4.5. Zona climática V

4.5.1. Perfiles de consumo A, con solapamiento del 80%, para la zona climática V.

En este primer apartado se presentarán los resultados obtenidos para un perfil de consumo constante a lo largo del año con un solapamiento entre la producción y la demanda del 80%.

Cuota autárquica

75,6 %

Cuota de autoconsumo

95,7 %

Distribución de la energía FV

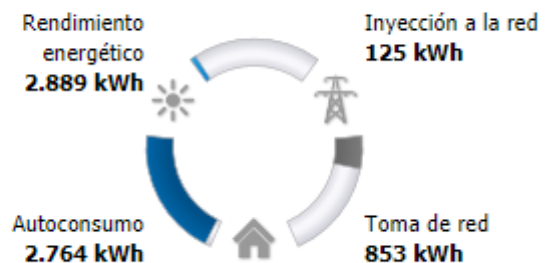


Ilustración 4-65. Resultados ZC V, perfil A1.

Tenemos en esta primera ilustración los resultados de los valores de la cuota autárquica y de la de autoconsumo. En este caso, la cuota autárquica asciende hasta un 75,6%, lógico teniendo

en cuenta que esta zona climática es la que más radiación media anual tiene. Con una cuota de autoconsumo del 95,7%, aprovechamos la práctica totalidad de la energía producida, aún siendo con diferencia la instalación que más produce. Tendremos, por otro lado, un vertido a red de 125 kWh anuales, lo que representa un 3,6% de la demanda anual total.

Gráficamente, el consumo anual de la red de nuestra instalación se presenta en la gráfica siguiente:

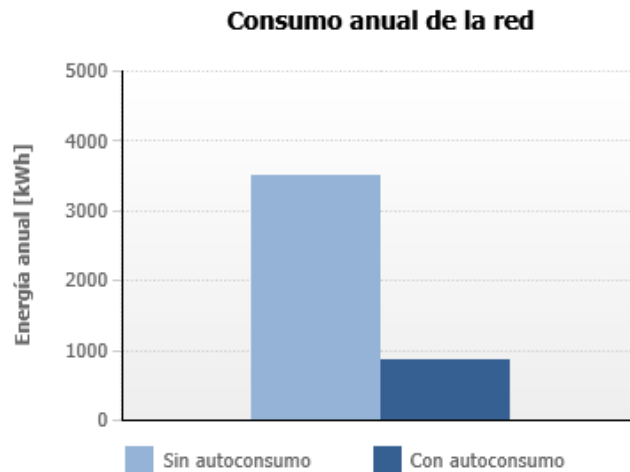


Ilustración 4-66. Consumo anual de la red, perfil A1, ZC V.

La diferencia entre estos dos valores es la energía consumida en la instalación que ha sido generada por la instalación fotovoltaica, resumida en el valor de la cuota de autarquía.

La siguiente gráfica a analizar será la variación entre el consumo horario de energía de la red con y sin autoconsumo:



Ilustración 4-67. Consumo horario anual medio de la red, perfil A1, ZC V.

Tenemos en azul más oscuro el consumo de red con el autoconsumo y en azul más claro el consumo sin la instalación. Se puede apreciar que, especialmente en las horas en las que tenemos producción solar, el consumo baja drásticamente. En este caso, los valores bajarán desde los aproximadamente 260 kWh a las 12 del mediodía hasta los 160 kWh a las 7 de la mañana, justo cuando empieza a haber producción solar. Vemos también que durante las últimas horas de la tarde y las primeras de la madrugada, tenemos reducción del consumo de la red, a pesar de que no haya producción solar. Esto se debe, como se puede deducir fácilmente, a los sistemas de almacenamiento. Este es el caso en el que la reducción de demanda de la red es más notable.

La siguiente es la curva característica de la evolución de la carga.

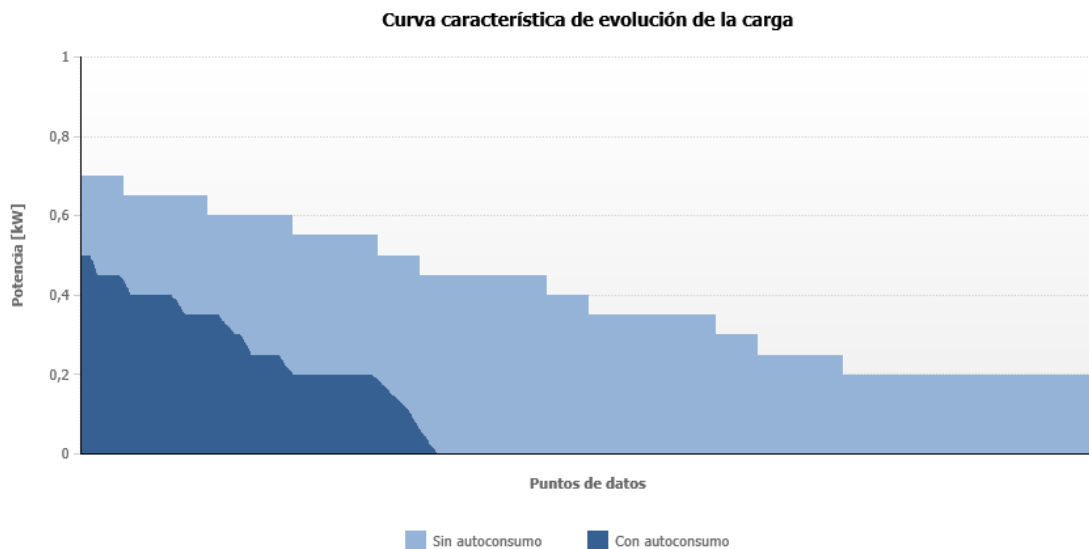


Ilustración 4-68. Curva característica de evolución de la carga, perfil A1, ZC V.

Como se ha dicho antes, tanto esta gráfica como la siguiente sirven para estudiar la potencia máxima necesaria que haya que contratar en la instalación y ver como varía con el autoconsumo.

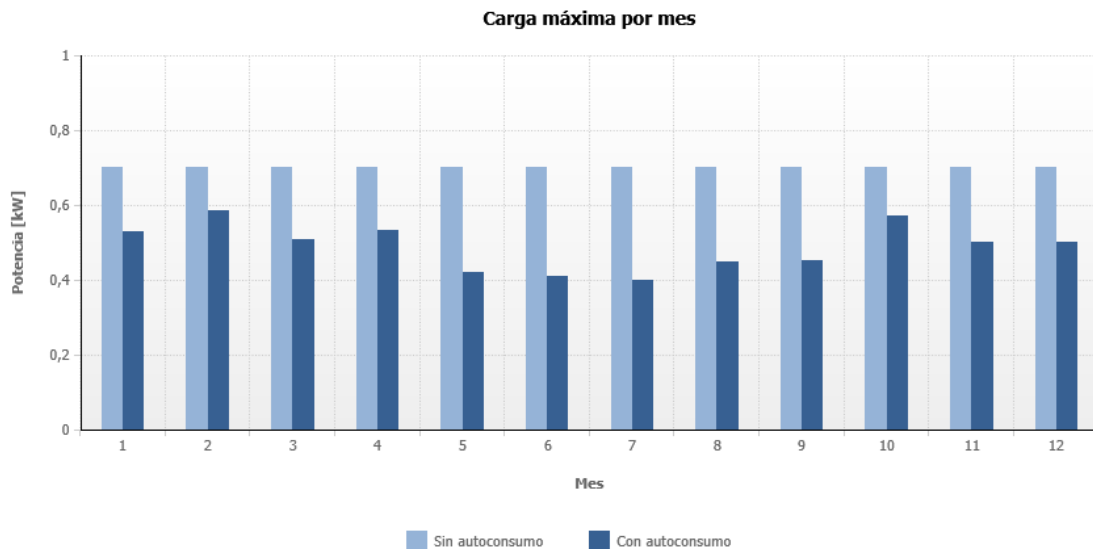


Ilustración 4-69. Potencia máxima tomada de la red cada mes, perfil A1, ZC V.

Como se ha comentado antes, este es el caso en el que la reducción de la potencia contratada es más viable. Se ve claramente que, mes a mes, esta reducción de la potencia máxima demandada de la red es más que notable, por lo que el estudio tarifario debería ser una consecuencia directa en esta instalación.

4.5.2. Perfiles de consumo A, con solapamiento del 50%, para la zona climática V.

En este primer apartado se presentarán los resultados obtenidos para un perfil de consumo constante a lo largo del año con un solapamiento entre la producción y la demanda del 50%.

Cuota autárquica

58,2 %

Cuota de autoconsumo

74,4 %

Distribución de la energía FV

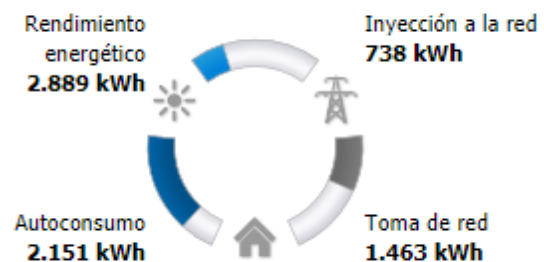


Ilustración 4-70. Resultados ZCV, perfil A2.

Para este perfil de consumo concreto tendremos unos valores más que aceptables para la cuota autárquica, derivados de la gran cantidad de radiación recibida en esta zona climática, 58,2%, pero, como todos los resultados obtenidos con este tipo de perfiles, el valor de la cuota



de autoconsumo deja que desear. Situándose en un 74,4%, esta instalación deja de aprovechar un 25,6% de la energía producida, teniendo un vertido a red de 738 kWh, un 21,1% de la demanda, valor más que notable.

Gráficamente, el consumo anual de la red de nuestra instalación se presenta en la gráfica siguiente:

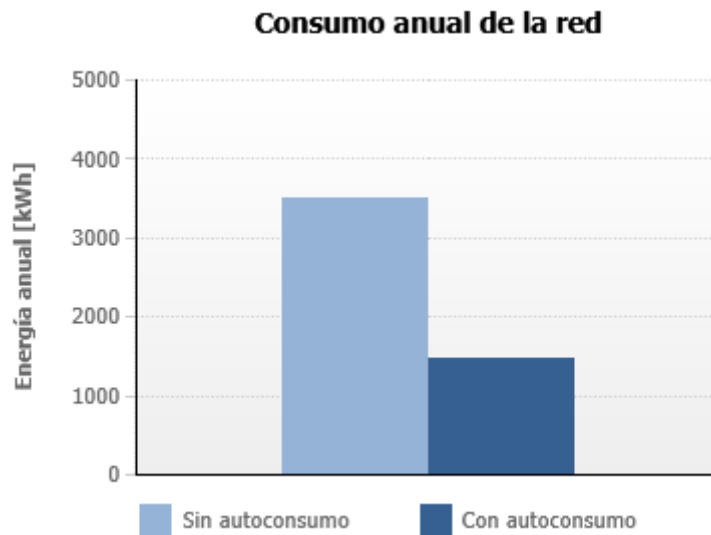


Ilustración 4-71. Consumo anual de la red, perfil A2, ZCV.

Como se puede observar, tenemos de nuevo un descenso notable en el consumo de energía de la red, tanto en el total anual como en la media horaria. Destaca la bajada en los consumos en las horas centrales del día, así como en las últimas horas de la tarde (19 a 22).

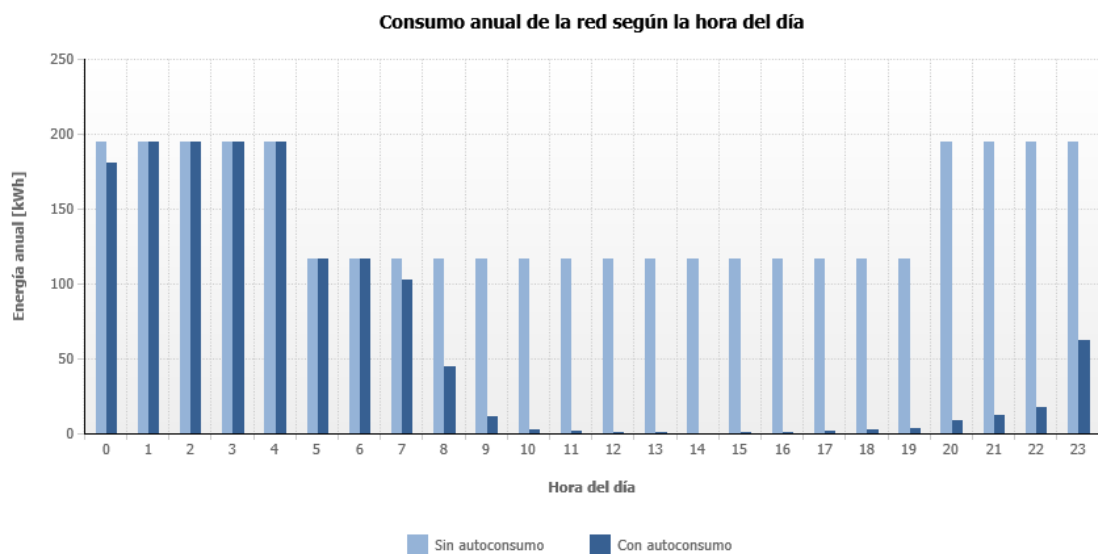


Ilustración 4-72. Consumo horario anual medio de la red, perfil A2, ZCV..

Las dos siguientes gráficas nos permitirían realizar un estudio de la tarifa eléctrica, como se explicó en epígrafes anteriores.

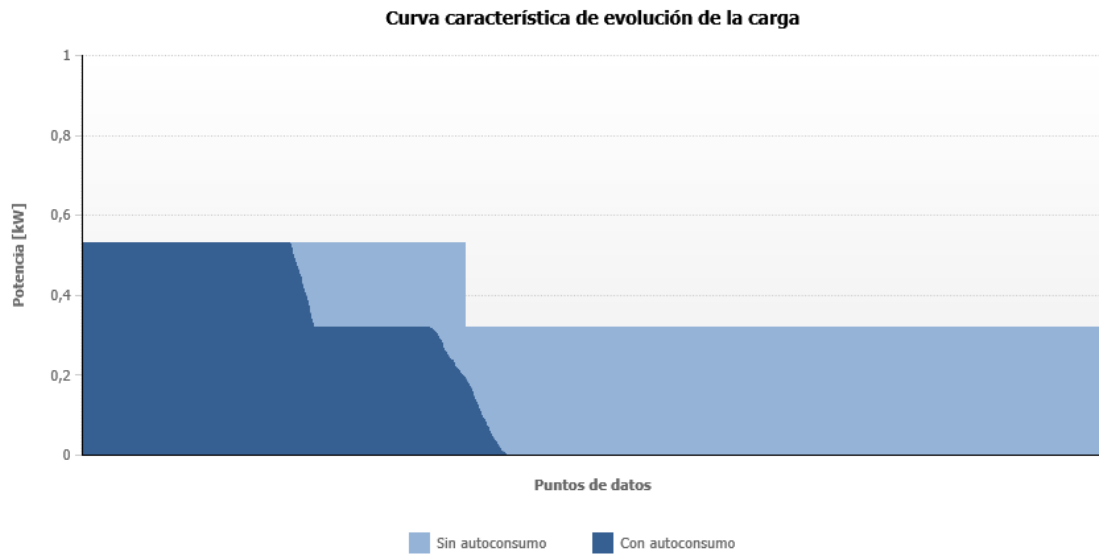


Ilustración 4-73. Curva característica de evolución de la carga, perfil A2, ZCV..

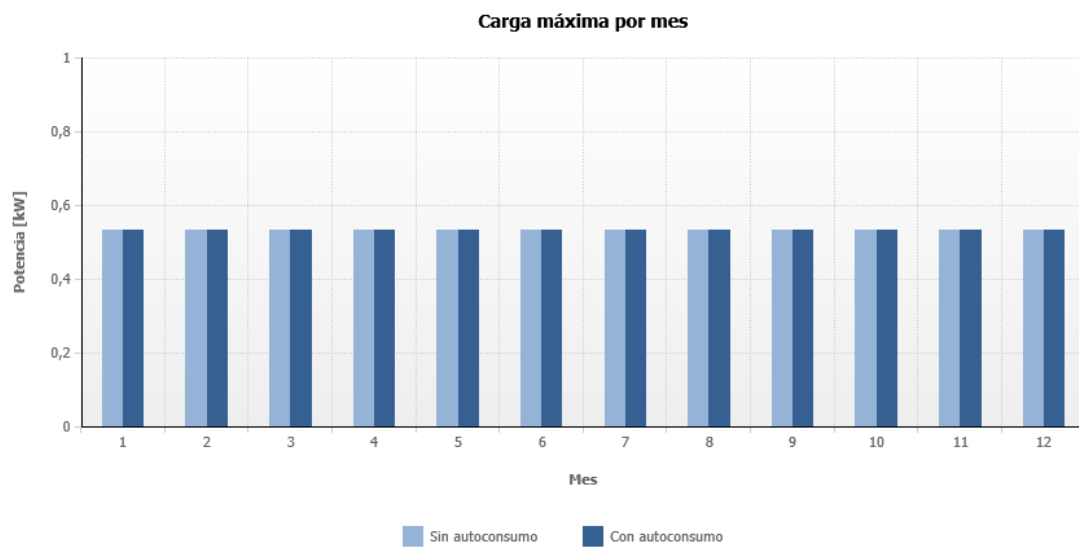


Ilustración 4-74. Potencia máxima tomada de la red cada mes, perfil A2, ZCV..

En este caso concreto, el estudio de la tarificación no tendría sentido, ya que no hay un descenso en la potencia máxima.

4.5.3. Perfiles de consumo B para la zona climática V.

En este caso, tendremos dos perfiles diferentes, uno para verano y otro para invierno, definidos en el apartado correspondiente. Por ello, y cuando sea oportuno, se presentarán de forma diferenciada los resultados para cada una. En el global, para los datos de la cuota autárquica y de autoconsumo, tendremos:

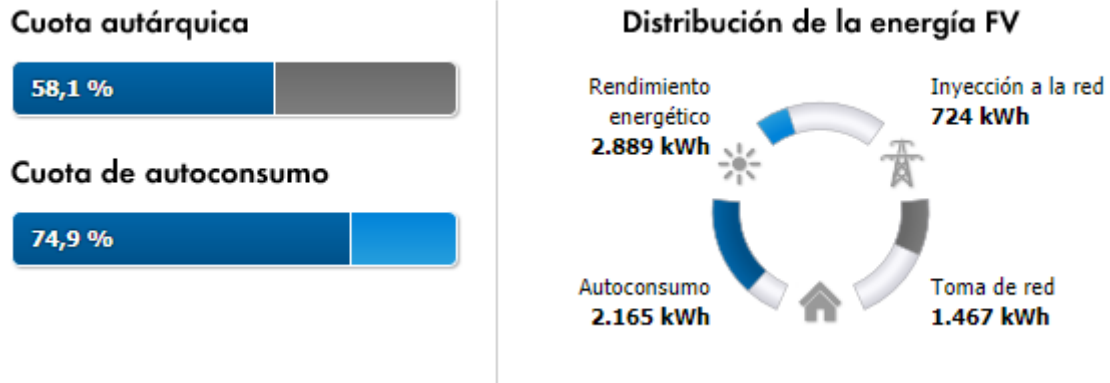


Ilustración 4-75. Resultados ZCII, perfil B.

Con unos valores de la cuota de autoconsumo y de la cuota autárquica del 58,1 y del 74,9% respectivamente, se puede ver aquí que tenemos una buena cuota autárquica, pero nuestra cuota de autoconsumo es baja de lo. Esto es debido, como ya se ha comentado, a la distribución de los consumos.

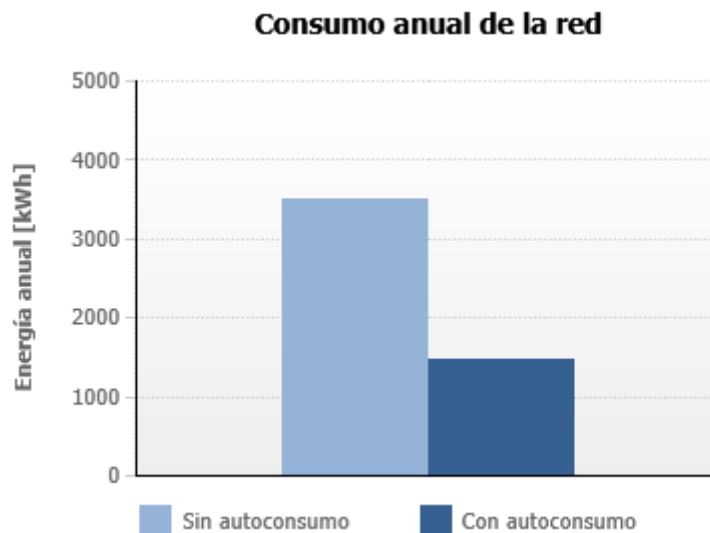


Ilustración 4-76. Consumo anual de la red, perfil B, ZC V.

La gráfica correspondiente al consumo anual de la red se mantiene aproximadamente constante pero, en cambio, observando las gráficas del consumo horario:



Periodo desde hasta

Consumo anual de la red según la hora del día

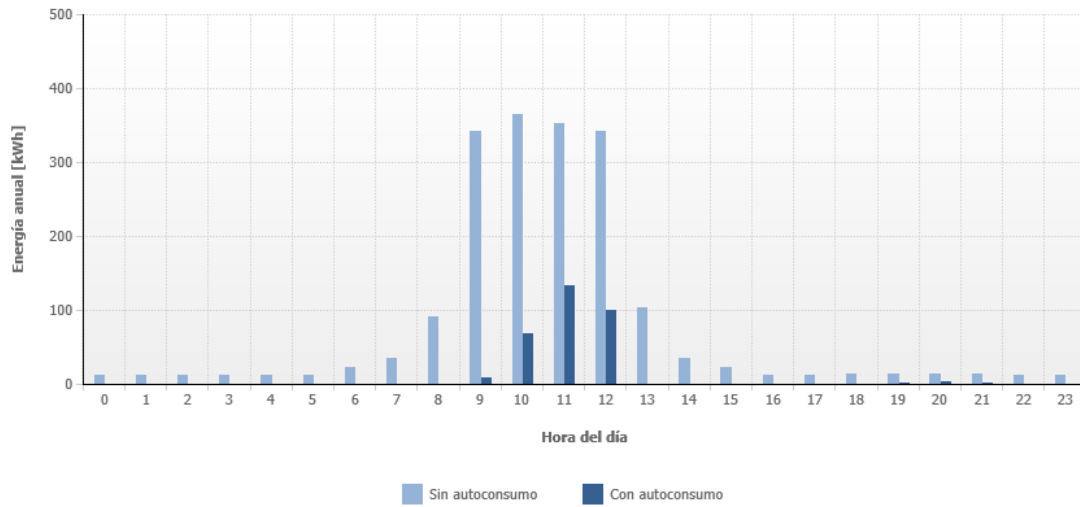


Ilustración 4-77. Consumo horario medio de la red en verano, perfil B, ZC V.

Periodo desde hasta

Consumo anual de la red según la hora del día

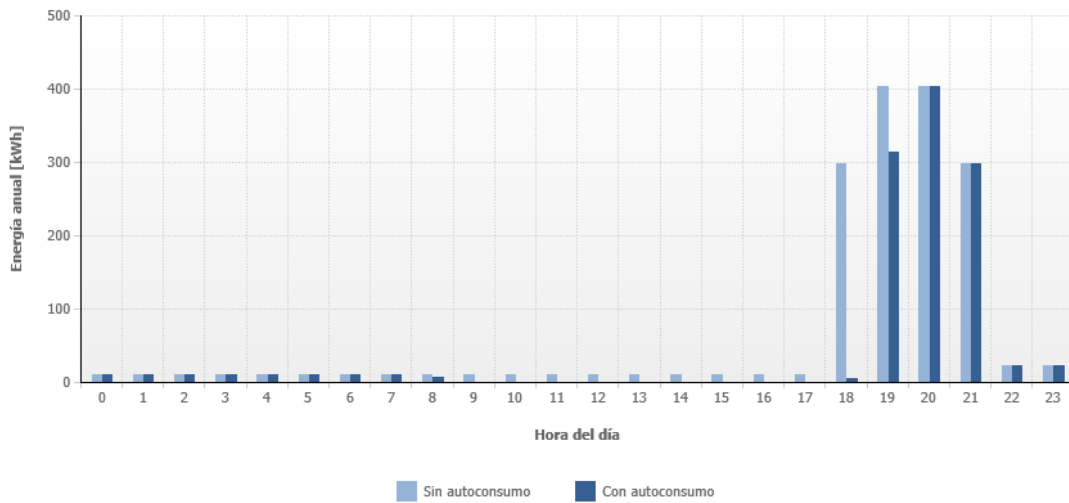
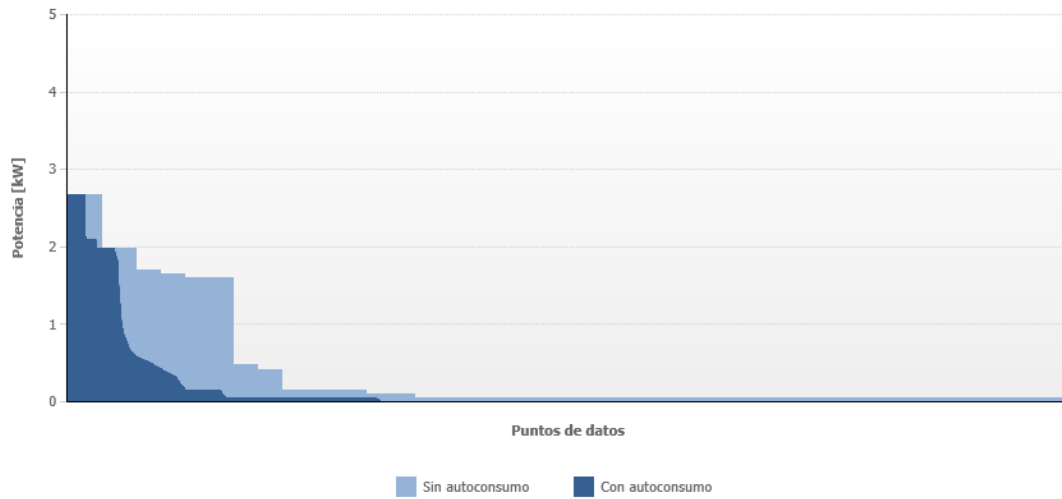
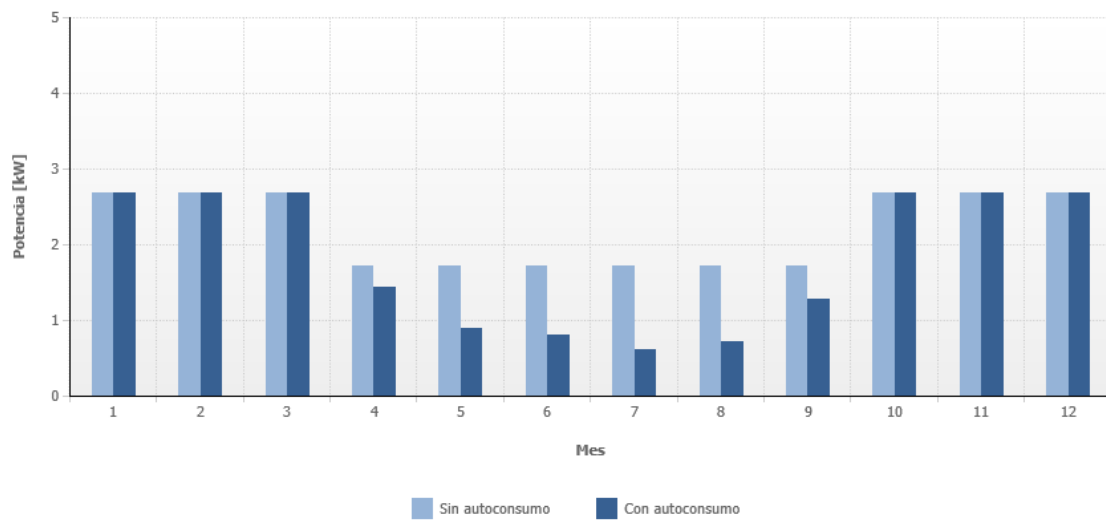


Ilustración 4-78. Consumo horario medio de la red en invierno, perfil B, ZC V.

Este caso es idéntico al de la zona climática cuatro, pudiendo sacar de él las mismas conclusiones que ya se han comentado

Tenemos por último la curva característica de evolución de carga y la de carga máxima mensual, que nos permitirían hablar del mencionado estudio tarifario.

Curva característica de evolución de la carga**Ilustración 4-79. Curva característica de evolución de la carga, perfil B, ZC V.****Carga máxima por mes****Ilustración 4-80. Potencia máxima tomada de la red cada mes, perfil B, ZC V.**

Se puede ver claramente, de nuevo, la diferencia existente entre las cargas máximas requeridas en verano y en invierno, consecuencia de los diferentes perfiles de consumo.



5.Análisis económico



5. Análisis económico.

Este apartado está dedicado al análisis de los resultados obtenidos de las simulaciones desde un punto de vista económico. Para ello, se estudiarán primero los costes de la electricidad para la instalación sin autoconsumo, se estudiarán los gastos de la instalación del autoconsumo y la diferencia será el ahorro anual de la instalación.

5.1. Resultados económicos para las instalaciones sin autoconsumo.

En este primer punto se expondrán las tablas correspondientes a los resultados para las instalaciones sin autoconsumo, para cada perfil y para cada zona climática. Los resultados se comentarán en el apartado de conclusiones. La potencia contratada se estimará en función de la potencia máxima registrada para cada una de las zonas climáticas, referidas en las tablas correspondientes y comentadas en el apartado de resultados.

Para los análisis de los costes, se asumirán cero los excedentes de producción.

Para todos los casos con autoconsumo, los precios utilizados serán los siguientes:

Costes	Punta	Llano	Valle
Precios de los cargos fijos en función de la potencia (Orden ETU/1976/2016) €/kW año	35,952537	6,717794	4,985851
Precios del término de cargo variable que se aplicarán sobre el autoconsumo horario denominado cargo transitorio por energía autoconsumida (Orden ETU/1976/2016) €/kWh	0,015301	0,009998	0,012035
Cargo variable asociado a los costes del sistema (Orden ETU/1976/2016) €/kWh	0,003526	0,001191	0,006691
Precio unitario para la financiación de los pagos por capacidad (Orden IET/2735/2015) €/kWh	0,006432	0,003463	0
Precio energía según OMIE en 2016 €/kWh	0,05351522	0,04991225	0,04196616
Retribución del operador del mercado €/kWh (Orden ETU/1976/2016)	0,000025		
Retribución del operador del sistema €/kWh (Orden ETU/1976/2016)	0,000109		
Servicio de interrumpibilidad €/kWh (Orden ETU/1976/2016)	0,002		
Servicio de ajuste €/kWh (Orden ETU/1976/2016)	0,00321		

Tabla 9. Tabla de precios utilizados para las instalaciones con autoconsumo en el análisis económico.



Para el caso de los análisis de las instalaciones sin autoconsumo, la tabla de precios utilizada será la siguiente, según la *Orden IET/107/2014, de 31 de enero*:

Peaje 3,1A	Periodo tarifario 1	Periodo tarifario 2	Periodo tarifario 3
Término de potencia, €/kW y año	59,173468	36,490689	8,367731
Término de energía, €/kwh	0,0114335	0,012754	0,007805
Precio energía según OMIE en 2016 €/kWh	0,05351522	0,04991225	0,04196616

Tabla 10. Tabla de precios para las instalaciones sin autoconsumo.

5.1.1. Zona climática I.

Para el perfil de consumo A1:

Sin Autoconsumo	Punta	Llano	Valle	Total
kWh totales	734	1919	847	3500
Potencia Contratada, kW	0,6	0,6	0,6	0,6
Término de potencia, €	35,50	21,89	5,02	62,42
Término de energía, €	8,39	24,47	6,61	39,48
Coste de la energía según OMIE €	39,28	95,78	35,55	170,61
Total €/año Sin Autoconsumo				272,50

Tabla 11. Zona climática I, perfil de consumo A1 sin autoconsumo.

Para el perfil A2 tendremos:

Sin Autoconsumo	Punta	Llano	Valle	Total
kWh totales	590	1530	1380	3500
Potencia Contratada, kW	0,6	0,6	0,6	0,6
Término de potencia, €	35,50	21,89	5,02	62,42
Término de energía, €	6,75	19,51	10,77	37,03
Coste de la energía según OMIE €	31,57	76,37	57,91	165,85
Total €/año Sin Autoconsumo				265,30

Tabla 12. Zona climática I, perfil de consumo A2 sin autoconsumo.



Para el perfil de consumo B:

Sin Autoconsumo	Punta	Llano	Valle	Total
kWh totales	1835	1430	235	3500
Potencia Contratada, kW	2,5	2,5	2,5	2,5
Término de potencia, €	147,93	91,23	20,92	260,08
Término de energía, €	20,98	18,24	1,83	41,05
Coste de la energía según OMIE €	98,20	71,37	9,86	179,44
Total €/año Sin Autoconsumo				480,57

Tabla 13.Zona climática I, perfil de consumo B sin autoconsumo.

5.1.2. Zona climática II.

Para el perfil de consumo A1:

Sin Autoconsumo	Punta	Llano	Valle	Total
kWh totales	734	1919	847	3500
Potencia Contratada, kW	0,6	0,6	0,6	0,6
Término de potencia, €	35,50	21,89	5,02	62,42
Término de energía, €	8,39	24,47	6,61	39,48
Coste de la energía según OMIE €	39,28	95,78	35,55	170,61
Total €/año Sin Autoconsumo				272,50

Tabla 14.Zona climática II, perfil de consumo A1 sin autoconsumo.

Para el perfil A2 tendremos:

Sin Autoconsumo	Punta	Llano	Valle	Total
kWh totales	590	1530	1380	3500
Potencia Contratada, kW	0,6	0,6	0,6	0,6
Término de potencia, €	35,50	21,89	5,02	62,42
Término de energía, €	6,75	19,51	10,77	37,03
Coste de la energía según OMIE €	31,57	76,37	57,91	165,85
Total €/año Sin Autoconsumo				265,30

Tabla 15.Zona climática II, perfil de consumo A2 sin autoconsumo.

Para el perfil de consumo B:

Sin Autoconsumo	Punta	Llano	Valle	Total
kWh totales	2138	1070	292	3500
Potencia Contratada, kW	2,5	2,5	2,5	2,5
Término de potencia, €	147,93	91,23	20,92	260,08
Término de energía, €	24,44	13,65	2,28	40,37
Coste de la energía según OMIE €	114,42	53,41	12,25	180,08
Total €/año Sin Autoconsumo				480,53

Tabla 16.Zona climática II, perfil de consumo B sin autoconsumo.



5.1.3. Zona climática III.

Para el perfil de consumo A1:

Sin Autoconsumo	Punta	Llano	Valle	Total
kWh totales	734	1919	847	3500
Potencia Contratada, kW	0,6	0,6	0,6	0,6
Término de potencia, €	35,50	21,89	5,02	62,42
Término de energía, €	8,39	24,47	6,61	39,48
Coste de la energía según OMIE €	39,28	95,78	35,55	170,61
Total €/año Sin Autoconsumo				272,50

Tabla 17.Zona climática III, perfil de consumo A1 sin autoconsumo.

Para el perfil A2 tendremos:

Sin Autoconsumo	Punta	Llano	Valle	Total
kWh totales	590	1530	1380	3500
Potencia Contratada, kW	0,6	0,6	0,6	0,6
Término de potencia, €	35,50	21,89	5,02	62,42
Término de energía, €	6,75	19,51	10,77	37,03
Coste de la energía según OMIE €	31,57	76,37	57,91	165,85
Total €/año Sin Autoconsumo				265,30

Tabla 18.Zona climática III, perfil de consumo A2 sin autoconsumo.

Para el perfil de consumo B:

Sin Autoconsumo	Punta	Llano	Valle	Total
kWh totales	2120	1085	295	3500
Potencia Contratada, kW	2,5	2,5	2,5	2,5
Término de potencia, €	147,93	91,23	20,92	260,08
Término de energía, €	24,24	13,84	2,30	40,38
Coste de la energía según OMIE €	113,45	54,15	12,38	179,99
Total €/año Sin Autoconsumo				480,45

Tabla 19.Zona climática III, perfil de consumo B sin autoconsumo.

5.1.4. Zona climática IV.

Para el perfil de consumo A1:

Sin Autoconsumo	Punta	Llano	Valle	Total
kWh totales	734	1919	847	3500
Potencia Contratada, kW	0,6	0,60	0,60	0,6
Término de potencia, €	35,50	21,89	5,02	62,42
Término de energía, €	8,39	24,47	6,61	39,48
Coste de la energía según OMIE €	39,28	95,78	35,55	170,61
Total €/año Sin Autoconsumo				272,50

Tabla 20.Zona climática IV, perfil de consumo A1 sin autoconsumo.



Para el perfil A2 tendremos:

Sin Autoconsumo	Punta	Llano	Valle	Total
kWh totales	590	1530	1380	3500
Potencia Contratada, kW	0,6	0,6	0,6	0,6
Término de potencia, €	35,50	21,89	5,02	62,42
Término de energía, €	6,75	19,51	10,77	37,03
Coste de la energía según OMIE €	31,57	76,37	57,91	165,85
Total €/año Sin Autoconsumo				265,30

Tabla 21.Zona climática IV, perfil de consumo A2 sin autoconsumo.

Para el perfil de consumo B:

Sin Autoconsumo	Punta	Llano	Valle	Total
kWh totales	2120	1085	295	3500
Potencia Contratada, kW	2,5	2,5	2,5	2,5
Término de potencia, €	147,93	91,23	20,92	260,08
Término de energía, €	24,24	13,84	2,30	40,38
Coste de la energía según OMIE €	113,45	54,15	12,38	179,99
Total €/año Sin Autoconsumo				480,45

Tabla 22.Zona climática IV, perfil de consumo B sin autoconsumo.

5.1.5. Zona climática V.

Para el perfil de consumo A1:

Sin Autoconsumo	Punta	Llano	Valle	Total
kWh totales	734	1919	847	3500
Potencia Contratada	0,7	0,7	0,7	0,7
Término de potencia, €	41,42	25,54	5,86	72,82
Término de energía, €	8,39	24,47	6,61	39,48
Coste de la energía según OMIE €	39,28	95,78	35,55	170,61
Total €/año Sin Autoconsumo				282,91

Tabla 23.Zona climática V, perfil de consumo A1 sin autoconsumo.

Para el perfil A2 tendremos:

Sin Autoconsumo	Punta	Llano	Valle	Total
kWh totales	590	1530	1380	3500
Potencia Contratada, kW	0,6	0,6	0,6	0,6
Término de potencia, €	35,50	21,89	5,02	62,42
Término de energía, €	6,75	19,51	10,77	37,03
Coste de la energía según OMIE €	31,57	76,37	57,91	165,85
Total €/año Sin Autoconsumo				265,30

Tabla 24.Zona climática V, perfil de consumo A2 sin autoconsumo.

Para el perfil de consumo B:



Sin Autoconsumo	Punta	Llano	Valle	Total
kWh totales	2295	965	240	3500
Potencia Contratada	2,8	2,8	2,8	2,8
Término de potencia, €	165,69	102,17	23,43	291,29
Término de energía, €	26,24	12,31	1,87	40,42
Coste de la energía según OMIE €	122,82	48,17	10,07	181,05
Total €/año Sin Autoconsumo				512,76

Tabla 25. Zona climática V, perfil de consumo B sin autoconsumo.

5.2. Análisis económico de las instalaciones con autoconsumo y comparativa.

5.2.1. Zona climática I

Para la zona climática I tenemos los siguientes resultados para el perfil de consumo A1:

Con Autoconsumo	Punta	Llano	Valle	Total
kWh totales autoconsumidos	494	1218	92	1804
kWh totales consumidos de la red	200	681	726	1607
Potencia Contratada kW	0,6	0,6	0,6	0,6
Coste en función de la potencia €	21,57	4,03	2,99	28,59
Coste variable sobre el autoconsumo €	7,56	12,18	1,11	20,84
Coste variable sobre los costes del sistema €	0,71	0,81	4,86	6,37
Coste de la energía según OMIE €	10,70	33,99	30,47	75,16
Retribución del operador de mercado €				0,000015
Retribución del operador del sistema €				0,0000654
Servicio de interrumpibilidad €				0,0012
Servicio de ajuste €				0,001926
Total €/año Con Autoconsumo				130,98

Tabla 26. Zona climática 1, perfil de consumo A1 con autoconsumo

La potencia contratada será de 0,6 kW, los kWh autoconsumidos serán 1804 y los kWh consumidos de la red serán 1607. En el caso de este perfil de consumo, el ahorro anual conseguido será de 141,53€.



Para el perfil de consumo A2, tenemos:

Con Autoconsumo	Punta	Llano	Valle	Total
kWh totales autoconsumidos	372	1045	10	1427
kWh totales consumidos de la red	138	405	1290	1833
Potencia Contratada kW	0,6	0,6	0,6	0,6
Coste en función de la potencia €	21,57	4,03	2,99	28,59
Coste variable sobre el autoconsumo €	5,69	10,45	0,12	16,26
Coste variable sobre los costes del sistema €	0,49	0,48	8,63	9,60
Coste de la energía según OMIE €	7,39	20,21	54,14	81,74
Retribución del operador de mercado €				0,000015
Retribución del operador del sistema €				0,0000654
Servicio de interrumpibilidad €				0,0012
Servicio de ajuste €				0,001926
Total €/año Con Autoconsumo				136,19

Tabla 27. Zona climática 1, perfil de consumo A2 con autoconsumo

La potencia contratada será de 0,6 kW, los kWh autoconsumidos serán 1427 y los kWh consumidos de la red serán 1833. En el caso de este perfil de consumo, el ahorro anual conseguido será de 129,11€.

Para el perfil de consumo B tendremos:

Con Autoconsumo	Punta	Llano	Valle	Total
kWh totales autoconsumidos	729	604	51	1384
kWh totales consumidos de la red	1245	94	80	1419
Potencia Contratada kW	2,5	2,5	2,5	2,5
Coste en función de la potencia €	89,88	16,79	12,46	119,14
Coste variable sobre el autoconsumo €	11,15	6,04	0,61	17,81
Coste variable sobre los costes del sistema €	4,39	0,11	0,54	5,04
Coste de la energía según OMIE €	66,63	4,69	3,36	74,68
Retribución del operador de mercado €				0,0000625
Retribución del operador del sistema €				0,0002725
Servicio de interrumpibilidad €				0,005
Servicio de ajuste €				0,008025
Total €/año Con Autoconsumo				216,67

Tabla 28. Zona climática 1, perfil de consumo B con autoconsumo

La potencia contratada será de 2,5 kW, los kWh autoconsumidos serán 1384 y los kWh consumidos de la red serán 1419. En el caso de este perfil de consumo, el ahorro anual conseguido será de 263,85€.



5.2.2. Zona climática II

Para esta segunda zona climática, en el perfil A1 tendremos:

Con Autoconsumo	Punta	Llano	Valle	Total
kWh totales autoconsumidos	572	1501	76	2149
kWh totales consumidos de la red	122	398	742	1262
Potencia Contratada kW	0,6	0,6	0,6	0,6
Coste en función de la potencia €	21,57	4,03	2,99	28,59
Coste variable sobre el autoconsumo €	8,75	15,01	0,91	24,67
Coste variable sobre los costes del sistema €	0,43	0,47	4,96	5,87
Coste de la energía según OMIE €	6,53	19,87	31,14	57,53
Retribución del operador de mercado €				0,000015
Retribución del operador del sistema €				0,0000654
Servicio de interrumpibilidad €				0,0012
Servicio de ajuste €				0,001926
Total €/año Con Autoconsumo				116,67

Tabla 29. Zona climática II, perfil de consumo A1 con autoconsumo

La potencia contratada será de 0,6 kW, los kWh autoconsumidos serán 2149 y los kWh consumidos de la red serán 1262. En el caso de este perfil de consumo, el ahorro anual conseguido será de 155,83€.

Para el perfil A2:

Con Autoconsumo	Punta	Llano	Valle	Total
kWh totales autoconsumidos	437	1197	41	1675
kWh totales consumidos de la red	73	253	1259	1585
Potencia Contratada kW	0,6	0,6	0,6	0,6
Coste en función de la potencia €	21,57	4,03	2,99	28,59
Coste variable sobre el autoconsumo €	6,69	11,97	0,49	19,15
Coste variable sobre los costes del sistema €	0,26	0,30	8,42	8,98
Coste de la energía según OMIE €	3,91	12,63	52,84	69,37
Retribución del operador de mercado €				0,000015
Retribución del operador del sistema €				0,0000654
Servicio de interrumpibilidad €				0,0012
Servicio de ajuste €				0,001926
Total €/año Con Autoconsumo				126,10

Tabla 30. Zona climática II, perfil de consumo A2 con autoconsumo.

La potencia contratada será de 0,6 kW, los kWh autoconsumidos serán 1675 y los kWh consumidos de la red serán 1585. En el caso de este perfil de consumo, el ahorro anual conseguido será de 139,21€.



Para el perfil de consumo B:

Con Autoconsumo	Punta	Llano	Valle	Total
kWh totales autoconsumidos	988	984	110	2082
kWh totales consumidos de la red	1130	66	160	1356
Potencia Contratada kW	2,5	2,5	2,5	2,5
Coste en función de la potencia €	89,88	16,79	12,46	119,14
Coste variable sobre el autoconsumo €	15,12	9,84	1,32	26,28
Coste variable sobre los costes del sistema €	3,98	0,08	1,07	5,13
Coste de la energía según OMIE €	60,47	3,29	6,71	70,48
Retribución del operador de mercado €				0,0000625
Retribución del operador del sistema €				0,0002725
Servicio de interrumpibilidad €				0,005
Servicio de ajuste €				0,008025
Total €/año Con Autoconsumo				221,05

Tabla 31. Zona climática II, perfil de consumo B con autoconsumo.

La potencia contratada será de 2,5 kW, los kWh autoconsumidos serán 2082 y los kWh consumidos de la red serán 1356. En el caso de este perfil de consumo, el ahorro anual conseguido será de 259,48€.

5.2.3. Zona climática III.

Para la zona climática tendremos, para el perfil A1:

Con Autoconsumo	Punta	Llano	Valle	Total
kWh totales autoconsumidos	549	1349	111	2009
kWh totales consumidos de la red	145	550	707	1402
Potencia Contratada kW	0,6	0,6	0,6	0,6
Coste en función de la potencia €	21,57	4,03	2,99	28,59
Coste variable sobre el autoconsumo €	8,40	13,49	1,34	23,22
Coste variable sobre los costes del sistema €	0,51	0,66	4,73	5,90
Coste de la energía según OMIE €	7,76	27,45	29,67	64,88
Retribución del operador de mercado €				0,000015
Retribución del operador del sistema €				0,0000654
Servicio de interrumpibilidad €				0,0012
Servicio de ajuste €				0,001926
Total €/año Con Autoconsumo				122,60

Tabla 32. Zona climática III, perfil de consumo A1 con autoconsumo.

La potencia contratada será de 0,6 kW, los kWh autoconsumidos serán 2009 y los kWh consumidos de la red serán 1402. En el caso de este perfil de consumo, el ahorro anual conseguido será de 149,91€.



Para el perfil A2, tenemos:

Con Autoconsumo	Punta	Llano	Valle	Total
kWh totales autoconsumidos	384	1144	24	1552
kWh totales consumidos de la red	126	306	1276	1708
Potencia Contratada kW	0,6	0,6	0,6	0,6
Coste en función de la potencia €	21,57	4,03	2,99	28,59
Coste variable sobre el autoconsumo €	5,88	11,44	0,29	17,60
Coste variable sobre los costes del sistema €	0,44	0,36	8,54	9,35
Coste de la energía según OMIE €	6,74	15,27	53,55	75,56
Retribución del operador de mercado €				0,000015
Retribución del operador del sistema €				0,0000654
Servicio de interrumpibilidad €				0,0012
Servicio de ajuste €				0,001926
Total €/año Con Autoconsumo				131,11

Tabla 33. Zona climática III, perfil de consumo A2 con autoconsumo.

La potencia contratada será de 0,6 kW, los kWh autoconsumidos serán 1552 y los kWh consumidos de la red serán 1708. En el caso de este perfil de consumo, el ahorro anual conseguido será de 134,19€.

Para el perfil B, tendremos.

Con Autoconsumo	Punta	Llano	Valle	Total
kWh totales autoconsumidos	883	935	141	1959
kWh totales consumidos de la red	1260	165	116	1541
Potencia Contratada kW	2,5	2,5	2,5	2,5
Coste en función de la potencia €	89,88	16,79	12,46	119,14
Coste variable sobre el autoconsumo €	13,51	9,35	1,70	24,56
Coste variable sobre los costes del sistema €	4,44	0,20	0,78	5,42
Coste de la energía según OMIE €	67,43	8,24	4,87	80,53
Retribución del operador de mercado €				0,0000625
Retribución del operador del sistema €				0,0002725
Servicio de interrumpibilidad €				0,005
Servicio de ajuste €				0,008025
Total €/año Con Autoconsumo				229,66

Tabla 34. Zona climática III, perfil de consumo B con autoconsumo.



La potencia contratada será de 2,5 kW, los kWh autoconsumidos serán 1959 y los kWh consumidos de la red serán 1541. En el caso de este perfil de consumo, el ahorro anual conseguido será de 250,87€.

5.2.4. Zona climática IV.

En la zona climática IV, tendremos para el perfil A1

Con Autoconsumo	Punta	Llano	Valle	Total
kWh totales autoconsumidos	567	1542	134	2243
kWh totales consumidos de la red	127	357	684	1168
Potencia Contratada kW	0,6	0,6	0,6	0,6
Coste en función de la potencia €	21,57	4,03	2,99	28,59
Coste variable sobre el autoconsumo €	8,68	15,42	1,61	25,71
Coste variable sobre los costes del sistema €	0,45	0,43	4,58	5,45
Coste de la energía según OMIE €	6,80	17,82	28,70	53,32
Retribución del operador de mercado €				0,000015
Retribución del operador del sistema €				0,0000654
Servicio de interrumpibilidad €				0,0012
Servicio de ajuste €				0,001926
Total €/año Con Autoconsumo				113,07

Tabla 35. Zona climática IV, perfil de consumo A1 con autoconsumo.

La potencia contratada será de 0,6 kW, los kWh autoconsumidos serán 2243 y los kWh consumidos de la red serán 1168. En el caso de este perfil de consumo, el ahorro anual conseguido será de 159,43€.

Para el perfil A2, tendremos.

Con Autoconsumo	Punta	Llano	Valle	Total
kWh totales autoconsumidos	431	1242	39	1712
kWh totales consumidos de la red	79	208	1261	1548
Potencia Contratada kW	0,6	0,6	0,6	0,6
Coste en función de la potencia €	21,57	4,03	2,99	28,59
Coste variable sobre el autoconsumo €	6,59	12,42	0,47	19,48
Coste variable sobre los costes del sistema €	0,28	0,25	8,44	8,96
Coste de la energía según OMIE €	4,23	10,38	52,92	67,53
Retribución del operador de mercado €				0,000015
Retribución del operador del sistema €				0,0000654
Servicio de interrumpibilidad €				0,0012
Servicio de ajuste €				0,001926
Total €/año Con Autoconsumo				124,57

Tabla 36. Zona climática IV, perfil de consumo A2 con autoconsumo.



La potencia contratada será de 0,6 kW, los kWh autoconsumidos serán 1702 y los kWh consumidos de la red serán 1548. En el caso de este perfil de consumo, el ahorro anual conseguido será de 140,73€.

Para el perfil B, tendremos:

Con Autoconsumo	Punta	Llano	Valle	Total
kWh totales autoconsumidos	944	978	117	2039
kWh totales consumidos de la red	1146	86	153	1385
Potencia Contratada kW	2,5	2,5	2,5	2,5
Coste en función de la potencia €	89,88	16,79	12,46	119,14
Coste variable sobre el autoconsumo €	14,44	9,78	1,41	25,63
Coste variable sobre los costes del sistema €	4,04	0,10	1,02	5,17
Coste de la energía según OMIE €	61,33	4,29	6,42	72,04
Retribución del operador de mercado €				0,0000625
Retribución del operador del sistema €				0,0002725
Servicio de interrumpibilidad €				0,005
Servicio de ajuste €				0,008025
Total €/año Con Autoconsumo				221,99

Tabla 37. Zona climática IV, perfil de consumo B con autoconsumo.

La potencia contratada será de 0,6 kW, los kWh autoconsumidos serán 2039 y los kWh consumidos de la red serán 1385. En el caso de este perfil de consumo, el ahorro anual conseguido será de 258,45€.

5.2.5. Zona climática V.

Para el perfil de consumo A1, tenemos:

Con Autoconsumo	Punta	Llano	Valle	Total
kWh totales autoconsumidos	701	1651	263	2615
kWh totales consumidos de la red	48	212	565	825
Potencia Contratada kW	0,7	0,7	0,7	0,7
Coste en función de la potencia €	25,17	4,70	3,49	33,36
Coste variable sobre el autoconsumo €	10,73	16,51	3,17	30,40
Coste variable sobre los costes del sistema €	0,17	0,25	3,78	4,20
Coste de la energía según OMIE €	2,57	10,58	23,71	36,86
Retribución del operador de mercado €				0,0000175
Retribución del operador del sistema €				0,0000763
Servicio de interrumpibilidad €				0,0014
Servicio de ajuste €				0,002247
Total €/año Con Autoconsumo				104,82

Tabla 38. Zona climática V, perfil de consumo A1 con autoconsumo.



La potencia contratada será de 0,6 kW, los kWh autoconsumidos serán 2615 y los kWh consumidos de la red serán 825. En el caso de este perfil de consumo, el ahorro anual conseguido será de 178,08€.

Para el perfil A2, tenemos:

Con Autoconsumo	Punta	Llano	Valle	Total
kWh totales autoconsumidos	506	1431	34	1971
kWh totales consumidos de la red	36	101	1321	1458
Potencia Contratada kW	0,6	0,6	0,6	0,6
Coste en función de la potencia €	25,17	4,70	3,49	33,36
Coste variable sobre el autoconsumo €	7,74	14,31	0,41	22,46
Coste variable sobre los costes del sistema €	0,13	0,12	8,84	9,09
Coste de la energía según OMIE €	1,93	5,04	55,44	62,40
Retribución del operador de mercado €				0,0000175
Retribución del operador del sistema €				0,0000763
Servicio de interrumpibilidad €				0,0014
Servicio de ajuste €				0,002247
Total €/año Con Autoconsumo				127,31

Tabla 39. Zona climática IV, perfil de consumo A2 con autoconsumo.

La potencia contratada será de 0,6 kW, los kWh autoconsumidos serán 1971 y los kWh consumidos de la red serán 1458. En el caso de este perfil de consumo, el ahorro anual conseguido será de 142,76€.

Para el perfil de consumo B:

Con Autoconsumo	Punta	Llano	Valle	Total
kWh totales autoconsumidos	1100	916	120	2136
kWh totales consumidos de la red	1245	94	80	1419
Potencia Contratada kW	2,8	2,8	2,8	2,8
Coste en función de la potencia €	100,67	18,81	13,96	133,44
Coste variable sobre el autoconsumo €	16,83	9,16	1,44	27,43
Coste variable sobre los costes del sistema €	4,39	0,11	0,54	5,04
Coste de la energía según OMIE €	66,63	4,69	3,36	74,68
Retribución del operador de mercado €				0,00007
Retribución del operador del sistema €				0,0003052
Servicio de interrumpibilidad €				0,0056
Servicio de ajuste €				0,008988
Total €/año Con Autoconsumo				240,60

Tabla 40. Zona climática IV, perfil de consumo B con autoconsumo.

La potencia contratada será de 2,8 kW, los kWh autoconsumidos serán 2136 y los kWh consumidos de la red serán 1419. En el caso de este perfil de consumo, el ahorro anual conseguido será de 272,17€.



Sobre todos estos términos, además, habrá que añadir los costes del IVA y del impuesto a la electricidad. Simplificando, y como lo que realmente nos interesa en este caso es el ahorro derivado de estas instalaciones de autoconsumo, se resumen los resultados en la siguiente tabla:

Ahorro, €			
ZC	A1	A2	B
I	228,94	208,85	426,81
II	252,08	225,19	419,74
III	242,50	217,07	405,82
IV	257,90	227,65	418,08
V	288,07	230,93	440,27

Tabla 41. Resumen de ahorro una vez aplicados IVA e impuesto especial a la electricidad.





6. Discusión de resultados y conclusiones

6. Discusión de resultados y conclusiones.

6.1. Discusión de los resultados de las simulaciones y del dimensionamiento.

Para estas comparativas de resultados, se ha estudiado la variación de los valores más representativos de las instalaciones, autarquía, cuota de autoconsumo y rendimiento energético, buscando sacar conclusiones a partir de ellos: el primer valor a estudiar será el del rendimiento energético.

Resumidos en la siguiente tabla, los resultados obtenidos para el rendimiento energético, definido como la energía solar fotovoltaica consumida más la vertida a red, son los siguientes, en función de la zona climática:

Rendimiento energético, kWh			
ZC	A1	A2	B
I	1874	1874	1874
II	2412	2412	2412
III	2192	2192	2192
IV	2483	2483	2483
V	2889	2889	2889

Tabla 42. Resumen resultados rendimiento energético.

Lógicamente, el rendimiento energético se mantiene constante para cada zona climática, no estando influenciado por los perfiles de carga.

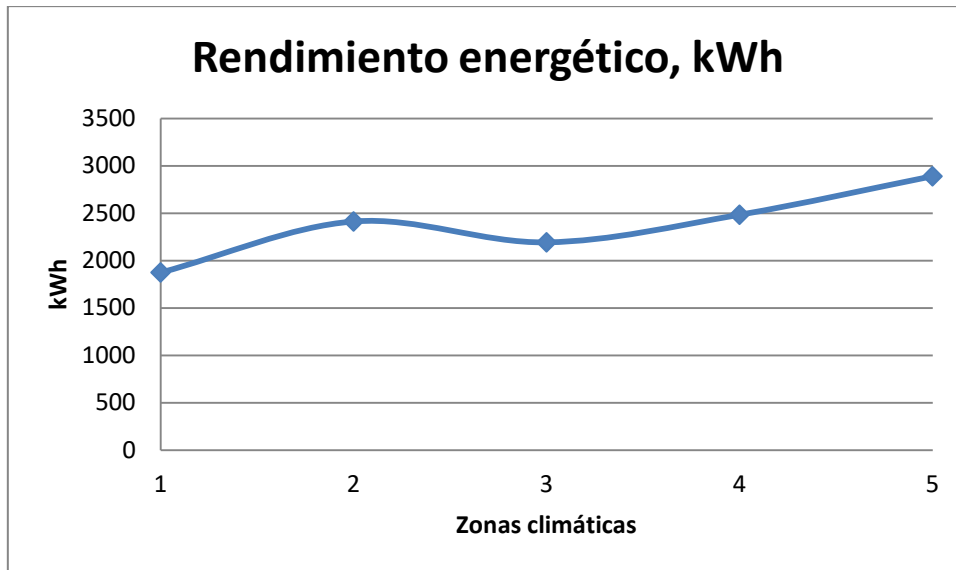


Ilustración 6-1. Resumen resultados rendimiento energético.

Vemos una evolución clara en el rendimiento energético. Esta evolución coincide con lo que se puede pensar de primeras, **una mayor radiación media coincidirá, para instalaciones tipo, con una mayor producción de energía eléctrica.** Comparando con el vertido a red, tenemos:

Vertido a red, kWh			
ZC	A1	A2	B
I	64	290	241
II	98	506	332
III	91	449	307
IV	100	557	340
V	125	738	724

Tabla 43. Resumen resultados vertido a red.

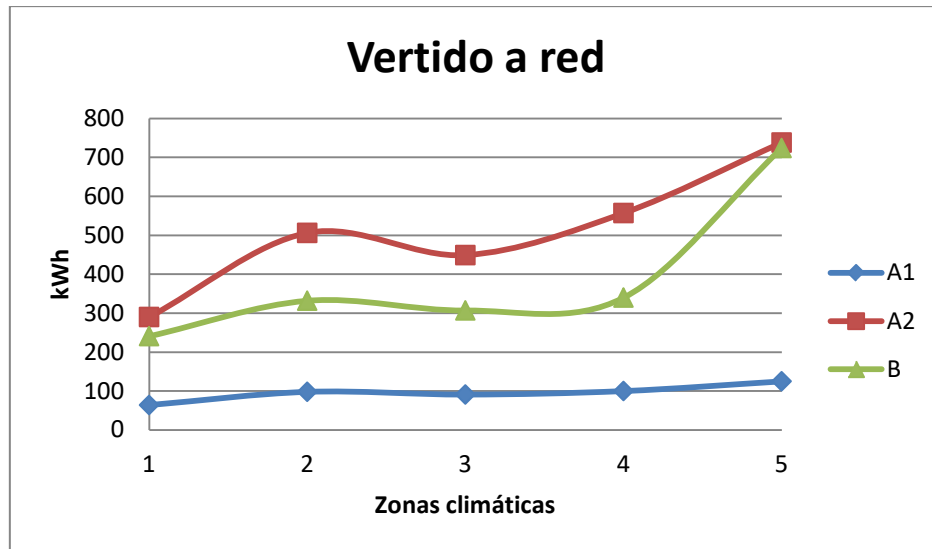


Ilustración 6-2. Resumen resultados vertido a red.

Vemos que, si bien nuestro rendimiento energético aumenta conforme aumenta la radiación, al no haber un aumento que compense este aumento de radiación, tendremos, en el caso de los perfiles A2 y B, un vertido a red cada vez más importante. En el perfil A1, por otro lado, este vertido si bien aumenta ligeramente, se mantiene casi constante. Estas dos gráficas nos permitirán decir que, desde un punto de vista de efectividad de la producción, **el perfil más recomendable para instalaciones de este tipo es el A1, constante a lo largo del año y con un solapamiento entre la producción y la demanda altos. Se puede empezar a intuir, así, que nuestra instalación funcionará mejor, primero, cuanto más solapamiento tengamos y, segundo, menos importante, cuanto más radiación incidente tengamos.**

Analizando ahora, relacionado directamente con el punto anterior, la cuota de autoconsumo, tendremos:

Cuota de autoconsumo, %			
ZC	A1	A2	B
I	96,6	84,5	87,1
II	96	79	86,3
III	95,9	79,5	86
IV	96	77,6	86,3
V	95,7	74,4	74,9

Tabla 44. Resultados cuota autoconsumo.

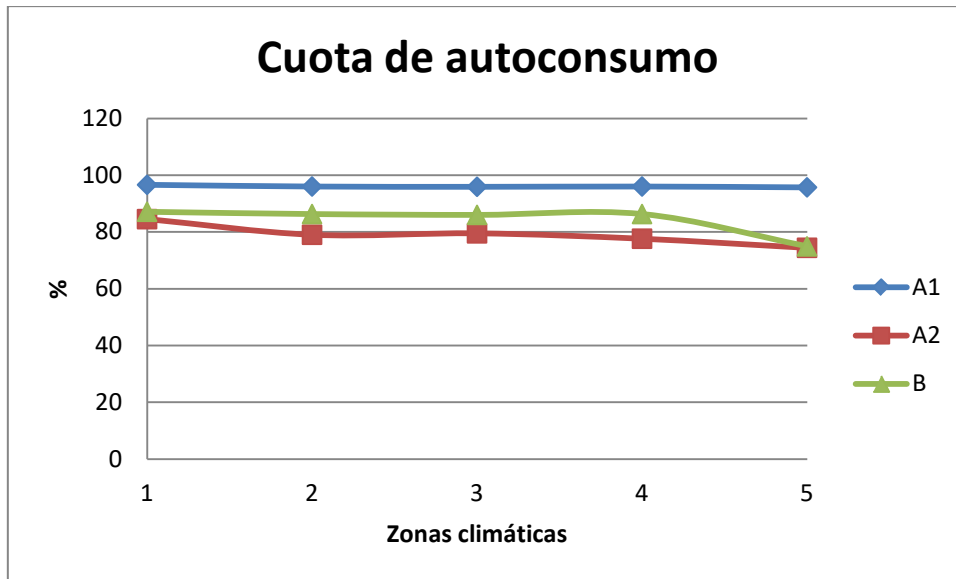


Ilustración 6-3. Resumen resultados cuota de autoconsumo.

Se puede observar, en este caso, que la variación en la radiación incidente no tiene una importancia especialmente significativa, descontando en el caso del perfil B para la zona climática V. La cuota de autoconsumo, por tanto, viene a confirmar lo que se ha mencionado antes, el perfil de consumo para el que mejor comportamiento presenta la instalación es el A1, seguido del perfil B, el cual presenta un solapamiento intermedio entre los dos perfiles A, teniendo la cantidad de radiación incidente un impacto relativo en la eficiencia de la instalación.

Analizando por último la cuota autárquica tenemos:

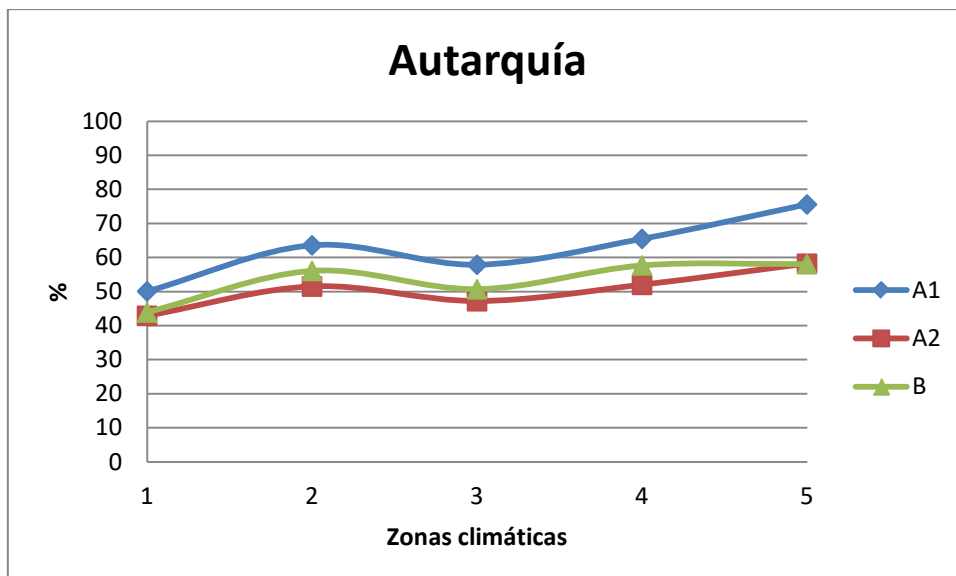


Ilustración 6-4 Resumen resultados autarquía.



A diferencia de en el caso anterior, vemos que en este caso la zona climática en la que se sitúe la instalación de autoconsumo si influye de manera notable en el resultado de la autarquía. La cuota autárquica, definida como ya se ha explicado como la relación entre la cantidad de energía proveniente de energía solar que se produce con respecto del total de la demanda eléctrica, lógicamente, será mayor cuanto mayor sea la radiación incidente, ya que a más radiación tengamos, más producción eléctrica habrá.

Autarquía, %			
ZC	A1	A2	B
I	50,1	42,9	43,9
II	63,6	51,5	56,1
III	57,9	47,2	50,7
IV	65,5	52	57,7
V	75,6	58,2	58,1

Tabla 45. Resumen resultados autarquía

Resumiendo, se puede ver que la cuota autárquica depende, en menor medida, del perfil de consumo y del solapamiento entre producción y demanda, y más directamente de la zona climática y, por tanto, de la radiación. Por otro lado, el valor de la cuota de autoconsumo dependerá, casi exclusivamente, del perfil de consumo de la instalación.

6.2. Discusión de los resultados del análisis económico.

Lo primero que tenemos es una tabla resumen en la que están recogidos los datos del ahorro anual correspondiente a cada instalación y para cada perfil de consumo.

Ahorro, €			
ZC	A1	A2	B
I	228,94	208,85	426,81
II	252,08	225,19	419,74
III	242,50	217,07	405,82
IV	257,90	227,65	418,08
V	288,07	230,93	440,27

Tabla 46. Resumen resultados ahorro anual.

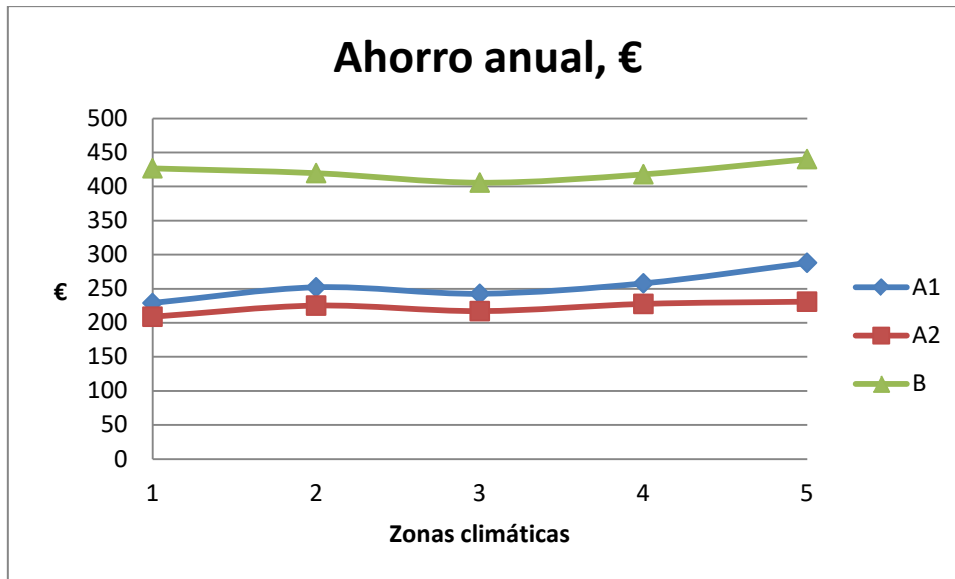


Ilustración 6-5. Resumen resultados ahorro anual.

En esta gráfica se representan los datos antes mencionados.

Lo primero que habrá que comentar en esta gráfica es la tendencia de las curvas representadas. En el caso de los perfiles A, tenemos, sobre todo en los perfiles A1, una tendencia a aumentar ligeramente el ahorro conforme avanzamos por las zonas climáticas. Esto se debe a que, lógicamente, al aumentar la radiación media incidente, aumentamos la producción solar, consecuentemente requiriendo menos energía de la red y aumentando el ahorro anual conseguido.

La tendencia del ahorro derivado del perfil B, por otro lado, es la de descender paulatinamente, manteniéndose relativamente constante. Se puede ver, por otro lado, que el ahorro obtenido para este perfil de consumo en concreto es sensiblemente superior, siendo éste entre un 2,4 y 1,4 veces superior al de los perfiles A.

Vemos por tanto que el principal condicionante del ahorro no es la localización geográfica, si no el perfil de consumo de la instalación a la que queremos suministrar energía. Aún así, se ha demostrado que en cualquier caso, se logra un ahorro neto positivo en cualquiera de las instalaciones.

Asumiendo un coste por de 1 €/Wp para nuestra instalación, tendremos:

$$\text{Coste de la instalación: } 1 \frac{\text{€}}{\text{Wp}} * 1,56 \text{ kWp} * \frac{1000 \text{ Wp}}{1 \text{ kWp}} = 1560\text{€}$$

De esta forma, los periodos de retorno para cada una de estas instalaciones serán:

Periodo de retorno, años			
ZC	A1	A2	B
I	6,81	7,47	3,65
II	6,19	6,93	3,72
III	6,43	7,19	3,84
IV	6,05	6,85	3,73
V	5,42	6,76	3,54

Tabla 47. Resumen resultados periodo de retorno.

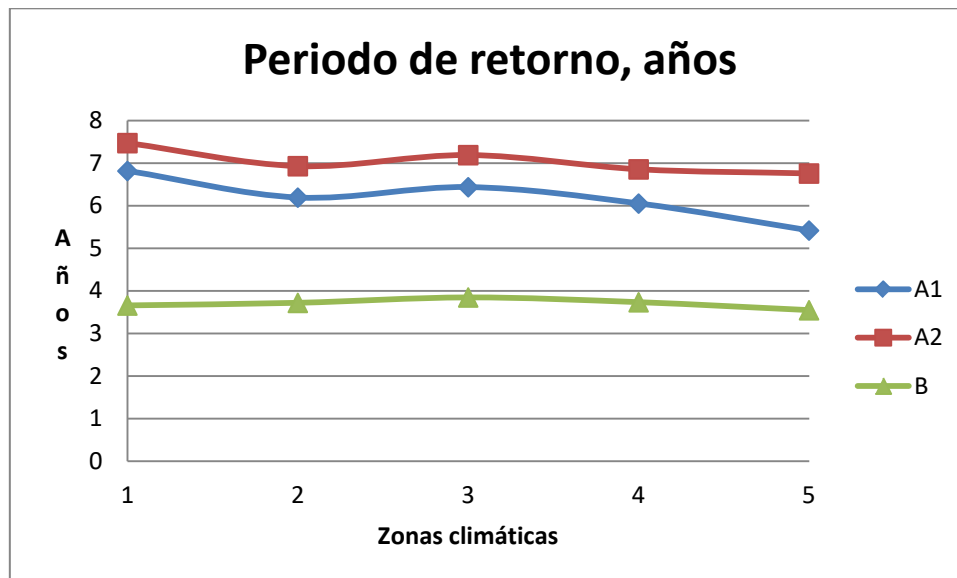


Ilustración 6-6. Resumen resultados periodo de retorno.

6.3. Conclusiones y trabajos futuros.

En este apartado resumiremos las conclusiones que se han podido sacar derivadas de este trabajo, así como un pequeño análisis en retrospectiva de los objetivos planteados para este proyecto. Se definieron para este trabajo los siguientes objetivos:

- La comprobación de las ratios de dimensionamiento marcados en los distintos trabajos publicados, expandiendo dichos ejemplos en función de unos perfiles de consumo planteados para cumplir con unos solapamientos entre la producción y la demanda, en base a una demanda anual de 3500 kWh.
- La realización de un estudio económico para la tarifa 3,1A, con precios de la energía estimados a partir de datos reales, buscando hacer una estimación de costes de instalación en función de la base de cálculo escogida.



- La realización de un estudio de viabilidad de instalaciones tipo, según, principalmente, sus perfiles de consumo y el solapamiento entre demanda y producción y según los horarios de producción.

Punto por punto, tendremos:

- Se ha realizado la comprobación de estos ratios de dimensionamiento para tres perfiles de consumo diferentes, planteados cada uno para cumplir con unas características específicas. **De esta forma, se ha comprobado que si bien estas ratios nos dan una idea genérica del dimensionamiento necesario para cada zona climática en función del consumo anual, están planteados expresamente para un perfil de consumo concreto. Así, en casos extremos como, por ejemplo, los planteados en perfil B, las instalaciones necesitarán de un estudio de dimensionamiento específico para poder hacerse una idea. En cualquier caso, y tomando estas ratios como lo que son, una guía genérica a partir de la cual hacer cálculos, resultan muy útiles para un primer dimensionamiento a partir del cual empezar a trabajar.**
- Se ha realizado un estudio económico básico de las instalaciones, basándose en la legislación vigente relacionada con la tarifa 3,1, haciendo una estimación a partir de históricos de los datos de precios de la electricidad. Se puede concluir de esto que **la localización de la instalación es un factor igual de importante que el perfil de consumo.** Siendo así, si bien se ha demostrado que se consigue un ahorro anual neto positivo en todos los casos, los periodos de retorno de algunas de las instalaciones hacen que no sean especialmente rentables.
- Se ha estudiado la viabilidad de estas instalaciones para los distintos perfiles de demanda, concluyendo que, tanto desde un punto de vista puramente técnico como económico, todas las instalaciones pueden ser viables. En el caso de los perfiles B, tenemos un periodo de retorno de aproximadamente 4 años para cualquiera de las zonas climáticas, lo que hace de este modelo una apuesta interesante. Para el caso de los perfiles A, la situación es menos clara, ya que, con un periodo de retorno de entre 8 y 5 años, se ve claramente que estas instalaciones serán más rentables cuanto más radiación tengamos, demostrando que la variación en el solapamiento no tiene una influencia tan fuerte en este ahorro como cabía esperar. Se puede concluir, por tanto, que



desde un punto de vista económico, lo que más importa es que las horas de más consumo del día se encuentren en horas punta, para que puedan compensarse o bien a partir de la energía generada directamente o de la almacenada en las baterías.

En lo que a trabajos futuros se refiere, podemos mencionar una serie de puntos sobre los que podría resultar interesante indagar más. El presente trabajo, es puramente teórico, utilizando para su elaboración datos obtenidos de la legislación vigente. De esta forma, parece interesante realizar un trabajo, si bien similar a este, pero a partir de datos reales de instalaciones, consumos, facturas, producción, etc, aunque cambiemos de esta forma el objetivo último de este trabajo. También resultaría interesante dedicar un trabajo expresamente a evaluar la variación en los resultados si estudiamos las instalaciones para un mayor abanico de perfiles de consumo. Parece interesante estudiar cómo y cuánto varía la rentabilidad y la eficiencia de las instalaciones según el porcentaje de solapamiento o según el porcentaje de consumo que se realice en horas punta, buscando de esta forma un óptimo para cada uno de estos valores.



Bibliografía.



Bibliografía.

10 claves para entender el Real Decreto de Autoconsumo. Página web Solar directo.

Disponible en:

<http://solartradex.com/blog/10clavesparaentenderelrealdecretodeautoconsumo/> (Accedido: 20 de mayo de 2017)

Código Técnico de Edificación (2013). Documento Básico HE Ahorro de Energía. HE5 Contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica.

Código Técnico de Edificación. Mapa de Radiación Solar “Mapa de Radiación Solar Global media diaria anual sobre la superficie horizontal (H)”,

EnerAgen. Página web de la Asociación de Agencias españolas de Gestión de la Energía.

Disponible en:

<http://www.eneragen.org/es/> (Accedido: 15 de Agosto de 2017)

España. (2000) “Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión” Boletín Oficial del Estado (235), pp. 33511-33515

España. (2000) “Real Decreto 1955/200, 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” Boletín Oficial del Estado, 27 de diciembre de 2000 (310), pp. 45988- 46040

España. (2001) “Real Decreto 1164/2001, de 20 de octubre, por el que se establecen las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica” Boletín Oficial del Estado, 8 de noviembre de 2001 (268), pp. 40618-40629

España. (2007) “Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007” Boletín Oficial del Estado, 29 de septiembre de 2007 (234), pp. 39690-39698

España. (2007) “Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007” Boletín Oficial del Estado, 29 de septiembre de 2007 (234), pp. 39690- 39698

España. (2007) “Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial” Boletín Oficial del Estado, 26 de mayo 2007 (126), pp. 22846-22886

España. (2008) “Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir de 1 de enero de 2008” Boletín Oficial del Estado, 29 de diciembre de 2007 (312), pp. 53781- 53805



España. (2010) “Orden ITC/3353/2010, de 28 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2011 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial”, Boletín Oficial del Estado, 29 de diciembre de 2010 (316), pp. 108082-108107

España. (2011) “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” Boletín Oficial del Estado, 8 de diciembre de 2011 (295), pp. 130033- 130064

España. (2013) “Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico”, Boletín Oficial del Estado, 27 de diciembre de 2013 (310), pp. 105198-105294

España. (2014) “Orden IET/107/2014, de 31 de enero, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2014” Boletín Oficial del Estado, 1 de enero de 2014 (28), pp. 7147- 7169

España. (2014) “Orden IET/2444/2014, de 19 de diciembre, por la que se determinan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2015” Boletín Oficial del Estado, 26 de diciembre de 2014 (312), pp. 105486- 105504

España. (2014) “Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos” Boletín Oficial del Estado, 10 de junio de 2014 (140), pp. 43876-43978

España. (2014) “Resolución de 23 de mayo de 2014, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el contenido mínimo y el modelo de factura de electricidad” Boletín Oficial del Estado, 30 de mayo de 2014 (131), pp. 41178- 41205

España. (2015) “Orden IET/2735/2015, de 17 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2016 y se aprueban determinadas instalaciones tipo y parámetros retributivos a partir de instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos” Boletín Oficial del Estado, 18 de diciembre (302) pp. 119084- 119135

España. (2015) “Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo”, Boletín Oficial del Estado, 10 de octubre de 2015 (243), pp. 94874- 94917

España. (2016) “Orden ETU/1976/2016, de 23 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2017” Boletín Oficial del Estado, 29 de diciembre de 2016 (314), pp. 91089- 91103

Métodología empleada en el dimensionado de instalaciones solares fotovoltaicas para autoconsumo. EREN.

OMIE. Evolución del mercado de energía eléctrica. Abril de 2016.

http://www.omie.es/files/informe_mensual_abril_2016.pdf (Accedido: 2 de Agosto de 2017)



OMIE. Evolución del mercado de energía eléctrica. Agosto de 2016.

http://www.omie.es/files/informe_mensual_agosto_2016.pdf (Accedido: 2 de Agosto de 2017)

OMIE. Evolución del mercado de energía eléctrica. Diciembre de 2016.

http://www.omie.es/files/informe_mensual_diciembre_2016.pdf (Accedido: 2 de Agosto de 2017)

OMIE. Evolución del mercado de energía eléctrica. Enero de 2016.

http://www.omie.es/files/informe_mensual_enero_2016.pdf (Accedido: 2 de Agosto de 2017)

OMIE. Evolución del mercado de energía eléctrica. Febrero de 2016.

http://www.omie.es/files/informe_mensual_febrero_2016.pdf (Accedido: 2 de Agosto de 2017)

OMIE. Evolución del mercado de energía eléctrica. Julio de 2016.

http://www.omie.es/files/informe_mensual_julio_2016.pdf (Accedido: 2 de Agosto de 2017)

OMIE. Evolución del mercado de energía eléctrica. Junio de 2016.

http://www.omie.es/files/informe_mensual_junio_2016.pdf (Accedido: 2 de Agosto de 2017)

OMIE. Evolución del mercado de energía eléctrica. Marzo de 2016.

http://www.omie.es/files/informe_mensual_marzo_2016.pdf (Accedido: 2 de Agosto de 2017)

OMIE. Evolución del mercado de energía eléctrica. Mayo de 2016.

http://www.omie.es/files/informe_mensual_mayo_2016.pdf (Accedido: 2 de Agosto de 2017)

OMIE. Evolución del mercado de energía eléctrica. Noviembre de 2016.

http://www.omie.es/files/informe_mensual_noviembre_2016.pdf (Accedido: 2 de Agosto de 2017)

OMIE. Evolución del mercado de energía eléctrica. Octubre de 2016.

http://www.omie.es/files/informe_mensual_octubre_2016.pdf (Accedido: 2 de Agosto de 2017)

OMIE. Evolución del mercado de energía eléctrica. Septiembre de 2016.

http://www.omie.es/files/informe_mensual_septiembre_2016.pdf (Accedido: 2 de Agosto de 2017)

OMIE. <http://www.omie.es/inicio> (Accedido: 2 de Agosto de 2017)

Programa informático en la web. Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS).

<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/> (Accedido: 1 de junio de 2017)

Programa informático en la web. Sunny Design Web

<https://www.sunnydesignweb.com/sdweb/#/Home> (Accedido: 30 de Mayo de 2017)



Anexos.



Anexos.

Anexo I.

En este anexo se recogen todas las tablas asociadas con el trabajo que se consideren necesarias para la correcta explicación del mismo.

Horas	Producción (kW)	Consumo con 80% solapamiento, kWh	Consumo con 50% solapamiento, kWh
0	0	0,2	0,6
1	0	0,2	0,6
2	0	0,2	0,6
3	0	0,2	0,6
4	0,0012	0,25	0,3
5	0,0158	0,35	0,3
6	0,0616	0,4	0,3
7	0,1758	0,45	0,3
8	0,3269	0,55	0,3
9	0,4488	0,55	0,3
10	0,5349	0,6	0,3
11	0,5789	0,6	0,3
12	0,5789	0,6	0,3
13	0,5349	0,55	0,3
14	0,4488	0,55	0,3
15	0,3269	0,55	0,3
16	0,1780	0,45	0,3
17	0,0636	0,45	0,3
18	0,0166	0,35	0,3
19	0,0024	0,35	0,3
20	0	0,3	0,6
21	0	0,3	0,6
22	0	0,3	0,6
23	0	0,3	0,6

Tabla 48. Perfiles de consumo A, Zona climática I.



Horas	Producción (kW)	Consumo Invierno (kW)	Producción (kW)	Consumo Verano (kW)
0	0,0000	0,12	0,0000	0,06
1	0,0000	0,12	0,0000	0,06
2	0,0000	0,12	0,0000	0,06
3	0,0000	0,12	0,0000	0,06
4	0,0000	0,12	0,0022	0,06
5	0,0000	0,12	0,0271	0,06
6	0,0122	0,12	0,0969	0,12
7	0,0851	0,12	0,2405	0,18
8	0,2389	0,12	0,3898	0,47
9	0,3596	0,12	0,5125	1,75
10	0,4437	0,12	0,6000	1,87
11	0,4865	0,12	0,6449	1,81
12	0,4865	0,12	0,6449	1,75
13	0,4437	0,12	0,6000	0,53
14	0,3596	0,12	0,5125	0,18
15	0,2389	0,12	0,3898	0,12
16	0,0905	0,12	0,2405	0,06
17	0,0140	0,12	0,0989	0,06
18	0,0000	1,54	0,0285	0,06
19	0,0000	2,08	0,0041	0,06
20	0,0000	2,08	0,0000	0,06
21	0,0000	1,54	0,0000	0,06
22	0,0000	0,12	0,0000	0,06
23	0,0000	0,12	0,0000	0,06

Tabla 49. Perfil de consumo B, Zona climática I.



Horas	Producción (kW)	Consumo con 80% solapamiento, kWh	Consumo con 50% solapamiento, kWh
0	0,0000	0,2	0,6
1	0,0000	0,2	0,6
2	0,0000	0,2	0,6
3	0,0000	0,2	0,6
4	0,0008	0,25	0,3
5	0,0155	0,35	0,3
6	0,0737	0,4	0,3
7	0,2097	0,45	0,3
8	0,3870	0,55	0,3
9	0,5314	0,55	0,3
10	0,6334	0,6	0,3
11	0,6858	0,6	0,3
12	0,6858	0,6	0,3
13	0,6334	0,55	0,3
14	0,5303	0,55	0,3
15	0,3773	0,55	0,3
16	0,2061	0,45	0,3
17	0,0738	0,45	0,3
18	0,0169	0,35	0,3
19	0,0018	0,35	0,3
20	0,0000	0,3	0,6
21	0,0000	0,3	0,6
22	0,0000	0,3	0,6
23	0,0000	0,3	0,6

Tabla 50. Perfiles de consumo A, Zona climática II.



Horas	Producción (kW)	Consumo Invierno (kW)	Producción (kW)	Consumo Verano (kW)
0	0,0000	0,12	0,0000	0,06
1	0,0000	0,12	0,0000	0,06
2	0,0000	0,12	0,0000	0,06
3	0,0000	0,12	0,0000	0,06
4	0,0000	0,12	0,0022	0,06
5	0,0000	0,12	0,0271	0,06
6	0,0122	0,12	0,0969	0,12
7	0,0851	0,12	0,2405	0,18
8	0,2389	0,12	0,3898	0,47
9	0,3596	0,12	0,5125	1,75
10	0,4437	0,12	0,6000	1,87
11	0,4865	0,12	0,6449	1,81
12	0,4865	0,12	0,6449	1,75
13	0,4437	0,12	0,6000	0,53
14	0,3596	0,12	0,5125	0,18
15	0,2389	0,12	0,3898	0,12
16	0,0905	0,12	0,2405	0,06
17	0,0140	0,12	0,0989	0,06
18	0,0000	1,54	0,0285	0,06
19	0,0000	2,08	0,0041	0,06
20	0,0000	2,08	0,0000	0,06
21	0,0000	1,54	0,0000	0,06
22	0,0000	0,12	0,0000	0,06
23	0,0000	0,12	0,0000	0,06

Tabla 51. Perfil de consumo B, Zona climática II.



Horas	Producción (kW)	Consumo con 80% solapamiento, kWh	Consumo con 50% solapamiento, kWh
0	0,0000	0,2	0,6
1	0,0000	0,2	0,6
2	0,0000	0,2	0,6
3	0,0000	0,2	0,6
4	0,0006	0,25	0,3
5	0,0149	0,35	0,3
6	0,0741	0,4	0,3
7	0,2197	0,45	0,3
8	0,4076	0,55	0,3
9	0,5605	0,55	0,3
10	0,6682	0,6	0,3
11	0,7236	0,6	0,3
12	0,7236	0,6	0,3
13	0,6683	0,55	0,3
14	0,5605	0,55	0,3
15	0,4063	0,55	0,3
16	0,2207	0,45	0,3
17	0,0752	0,45	0,3
18	0,0165	0,35	0,3
19	0,0015	0,35	0,3
20	0,0000	0,3	0,6
21	0,0000	0,3	0,6
22	0,0000	0,3	0,6
23	0,0000	0,3	0,6

Tabla 52. Perfiles de consumo A, Zona climática III.

Horas	Producción (kW)	Consumo Invierno (kW)	Producción (kW)	Consumo Verano (kW)
0	0,0000	0,12	0,0000	0,06
1	0,0000	0,12	0,0000	0,06
2	0,0000	0,12	0,0000	0,06
3	0,0000	0,12	0,0000	0,06
4	0,0000	0,12	0,0022	0,06
5	0,0000	0,12	0,0271	0,06
6	0,0122	0,12	0,0969	0,12
7	0,0851	0,12	0,2405	0,18
8	0,2389	0,12	0,3898	0,47
9	0,3596	0,12	0,5125	1,75
10	0,4437	0,12	0,6000	1,87
11	0,4865	0,12	0,6449	1,81
12	0,4865	0,12	0,6449	1,75
13	0,4437	0,12	0,6000	0,53
14	0,3596	0,12	0,5125	0,18
15	0,2389	0,12	0,3898	0,12
16	0,0905	0,12	0,2405	0,06
17	0,0140	0,12	0,0989	0,06
18	0,0000	1,54	0,0285	0,06
19	0,0000	2,08	0,0041	0,06
20	0,0000	2,08	0,0000	0,06
21	0,0000	1,54	0,0000	0,06
22	0,0000	0,12	0,0000	0,06
23	0,0000	0,12	0,0000	0,06

Tabla 53. Perfil de consumo B, Zona climática III.



Horas	Producción (kW)	Consumo con 80% solapamiento, kWh	Consumo con 50% solapamiento, kWh
0	0,0000	0,2	0,6
1	0,0000	0,2	0,6
2	0,0000	0,2	0,6
3	0,0000	0,2	0,6
4	0,0001	0,25	0,3
5	0,0131	0,35	0,3
6	0,0747	0,4	0,3
7	0,2391	0,45	0,3
8	0,4412	0,55	0,3
9	0,6049	0,55	0,3
10	0,7203	0,6	0,3
11	0,7796	0,6	0,3
12	0,7797	0,6	0,3
13	0,7203	0,55	0,3
14	0,6049	0,55	0,3
15	0,4412	0,55	0,3
16	0,2425	0,45	0,3
17	0,0769	0,45	0,3
18	0,0148	0,35	0,3
19	0,0015	0,35	0,3
20	0,0000	0,3	0,6
21	0,0000	0,3	0,6
22	0,0000	0,3	0,6
23	0,0000	0,3	0,6

Tabla 54. Perfiles de consumo A, Zona climática IV

Horas	Producción (kW)	Consumo Invierno (kW)	Producción (kW)	Consumo Verano (kW)
0	0,0000	0,12	0,0000	0,06
1	0,0000	0,12	0,0000	0,06
2	0,0000	0,12	0,0000	0,06
3	0,0000	0,12	0,0000	0,06
4	0,0000	0,12	0,0022	0,06
5	0,0000	0,12	0,0271	0,06
6	0,0122	0,12	0,0969	0,12
7	0,0851	0,12	0,2405	0,18
8	0,2389	0,12	0,3898	0,47
9	0,3596	0,12	0,5125	1,75
10	0,4437	0,12	0,6000	1,87
11	0,4865	0,12	0,6449	1,81
12	0,4865	0,12	0,6449	1,75
13	0,4437	0,12	0,6000	0,53
14	0,3596	0,12	0,5125	0,18
15	0,2389	0,12	0,3898	0,12
16	0,0905	0,12	0,2405	0,06
17	0,0140	0,12	0,0989	0,06
18	0,0000	1,54	0,0285	0,06
19	0,0000	2,08	0,0041	0,06
20	0,0000	2,08	0,0000	0,06
21	0,0000	1,54	0,0000	0,06
22	0,0000	0,12	0,0000	0,06
23	0,0000	0,12	0,0000	0,06

Tabla 55. Perfil de consumo B, Zona climática IV.



Horas	Producción (kW)	Consumo con 80% solapamiento, kWh	Consumo con 50% solapamiento, kWh
0	0,0000	0,2	0,53
1	0,0000	0,2	0,53
2	0,0000	0,2	0,53
3	0,0000	0,2	0,53
4	0,0000	0,25	0,53
5	0,0125	0,35	0,32
6	0,0782	0,4	0,32
7	0,2516	0,45	0,32
8	0,4486	0,5	0,32
9	0,6049	0,55	0,32
10	0,7136	0,6	0,32
11	0,7690	0,65	0,32
12	0,7690	0,7	0,32
13	0,7136	0,65	0,32
14	0,6054	0,6	0,32
15	0,4493	0,55	0,32
16	0,2543	0,45	0,32
17	0,0808	0,45	0,32
18	0,0156	0,35	0,32
19	0,0005	0,35	0,32
20	0,0000	0,3	0,53
21	0,0000	0,25	0,54
22	0,0000	0,2	0,54
23	0,0000	0,2	0,54

Tabla 56. Perfiles de consumo A, Zona climática V.

Horas	Producción (kW)	Consumo Invierno (kW)	Producción (kW)	Consumo Verano (kW)
0	0,0000	0,12	0,0000	0,06
1	0,0000	0,12	0,0000	0,06
2	0,0000	0,12	0,0000	0,06
3	0,0000	0,12	0,0000	0,06
4	0,0000	0,12	0,0022	0,06
5	0,0000	0,12	0,0271	0,06
6	0,0122	0,12	0,0969	0,12
7	0,0851	0,12	0,2405	0,18
8	0,2389	0,12	0,3898	0,47
9	0,3596	0,12	0,5125	1,75
10	0,4437	0,12	0,6000	1,87
11	0,4865	0,12	0,6449	1,81
12	0,4865	0,12	0,6449	1,75
13	0,4437	0,12	0,6000	0,53
14	0,3596	0,12	0,5125	0,18
15	0,2389	0,12	0,3898	0,12
16	0,0905	0,12	0,2405	0,06
17	0,0140	0,12	0,0989	0,06
18	0,0000	1,54	0,0285	0,06
19	0,0000	2,08	0,0041	0,06
20	0,0000	2,08	0,0000	0,06
21	0,0000	1,54	0,0000	0,06
22	0,0000	0,12	0,0000	0,06
23	0,0000	0,12	0,0000	0,06

Tabla 57. Perfil de consumo B, Zona climática V.