



UNIVERSIDAD  
DE MÁLAGA



ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES

Departamento: Ingeniería Eléctrica

Área de Conocimiento: Ingeniería Eléctrica

## TRABAJO FIN DE GRADO

# Optimización de la factura eléctrica para un pequeño ayuntamiento

---

**Autor:** Hugo D'Urso Larsen

**Tutor:** Sebastián Martín Rivas

**Titulación:** Grado en Ingeniería de la Energía

Málaga, 05 de octubre de 2025



Optimización de la factura eléctrica para un pequeño  
ayuntamiento

Hugo D'Urso Larsen



# Agradecimientos

Quiero empezar diciendo que este Trabajo Fin de Grado significa mucho para mí, marca el cierre de una etapa importante en mi vida, en la que destacan muchos años de dedicación, esfuerzo y, sobre todo, aprendizaje. Estoy profundamente agradecido por haber tenido la oportunidad de estudiar esta carrera, ya que, desde pequeño, siempre me ha apasionado el mundo tecnológico, de innovación y la sostenibilidad ambiental. Poder trabajar en este sector, poner en práctica todo lo que he aprendido en la vida real, y graduarme como ingeniero es un sueño hecho realidad.

También quiero agradecer a mi tutor por resolver cualquier duda que tenía acerca del trabajo por muy pequeña que sea, y por todos los consejos que han facilitado el proceso, permitiéndome desarrollar un TFG del que hoy en día estoy muy orgulloso. Deseo agradecer especialmente al Ayuntamiento de Alfacar, en concreto, Fermín, por facilitarme toda la información y los datos necesarios, sin los cuales este estudio no habría sido posible.

No puedo terminar este agradecimiento sin mencionar a las personas más importantes de mi vida. Mis padres, que siempre han confiado en mí y han hecho que todo esto sea posible; mi abuela, por apoyarme desde el primer día que comencé la carrera; mis hermanos, que siempre me han visto como un futuro ingeniero; y mi pareja, por estar a mi lado día tras día y apoyarme incluso en los momentos más difíciles.







## RESUMEN

El presente TFG se sitúa en el contexto de la transición energética y la creciente necesidad de optimizar el consumo de energía en ayuntamientos pequeños, donde la motivación principal surge a partir de la búsqueda de ahorros económicos en la factura eléctrica, teniendo en cuenta a su vez la sostenibilidad ambiental. De aquí se generan varios retos, donde los más importantes se centran en la evaluación precisa del impacto de diferentes medidas de eficiencia energética y la integración de energías renovables en instalaciones ya existentes. De esta forma, es necesario responder a preguntas que giran en torno a qué acciones permiten obtener estos mismos ahorros y cómo contribuyen a la huella de carbono.

En cuanto a los trabajos previos, existen diversos estudios que se analizan en mayor detalle posteriormente, que abordan la optimización energética mediante la sustitución de tecnologías obsoletas, la integración de energías renovables, ajustes de tarifas eléctricas o la modernización de instalaciones ya existentes. Estos trabajos ponen esto mismo de manifiesto al analizar y cuantificar los beneficios energéticos y ambientales que conllevan estas medidas.

A lo largo del trabajo, también se plantean varias preguntas concretas, siendo algunas las siguientes: ¿qué ahorro energético y económico se consigue a través de la implementación de un sistema fotovoltaico y el ajuste de las tarifas de acceso? ¿qué reducción total de CO<sub>2</sub> se obtiene tras aplicar estas acciones? ¿hasta qué punto se ve afectada la potencia contratada desde la red gracias a estas medidas? Para poder responder a todas estas preguntas, hace falta una metodología que marca el camino hacia los objetivos económicos y ambientales planteados, esto se hace implementando un modelo de optimización mediante el programa GAMS (General Algebraic Modeling System), capaz de simular el comportamiento energético y económico de una instalación fotovoltaica, con batería y conexión a red, siendo el problema uno de optimización lineal con variables reales. Este modelo se aplica a un caso de estudio real que corresponde al Ayuntamiento de Alfacar, sirviendo como ejemplo ilustrativo para poder representar resultados reales y responder a las preguntas planteadas.

Finalmente, se cierra este estudio con las principales conclusiones y los resultados más significativos, en concreto, la disminución en el gasto económico anual y la reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> en consecuencia a la menor dependencia de la red en términos de potencia contratada, contribuyendo así a los objetivos de sostenibilidad. También se proponen algunos trabajos futuros que podrían desarrollarse utilizando este trabajo como punto de partida.

**Palabras Clave:** optimización factura eléctrica, generación fotovoltaica, batería, emisiones de CO<sub>2</sub>, ayuntamiento.





## ABSTRACT

This present Final Degree Project is framed within the context of the energy transition and the growing need to optimise the energy consumption within small municipalities, where the main motivation surges from the pursuit of economic savings in electricity bills, while also keeping environmental sustainability in mind. This raises several challenges, with the most important ones being the accurate assessment of the impact produced by different energy efficiency measures and the integration of renewable energy into existing facilities. Consequently, it becomes necessary to address various questions that revolve around which actions can allow for such savings, and how they contribute to reducing the carbon footprint.

Regarding previous works, which will be analyzed in greater detail further, that address energy optimization through the replacement of obsolete technologies, the integration of renewable energies, the optimization of electricity tariffs or by updating current facilities. These studies highlight and quantify the energy and environmental benefits derived by implementing such measures.

Throughout this project, several specific questions will arise, including: what energy and economic savings will be generated through the implementation of a photovoltaic system combined with tariff optimization? What total CO<sub>2</sub> reduction will be obtained by applying these measures? To which extent is the contracted grid power reduced thanks to these actions? In order to answer all of them, a certain methodology is needed to guide the way towards the economical and environmental objectives. This is achieved by implementing an optimization model using a software named GAMS (General Algebraic Modeling System), capable of simulating both energy and economic behaviour of a photovoltaic installation, including as well a battery and connection to the grid, where this problem is formulated as a linear optimization model with real variables. The model is applied to a real case study corresponding to the Municipality of Alfacar, serving as an illustrative example to represent real results and address the proposed questions.

Finally, this study comes to an end with the main conclusions and the most significant results, specifically, the yearly economic savings and the reduction in CO<sub>2</sub> emissions due to a lower dependence on the grid in terms of contracted power, thereby contributing to sustainability objectives. In addition, some future extensions are summarized, aimed at considering different scenarios in line with the approach of this study.

**Key words:** Electricity bill optimization, photovoltaic energy generation, battery storage, CO<sub>2</sub> emissions, city council.



# Índice general

	Página
Agradecimientos . . . . .	5
Declaración de Originalidad . . . . .	7
Resumen . . . . .	9
Abstract . . . . .	11
Índice General . . . . .	13
Índice de Figuras . . . . .	15
Índice de Tablas . . . . .	17
<b>1. Introducción</b>	<b>19</b>
1.1. Localidad escogida . . . . .	20
1.2. Contexto y recopilación de información . . . . .	21
1.3. Revisión de la normativa aplicable . . . . .	21
1.4. Revisión de trabajos similares . . . . .	23
1.4.1. Trabajos similares . . . . .	24
1.4.2. Información extraída de los trabajos . . . . .	25
1.4.2.1. Medidas aplicables . . . . .	27
<b>2. Metodología</b>	<b>29</b>
2.1. Identificación de consumos . . . . .	30
2.1.1. Consumo eléctrico . . . . .	31
2.1.2. Consumo térmico . . . . .	31
2.2. Recursos disponibles . . . . .	32
2.3. Opciones de mercado . . . . .	33
2.4. Posibles acciones . . . . .	34
2.4.1. Lista de posibles acciones . . . . .	34
2.4.2. Viabilidad económica . . . . .	36
2.4.3. Impacto ambiental . . . . .	40
2.4.4. Estrategias de implementación . . . . .	41
2.5. Optimización del sistema fotovoltaico . . . . .	42
2.5.1. Notación . . . . .	43
2.5.2. Ecuaciones para el modelo . . . . .	46

<b>3. Caso de estudio</b>	<b>49</b>
3.1. Datos obtenidos . . . . .	50
3.2. Parámetros del modelo . . . . .	51
3.2.1. Parámetros principales . . . . .	52
3.2.2. Parámetros para el análisis de sensibilidad . . . . .	60
<b>4. Aplicación de la metodología</b>	<b>61</b>
4.1. Identificación de consumos y recursos disponibles . . . . .	62
4.2. Acciones aplicadas . . . . .	62
4.3. Implementación del sistema PV con almacenamiento energético . . . . .	63
4.3.1. Capacidades instaladas . . . . .	64
4.3.2. Costes del sistema PV . . . . .	68
4.3.3. Comportamiento del sistema PV . . . . .	71
4.4. Ajuste de las tarifas de acceso . . . . .	75
4.4.1. Capacidades instaladas . . . . .	76
4.4.2. Costes del sistema PV . . . . .	79
4.5. Ahorro económico total obtenido . . . . .	80
4.6. Reducción total de CO <sub>2</sub> obtenido . . . . .	83
4.7. Tamaño del problema y tiempo de cómputo . . . . .	85
<b>5. Conclusiones</b>	<b>87</b>
5.1. Resumen de los resultados principales . . . . .	87
5.2. Posibles aspectos a mejorar . . . . .	89
5.3. Posibles trabajos futuros . . . . .	89
<b>6. Anexos</b>	<b>91</b>
6.1. Anexo 1: Código GAMS . . . . .	91
<b>Bibliografía</b> . . . . .	<b>99</b>

# Índice de figuras

	Página
2.1. Diagrama de bloques para el modelo de la instalación con PV, batería y conexión a red. . . . .	43
3.1. Demanda del usuario en invierno (1 de enero) y verano (1 de julio), para los contratos 1 y 2. . . . .	53
3.2. Distribución de la demanda del usuario para los contratos 1 y 2. . . . .	54
3.3. Factor de producción PV en invierno (1 de enero) y verano (1 de julio). . . . .	55
3.4. Distribución del factor de producción PV para días completos y periodo diurno . . . . .	55
3.5. Precio de compra de la energía consumida de la red en invierno (1 y 10 de enero) y verano (1 y 15 de agosto). . . . .	56
3.6. Distribución del precio de compra de la energía consumida de la red. . . . .	57
3.7. Precio que el usuario recibe por los excedentes que inyecta a la red en invierno (1 y 10 de enero) y verano (1 y 15 de agosto). . . . .	58
3.8. Distribución del precio que el usuario recibe por los excedentes que inyecta a red. . . . .	58
4.1. Capacidad PV instalada para los contratos 1 al 7. . . . .	64
4.2. Capacidad PV instalada para los contratos 8 al 14. . . . .	65
4.3. Capacidad de batería instalada para los contratos 1 al 7. . . . .	66
4.4. Capacidad de batería instalada para los contratos 8 al 14. . . . .	66
4.5. Capacidad de conexión a red para los contratos 1 al 7. . . . .	67
4.6. Capacidad de conexión a red para los contratos 8 al 14. . . . .	68
4.7. Costes totales, inversión y operación para los contratos 1 al 4. . . . .	69
4.8. Costes totales, inversión y operación para los contratos 5 al 8. . . . .	70
4.9. Costes totales, inversión y operación para los contrato 9 al 12. . . . .	70
4.10. Costes totales, inversión y operación para los contratos 13 y 14. . . . .	71
4.11. Flujos de potencia en invierno (1 de enero), para los contratos 1 y 5. La descripción de las variables se encuentra en la Sección 2.5.1. . . . .	73
4.12. Flujos de potencia en primavera (1 de abril), para los contratos 1 y 5. La descripción de las variables se encuentra en la Sección 2.5.1. . . . .	74
4.13. Flujos de potencia en verano (1 de julio), para los contratos 1 y 5. La descripción de las variables se encuentra en la Sección 2.5.1. . . . .	75
4.14. Capacidades PV instalada para los contratos 1, 9, 10, 11 y 14. . . . .	77

4.15. Capacidad de batería instalada para los contratos 1, 9, 10, 11 y 14. . .	78
4.16. Capacidad de conexión a red instalada para los contratos 1, 9, 10, 11 y 14. . . . .	78
4.17. Costes totales, inversión y operación para los contratos 1, 9 y 10. . . .	79
4.18. Costes totales, inversión y operación para los contratos 11 y 14. . . .	80
4.19. Costes iniciales y finales para los contratos 1 al 5. . . . .	81
4.20. Costes iniciales y finales para los contratos 6 al 10. . . . .	82
4.21. Costes iniciales y finales para los contratos 11 al 14. . . . .	82

# Índice de tablas

	<b>Página</b>
2.1. Lista de posibles acciones para optimizar el consumo energético en un pequeño ayuntamiento . . . . .	35
2.2. Datos usados en el estudio de viabilidad económica . . . . .	38
2.3. Estudio de viabilidad económica . . . . .	39
2.4. Impacto ambiental de cada acción propuesta . . . . .	41
3.1. Datos de interés de los contratos usados en el estudio . . . . .	51
3.2. Parámetros principales . . . . .	52
3.3. Parámetros para el análisis de sensibilidad . . . . .	60
4.1. Reducción CO <sub>2</sub> para todos los contratos . . . . .	84
5.1. Capacidades finales instaladas para el sistema PV . . . . .	88
5.2. Resumen de los resultados principales . . . . .	88



# Capítulo 1

## Introducción

La eficiencia energética y la sostenibilidad son ahora prioridades para entidades privadas y administraciones públicas. En el contexto de un Ayuntamiento, optimizar la factura eléctrica no sólo supone un importante ahorro económico, sino que también supone una importante contribución a la reducción de la huella ambiental y al cumplimiento de los compromisos climáticos. En este sentido, este trabajo estudia y propone medidas para optimizar la factura eléctrica de ayuntamientos de aproximadamente 5000 habitantes. La metodología propuesta se ilustra mediante su aplicación al Ayuntamiento de Alfacar, un pequeño municipio de la provincia de Granada, combinando estrategias de reducción de costos con actuaciones orientadas a la sostenibilidad energética.

Gestionar de forma eficaz el consumo eléctrico en las instalaciones municipales es un reto que involucra muchos factores, desde el seguimiento y análisis del consumo energético hasta la adopción de tecnologías más eficientes y la integración de fuentes de energía renovables. En muchas ciudades, los contratos de suministro de electricidad no siempre se adaptan a la demanda real de los consumidores, lo que puede generar costos innecesarios. Asimismo, utilizar sistemas de iluminación y aire acondicionado obsoletos o ineficientes puede aumentar el consumo de energía. En este contexto, la revisión y optimización de estos aspectos podría generar importantes ahorros y aumentar la sostenibilidad de las instalaciones municipales.

En este TFG se estudian diferentes estrategias centradas en la reducción del coste eléctrico en ayuntamientos pequeños, donde en primer lugar, se ha realizado una recopilación de información, revisando la normativa aplicable y viendo qué se ha hecho ya sobre este tema y cómo se ha estudiado hasta el momento. En segundo lugar, se desarrolla una metodología general que sea aplicable a municipios con características similares. Esta metodología permite identificar los principales factores que influyen en el coste de la factura eléctrica y cuantificar su impacto. Luego, se aplica todo esto

a un caso concreto, siendo este el Ayuntamiento de Alfacar, realizando un análisis del consumo energético actual y de los contratos eléctricos del caso en cuestión, con el objetivo de identificar las posibles ineficiencias y oportunidades de optimización. Esto sirve como un ejemplo ilustrativo de un municipio típico de una población más pequeña, similar a muchos otros existentes en España. Finalmente, se estudia la incorporación de medidas de eficiencia energética como, por ejemplo, la sustitución del alumbrado existente con tecnología LED, la mejora del aislamiento de los edificios municipales, la implementación de fuentes de energía renovables como la instalación de sistemas fotovoltaicos, colectores solares para agua caliente sanitaria o la mejora de la eficiencia energética de los sistemas de bombeo existentes para reducir la dependencia de la red tradicional.

El objetivo final del trabajo es ofrecer un plan de acción viable no solo para el Ayuntamiento de Alfacar, sino para cualquier ayuntamiento de características similares que busque promover la eficiencia energética y sostenibilidad ambiental. Este trabajo pretende, por lo tanto, contribuir a la transición energética local y servir de referencia para otros municipios de similares características que quieran optimizar el consumo eléctrico de forma sostenible.

## 1.1. Localidad escogida

Alfacar es un pequeño municipio granadino de 5784 habitantes [1], situado en la comarca de la Vega, en la ladera sur de la Sierra de la Alfaguara [2], lo que lo convierte en un lugar ideal para la implementación de medidas de eficiencia energética y sostenibilidad. Sus principales instalaciones públicas, entre otras, incluyen edificios administrativos, un polideportivo, plazas y alumbrado público, distribuidos entre zonas urbanas y rurales. Esto representa una estructura representativa de la que se pueden extraer lecciones para la implementación de medidas de eficiencia energética en otros municipios pequeños.

La elección de Alfacar como la localidad para el caso de estudio en este trabajo es justificable por varias razones. En primer lugar, debido al tamaño del municipio y su carácter, Alfacar ofrece una oportunidad de análisis detallado del consumo energético, ya que un municipio más grande puede complicar el proceso debido a la gran cantidad de factores. Esto también facilita la detección de muchas de sus ineficiencias, basándose en sus parámetros específicos. De la misma manera, como es un municipio moderado en lo que respecta al consumo de energía, se obtiene una reducción de sus parámetros notable después de la implementación de las medidas de ahorro, eficiencia e integración de generación renovable. Esto incluye una reducción de los costos, así como de la huella de carbono.

Otro aspecto significativo es la mayor conciencia ambiental de la administración local y su voluntad de implementar políticas sostenibles que favorezcan el bienestar de los ciudadanos y la preservación del entorno de la población. Asimismo, la localidad de Alfacar goza de una alta irradiación solar, por lo que se da un contexto favorable para la explotación de energía solar y su aprovechamiento, por ejemplo, a través de instalaciones fotovoltaicas.

## 1.2. Contexto y recopilación de información

Para llevar a cabo este estudio, es importante recopilar la información necesaria y analizar el marco normativo aplicable en materia de eficiencia energética y consumo eléctrico en edificios públicos. En España, la regulación en este ámbito está definida por diversas normativas tanto a nivel estatal como europeo, entre ellas la Ley de Cambio Climático y Transición Energética (Ley 7/2021) [3] y el Código Técnico de la Edificación (CTE) [4]. Además, se tendrán en cuenta directivas europeas relacionadas con la eficiencia energética y el uso de energías renovables en instalaciones municipales.

Asimismo, este trabajo incluye una revisión de estudios previos y proyectos similares llevados a cabo en otros municipios, con el fin de identificar estrategias exitosas y extraer buenas prácticas aplicables tanto para Alfacar como para cualquier otro municipio de características similares. Se analizan casos de éxito en la implementación de medidas de ahorro energético, optimización de contratos de suministro eléctrico y adopción de tecnologías renovables en el ámbito municipal. Esta revisión permite poner en contexto el problema y mostrar varias propuestas de optimización con base en experiencias previas documentadas en la literatura técnica y científica.

## 1.3. Revisión de la normativa aplicable

Además de garantizar la legalidad de las medidas propuestas, el conocimiento de la regulación actual permite también identificar oportunidades generadas a través de incentivos y subvenciones, a parte de programas de soporte a la eficiencia energética y sostenibilidad.

El sector eléctrico en España es regulado a través de varias normativas. En concreto, las condiciones bajo las cuales la electricidad puede ser adquirida son reguladas, así como la estructura de las facturas y los pasos necesarios para la integración de renovables. Estas normativas determinan cómo se deben gestionar los contratos eléctricos municipales, cuáles son los parámetros que afectan la facturación y de qué

manera se pueden optimizar los costes mediante la selección de tarifas adecuadas y la implementación de tecnologías eficientes.

Asimismo, la normativa vigente también establece los criterios para el fomento del uso de energías renovables, tanto en el ámbito residencial como en el sector público. Esto incluye regulaciones que facilitan la instalación de sistemas de autoconsumo fotovoltaico, el almacenamiento de energía y la implementación de medidas de eficiencia energética en edificios públicos. A continuación, se describen la normativa aplicable y las principales tarifas eléctricas:

- **Tarifa 2.0 TD:** Se aplica a suministros en baja tensión hasta 15 kW de potencia contratada. Regulada por la CNMC Circular 3/2020 [5] que establece la metodología para el cálculo de peajes de transporte y distribución. Su estructura de precios está basada en periodos de discriminación horaria, con el objetivo de incentivar el consumo en las horas valle, de precio más bajo.
- **Tarifa 3.0 TD:** Sirve para suministro en baja tensión con una potencia superior a 15 kW. Se diferencia en la presencia de 6 períodos horarios en vez de 3, que le permitirán ajustar mejor la contratación de potencias al nivel de consumo de energía según la hora del día. Regularizada por la CNMC Circular 3/2020.
- **Tarifa 6.1 TD:** Para consumos en alta tensión (entre 1 y 30 kV), destinado especialmente a consumidores de alta capacidad. Este tipo de tarifa se divide en diferentes periodos horarios de manera que el consumo se realice según el periodo más barato, al igual que las tarifas anteriores, la norma aplicable se puede encontrar en la Circular 3/2020 de la CNMC.
- **Generación de Energía Renovable y Autoconsumo:** La reglamentación del autoconsumo de energía renovable se basa en los detalles del RD 244/2019 [6], que especifica las condiciones administrativas, técnicas y económicas que regulan el autoconsumo de la energía eléctrica. También, el RD 477/2021 [7] regula el programa de incentivos para el desarrollo de instalaciones de autoconsumo, almacenamiento y sistemas térmicos con fuentes de energía renovable en el sector residencial, en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia.
- **Ley de Cambio Climático y Transición Energética Ley 7/2021, de 20 de mayo [3]:** Es la legislación española que define el marco de normas jurídicas que permiten la descarbonización de la economía, impulsan un modelo de desarrollo sostenible y garantizan la adaptación frente a los efectos del cambio climático. Esta ley responde a los compromisos internacionales adquiridos por España en el Acuerdo de París y se alinea con los objetivos de la Unión Europea para alcanzar la neutralidad climática en 2050.
- **Código Técnico de la Edificación (CTE) [4]:** Es el marco normativo que regula la calidad básica con la que deben ser construidos los edificios en España

en materia de seguridad, salud y medio ambiente. A base del Real Decreto 314/2006 [8], en el CTE se fijan las exigencias técnicas necesarias que hay que tener en cuenta en la obra nueva, en las obras de reforma y rehabilitación de los edificios y en las reformas de los sistemas de usos de los edificios.

- Directiva 2018/2001/UE (RED II) [9]: Es crucial, ya que regula el fomento de las energías renovables, entre ellas, el autoconsumo fotovoltaico, fundamentales para la disminución de los costes y la mejora de la sostenibilidad de instalaciones municipales. Además, promueve la generación distribuida y las comunidades energéticas locales, aplicables a municipios como Alfacar.
- Directiva 2012/27/UE (Directiva de Eficiencia Energética), modificada por la Directiva (UE) 2018/2002 [10]: Esta es una directiva crítica para la implementación de proyectos de optimización de energía ya que exige la realización de auditorías de eficiencia energética en edificios públicos, el aumento de la eficiencia por parte de los municipios y la implementación de medidas actuales de eficiencia energética.
- Reglamento de la UE 2019/943 del Mercado Interior de la Electricidad [11] : Es una regulación europea que establece las reglas para un mercado energético de la UE más eficiente, competitivo y asequible, promoviendo la descarbonización y la seguridad del suministro, conteniendo a su vez medidas que permitirán a España abordar ejes de mejora para la consecución de dichos objetivos.
- Directiva 2010/31/UE (Directiva de Eficiencia Energética de los Edificios), modificada por la Directiva (UE) 2018/844 [12]: Importante para cualquier actuación sobre los edificios municipales, ya que promueve mejoras en la eficiencia energética de los inmuebles existentes y nuevos, obligando a considerar aspectos como el aislamiento térmico y la gestión inteligente del consumo de energía.
- Reglamento (UE) 2021/1119 (Ley Europea del Clima) [13]: Aunque más general, es relevante, ya que establece el marco para la neutralidad climática en 2050. Indica la necesidad de reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> en todas las administraciones públicas, que es similar al concepto de sostenibilidad en este estudio.

## 1.4. Revisión de trabajos similares

La revisión de trabajos anteriores relacionados con la optimización de las tarifas eléctricas de ayuntamientos y entidades públicas constituye un proceso que no solo nos permite identificar estrategias y métodos que han demostrado ser efectivos en

situaciones similares, sino que también proporciona una base esencial para evaluar las diferentes mejoras en eficiencia energética y sostenibilidad.

Analizar estudios previos ayuda a comprender mejor los desafíos comunes en la gestión del consumo eléctrico en instalaciones municipales, como el suministro por contrato ineficiente, el uso de tecnología obsoleta o la falta de integración de fuentes de energía renovables. Además, estos trabajos aportan información valiosa sobre los resultados obtenidos tras la implementación de medidas de optimización, lo que permite obtener los posibles beneficios y poder afrontar también las dificultades que conllevan.

### 1.4.1. Trabajos similares

1. Sistema fotovoltaico conectado a red para autoconsumo con acumulación en polideportivo de Manzanares el Real (Madrid) [14]: Este proyecto desarrollado por Intergia consiste en la instalación de dos sistemas fotovoltaicos en el polideportivo municipal de Manzanares el Real, promoviendo así el autoconsumo renovable y la reducción de la factura eléctrica. Por un lado, se ha instalado un sistema individual de autoconsumo de 28.34 kWp con una batería de litio de 46 kWh, lo que permite almacenar energía para su uso posterior y por otro lado, el proyecto incluye una instalación de autoconsumo de 70.3 kWp, diseñado para suministrar energía también a otros edificios municipales, como el colegio.
2. Optimización del consumo eléctrico doméstico de consumidores con PVPC [15]: Calcula el ahorro máximo que los consumidores pueden conseguir optimizando su consumo sin cambiar la cantidad total de energía. Los métodos utilizados se pueden adaptar a los entornos municipales para mejorar la eficiencia energética.
3. Optimización, Calificación y Certificación Energética de Edificios Públicos [16]: Este trabajo enfatiza la importancia del consumo responsable y el uso eficiente de la energía en los edificios públicos. Analiza la necesidad de reducir la factura energética, aumentar la autosuficiencia y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, aportando estrategias para las instalaciones públicas.
4. Plan de Optimización Energética Municipal (PAEM) [17]: Este programa está impulsado por la Diputación de Málaga y tiene como objetivo mejorar la eficiencia y conservación energética de las instalaciones municipales de los ayuntamientos de la provincia. Proporciona un marco para desarrollar estrategias municipales de optimización energética.
5. Aragón Infoenergía, Biomasa y Cambio Climático [18]: Este proyecto se centra en la idea de una nueva cultura energética, forestal, agrícola y de mitigación

del cambio climático, con el objetivo de generar menor impacto ambiental, disminuir costes energéticos en las diferentes fases de producción y generar nuevos empleos y luego hacer todo esto llegar a la población rural, entidades locales, a los sectores económicos como el agroalimentario, y de forma general a los mayores consumidores de energía.

6. Optimización de energía en sistemas de bombeo [19]: Este trabajo muestra la importancia de implementar variadores de frecuencia (VFDs), que permiten ajustar la velocidad de las bombas en función de la demanda real, reduciendo significativamente el consumo eléctrico en comparación con los sistemas tradicionales de velocidad fija.

A parte de esto, el estudio también aborda el uso de modelos de simulación y diagnóstico energético para buscar ineficiencias en el funcionamiento de las bombas, analizando variables como la presión, el caudal y la carga del sistema para optimizar su operación. También se proponen estrategias de mantenimiento preventivo y la renovación de equipos obsoletos, ya que la modernización de bombas antiguas puede ayudar con el rendimiento y la reducción de costes.

### 1.4.2. Información extraída de los trabajos

A partir de la revisión de los trabajos similares identificados, destaca como información importante para este estudio, varias estrategias y objetivos comunes en la optimización de la factura eléctrica en el ámbito municipal y en edificios públicos que se enumerarán a continuación:

#### ■ Principales estrategias abordadas

1. Optimización de Contratos de Suministro Eléctrico: Consiste en revisar y ajustar las condiciones de los contratos eléctricos para adaptarlos al perfil de consumo real de las instalaciones municipales. Esto incluye la elección de la tarifa más adecuada (como 2.0TD, 3.0TD o 6.1TD), la optimización de la potencia contratada y la revisión de términos de facturación para evitar sobre costes por penalizaciones o excesos de potencia.
2. Mejora de la Eficiencia Energética: Implica la modernización de equipos e infraestructuras para reducir el consumo sin afectar la calidad del servicio. Ejemplos comunes son la sustitución de luminarias tradicionales por tecnología LED, la instalación de sistemas de climatización eficientes o la mejora del aislamiento térmico en edificios municipales para disminuir la demanda de energía.

3. **Gestión Inteligente del Consumo Energético:** Se basa en la implementación de sistemas de monitorización y control que permiten obtener datos en tiempo real sobre el consumo eléctrico. Esto facilita la detección de patrones de uso ineficientes, la identificación de consumos fantasma y la adopción de medidas correctivas, como el ajuste de horarios de funcionamiento o la automatización de sistemas.
4. **Integración de Energías Renovables:** Busca reducir la dependencia de fuentes de energía convencionales mediante la instalación de sistemas de generación renovable, como paneles solares fotovoltaicos. Esta estrategia no solo disminuye el coste de la factura eléctrica, sino que también contribuye a la sostenibilidad ambiental, reduciendo las emisiones de CO<sub>2</sub>.
5. **Auditorías Energéticas:** Consiste en un análisis exhaustivo del consumo energético de las instalaciones, identificando puntos críticos de ineficiencia y oportunidades de mejora. Las auditorías permiten elaborar un diagnóstico detallado que sirve de base para implementar medidas de ahorro energético y optimización de recursos.
6. **Uso de Sistemas de Almacenamiento de Energía:** La incorporación de baterías o sistemas de almacenamiento permite acumular energía generada (por ejemplo, a partir de fuentes renovables) para su uso en momentos de mayor demanda o cuando las tarifas eléctricas son más caras. Esto contribuye a una gestión más eficiente de la energía y a la reducción de costes.

#### ■ **Objetivos habituales de los trabajos**

1. **Reducción de Costes Energéticos:** Es el objetivo principal en la mayoría de los estudios, orientado a minimizar el gasto en la factura eléctrica mediante una combinación de estrategias que optimicen el consumo y la contratación de energía. Esto permite liberar recursos que pueden destinarse a otras áreas del presupuesto municipal.
2. **Mejora de la Sostenibilidad Ambiental:** Se busca reducir la huella de carbono del ayuntamiento mediante el uso de energías renovables y la adopción de tecnologías más eficientes. Este objetivo está alineado con los compromisos internacionales de lucha contra el cambio climático y la transición hacia un modelo energético más limpio.
3. **Autonomía Energética:** Consiste en incrementar la capacidad de autoconsumo del municipio, reduciendo la dependencia de la red eléctrica convencional. La generación propia de energía, combinada con sistemas de almacenamiento, permite una mayor resiliencia frente a fluctuaciones del mercado energético.
4. **Cumplimiento Normativo:** Asegurar que las instalaciones municipales cumplen con la normativa vigente en materia de eficiencia energética, sostenibilidad y seguridad eléctrica. Esto incluye tanto la legislación nacional

como las directivas europeas, que establecen objetivos concretos en la reducción de emisiones y el uso de energías renovables.

5. **Concienciación y Educación Energética:** Fomentar una cultura de consumo responsable tanto en el ámbito interno del ayuntamiento como en la comunidad. Esto puede incluir campañas de sensibilización, programas de formación para el personal municipal o la integración de buenas prácticas energéticas en la gestión diaria.
6. **Optimización de Recursos Municipales:** El ahorro energético se traduce en una mejor gestión de los recursos públicos. Los costes reducidos permiten reinvertir en otros servicios esenciales, contribuyendo a una administración más eficiente y sostenible desde el punto de vista económico y ambiental.

#### 1.4.2.1. Medidas aplicables

Para un pequeño ayuntamiento, como Alfacar, las medidas y objetivos extraídos de los trabajos similares que son más aplicables se centran en la combinación de reducción de costes y sostenibilidad ambiental. Los más relevantes son los siguientes:

1. **Optimización de Contratos de Suministro Eléctrico:** Es importante revisar las tarifas contratadas (como la 2.0TD o la 3.0TD) para ajustarlas al perfil de consumo real del ayuntamiento. En el caso de un pequeño ayuntamiento, probablemente existan oportunidades para reducir costes mediante la optimización de la potencia contratada y la elección de tarifas más eficientes.
2. **Mejoras en Eficiencia Energética de Instalaciones Municipales:** Sustituir luminarias tradicionales por tecnología LED en edificios municipales y en el alumbrado público puede suponer un ahorro significativo. Además, la mejora del aislamiento en edificios públicos contribuirá a reducir la demanda energética para climatización.
3. **Integración de Energías Renovables:** La instalación de paneles solares fotovoltaicos en edificios municipales es una medida muy viable para Alfacar. Se puede evaluar su impacto en la reducción de la dependencia de la red eléctrica y en la sostenibilidad ambiental.
4. **Sistemas de Monitorización Energética:** La implementación de sistemas de gestión energética permitirá un control en tiempo real del consumo eléctrico, facilitando la detección de ineficiencias y el ajuste de comportamientos para optimizar el uso de la energía.

5. Auditorías Energéticas: Realizar una auditoría energética inicial ayudará a identificar áreas de mejora, estableciendo una base sólida para la planificación de intervenciones futuras en el municipio.
6. Optimizar el sistema de bombeo ya existente: La optimización de estos sistemas puede generar ahorros energéticos considerables, mejorar la vida útil de los equipos y contribuir a una gestión más sostenible de los recursos públicos. Esto hace que sea una estrategia muy relevante para ayuntamientos pequeños, donde el consumo energético de los sistemas de bombeo puede representar una parte importante de la factura eléctrica municipal.

## Capítulo 2

# Metodología

En este capítulo se describe la metodología empleada para evaluar y, posteriormente, elegir las medidas más adecuadas en la optimización de la factura eléctrica municipal. Esta metodología se diseña de forma genérica, es decir, que sea replicable en cualquier ayuntamiento pequeño.

La metodología se basa en una serie de valoraciones de posibles acciones de mejora de forma abstracta. En primer lugar, se definen los posibles consumos de un ayuntamiento pequeño; entre ellos pueden haber consumos eléctricos, térmicos, agua, gas, etc. Esta identificación inicial permite tener una visión completa del consumo y ayudar con la implementación de cada medida; posteriormente, se plantean también los distintos recursos disponibles de los que pueda disponer un pequeño municipio, analizando de esta forma la energía aprovechable para fuentes como la energía solar, la biomasa o la energía eólica. Esto permite, sobre todo, determinar la viabilidad técnica de incorporar sistemas de generación renovable en las instalaciones municipales. Se analizan también las opciones de mercado, revisando los contratos eléctricos actuales, identificando las tarifas aplicables (2.0TD, 3.0TD, 6.1TD), condiciones contractuales, potencias contratadas y posibilidades de negociación con comercializadoras o distribuidoras. Este análisis permite detectar oportunidades de ahorro mediante ajustes de tarifas o cambios de proveedor.

La siguiente parte se centra en proponer una serie de acciones o mejoras, donde se abordan los problemas de optimización asociados a la operación de algunas de las instalaciones municipales con mayor consumo energético, y para estudiar la viabilidad económica de cada una de estas acciones se elige también una serie de indicadores que permiten evaluar y comparar las acciones desde un punto de vista económico. Existen varios indicadores, como por ejemplo, se puede usar el período de amortización simple, la tasa interna de retorno (TIR) o el índice de beneficio/inversión.

Desde el punto de vista ambiental, también se utilizan indicadores que permiten evaluar la contribución de cada medida a la reducción del impacto ambiental del municipio. Entre ellos destaca la estimación de la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>, que se calcula a partir del ahorro energético obtenido en el ayuntamiento y del factor de emisión asociado al mix energético nacional.

Finalmente, la última sección se dedica al planteamiento sobre un estudio de optimización de un sistema fotovoltaico, con batería y conexión a red, con el objetivo de evaluar posteriormente si resulta rentable incorporar este sistema en el ayuntamiento. Esto se hace con la ayuda del programa GAMS (General Algebraic Modeling System)[20], donde se describen todos los parámetros, índices, variables y ecuaciones usadas en el modelo utilizado para la optimización del sistema.

## 2.1. Identificación de consumos

Como se mencionó anteriormente, en primer lugar, es necesario identificar correctamente los distintos tipos de consumo energético, ya que es importante para cualquier estrategia de optimización en instalaciones municipales. Entender dónde, cómo y cuánto se consume es el primer paso para identificar posibles ineficiencias y luego poder plantear medidas eficaces de ahorro y eficiencia. En el caso de un pequeño municipio, los principales vectores de consumo considerados son el consumo eléctrico y el consumo térmico, ya que estos representan la mayor parte del gasto energético del ayuntamiento.

El consumo eléctrico incluye todos los consumos derivados de la electricidad suministrada por la red o posible generación a través de energías renovables, siempre que el municipio ya disponga de ello, mientras que el consumo térmico se refiere al uso de energía para la producción de calor, ya sea mediante el gas natural, biomasa u otros combustibles que se usan en otro tipo de maquinaria necesaria para el ayuntamiento. Cabe destacar que este último tipo de consumo no suele caer dentro de una factura eléctrica; aun así, se plantean algunas acciones para disminuirlo, ofreciendo así un estudio más completo sobre este tema y, de esta forma, presentar algunas soluciones que posiblemente se puedan integrar para ayuntamientos que dependan más de este consumo.

Para enumerar estos dos tipos de consumo, se ha hecho uso de datos anuales de consumo y generación de energía en el Ayuntamiento de Madrid [21], y también ha servido como referencia en este caso, algunas de las asignaturas vistas en este grado, como por ejemplo, la asignatura de *Recursos Energéticos y Tecnología de los Combustibles*, donde se proporcionan datos e información sobre este tema.

### 2.1.1. Consumo eléctrico

Los principales consumos eléctricos suelen estar asociados a:

- Alumbrado público: farolas en vías urbanas, semáforos, señales luminosas o equipamiento vial relacionado.
- Sistemas de bombeo: para agua potable, pozos, regadío, estaciones de tratamiento y piscina municipal.
- Climatización de edificios públicos: colegios, centro de salud, ayuntamiento, instalaciones deportivas y culturales.
- Producción de energía térmica: bombas de calor eléctricas o resistencias para agua caliente en invierno.
- Equipamiento eléctrico general: oficinas municipales, aulas, centros culturales, equipos informáticos, etc.
- Sistemas de calefacción eléctricos: Radiadores y convectores.
- Electrodomésticos y equipamiento de cocina: en oficinas, polideportivos o edificios municipales con cafetería.
- Cargadores para movilidad eléctrica: puntos de recarga para vehículos eléctricos municipales.

### 2.1.2. Consumo térmico

Los principales consumos térmicos suelen estar asociados a:

- Gas natural: utilizado en calefacción, calentadores o también utilizado en calderas para calentar Agua Caliente Sanitaria (ACS).
- Biomasa: posible uso para calefacción de edificios municipales o piscina cubierta, si estuviera implementada.
- Combustibles fósiles: diésel o gasolina en vehículos municipales (camiones, barredoras, furgonetas).
- Combustible en generadores de respaldo: diésel u otro combustible para emergencia energética.
- Uso de combustibles para maquinaria: cortacésped, motobombas, etc.
- Red de calor: si existiera algún pequeño sistema de calefacción comunitaria.

## 2.2. Recursos disponibles

También es importante identificar los recursos energéticos disponibles a nivel municipal, ya que, conociendo las fuentes de energía que están al alcance localmente, se pueden plantear soluciones más sostenibles y adaptadas a las características reales del territorio en el que queremos optimizar la factura de luz. Este paso responde tanto al objetivo de reducir costos a corto y largo plazo, como al compromiso de avanzar hacia una mayor autosuficiencia energética y, consecuentemente, a una menor dependencia de fuentes externas no renovables.

Analizar estos recursos proporciona una base muy sólida para el diseño de estrategias de generación de diversas fuentes de energía o autoconsumo local. Esto también facilita la integración de energías renovables en las instalaciones municipales, lo que contribuye directamente a la descarbonización del consumo energético y al cumplimiento de la legislación climática establecida tanto a nivel nacional como europeo.

Además, el conocimiento de los recursos energéticos disponibles es clave para poder elegir posteriormente aquellas acciones que resulten más adecuadas desde el punto de vista tanto técnico como económico. De esta forma, la identificación de recursos actúa como un filtro inicial que permite descartar medidas poco viables. Estos recursos se han identificado con las asignaturas *Recursos Energéticos y Tecnología de los Combustibles* y *Energía de la Biomasa* impartidas en el grado:

- Energía solar fotovoltaica
- Energía solar térmica
- Energía eólica
- Biomasa forestal
- Biomasa urbana
- Biomasa agrícola
- Residuos orgánicos para biogás
- Energía hidráulica
- Energía geotérmica y aerotérmica
- Gas natural (si hay red)
- Almacenamiento energético

## 2.3. Opciones de mercado

Con los consumos energéticos identificados y recursos disponibles de los que dispone el municipio, la siguiente tarea consiste en analizar las diferentes opciones del mercado energético. Con este análisis se trata de asegurar que la energía consumida por el ayuntamiento se adquiere de la forma más eficiente y económica posible, y siguiendo también las normas establecidas por la Ley 9/2017, de 8 de noviembre, basada en las Directivas del Parlamento Europeo y del Consejo 2014/23/UE y 2014/24/UE, de 26 de febrero de 2014 [22]. Permitiendo de esta forma ahorrar el máximo posible en la factura eléctrica, teniendo a su vez en cuenta particularidades de la demanda y aprovechando las oportunidades que ofrecen los nuevos modelos de contratación.

Con el auge de las energías renovables, vemos también un mercado energético dinámico, que ofrece una amplia variedad de diferentes contratos que permiten adaptar el suministro a las necesidades específicas de cada consumidor. Desde contratos convencionales con comercializadoras hasta modelos como el autoconsumo compartido, que favorecen a los municipios de forma colectiva. Esto quiere decir que existen varias oportunidades para que los pequeños ayuntamientos puedan beneficiarse de soluciones energéticas más sostenibles, estables y rentables.

Con la correcta elección de tarifas eléctricas o potencia contratada, se podrían ver ahorros importantes en la factura final. Asimismo, también existen contratos enfocados a las energías renovables, poniendo así en primer lugar la sostenibilidad ambiental. Las opciones del mercado son las siguientes:

- Contratación de suministro con comercializadoras del mercado libre [23].
- Contratación con comercializadoras de mercado regulado (tarifa PVPC) [15].
- Elección de tarifa según perfil de consumo: 2.0TD, 3.0TD, 6.1TD [5].
- Contratación con discriminación horaria (tarifas con distintos precios por periodos) [24].
- Contratos de modernización y eficiencia energética (contratos de rendimiento energético (CRE)) [25].
- Contratación centralizada a través de acuerdos marco municipales (Acuerdos marco) [26].
- Contratos de servicios energéticos (ESE) [27].
- Autoconsumo individual o colectivo [28].

- Comunidades energéticas locales (CEL) [29].
- Contratos CFD (Contrato por Diferencias) [30].

## 2.4. Posibles acciones

A continuación, es necesario identificar y analizar las acciones de mejora más viables para poder optimizar la factura eléctrica del ayuntamiento. Dónde estas acciones podrían implicar alguna modificación, cambio o ajuste operativo de instalaciones ya existentes o introducción de tecnologías destinadas al ahorro energético, mejorar la eficiencia y fomentar el uso de energías renovables, como por ejemplo, el uso de sistemas fotovoltaicos.

El objetivo de esta sección es recopilar distintas medidas que pueden resultar aplicables a un ayuntamiento pequeño de forma genérica. Esto se hace analizando cada acción de forma comparativa y cuantitativa, estimando para cada una de ellas los costes asociados (inversión inicial, ahorro anual, etc.), los ahorros energéticos y económicos esperables, y también su impacto ambiental. Con esta plantilla, cualquier ayuntamiento podrá seleccionar aquellas acciones que ofrezcan una mayor rentabilidad y sostenibilidad en el contexto específico del municipio.

### 2.4.1. Lista de posibles acciones

Como se había señalado en las secciones 2.1 y 2.2, es importante realizar un diagnóstico inicial de los principales consumos energéticos y de los recursos disponibles. Empezando con esta identificación, se podrá construir un conjunto de acciones viables y específicas al ayuntamiento en cuestión, tanto técnicas como económicas, y tener una visión estimatoria sobre el ahorro que se puede obtener.

Con los consumos principales ya determinados, así como las fuentes energéticas potenciales, se pueden proponer diferentes medidas que, por ejemplo, pueden reducir la demanda energética mediante una mayor eficiencia (por ejemplo, sustituyendo equipos existentes por versiones más eficientes), o cubrir parte del consumo con fuentes renovables.

La Tabla 2.1 muestra una selección de acciones propuestas que se pueden aplicar de forma común a un pequeño ayuntamiento, junto al ahorro estimado que se puede esperar de cada acción, junto con la referencia en la se basa la estimación.

<b>Acción</b>	<b>Tipo de consumo</b>	<b>Ahorro estimado</b>	<b>Ref.</b>	<b>Descripción/Objetivo</b>
Sustitución de alumbrado	Eléctrico	80 %	[31]	Cambio de luminarias a LED o halógenas
Regulación horaria/lumínica	Eléctrico	70 %	[32]	Uso de sensores crepusculares o por presencia
Instalación PV	Eléctrico	40–70 %	[33]	Autoconsumo con placas fotovoltaicas
Instalación PV con almacenamiento	Eléctrico	80 %	[33]	Integración de baterías, como ejemplo, de ion-litio
Minieólica	Eléctrico	14-18 %	[34]	Aprovechar la energía eólica del municipio
Central minihidráulica	Eléctrico	10–30 %	[35]	Aprovechar la energía hidráulica del municipio
Colectores termosolares	Térmico	50–80 %	[36]	Para calentar agua caliente sanitaria
Sistema de trigeneración	Eléctrico/ Térmico	28–32 %	[37]	Para producir electricidad, calor y frío
Caldera de biomasa	Térmico	10-15 %	[38]	Sustituir la caldera existente por una de biomasa
Aeroterminia	Térmico	55 %	[39]	Mejorar el sistema de climatización
Variadores de frecuencia en bombeo	Eléctrico	40-50 %	[19]	Mejorar la eficiencia del sistema de bombeo
Mejora del aislamiento térmico	Térmico	50 %	[40]	Reducir el uso de las instalaciones térmicas
Renegociación de contratos eléctricos	Eléctrico	20 %	[41]	Ajustar la tarifa según el consumo

Tabla 2.1: Lista de posibles acciones para optimizar el consumo energético en un pequeño ayuntamiento

### 2.4.2. Viabilidad económica

Como en esta metodología se valora también la viabilidad económica de cada acción mencionada en la lista anterior, es necesario plantear primero algunos indicadores que permitan este análisis (referenciadas desde la asignatura de *Proyectos* del grado); se usan, el período de amortización simple, el índice de beneficio/inversión y la tasa interna de retorno con la finalidad de llevar a cabo este análisis para ver de forma numérica cuáles son las acciones más viables a implementar en un pequeño ayuntamiento. Estos permiten evaluar la rentabilidad de cada acción, considerando tanto los costes de inversión, la vida útil y los beneficios que proporcionan en términos de ahorro económico a lo largo del tiempo.

Para obtener realmente el índice beneficio/inversión (B/I) durante la vida útil de una acción implementada, se relaciona el beneficio económico acumulado durante la vida útil de una acción con la inversión inicial realizada. Se calcula con la ecuación (2.1) y un valor de  $B/I$  superior a 1 indica que la medida genera más ahorro que su coste, siendo por tanto rentable. Cuanto mayor sea este índice, mayor será la rentabilidad económica de la acción propuesta.

$$\frac{B}{I} = \frac{\text{Ahorro Anual} \times \text{Vida Útil}}{\text{Inversión Inicial}} \quad (2.1)$$

Por otro lado, el período de amortización simple indica el número de años necesarios para recuperar la inversión inicial exclusivamente a través del ahorro económico generado anualmente. Este indicador permite identificar qué medidas se recuperan más rápidamente y, por tanto, son más interesantes desde el punto de vista financiero, especialmente para ayuntamientos con limitaciones presupuestarias. Se obtiene con la ecuación (2.2) representada a continuación:

$$\text{Período de amortización (años)} = \frac{\text{Inversión Inicial}}{\text{Ahorro Anual}} \quad (2.2)$$

Finalmente, la Tasa Interna de Retorno (TIR) es un indicador financiero utilizado ampliamente para poder analizar la viabilidad económica de los proyectos. Representa la tasa de descuento que iguala el valor actual neto (VAN) de los flujos de caja futuros con la inversión inicial. En otras palabras, es el porcentaje al que el proyecto “se paga a sí mismo”, haciendo que el beneficio neto total sea igual a cero y, en este caso, este indicador permite comparar diferentes acciones o inversiones entre sí y evaluar su rentabilidad económica. Cuanto mayor sea la TIR de una acción, mayor será su capacidad para generar beneficios económicos relativos al costo invertido. Su ecuación (2.3) es la siguiente (la incógnita a resolver es  $r$ , que es la TIR):

$$\text{VAN} = \sum_{t=1}^n \frac{B_t}{(1+r)^t} - C_0 = 0 \quad (2.3)$$

Donde:

- $C_0$ : inversión inicial
- $B_t$ : beneficio neto en el año  $t$
- $r$ : tasa interna de retorno (TIR)
- $n$ : número total de años del análisis

Una vez definidos los indicadores empleados en el estudio económico de cada acción aplicable, hará falta primero una serie de datos que permitan calcularlos; estos datos son, el precio unitario, la inversión inicial, el ahorro anual y, finalmente, la vida útil de cada sistema, maquinaria o implementación propuesta en este estudio, donde todos estos datos serán reflejados en una tabla junto a la referencia usada para la obtención de los mismos. Es importante resaltar que los valores finales calculados en el estudio de la viabilidad económica son más bien valores esperables o estimados, que sirven como valores orientativos, ya que hay muchos más factores que pueden intervenir a la hora de implementar estas mejoras en un pequeño ayuntamiento, y por lo tanto, afectar el precio o ahorro obtenido con estas acciones.

También es importante tener en cuenta que, a la hora de buscar los datos necesarios para este estudio, en alguna de las referencias utilizadas se ha presentado un rango de valores, y para que todo sea coherente, se ha optado por tomar el valor medio en cada una de estas situaciones; por ejemplo, si nos dan un rango de valores de 1000-2000, el valor final usado será 1500. Los datos se recogen en la [Tabla 2.2](#):

Acción aplicada	Precio unitario	Inversión inicial	Ahorro Económico	Vida útil	Ref.
Sustitución de alumbrado	0.45 €/W	9.00 €	20.49 €/año	8000 horas	[31]
Regulación horaria/lumínica	1029.00 €/kW	330000.00 €	65000.00 €/año	15000 horas	[32]
Instalación PV	1150.00 €/kW	3450.00 €	700.00 €/año	25 años	[33], [42]
Instalación PV con almacenamiento	2000.00 €/kW	6000.00 €	1176.00 €/año	25 años	[43], [42]
Minieólica	1948.00 €/kW	9740.00 €	120.93 €/mes	22 años	[34]
Central minihidráulica	2500.00 €/kW	37509.45 €	8177.37 €/año	25 años	[44]
Colectores termosolares	591.00 €/m <sup>2</sup>	22458.00 €	1704.00 €/año	30 años	[36]
Sistema de trigeneración	1409.00 €/kW	140900.00 €	85000.00 €/año	35 años	[45]
Caldera de biomasa	128.62 €/kW	38592.61 €	9850.61 €/año	20 años	[46], [47]
Aerotermia	9220.00 €/ud	184400.00 €	12357.00 €/año	20 años	[39]
Variadores de frecuencia en bombeo	400.00 €/ud	400.00 €	1726.60 €/año	20 años	[48] [49]
Mejora del aislamiento térmico	18.00 €/m <sup>2</sup>	2660.00 €	480.00 €/año	40 años	[40]
Renegociación de contratos eléctricos	.....	.....	166841.00 €/año	.....	[41]

Tabla 2.2: Datos usados en el estudio de viabilidad económica

Una vez obtenidos todos estos valores, se procede a calcular el índice de beneficio/inversión (2.1), período de amortización (2.2) y la tasa interna de retorno (2.3), que son las ecuaciones definidas anteriormente para este estudio. Con esto se obtiene una visión global de qué acciones saldrán más rentables o asequibles económicamente frente a otras, dando así una ayuda en la toma de decisión para poder implementar alguna de las acciones propuestas. Los resultados obtenidos se recogen en la Tabla 2.3:

Acción aplicada	Beneficio/inversión	Periodo de amort. (años)	TIR (%)
Sustitución de alumbrado	9.98	0.44	226.38
Regulación horaria/lumínica	1.62	5.08	11.85
Instalación PV	5.07	4.93	20.08
Instalación PV con almacenamiento	4.90	5.10	19.37
Minieólica	3.28	6.71	14.08
Central minihidráulica	5.45	4.59	21.63
Colectores termosolares	2.28	13.18	6.41
Sistema de trigeneración	21.11	1.66	13.44
Caldera de biomasa	5.11	3.92	25.24
Aeroterminia	1.34	14.92	2.97
Variadores de frecuencia en bombeo	86.33	0.23	431.50
Mejora del aislamiento térmico	7.22	5.54	18.02
Renegociación de contratos eléctricos	.....	0	.....

Tabla 2.3: Estudio de viabilidad económica

Analizando los resultados obtenidos, se observan claramente ciertos datos que resaltan a la vista en comparación con las demás acciones, en concreto, la sustitución del alumbrado y la incorporación de variadores de frecuencia en bombeo. Se observan valores particularmente elevados en cuanto al índice beneficio/inversión (9.98 y 86.33, respectivamente) y la tasa interna de retorno (226.38 % y 431.5 %, respectivamente).

Estos resultados se pueden explicar a través de la relación de unos ahorros anuales importantes en comparación con una inversión inicial relativamente baja según los datos extraídos de las referencias señaladas en la Tabla 2.3, y usando estos datos

en las ecuaciones definidas en esta subsección, (2.1) y (2.3), dan resultados que son excepcionalmente elevados.

A pesar de que estos resultados parecen poco habituales en escenarios reales, siguen la metodología y el método de cálculo establecidos, pero que en este caso, podrían verse afectados por factores como costos indirectos o costos asociados al mantenimiento de estas acciones, donde quizás, las referencias usadas simplemente no los hayan tenido en cuenta a la hora de realizar ese estudio. Aun así, estos resultados reflejan que estas acciones son altamente rentables y podrían, por lo tanto, justificar la priorización en cualquier plan de optimización energética municipal.

### 2.4.3. Impacto ambiental

A parte del análisis económico, es importante tener en cuenta el impacto ambiental de cada acción propuesta, ya que es un dato que, con los años, va cobrando cada vez más relevancia debido al cambio climático, y ya que los ayuntamientos pequeños no solo gestionan recursos públicos, sino que también tienen un papel importante frente a la ciudadanía y son los responsables de asegurar cierta calidad del entorno en el que se desarrolla la vida de sus habitantes.

Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, en concreto el CO<sub>2</sub>, también es una prioridad para la Unión Europea y la legislación nacional. Los ayuntamientos, a pesar de tener un peso relativo menor que otros sectores, como por ejemplo la industria, en conjunto también contribuyen de forma importante al consumo energético a nivel nacional y, por ello mismo, cualquier medida que reduzca el consumo energético, sobre todo si se trata de energía procedente de combustibles fósiles, tiene un impacto directo en la reducción de emisiones.

En la mayoría de los casos, usando las referencias presentadas a la Tabla 2.4, se ha obtenido la reducción de consumo anual producido al aplicar cierta acción, y junto a la guía para el cálculo de la huella de carbono [50], se ha podido calcular la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> eligiendo de ahí como dato los 0.249 kg CO<sub>2</sub>/kWh que se habrían emitido si no se hubieran aplicado las medidas propuestas, donde estas emisiones proceden del mix energético nacional (España).

Es importante tener en cuenta que las reducciones en las emisiones de CO<sub>2</sub> son valores estimados correspondientes a casos concretos y que, por lo tanto, estos valores no se verán necesariamente replicados de forma exacta a la hora de implementar alguna de estas medidas. Aun así, sirven como una guía para tener valores de referencia que cuantifican dónde se podrá obtener una mayor o menor reducción de gases de efecto invernadero y ver cuál ha sido la reducción total de las emisiones en varios casos reales. Lo que permite estimar qué capacidad o potencial tienen estas

acciones a la hora de mitigar el impacto sobre el medio ambiente. La reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> de cada acción se resume en la Tabla 2.4:

<b>Acción aplicada</b>	<b>Reducción CO<sub>2</sub></b>	<b>Referencias</b>
Sustitución de alumbrado	0.50 toneladas	[31]
Regulación horaria/lumínica	33.60 toneladas	[32]
Instalación PV	0.75 toneladas/año	[43], [50]
Instalación PV con almacenamiento	1.42 toneladas/año	[43], [50]
Minieólica	2.94 toneladas/año	[34], [50]
Central minihidráulica	14.72 toneladas/año	[44], [50]
Colectores termosolares	1.00 tonelada/año por cada m <sup>2</sup>	[36]
Sistema de trigeneración	7.81 toneladas/año	[45], [50]
Caldera de biomasa	68.46 toneladas/año	[47]
Aeroterminia	81.27 toneladas/año	[39]
Variadores de frecuencia en bombeo	2.24 toneladas/año	[49], [50]
Mejora del aislamiento térmico	0.02 toneladas/año por cada m <sup>2</sup>	[40], [50]
Renegociación de contratos eléctricos	7.81 toneladas/año	[41], [50]

Tabla 2.4: Impacto ambiental de cada acción propuesta

#### 2.4.4. Estrategias de implementación

Después de haber identificado las posibles acciones que se puedan implementar en el ayuntamiento, seguidamente hace falta un plan o una estrategia para implementarlas de forma realista. Este plan debe ser, a su vez, adaptable a las condiciones específicas del municipio, teniendo en cuenta que usualmente los recursos económi-

cos y humanos son limitados, lo que dificulta el proceso de implementación de estas mejoras.

Por un lado, tenemos la inversión inicial, que podría ser un problema en casos como la implementación de un sistema fotovoltaico, una central minihidráulica, un sistema de trigeneración o la adquisición de una turbina minieólica. En estos casos, es interesante dividir la implementación de estas acciones por fases. Implementando primero las acciones que proporcionan un mayor ahorro a lo largo del tiempo o que sean más fácilmente financiables, distribuyendo los costes a lo largo del tiempo y facilitando la búsqueda de subvenciones o financiación externa durante el proceso. Las distintas fuentes de financiación o subvenciones incluyen los mismos fondos propios del ayuntamiento, subvenciones regionales, estatales o europeas (por ejemplo las procedentes del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR) [51] o del Fondo Europeo de Desarrollo Regional (FEDER))[52].

## 2.5. Optimización del sistema fotovoltaico

En esta última sección de la metodología, se definen los índices, parámetros, variables y ecuaciones que se usarán para obtener un sistema fotovoltaico (en adelante, fotovoltaico/fotovoltaica será abreviado en algunas ocasiones como “PV”, para mantener coherencia con esta abreviación usada en el programa GAMS [20]), con el objetivo de usar los datos de los consumos energéticos del ayuntamiento como entrada y luego poder calcular las capacidades de fotovoltaica, batería y conexión a red necesarias, cómo operar esas capacidades y, a su vez, seleccionar la mejor solución para minimizar el coste total para el usuario.

Una vez que se hayan obtenido los resultados necesarios de GAMS [20], se exportan posteriormente a otro programa llamado MATLAB (Matrix Laboratory) [53], con el objetivo de representar gráficamente los resultados y visualizar de forma clara y comparativa el funcionamiento del sistema. Sin embargo, el análisis de estos resultados numéricos se desarrolla en mayor detalle en el Capítulo 4 (Aplicación de la metodología), mientras que esta sección se centra únicamente en el planteamiento y definición de las diferentes variables y ecuaciones que intervienen en los cálculos.

Se plantea un modelo del sistema formado por cuatro bloques principales, son los siguientes: Red ( $g$ ), demanda ( $d$ ), generación PV ( $v$ ) y batería ( $b$ ), donde los flujos de potencia entre estos bloques se representan en la Figura 2.1 y el orden de las letras también indica el sentido del flujo. Todas las variables mostradas en la Figura 2.1 son positivas, es decir, con un valor mayor que 0.

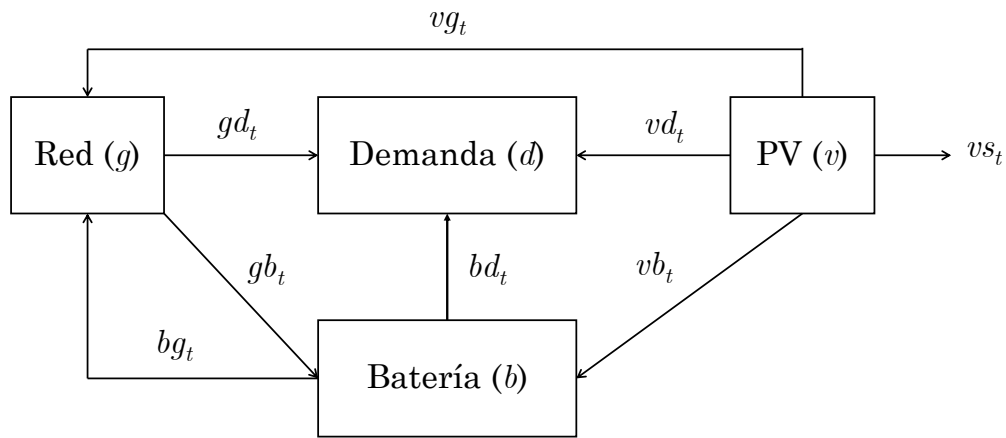


Figura 2.1: Diagrama de bloques para el modelo de la instalación con PV, batería y conexión a red.

### 2.5.1. Notación

Como regla general en la notación, las variables (incógnitas) se indican con letras minúsculas, mientras que los parámetros (datos) se indican con letras mayúsculas. La notación utilizada en el código GAMS [20] se indica entre paréntesis.

#### Índices

$t, T$  (t) Índice para los períodos de tiempo considerados en cada día representativo,  $t \in T$ .

$i, I$  (i) Índice para recorrer el parámetro de análisis de sensibilidad,  $i \in I$ .

$k0$  (k0) Índice para recorrer los parámetros que no tienen índice,  $k \in K$ .

#### Parámetros principales

$\Delta_t$  (Delta(t)) Duración del período de tiempo  $t$ , (horas).

$D_t$  (D(t)) Demanda del usuario (kW).

$PVA_t$  (PVA(t)) Factor de producción PV (p.u.).

$CAPV$  (CAPV) Coste de amortización de la instalación PV para el intervalo simulado (€/kWp·año).

$$CAPV = \frac{\text{Coste Instalación PV (€/kWp)}}{\text{Vida Útil (años)}} \quad (2.4)$$

$CCI$  (CCI) Fracción de capacidad de conexión a red que puede utilizarse para inyección (p.u.).

$\eta_C$  (ETA\_C) Rendimiento de carga de la batería (p.u.).

$\eta_D$  (ETA\_D) Rendimiento de descarga de la batería (p.u.).

$CAB$  (CAB) Coste de amortización de la batería (€/kWh·año).

$$CAB = \frac{\text{Coste Batería (€/kWh)}}{\text{Vida Útil (años)}} \quad (2.5)$$

$\alpha_C$  (ALPHA\_C) Capacidad de rampa para la carga de la batería en base a su capacidad de almacenamiento (kW/kWh).

$\alpha_D$  (ALPHA\_D) Capacidad de rampa para la descarga de la batería en base a su capacidad de almacenamiento (kW/kWh).

$CTP$  (CTP) Coste del término de potencia (€/kW·año).

$PEC_t$  (PEC(t)) Precio de compra de la energía consumida de la red (€/kWh).

$PEV_t$  (PEV(t)) Precio que el usuario recibe por los excedentes que inyecta a la red (€/kWh).

$PV_{max}$  (PVmax) Capacidad máxima de PV que se puede instalar (kW).

### Parámetros para el análisis de sensibilidad

$CAPV_{ini}$  (CAPVini) Valor inicial para CAPV (€/kWp·año).

$CAPV_{fin}$  (CAPVfin) Valor final para CAPV (€/kWp·año).

### Parámetros auxiliares para guardar los resultados

$CE_i$  (CE(i)) Coste de la energía que se compra de la red (€/año).

$CAI_i$  (CAI(i)) Coste de amortización asociado a PV, batería y conexión a la red (€/año).

$VE_i$	(VE(i)) Coste de la energía que se vende a la red (€/año).
$z_i$	(zi(i)) Guarda los valores de la función objetivo para cada valor del índice i (€/año).
$pvi_i$	(pvi(i)) Guarda los valores de la capacidad instalada (kWp).
$bi_i$	(bi(i)) Guarda los valores de la capacidad de batería instalada (kWh).
$ci_i$	(ci(i)) Guarda los valores de la capacidad de conexión a red (kW).
$gdi_i^t$	(gdi(i,t)) Guarda los valores de la potencia transferida de la red a la demanda para cada problema i periodo t (kW).
$CAPVi_i$	(CAPVi(i)) Guarda los valores de CAPV para cada problema i (€/kWp)
$Resultados0i_{k0}^i$	(Resultados0i(k0,i)) Guarda los valores de resultados que no tienen índice.

### Variables

$z$	(z) Valor de la función objetivo (€/año).
-----	---

### Variables positivas

$gd_t$	(gd(t)) Potencia transferida desde la red principal a la demanda en el periodo t (kW).
$gb_t$	(gb(t)) Potencia transferida desde la red principal a la batería en el periodo t (kW).
$vg_t$	(vg(t)) Potencia transferida desde la instalación PV a la red principal en el periodo t (kW).
$bg_t$	(bg(t)) Potencia transferida desde la batería a la red principal en el periodo t (kW).
$bd_t$	(bd(t)) Potencia transferida desde la batería a la demanda en el periodo t (kW).
$vb_t$	(vb(t)) Potencia transferida desde la PV a la batería en el periodo t (kW).
$vd_t$	(vd(t)) Potencia transferida desde la PV a la demanda (kW).

$vs_t$	( $vs(t)$ ) Potencia disponible en la PV pero no utilizada en el periodo $t$ (kW).
$pv$	( $pv$ ) Capacidad PV total instalada (kWp).
$cc$	( $cc$ ) Potencia contratada para consumo (kW).
$soc_t$	( $soc(t)$ ) Energía contenida en la batería al final del periodo $t$ (kWh).
$b$	( $b$ ) Capacidad de la batería total instalada (kWh).
$socini$	( $socini$ ) Energía contenida en la batería al final del periodo cero (kWh).

### 2.5.2. Ecuaciones para el modelo

Se plantea el modelo de optimización como un problema de optimización estocástico bi-etapa, formado por la función objetivo (esta es la función que contiene las dos etapas) junto a un conjunto de restricciones que imponen o acotan los rangos de posibles soluciones, con el fin de obtener un resultado viable y coherente. Las dos etapas se resuelven de forma simultánea en el problema. A continuación se definen las ecuaciones usadas en el modelo y seguidamente una descripción de estas mismas:

$$CAPV \cdot pv + CAB \cdot b + CTP \cdot cc + \sum_{t \in T} [\Delta_t \cdot (PEC_t \cdot (gd_t + gb_t) - PEV_t \cdot (vg_t + bg_t))] = z \quad (2.6)$$

Sujeto a:

$$gd_t + bd_t + vd_t = D_t, \forall t \in T \quad (2.7)$$

$$vg_t + vd_t + vb_t + vs_t = pv \cdot PVA_t, \forall t \in T \quad (2.8)$$

$$gd_t + gb_t \leq cc, \forall t \in T \quad (2.9)$$

$$bg_t + vg_t \leq CCI \cdot cc, \forall t \in T \quad (2.10)$$

$$soc_t = soc_{t-1} + \eta_C \cdot \Delta_t \cdot (vb_t + gb_t) - \left(\frac{\Delta_t}{\eta_D}\right) \cdot (bg_t + bd_t), \forall t > 1 \quad (2.11)$$

$$soc_t = socini + \eta_C \cdot \Delta_t \cdot (vb_t + gb_t) - \left(\frac{\Delta_t}{\eta_D}\right) \cdot (bg_t + bd_t), t = 1 \quad (2.12)$$

$$soc_t \leq b, \forall t \in T \quad (2.13)$$

$$soc_t = socini, \forall t \in T \quad (2.14)$$

$$vb_t + gb_t \leq \alpha_C \cdot b, \forall t \in T \quad (2.15)$$

$$bd_t + bg_t \leq \alpha_D \cdot b, \forall t \in T \quad (2.16)$$

$$pv \leq PVmax \quad (2.17)$$

$$\sum_{t \in T} [\Delta_t \cdot (0.3 \cdot PEC_t \cdot (gd_t + gb_t) - PEV_t \cdot (vg_t + bg_t))] \geq 0 \quad (2.18)$$

De las ecuaciones definidas anteriormente, la función objetivo es la ecuación (2.6), donde esta función define el criterio usado para calcular la solución óptima del problema. Se observa que la función objetivo tiene dos etapas, que son las siguientes:

- 1<sup>a</sup> Etapa: Esta etapa está relacionada a los costes de la instalación, que corresponde a las variables  $pv$ ,  $b$  y  $cc$ . Son las variables que representan las capacidades a instalar, sin depender del tiempo. La ecuación correspondiente a esta etapa es la ecuación (2.19):

$$CAPV \cdot pv + CAB \cdot b + CTP \cdot cc \quad (2.19)$$

- 2<sup>a</sup> Etapa: Esta etapa corresponde a los costes de operación, que son los costes e ingresos asociados a la operación de las capacidades instaladas. Las variables de esta segunda parte sí dependen del tiempo,  $t$ , en otras palabras, la función objetivo corresponde a la esperanza matemática (media aritmética) de los costes de operación para un año, que es el intervalo de simulación. La ecuación correspondiente a esta etapa es la ecuación (2.20):

$$\sum_{t \in T} [\Delta_t \cdot (PEC_t \cdot (gd_t + gb_t) - PEV_t \cdot (vg_t + bg_t))] \quad (2.20)$$

La función objetivo, a su vez, está condicionada por un conjunto de restricciones que determinan qué operaciones son posibles dentro del sistema y establecen las condiciones que deben cumplirse en cada una de ellas. Dichas restricciones se describen a continuación: la ecuación (2.7) corresponde al balance de demanda, imponiendo como condición que esta se satisfaga en todo momento; la ecuación (2.8) representa el balance de potencia para la generación PV; las ecuaciones (2.9) y (2.10) establecen los límites máximos para la potencia que se puede consumir de la red o inyectar a la misma; las ecuaciones (2.11) y (2.12) recogen el balance de energía en la batería, para  $t > 1$  y  $t = 1$ , respectivamente; la ecuación (2.13) define la cota inferior para la capacidad de la batería; la ecuación (2.14) impone que la energía almacenada en la batería al final del último periodo sea igual a la disponible justo antes de iniciar la operación, evitando así que se consuma energía sin coste (equivalente a entregar el depósito lleno y devolverlo igualmente lleno), donde el nivel inicial viene determinado por el problema de optimización; las ecuaciones (2.15) y (2.16) definen la potencia máxima de carga y descarga de la batería; la ecuación (2.17) define la capacidad PV máxima que se pueda instalar; finalmente, la ecuación (2.18) establece el límite para la compensación de excedentes.

Estas ecuaciones se implementan en un código GAMS [20], que se incluye en el Anexo 6.1.



# Capítulo 3

## Caso de estudio

En este capítulo, se describe el caso de estudio sobre el que se aplican posteriormente las acciones y metodologías que fueron desarrolladas en los Capítulos 1 y 2. Para realizar todo esto, se han recopilado datos e información real de la localidad escogida, Alfacar, un pequeño municipio en Granada anteriormente introducido en el Capítulo 1 (Sección 1.1). Estos datos sirven como una base para la identificación y cuantificación de los principales consumos energéticos susceptibles de mejora, ya sea mediante ajustes del tipo de contrato de suministro eléctrico del ayuntamiento, sustitución de luminarias por otras más eficientes, o la integración de energías renovables con el fin de cubrir mayores consumos, como el bombeo.

El objetivo en este capítulo, por lo tanto, únicamente es recopilar, organizar y dar formato a los datos obtenidos para su posterior uso en los cálculos y obtención de resultados numéricos en el Capítulo 4. A modo de resumen y para poder entender mejor cuál es la misión en este capítulo, estos datos se procesan para luego poder usarlos como entrada, primero para el programa GAMS [20], que en este caso el código desarrollado tiene como objetivo calcular y optimizar un sistema PV con el menor coste posible para el ayuntamiento, y después con los resultados obtenidos a partir de la ayuda de este programa, MATLAB [53] se utiliza para el tratamiento y representación gráfica de las soluciones obtenidas en GAMS [20], creando gráficas y tablas que resumen todos los datos relevantes para este estudio. Todo esto se hace siempre justificando a su vez el proceso de elaboración, la obtención de los parámetros de entrada y el tratamiento de estos datos.

### 3.1. Datos obtenidos

La recopilación de información usada en este caso de estudio ha sido posible gracias a la colaboración por parte del Ayuntamiento de Alfacar, facilitando los contratos que componen el consumo eléctrico correspondiente a los diferentes suministros de este municipio para un año entero. Este consumo se distribuye sobre un total de 51 contratos que corresponden a diferentes tarifas de acceso, que son las siguientes: BT 2.0 TD Modo 1, BT 2.0 TD Modo 2, BT 3.0 TD TPM 4/5 y BT 3.0 TPM 1/2/3. Debido a que muchos de los consumos se concentran en un solo tipo de tarifa y muchos otros tienen un consumo nulo, se ha optado por hacer este análisis para un total de 14 de los 51 contratos que se han proporcionado, lo cual representa un 90% del consumo total del ayuntamiento, permitiendo de esta forma simplificar el estudio sin comprometer resultados válidos y representativos para el Ayuntamiento de Alfacar.

También es importante mencionar que los datos obtenidos son específicamente del año 2018. Esta selección se debe al objetivo de evitar los años de la pandemia de COVID-19, en los que se pueden encontrar varios consumos o distorsiones anómalas, lo cual no interesa incluir en este estudio y también asegura una base de estudio más fiable. A continuación, en la Tabla 3.1, se muestran de forma resumida los consumos anuales desde la red para cada contrato con su correspondiente tarifa de acceso:

Contrato	Tarifa de Acceso	Consumo Anual (kWh/año)	Duración (horas)
Contrato 1	BT 3.0 TD TPM 4/5	53344.00	8760
Contrato 2	BT 3.0 TD TPM 4/5	46955.06	8760
Contrato 3	BT 3.0 TD TPM 4/5	44081.40	8760
Contrato 4	BT 2.0 TD Modo 2	43003.82	8760
Contrato 5	BT 3.0 TD TPM 1/2/3	40291.00	8760
Contrato 6	BT 2.0 TD Modo 2	37725.77	8760
Contrato 7	BT 3.0 TD TPM 4/5	24450.18	8760
Contrato 8	BT 2.0 TD Modo 1	19701.52	8760
Contrato 9	BT 3.0 TD TPM 4/5	17474.06	8760
Contrato 10	BT 3.0 TD TPM 4/5	16178.34	8760
Contrato 11	BT 3.0 TD TPM 4/5	15456.00	8760
Contrato 12	BT 2.0 TD Modo 2	14215.63	8760
Contrato 13	BT 2.0 TD Modo 2	14112.47	8760
Contrato 14	BT 3.0 TD TPM 4/5	10183.89	8760

Tabla 3.1: Datos de interés de los contratos usados en el estudio

## 3.2. Parámetros del modelo

En esta sección, se asignan los valores para los parámetros de este modelo, donde algunos de estos valores indican los rendimientos y cotas del sistema, junto a una descripción posterior de la obtención de estos datos. Primero se definen los parámetros principales del modelo, donde estos parámetros corresponden a diferentes datos como el rendimiento de carga y descarga de la batería o la demanda horaria del usuario, y después, los parámetros para el análisis de sensibilidad, usados para definir el rango del coste de amortización de la instalación fotovoltaica.

### 3.2.1. Parámetros principales

Parámetros	Valor	Unidad	Referencia
$\Delta_t$	8760	horas	Asumido por el autor
$D_t$	Ver Figuras 3.1 y 3.2	kW	Ayuntamiento de Alfacar
$PVA_t$	Ver Figuras 3.3 y 3.4	p.u.	[54]
$CAPV$	46	€/kWp·año	[42], [33]
$CCI$	0.5	Adimensional	Asumido por el autor
$\eta_C$	0.91	p.u.	[55]
$\eta_D$	0.91	p.u.	[55]
$CAB$	37	€/kWh·año	[43]
$\alpha_C$	0.52	kW/kWh	[56]
$\alpha_D$	0.52	kW/kWh	[56]
$CTP$	38-41	€/kW·año	Ayuntamiento de Alfacar
$PEC_t$	Ver Figuras 3.5 y 3.6	€/kWh	[57]
$PEV_t$	Ver Figuras 3.7 y 3.8	€/kWh	[57]
$PV_{max}$	30	kW	Asumido por el autor

Tabla 3.2: Parámetros principales

Como se observa en la Tabla 3.2, los parámetros  $D_t$ ,  $PVA_t$ ,  $PEC_t$  y  $PEV_t$  se representan después en las figuras indicadas, ya que se trata de un inmenso número de datos, siendo esto difícil de representar en una única tabla. Para representar estos valores, se usan dos figuras diferentes para ilustrar cada parámetro: una gráfica de perfil horario ilustrativo, un día de invierno (1 de enero) y un día de verano (1 de julio), y de esta forma visualizar cómo se ve afectado cada parámetro según estas condiciones climáticas. En segundo lugar, se usa un histograma, esta vez de todo el conjunto del parámetro en cuestión, es decir, los valores de todo el año. Así se muestra cómo se distribuyen y dónde se concentran ciertos valores, viendo así por estadística cuáles se repiten más. A continuación se muestran estas figuras con sus respectivos comentarios y posteriormente se comenta el resto de los parámetros.

Los valores de demanda ( $D_t$ ) se corresponden a los consumos horarios por parte del usuario y que se han obtenido a través de la información proporcionada por el Ayuntamiento de Alfacar. Aquí, los consumos varían por hora y también según el contrato con el que estamos trabajando.

La Figura 3.1 presenta la demanda para los dos primeros contratos (Contrato 1 y Contrato 2) siendo estos los contratos elegidos ya que representan una gran parte del consumo de los 14 elegidos en este estudio, siendo esto también visualmente más fácil de interpretar si se usaran todos los contratos. En el Contrato 1, los consumos de invierno y verano son casi idénticos hasta las 08:00 horas, correspondiente al alumbrado público, ya que son horas de poca luz. Luego, en verano, se observa un pico de consumo durante las horas centrales del día (10:00 a 15:00 horas), debido a consumos como la climatización en edificios públicos, y en invierno, este pico se produce más tarde (17:00 a 22:00 horas), correspondientes a la calefacción usada para las horas más frías. Lo mismo ocurre en el Contrato 2.

En cuanto a la distribución de consumos representados en la Figura 3.2, simplemente se observa cómo se reparten estos consumos a lo largo del año, donde los dos contratos concentran sus consumos en un rango de 1 a 3 kW. Estos valores se podrían corresponder a consumos como el alumbrado, sistemas de bombeo, equipos informáticos o climatización para algunos de los edificios públicos del municipio.

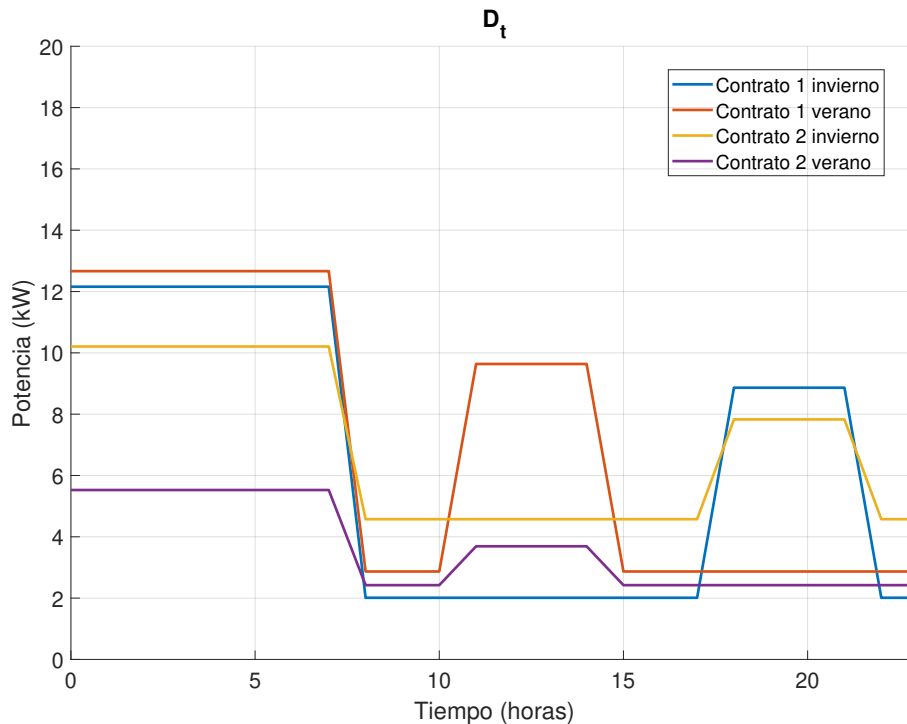


Figura 3.1: Demanda del usuario en invierno (1 de enero) y verano (1 de julio), para los contratos 1 y 2.

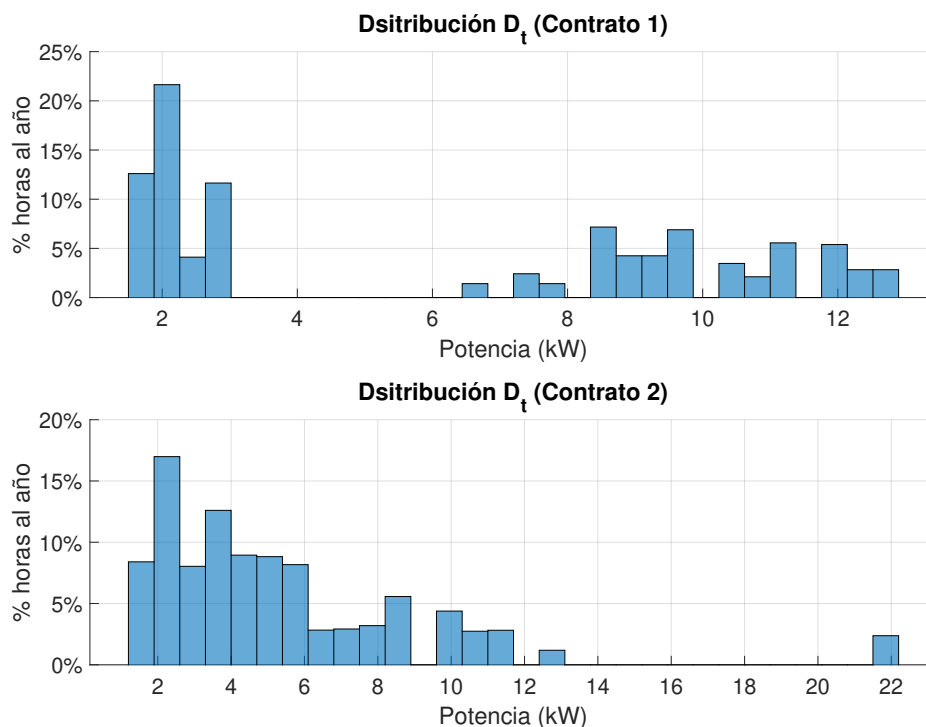


Figura 3.2: Distribución de la demanda del usuario para los contratos 1 y 2.

El factor de producción de PV ( $PVA_t$ ) se ha obtenido a través de una página llamada PVGIS [54], una herramienta que sirve para estimar la producción de energía solar en un lugar concreto en el mundo, donde, para obtener los datos, se ha seleccionado el apartado de “Datos horarios”, introduciendo el año usado para el estudio, en este caso (2018) y dejando los demás valores por defecto para descargar los datos necesarios.

En la Figura 3.3, se muestra la producción PV tanto en invierno como en verano, con picos de producción similares (esto puede deberse a que el PVGIS internamente incluye varios efectos que corrigen la potencia teórica ideal del panel). Una diferencia notable está entre los diferentes rangos de producción, el rango en verano es más amplio por la duración más larga de los días en esta época del año, mientras que en el invierno es más reducido; luego, en la Figura 3.4, se muestran dos histogramas, el primero representa todos los valores de producción PV teniendo en cuenta también las horas nocturnas, siendo esta la razón por la que muchos de estos valores se concentran en el 0. El segundo histograma elimina esta variable mostrando así una distribución más uniforme, lo cual es lógico, ya que durante todos los días del año el sol sigue un trayecto predeterminado, y durante este ciclo se ven de forma “repetitiva” casi todos los niveles de radiación intermedia, donde los valores cercanos a 0 p.u. corresponden al amanecer y atardecer, y los valores más altos (entre 0.7 y 0.8 p.u.) corresponden a las horas en las que el sol incide lo más perpendicular posible sobre la superficie.

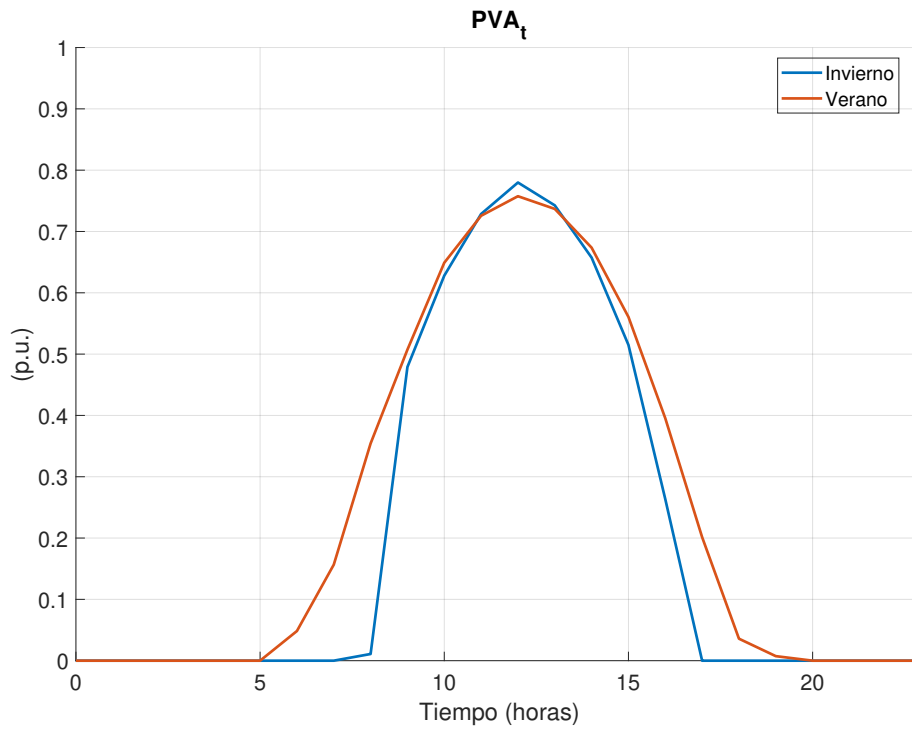


Figura 3.3: Factor de producción PV en invierno (1 de enero) y verano (1 de julio).

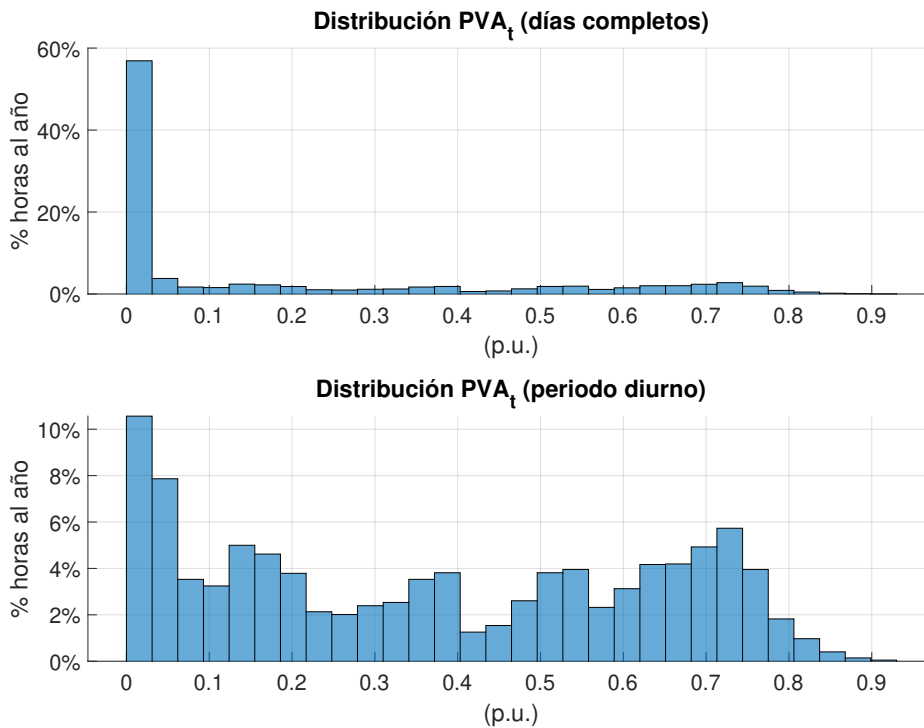


Figura 3.4: Distribución del factor de producción PV para días completos y periodo diurno .

De la página web ESIOS [57], se han exportado los precios de la energía excedentaria del autoconsumo para el mecanismo de compensación simplificada (PVPC) del precio que el usuario recibe por los excedentes que inyecta a red ( $PEV_t$ ). Se han exportado también el término de facturación de energía activa del PVPC para el precio de compra de la energía consumida de la red ( $PEC_t$ ). En los dos casos se han dividido los datos entre 1000 al estar en €/MWh. Cabe destacar que estos datos son del 2023, debido a la indisponibilidad de estos precios en el año 2018.

En la Figura 3.5, se han elegido dos días adicionales, siendo estos un día laboral en invierno y festivo en verano (10 de enero y 15 de agosto), ya que estos precios se ven más afectados por este factor. Se observan dos escenarios muy distintos; en los días festivos se muestra una curva más “plana”, con menor variación en el tiempo del precio de compra. Esto puede darse por una demanda más constante, ya que pocas personas acuden al trabajo y, por lo tanto, suavizan los precios horarios. En los días laborables se presentan mayores oscilaciones, con precios más altos en la mañana y durante la tarde/noche, debido a un mayor uso de equipos como climatizadores o calefacción, pero durante las horas de mediodía el precio cae de forma pronunciada, gracias a la alta producción fotovoltaica. Luego, en la Figura 3.6, se muestra la distribución de los precios de compra de la energía, donde muchos de estos valores se concentran entre los 0.1 y 0.2 €/kWh, lo cual es razonable, ya que los precios que pagaban los consumidores en 2023 se situaban típicamente en este rango.

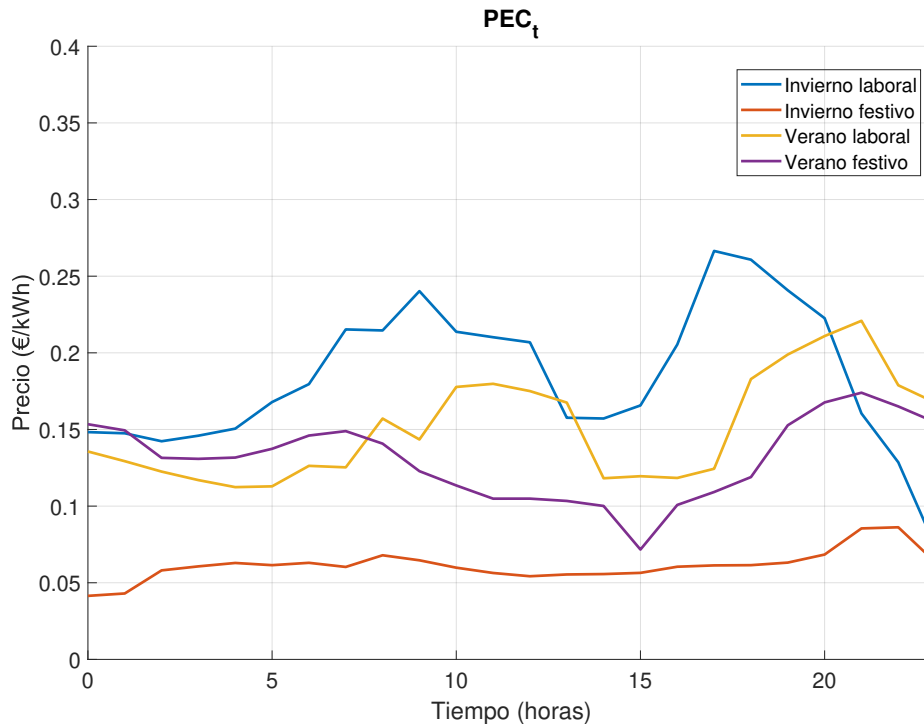


Figura 3.5: Precio de compra de la energía consumida de la red en invierno (1 y 10 de enero) y verano (1 y 15 de agosto).

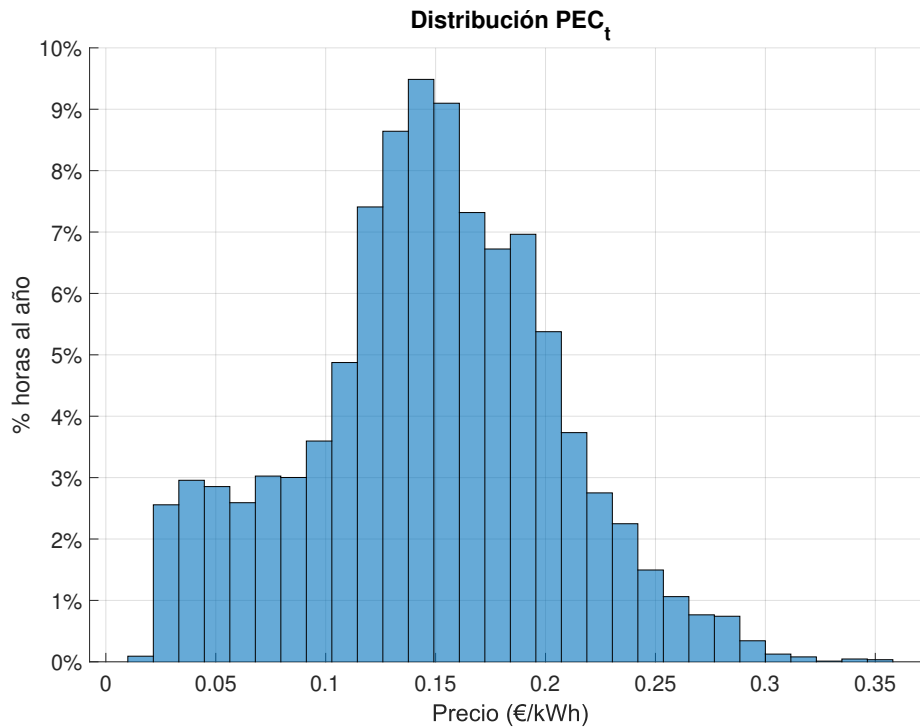


Figura 3.6: Distribución del precio de compra de la energía consumida de la red.

Finalmente, en este grupo de datos, siendo estos los precios de venta a la red, representado en la Figura 3.7, también se han escogido los mismos dos días adicionales escogidos anteriormente (10 de enero y 15 de agosto), para poder ilustrar así de mejor forma cómo se ven afectados estos precios no solo en estaciones diferentes, sino también en días laborales y festivos. Se muestra algo interesante en la curva de invierno, donde el precio es negativo. Esto puede darse en casos donde hay un exceso de generación con respecto a la demanda, y esto también está relacionado con el hecho de que sea un día festivo, donde no suele haber una alta demanda. En el día laboral de invierno se observan precios que siguen la demanda típica a lo largo de un día normal, donde los precios suben por la mañana y la tarde debido al mayor consumo de energía en estas horas, con precios más reducidos al mediodía gracias a las fuentes renovables.

En verano también se observan precios más normales, siendo más altos durante la mañana y la tarde/noche al no haber tanta disponibilidad solar, una fuente inexistente en estas horas, y durante el día con la entrada masiva de la generación PV, los precios caen. Asimismo, se muestra en la distribución del precio de venta (Figura 3.8) que el usuario normalmente recibirá 0.1 € por cada kWh que inyecte hacia la red. A continuación, en las Figuras 3.7 y 3.8 se muestran todos estos datos:

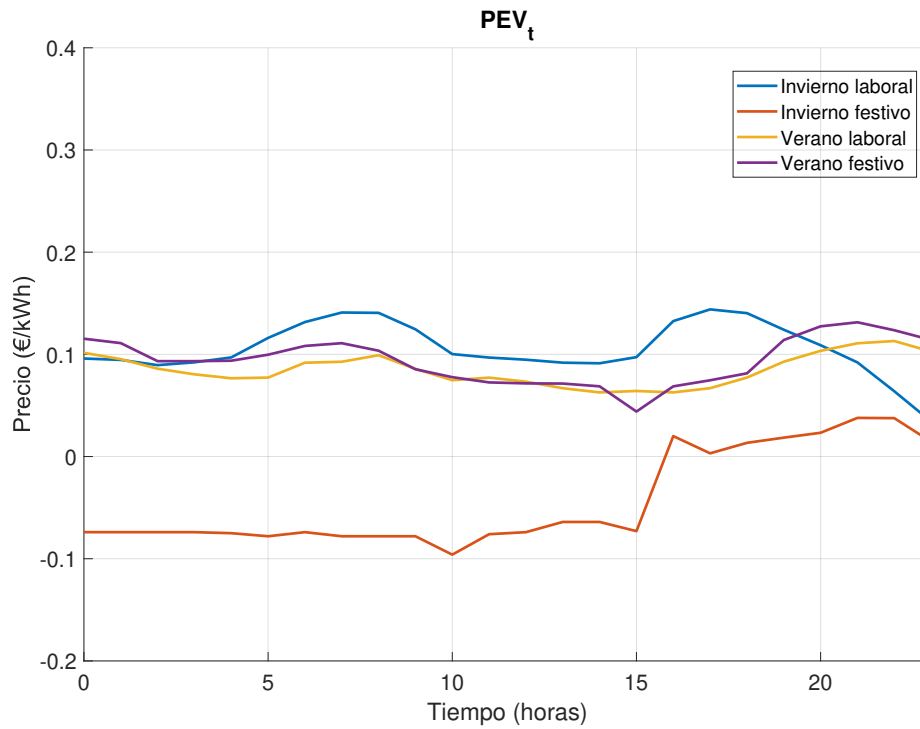


Figura 3.7: Precio que el usuario recibe por los excedentes que inyecta a la red en invierno (1 y 10 de enero) y verano (1 y 15 de agosto).

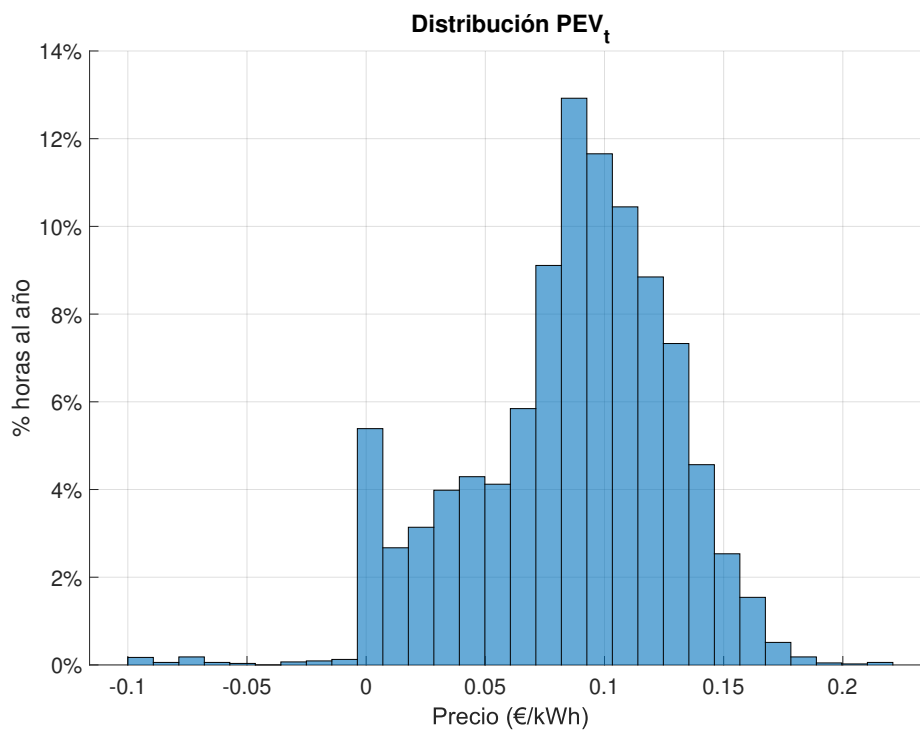


Figura 3.8: Distribución del precio que el usuario recibe por los excedentes que inyecta a red.

A continuación se dará una breve explicación/justificación sobre el resto de los parámetros implementados en el modelo de GAMS [20]:

- El valor  $\Delta_t$  se ha tomado como una hora y se consideran todas las horas de un año completo, un total de 8760 horas. Ya que se puede asumir que los valores estadísticos de la operación a lo largo de un año se repiten, con buena aproximación, cada año.
- Para la fracción de capacidad de conexión a red que puede utilizarse para inyección ( $CCI$ ) se usa un valor conservador de 0.5 (p.u.).
- Para los rendimientos de carga/descarga de la batería ( $\eta_C/\eta_D$ ) se toman valores de 0.91, que es un valor típico (conservador) para baterías de Ión-litio.
- La capacidad de rampa para carga/descarga de la batería en base a su capacidad de almacenamiento ( $\alpha_C/\alpha_D$ ) se ha obtenido buscando una batería típica para uso doméstico, ya que otras baterías como, por ejemplo, las de vehículos eléctricos tienen una capacidad de rampa mucho mayor, lo cual no interesa en este caso. Se ha tomado como referencia una batería de Tesla, llamada Powerwall 1 [56], que es de tipo Ión-Litio y que posee una potencia de carga/descarga continua de 3.3 kW y una capacidad de 6.4 kWh, siendo la capacidad de rampa para carga/descarga de  $3.3/6.4 = 0.52 \frac{kW}{kWh}$ .
- Para los costes del término de potencia ( $CTP$ ) se ha usado nuevamente la información proporcionada por el Ayuntamiento de Alfacar, donde este dato depende de la tarifa de acceso del contrato, 38 €/kW·año para las tarifas BT 2.0 TD, y 41 €/kW·año para las tarifas BT 3.0 TD.
- Como capacidad máxima de PV que se puede instalar ( $PV_{max}$ ) se ha asumido un valor de 30 kW, con el objetivo de tener en cuenta las limitaciones de espacio para instalar las placas fotovoltaicas. Adicionalmente, en ninguna de las simulaciones para los diferentes contratos se ha requerido una potencia mayor a 30 kW.
- Para calcular el coste de amortización de la instalación PV y de la batería, se ha usado, en el caso de la instalación PV, una inversión inicial de 1150 €/kWp y una vida útil de 25 años, valores recogidos en la Tabla 2.2. En cuanto a la batería, se estima una vida útil de 12 años [58], y en cuanto a la inversión inicial, son 2195 € para una batería de 5 kWh [43], al dividir estos dos datos obtenemos una inversión de 439 €/kWh. Estableciendo ya estos datos iniciales, se procede a calcular los costes de amortización usando las ecuaciones (2.4) y (2.5):

$$CAPV = \frac{1150 \text{ €/kWp}}{25 \text{ años}} = 46 \text{ €/kWp} \cdot \text{año} \quad (3.1)$$

$$C_{AB} = \frac{439 \text{ €/kWh}}{12 \text{ años}} = 37 \text{ €/kWh} \cdot \text{año} \quad (3.2)$$

### 3.2.2. Parámetros para el análisis de sensibilidad

Estos parámetros definen el rango del coste de amortización de la instalación PV, donde estos datos nos han servido a la hora de representar gráficamente los resultados de este análisis, estableciendo una cota mínima para una instalación de menor precio y una cota máxima para lo que podría costar una instalación más cara, y de esta forma representar la variabilidad (por ejemplo, por factores de mercado y/o factores locales) en los costes de instalación. En concreto se estudia, mediante un análisis de sensibilidad, cómo afecta el coste de amortización de la instalación fotovoltaica  $CAPV$  a los costes de instalación, operación, capacidad de batería instalada o capacidad de conexión a red. El rango de valores para el parámetro  $CAPV$  en el análisis se resume en la Tabla 3.3.

Parámetros sensibilidad	Valor	Unidad	Referencia
$CAPV_{ini}$	30	€/kWp·año	Asumido por el autor
$CAPV_{fin}$	60	€/kWp·año	Asumido por el autor

Tabla 3.3: Parámetros para el análisis de sensibilidad

Para obtener el rango para los parámetros del análisis de sensibilidad, se ha aprovechado la misma referencia anteriormente usada en la Sección 2.4.2 con el fin de obtener la inversión inicial de la instalación PV, y para calcular también el coste de amortización de la instalación PV ( $CAPV$ ) calculado anteriormente en esta sección. Según la referencia [42], una instalación PV de 3 kWp puede costar entre 2700 y 4200 €, siendo esto un precio de 900-1400 €/kWp, usando la ecuación (2.4) obtenemos:

$$CAPV_{ini} = \frac{900 \text{ €/kWp}}{25 \text{ años}} = 36 \text{ €/kWp} \cdot \text{año} \quad (3.3)$$

$$CAPV_{fin} = \frac{1400 \text{ €/kWp}}{25 \text{ años}} = 56 \text{ €/kWp} \cdot \text{año} \quad (3.4)$$

Como se puede observar, los valores que se acaban de calcular no coinciden con los valores representados en la Tabla 3.3, esto se debe a que el rango de 36 a 56 €/kWp·año es un rango un poco justo para poder representar todos los distintos precios existentes para las instalaciones PV, por lo que se ha ampliado un poco para tener un mayor margen de seguridad y de esta forma ofrecer un análisis más completo respecto al margen de costos.

# Capítulo 4

## Aplicación de la metodología

En este capítulo se procede con la aplicación de la metodología desarrollada en el Capítulo 2 sobre el caso de estudio definido en el Capítulo 3 con el fin de obtener y, posteriormente, analizar los resultados numéricos obtenidos a través del programa GAMS [20]. Estos resultados permiten analizar la viabilidad tanto técnica como económica de la acción aplicada sobre el caso de estudio.

Inicialmente, y siguiendo los pasos establecidos en la metodología, se identifican primero los principales consumos y recursos disponibles en Alfacar; esta identificación sirve luego como información crítica para poder llegar a una decisión sobre qué acción o acciones hay que aplicar para la optimización de la factura eléctrica. Posteriormente, se realiza un análisis detallado sobre los resultados obtenidos, comentando cada figura/tabla para interpretar toda la información mostrada. En términos económicos, se observa si realmente se ha obtenido un ahorro en la factura, valorando a su vez si las acciones propuestas han merecido la pena; y, para cumplir también con los objetivos ambientales, se muestra una estimación sobre la reducción del CO<sub>2</sub> obtenida al aplicar dicha acción.

Para finalizar este capítulo, también se proporciona una breve descripción y comentarios sobre el tamaño final de este problema, indicando cuántas variables y ecuaciones se han resuelto y el tiempo que ha empleado el programa GAMS [20] en resolver este modelo, reforzando así la capacidad de esta herramienta frente a optimizaciones de este tipo y dando a su vez, una idea del tiempo total invertido en esta sección del trabajo.

Entonces, el objetivo principal de este capítulo se convierte, por lo tanto, no solo en una exposición de cifras, sino que también es un vínculo entre los resultados obtenidos con decisiones prácticas, que sirven de apoyo al ayuntamiento a la hora de aplicar la metodología.

## 4.1. Identificación de consumos y recursos disponibles

Empezando por el primer paso definido en la metodología, hay que identificar los principales consumos dentro de este ayuntamiento para que, posteriormente, se puedan aplicar las acciones en concordancia con esta información. Identificar los consumos en este caso es bastante simple, ya que los datos proporcionados por parte del Ayuntamiento de Alfacar corresponden a consumos eléctricos, y al tratarse también de un municipio pequeño, los consumos principales se pueden ver asociados principalmente al alumbrado público (consumo energético para iluminar las calles y áreas comunes del municipio), el sistema de bombeo (necesario para el suministro y distribución del agua potable a los hogares y otras instalaciones) y la climatización de los edificios públicos/administrativos (este consumo es especialmente alto en las estaciones de invierno y verano).

En cuanto a los recursos disponibles en Alfacar, este municipio cuenta con una ubicación privilegiada en términos de radiación solar disponible, ya que, según el documento de apoyo al documento básico HE ahorro de energía (DB HE) [59], Alfacar se considera como “zona IV” en términos de la radiación solar que recibe este municipio. Para entender mejor esta clasificación, este documento de apoyo indica la zona climática correspondiente a cada municipio de acuerdo con las secciones 4 y 5 del DB HE. Según la Sección 5 de [60], dicha zonificación climática recibe una radiación solar global media diaria anual sobre superficie horizontal de entre 4.6 y 5.0 kWh/m<sup>2</sup>, lo cual, dentro de los 5 niveles de diferenciación en cuanto a zonas climáticas que establece este documento, es considerado como una zona de alta radiación solar. Este es un recurso idóneo tanto en la generación eléctrica mediante instalaciones fotovoltaicas como para el aprovechamiento de la energía solar térmica para Agua Caliente Sanitaria (ACS).

## 4.2. Acciones aplicadas

Conociendo ya que el recurso principal en Alfacar, se ha seleccionado como primera acción, la implementación de una instalación fotovoltaica en combinación con almacenamiento energético, ya que la gran abundancia de radiación solar convierte esta estrategia en una solución idónea tanto en el sentido económico, energético y ambiental. La elección de esta medida también es justificable por la competitividad de esta tecnología, ya que en los últimos años se ha convertido en una solución muy rentable desde el punto de vista económico y, a su vez, muy fiable en cuanto a su durabilidad y funcionamiento en el tiempo. Asimismo, los sistemas fotovoltaicos cuentan con otra ventaja, su modularidad y escalabilidad, dando aún más sentido a

la implementación de esta medida en el contexto de un pequeño municipio, permitiendo así un dimensionamiento que esté en acorde con lo justo y necesario para el ayuntamiento, y también una opción para poder ampliar la potencia de este sistema en el futuro.

Como se había mencionado anteriormente, esta decisión también ha sido influenciada desde un punto de vista medioambiental, ya que la incorporación del almacenamiento energético contribuye a reducir las pérdidas totales experimentadas por el sistema, reduciendo por lo tanto, la energía que se echaría a perder y, en consecuencia, reduciendo aún más las emisiones de CO<sub>2</sub> producidas por este sistema. Si se observa la Tabla 2.4, se puede ver también que, al incorporar el almacenamiento al sistema fotovoltaico, se consigue reducir casi el doble las emisiones de CO<sub>2</sub>, logrando de esta forma contribuir en mayor medida a los objetivos de sostenibilidad y transición energética.

En segundo lugar, se renegocian los contratos eléctricos; en concreto, se realiza una revisión y un ajuste de las tarifas de acceso de los contratos. Esta acción se sitúa en segundo lugar ya que, al incorporar el sistema PV, la dependencia de la red se reduce; esto implica a su vez que la potencia contratada en algunos casos también se pueda reducir por debajo de los 15 kW, dando como posibilidad el cambio de la tarifa BT 3.0 TD a la tarifa BT 2.0 TD y aprovechar de esta forma el coste de término de potencia ligeramente inferior que tiene esta última tarifa. Además, también resulta ser una acción especialmente atractiva porque no requiere ninguna inversión inicial, generando de esta forma ahorros inmediatos para el ayuntamiento.

### 4.3. Implementación del sistema PV con almacenamiento energético

En esta sección, se representan y se analizan de forma detallada una serie de resultados y gráficas obtenidas con GAMS [20] y MATLAB [53] para cada contrato. Estos resultados se dividen en: capacidades instaladas (que a su vez se dividen en la capacidad PV instalada, capacidad de la batería y capacidad de conexión a red), costes de la instalación (aquí se comparan varios costes, entre ellos, los costes de inversión y operación del sistema PV) y, finalmente, el comportamiento del sistema PV (donde se representan varios flujos de potencia entre los diferentes componentes del sistema). Conociendo todo esto, se puede formar una visión o conclusión más clara sobre si realmente resulta rentable incorporar una instalación PV en este caso de estudio.

### 4.3.1. Capacidades instaladas

Empezando por las Figuras 4.1 y 4.2, se muestra una representación de la potencia pico instalada para los 14 contratos elegidos para este estudio frente al coste de amortización de la instalación PV. Aquí se ven tendencias decrecientes y lineales, lo cual es razonable, ya que en el primer caso, a mayor coste de amortización, resulta menos atractivo desde un punto de vista económico instalar mayor potencia, reduciendo, por lo tanto, la capacidad óptima a instalar. En las tendencias lineales se intenta reducir la dependencia de la red, lo cual resulta en menores costes de operación y el modelo decide instalar la misma capacidad en todos los casos, aprovechando en la mayor medida posible el ahorro que se pueda obtener.

También se observan dos grupos diferentes en cuanto a la potencia pico de la instalación PV. Un grupo comprendido por los consumos más altos (contratos 1 al 6), y otro grupo de consumos moderados/bajos (contratos 7 al 14); esto se puede explicar a través de la Tabla 3.1, donde vemos que la mayor diferencia de consumos está entre los contratos 6 y 7. Entonces, la diferencia entre las diferentes potencias de la instalación PV se puede justificar en términos generales por los diferentes consumos de cada contrato. Aunque esta tendencia no es siempre lineal, también influyen sobre las curvas factores como la variabilidad en el consumo (ciertos picos de potencia), el perfil horario del consumo (si coincide o no con las horas solares) o el coste de amortización de la PV (si es muy alto, aunque el consumo sea grande, puede que no compense sobredimensionar).

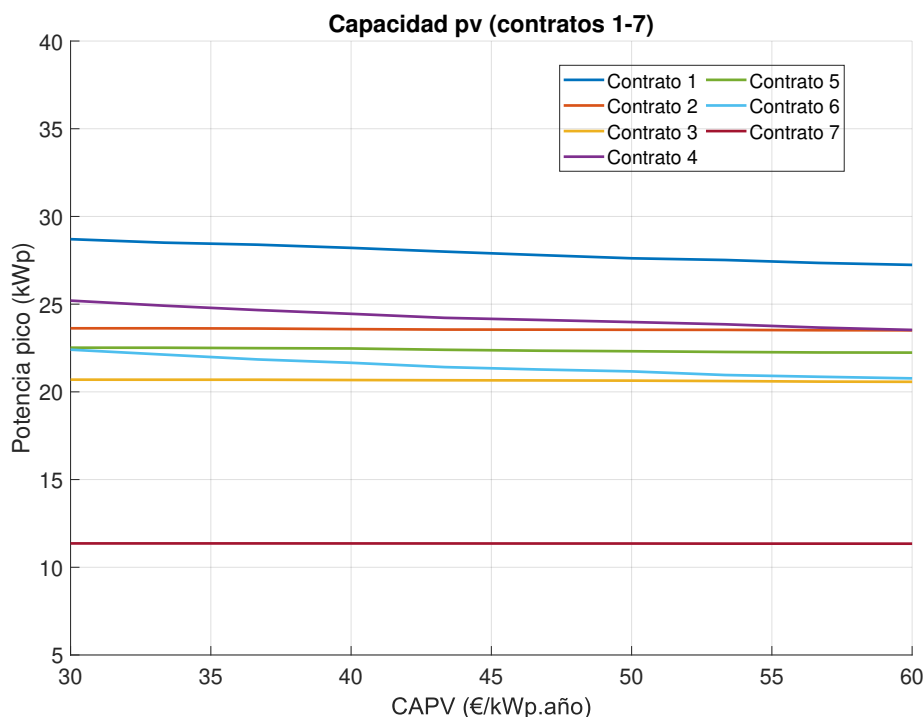


Figura 4.1: Capacidad PV instalada para los contratos 1 al 7.

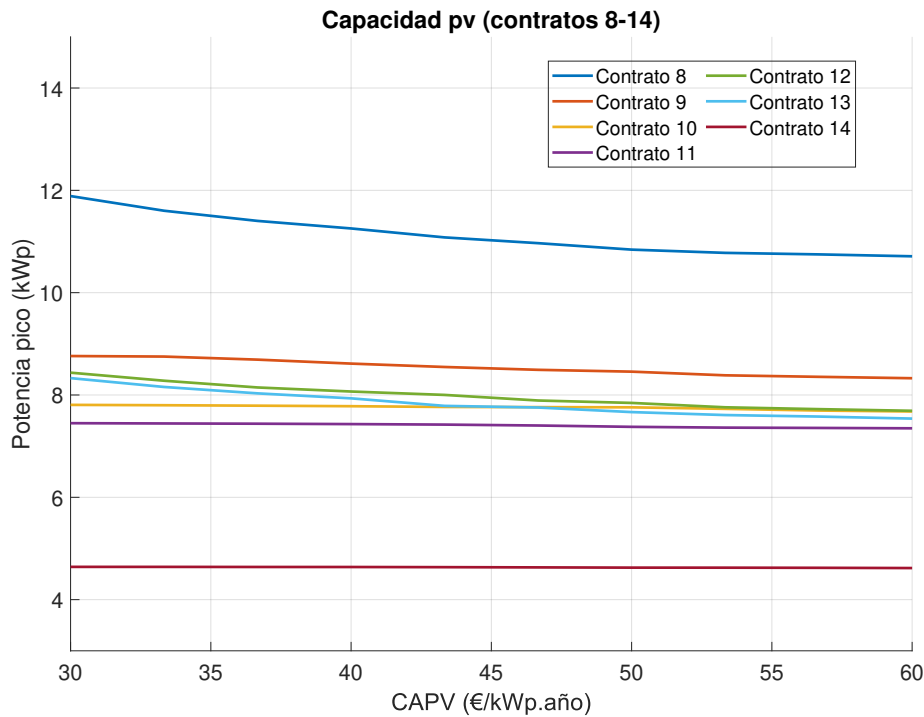


Figura 4.2: Capacidad PV instalada para los contratos 8 al 14.

Las siguientes gráficas, correspondientes a las Figuras 4.3 y 4.4, representan la capacidad de la batería usada en el sistema PV, frente al coste de amortización de la instalación PV. Aquí se observan tendencias decrecientes, lineales y ahora crecientes, lo cual también es un comportamiento esperable y se puede enlazar con las figuras anteriores (Figura 4.1 y Figura 4.2), ya que, en algunos contratos de mayor consumo, resulta menos atractivo desde un punto de vista económico instalar mayor potencia PV, y para consumos más bajos resulta rentable instalar la misma capacidad en cualquier caso, afectando también directamente a la capacidad de la batería, donde estos cambios de potencia instalada conllevan diferentes necesidades de capacidad de almacenamiento.

Aquí también se observan agrupaciones diferentes en cuanto a la capacidad de la batería. Un grupo comprendido por capacidades de baterías más altas (contratos 1 al 6), y otro grupo de capacidades más bajas (contratos 7 al 14), donde esta diferenciación se relaciona nuevamente de forma general con los consumos correspondientes a cada contrato. En este caso también destaca el Contrato 5, donde se observa una capacidad de batería muy elevada con una curva creciente, ya que, al ser un contrato con mucha variabilidad en el consumo y que posiblemente tenga un perfil de uso nocturno, el modelo puede tender a minimizar la compra de energía de la red durante las horas caras, usando una batería más grande para almacenar energía barata (ya sea de la red o de una pequeña parte de la FV).

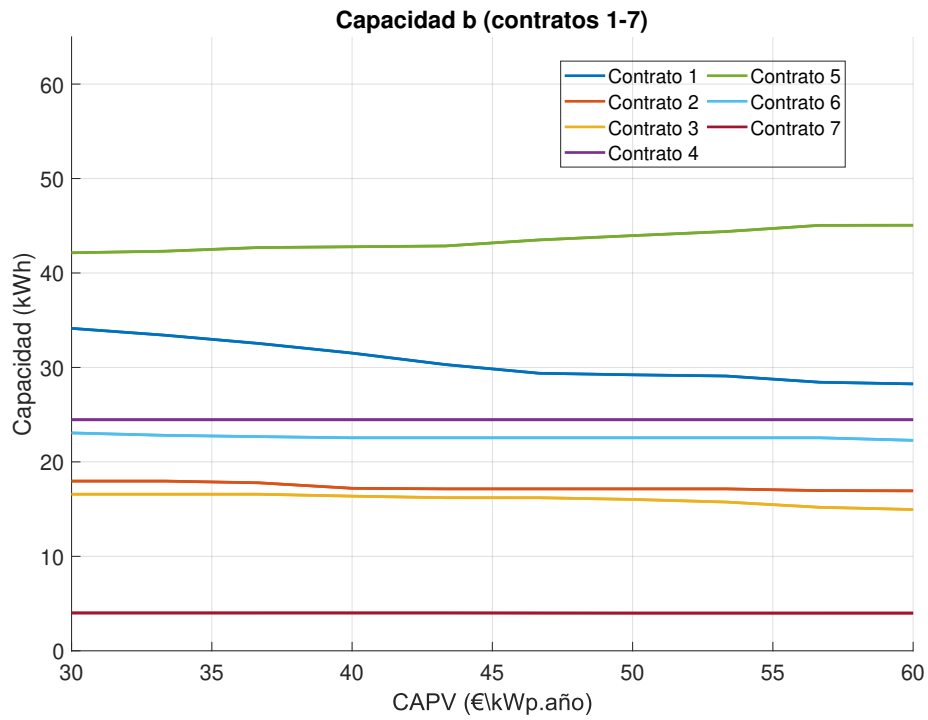


Figura 4.3: Capacidad de batería instalada para los contratos 1 al 7 .

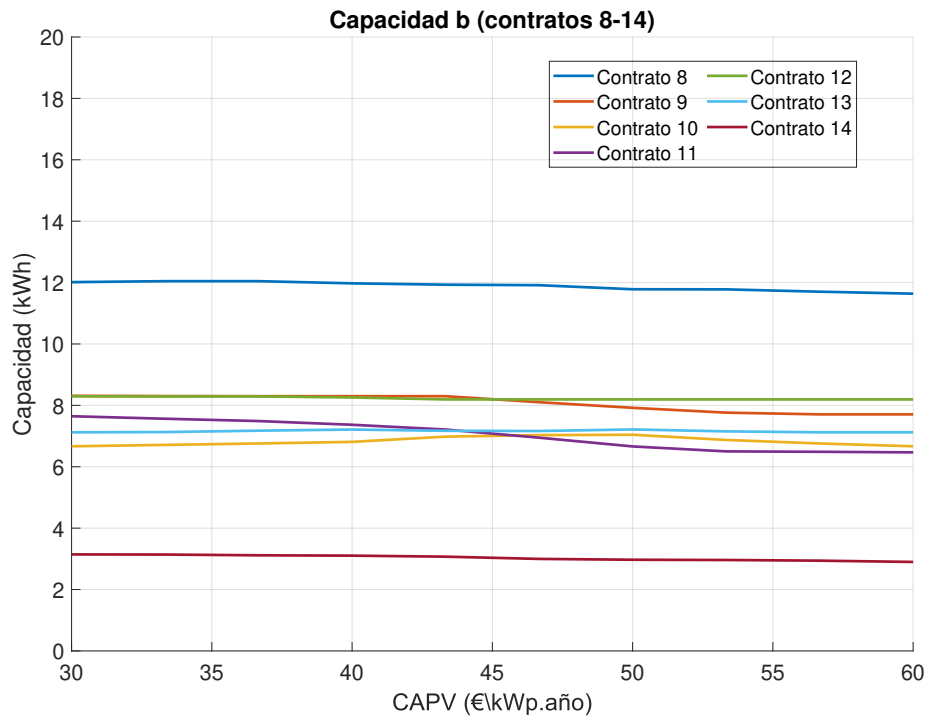


Figura 4.4: Capacidad de batería instalada para los contratos 8 al 14 .

Las últimas gráficas en este grupo de resultados representados por las Figuras 4.5 y 4.6 representan la capacidad de conexión a red del sistema PV, frente al coste de amortización de la instalación PV. Como se muestra en las gráficas, las tendencias son crecientes y en algunos casos lineales. En las curvas con un crecimiento más apreciable, se explica a través de la relación entre el coste de amortización de la instalación PV y la potencia pico instalada, ya que, a mayor coste de amortización, como se había visto anteriormente, menor potencia PV se instala y, en consecuencia, la demanda que no se cubre con PV se cubre a través de la red (y/o la batería). Por otro lado, en los demás contratos con curvas lineales, estos incrementos son casi inapreciables, porque en estos casos la PV no es capaz de disminuir la demanda pico de la red, y como resultado, no cambia la capacidad de conexión a red.

La Figura 4.5 también comparte una similitud con las capacidades de la batería, en concreto, el resultado obtenido por el Contrato 5, donde podemos ver un comportamiento particular que resalta frente a los demás resultados obtenidos por el resto de contratos, cuyos valores son mucho menores. Esto se justifica nuevamente por el hecho de ser el contrato con mayor variabilidad en el consumo, donde ciertos picos de potencia requieren un sistema que tenga una potencia contratada más elevada, y/o un perfil de uso nocturno, requiriendo esta capacidad de conexión con el fin de cubrir la demanda incluso en horas nocturnas, donde la red eléctrica se convierte en el recurso principal.

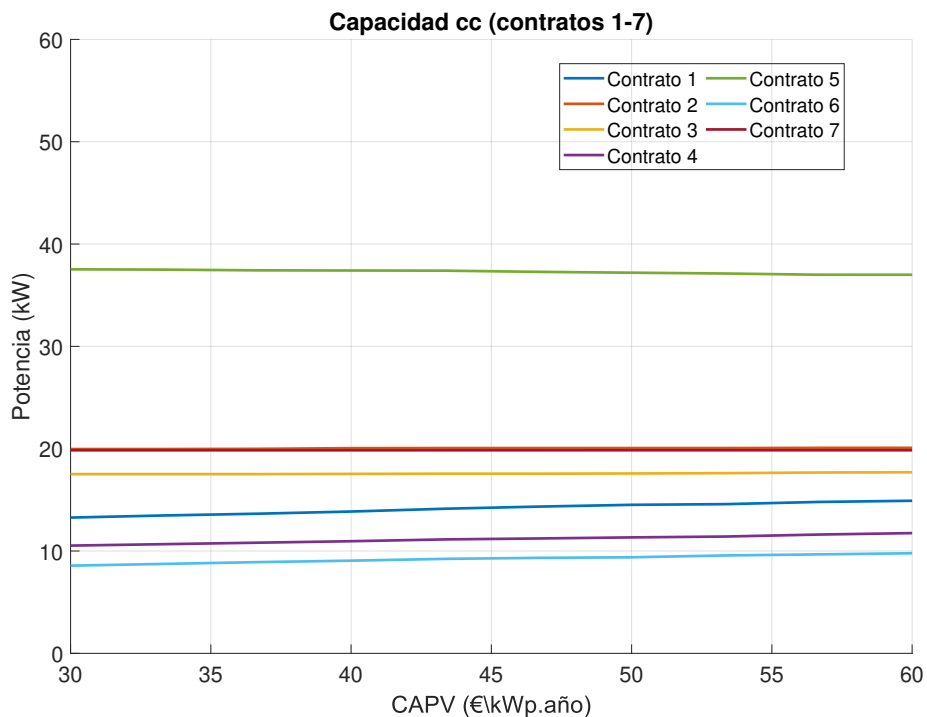


Figura 4.5: Capacidad de conexión a red para los contratos 1 al 7.

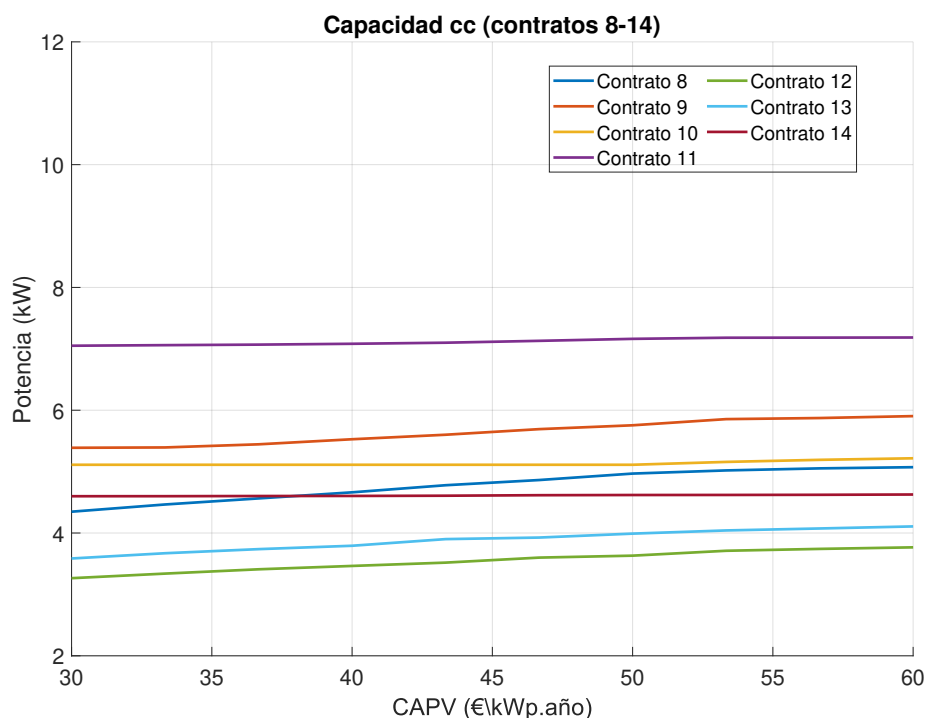


Figura 4.6: Capacidad de conexión a red para los contratos 8 al 14.

### 4.3.2. Costes del sistema PV

En este siguiente grupo de resultados, la Figura 4.7 representa los diferentes costes (totales, inversión y operación) frente al coste de amortización de la instalación PV para los contratos 1, 2, 3 y 4. Por un lado, los costes de inversión muestran una tendencia creciente; ya que, como se había visto anteriormente en las Figuras 4.1 y 4.2, varios contratos optan por mantener la misma capacidad PV instalada, lo cual, con el aumento del coste de amortización, aumenta también en consecuencia los costes de inversión del sistema. Esto es así ya que el modelo en este caso busca una menor dependencia de la red, y en consecuencia, mantiene la capacidad óptima a instalar en cuanto a potencia (y también la capacidad de la batería). Esto afecta también a los costes de operación, porque, al instalar la misma potencia PV, en consecuencia, se mantiene también la dependencia de la red eléctrica para cubrir la demanda.

Analizando también en mayor detalle los costes totales, que corresponden a la suma de los costes de operación e inversión, se observa una tendencia creciente por las mismas razones que se acaban de mencionar; este crecimiento en costes se debe únicamente a los costes de inversión. Cabe destacar que el modelo también busca siempre un punto de compromiso económico entre los costes de operación e inversión del sistema PV, obteniendo así el mayor ahorro posible para el ayuntamiento.

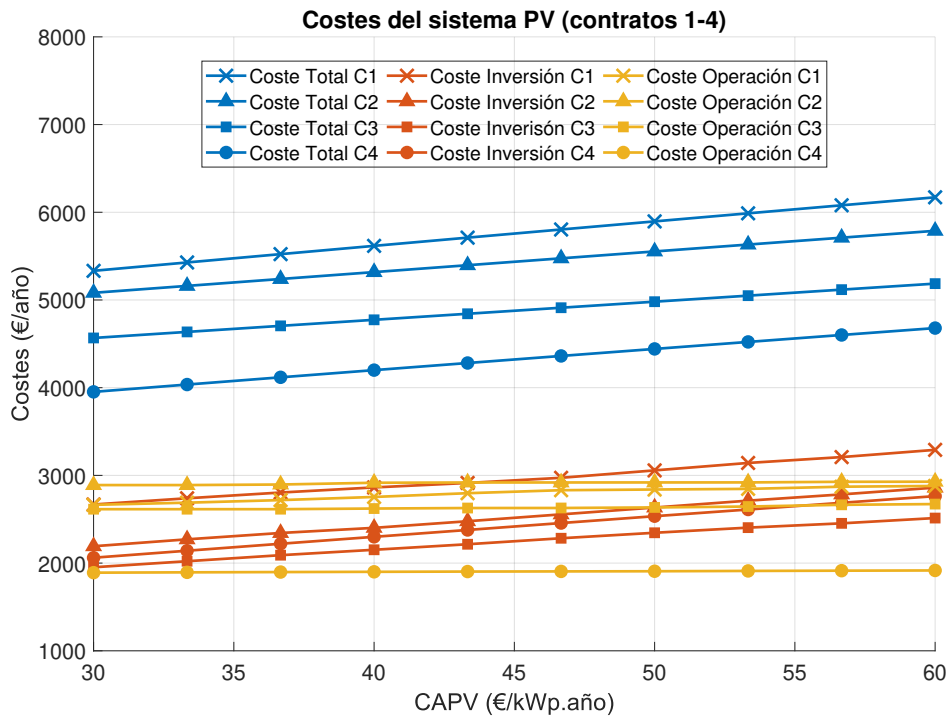


Figura 4.7: Costes totales, inversión y operación para los contratos 1 al 4.

En las Figuras 4.8, 4.9 y 4.10, se representan el resto de los contratos (contratos 5 al 14), y se observa un comportamiento similar al descrito anteriormente para la Figura 4.7, donde los costes de inversión y operación mantienen las mismas tendencias; cuando aumenta el coste de amortización, se aumenta la potencia PV y la capacidad de batería instalada y, en consecuencia, los costes de inversión aumentan. Por otro lado, con los costes de operación, se mantienen nuevamente estos valores, ya que, si se mantiene la potencia PV instalada, es necesario mantener la misma capacidad de conexión a red para cubrir la demanda.

No obstante, vuelve a destacar el caso particular del Contrato 5, en la Figura 4.8, donde se presentan unos costes bastante más elevados en cuanto a los costes de inversión y operación y, como resultado, también los costes totales. Como se había comentado previamente, esto se debe a que este contrato en concreto tiene la mayor variabilidad en el consumo y/o este consumo se da en horas nocturnas o con poco sol. Esto obliga a que la inversión sea mayor (mayor capacidad de batería para “amortiguar” los picos de consumo y suministro eléctrico en horas nocturnas) y también obliga a unos costes de operación mayores (mayor dependencia de la red por si la potencia instalada no puede cubrir esos picos de consumo y/o por el perfil de consumo nocturno).

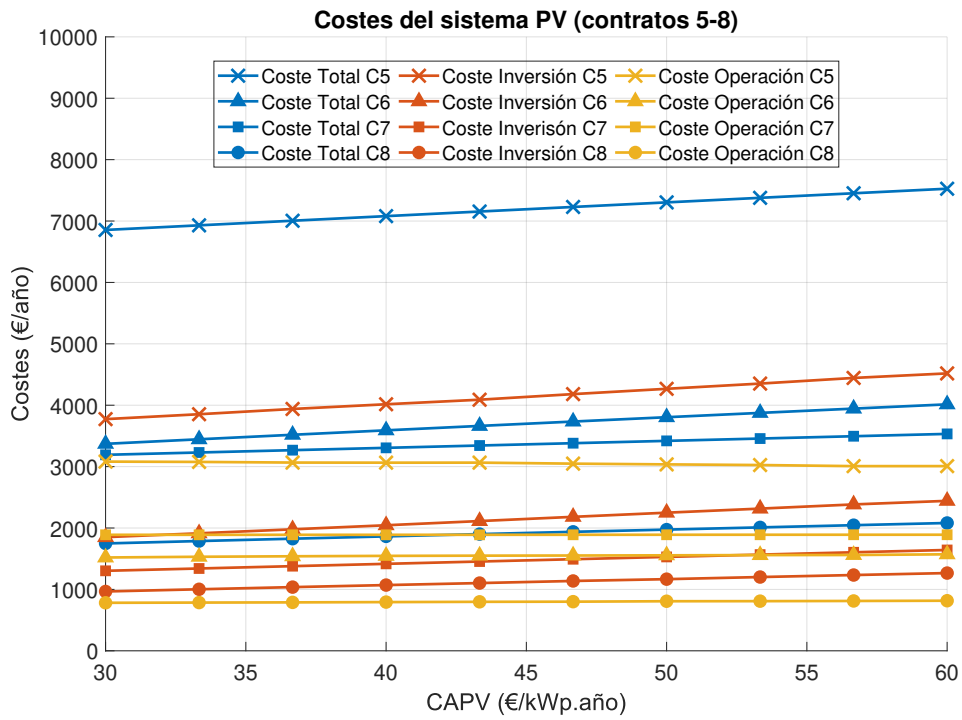


Figura 4.8: Costes totales, inversión y operación para los contratos 5 al 8.

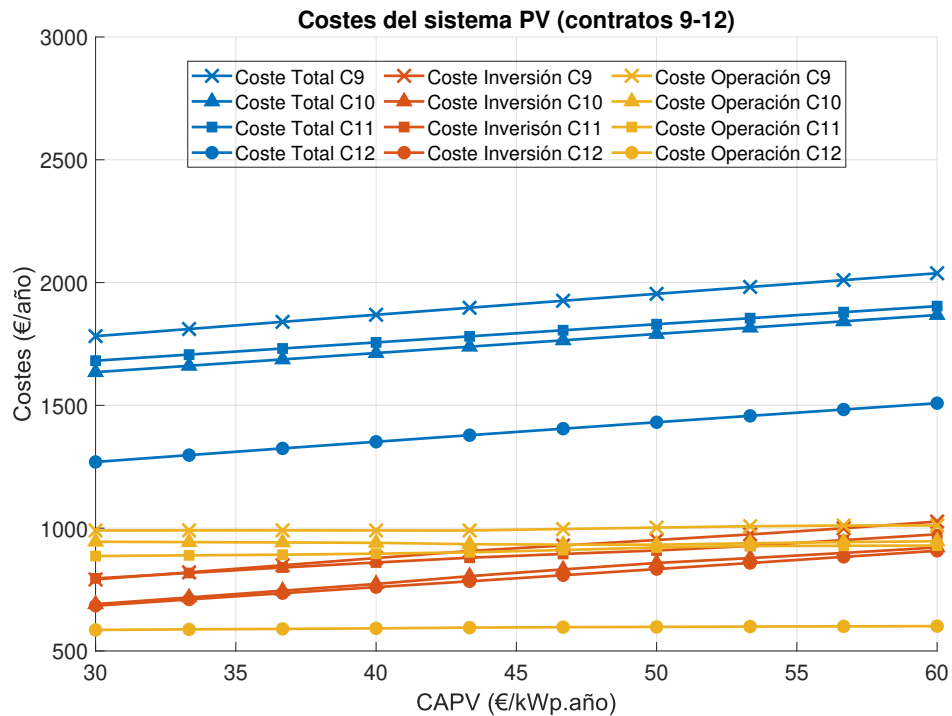


Figura 4.9: Costes totales, inversión y operación para los contrato 9 al 12.

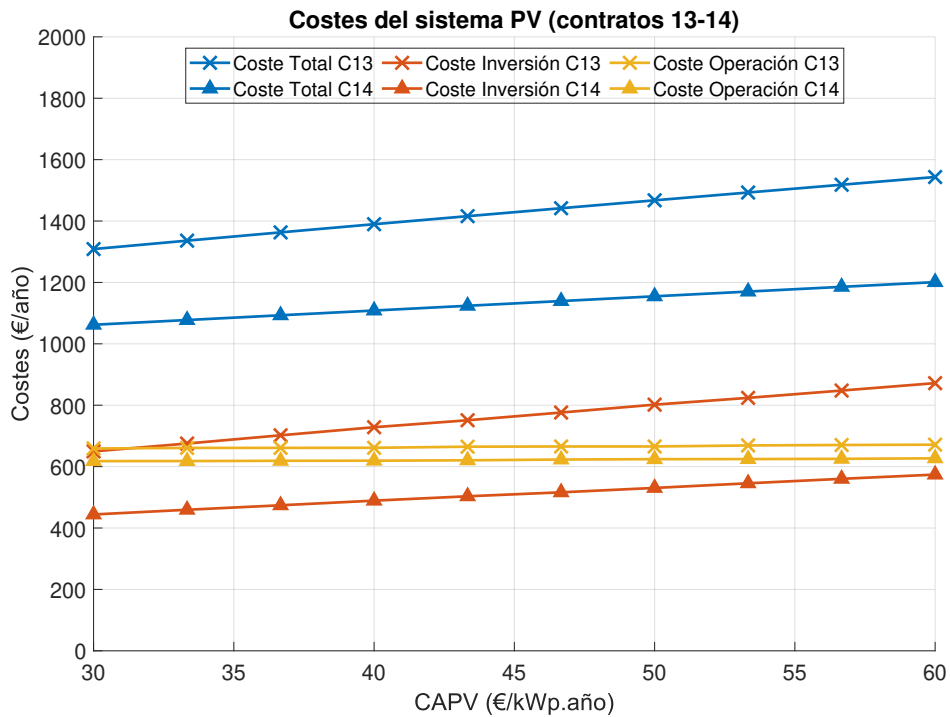


Figura 4.10: Costes totales, inversión y operación para los contratos 13 y 14.

### 4.3.3. Comportamiento del sistema PV

Para este grupo de resultados se analizan los flujos de potencia del sistema PV, con el fin de entender mejor cómo interactúan los distintos componentes del sistema, es decir, la generación PV, batería, demanda y la red y cómo pueden afectar diferentes condiciones de estacionalidad estos mismos flujos, permitiendo identificar patrones de operación y puntos críticos en el funcionamiento de este sistema. Antes de empezar el análisis de cada gráfica, se han tomado algunas consideraciones para obtener estos resultados:

- Se han tomado tres estaciones representativas del año, en un día concreto, para ver cómo las diferentes estaciones y las condiciones de radiación solar en estas épocas del año afectan al sistema, estas estaciones y su día correspondiente son las siguientes: invierno (1 de enero), primavera (1 de abril) y verano (1 de julio).
- De los diferentes flujos de potencia representados en la Figura 2.1, se han escogido: potencia transferida de la red a la demanda ( $gd_t$ ), potencia transferida de la red a la batería ( $gb_t$ ), potencia transferida de la PV a la red ( $vg_t$ ), potencia transferida de la batería a la red ( $bg_t$ ), potencia transferida de la batería a la demanda ( $bd_t$ ), potencia transferida de la PV a la batería ( $vb_t$ ) y la potencia

transferida de la PV a la demanda ( $vd_t$ ). Luego hay un último flujo de potencia que no está incluido en este análisis, que es la potencia disponible en la PV pero no utilizada ( $vs_t$ ), ya que este no es un flujo útil en el sistema y sólo representa potencia que al final no se puede aprovechar.

- En cuanto a los contratos usados en la obtención de estos resultados, se ha optado por usar solamente 2 de los 14 contratos, ya que, es información suficiente para comprender el comportamiento del sistema PV, y además, reproducir los resultados de 14 contratos supondría una cantidad excesiva de información, dificultando la interpretación de las gráficas. Los contratos usados son; el Contrato 1 (contrato con mayor consumo energético) y el Contrato 5 (contrato con la mayor variabilidad en el consumo), con el fin de observar cómo responde el sistema ante un perfil de consumo más irregular.

Observando la interacción entre la generación PV, batería y la conexión a la red, se pueden identificar también patrones de operación característicos como, por ejemplo, la dependencia de la red en horas nocturnas o en qué grado se aprovecha la batería a la hora de cubrir la demanda o proporcionar potencia a la red. Aquí también es donde se pueden detectar posibles limitaciones, como, por ejemplo, si la dependencia de la red es mucho mayor que la del sistema PV, proporcionando así una visión más detallada sobre el alcance de esta medida implementada.

La Figura 4.11 representa los diferentes flujos de potencias seleccionados para este análisis frente al tiempo, en este caso, en invierno, para el Contrato 1 y 5. Empezando por el Contrato 1, vemos una clara dependencia de la red en las horas nocturnas; además, este consumo mantiene una potencia constante entre la 01:00 y 08:00 horas, lo que podría sugerir que este consumo corresponde al alumbrado público. Por otro lado, ya vemos el aprovechamiento fotovoltaico en las horas donde hay más sol (09:00 a 16:00), a través de los flujos  $vb_t$  y  $vd_t$ , indicando que se está cubriendo la demanda con PV y, a su vez, se está cargando la batería del sistema. Finalmente, se observan también ciertos momentos durante la tarde/noche donde la batería cubre la demanda y, además, a las 23:00, se ve un momento puntual en el que existe un flujo de potencia desde la red a la batería.

Debajo se observa también estos mismos flujos de potencia para el Contrato 5. Se puede apreciar que en este caso, se trata de un contrato con más demanda durante la noche que el día, es decir, que el perfil de consumo es durante las horas nocturnas; esto se puede deducir observando principalmente los flujos de potencia  $vb_t$  y  $bd_t$ , donde hay claramente un flujo entre la generación PV y la batería, indicando que esta misma se carga para almacenar la energía para uso posterior indicado por el flujo  $bd_t$ . A diferencia del Contrato 1, podemos ver que aquí no hay tanta dependencia de la red, ya que la mayor parte de la demanda se cubre a través del sistema PV.

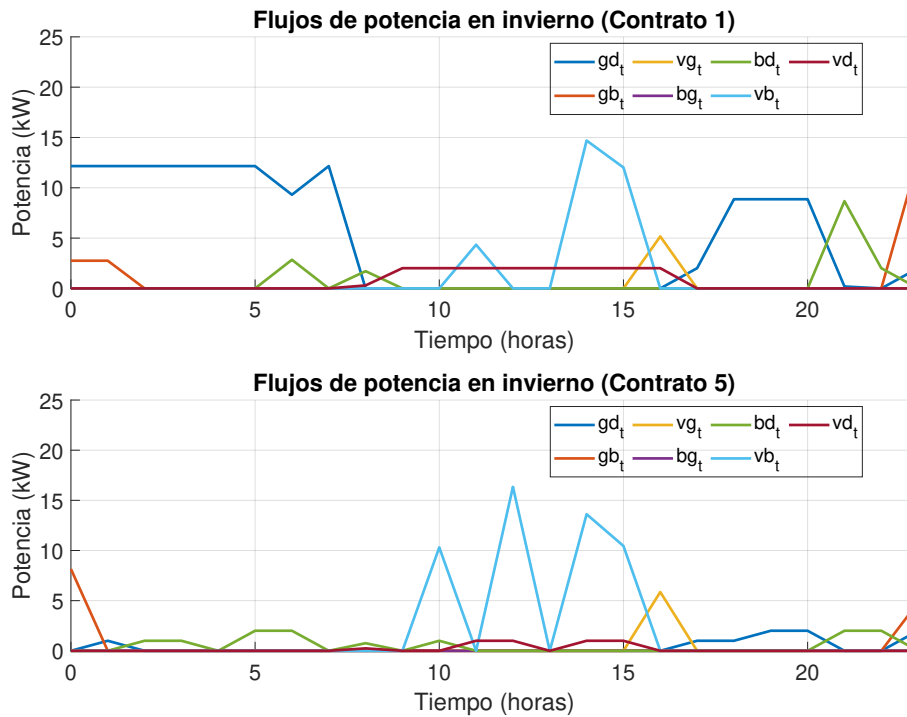


Figura 4.11: Flujos de potencia en invierno (1 de enero), para los contratos 1 y 5. La descripción de las variables se encuentra en la Sección 2.5.1.

La Figura 4.12 muestra nuevamente los flujos de potencia seleccionados en función del tiempo para la estación de primavera y para los contratos 1 y 5. En el Contrato 1 se identifican tendencias similares a las observadas en invierno, destacando una elevada dependencia de la red durante las horas nocturnas (vinculada al consumo asociado al alumbrado público). Sin embargo, se puede apreciar un mayor aprovechamiento de la generación PV, en este caso, a través de las variables  $bd_t$ ,  $bg_t$ ,  $vb_t$  y  $vd_t$ , las cuales indican un mayor flujo de potencia entre la generación PV y la batería hacia la demanda durante las horas con más sol, lo cual es un comportamiento que resulta coherente con la mayor radiación solar disponible en primavera. Asimismo, en algunos intervalos del día, la batería suministra energía no solo a la demanda, sino también hacia la red, en picos localizados de la mañana y la tarde, lo cual se puede relacionar nuevamente con las condiciones más favorables de radiación de la primavera.

Para el Contrato 5 se reflejan los mismos cambios que se acaban de comentar, debido a la mayor radiación solar en comparación con el invierno. El sistema PV es capaz de producir mayor potencia, permitiendo una mayor carga de la batería para el posterior uso en las horas nocturnas, mayor flujo de potencia de la generación PV y batería hacia la red, y mayor capacidad de cubrir la demanda a lo largo del día directamente desde la generación PV.

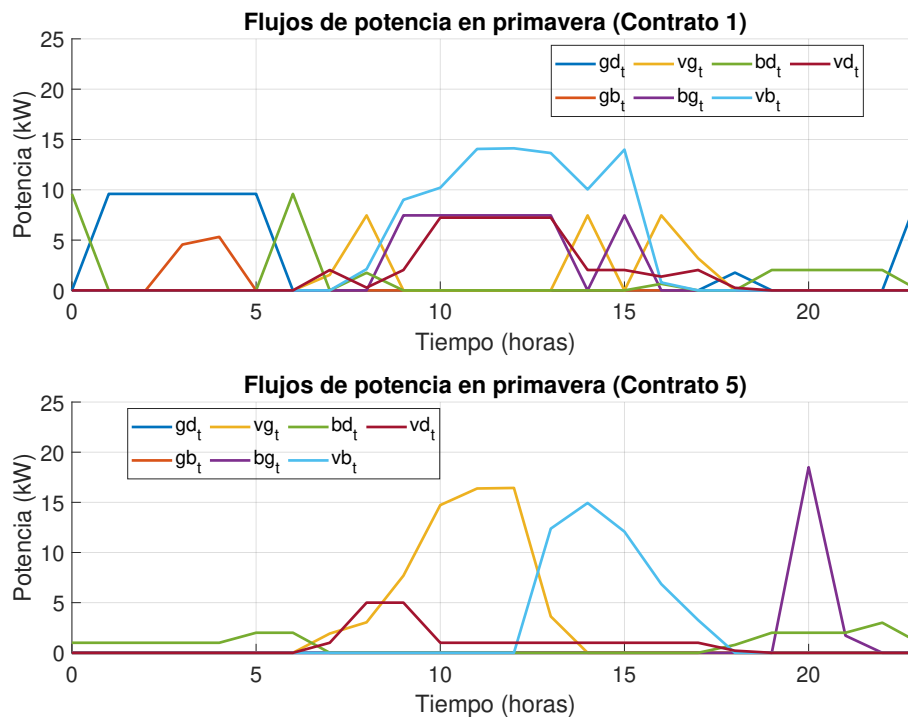


Figura 4.12: Flujos de potencia en primavera (1 de abril), para los contratos 1 y 5. La descripción de las variables se encuentra en la Sección 2.5.1.

La última figura en este grupo de resultados (Figura 4.13) muestra los flujos de potencia seleccionados para este análisis en función del tiempo, esta vez en la estación de verano y para los contratos 1 y 5. En los dos contratos se pueden observar resultados que son consistentes con los obtenidos en invierno y primavera (Figuras 4.11 y 4.12), pero a diferencia de las otras dos estaciones, debido a la mayor radiación solar que viene acompañada naturalmente en esta época del año, se pueden apreciar mayores picos de flujos de potencia desde la generación PV, en concreto, hacia la demanda ( $vd_t$ ). Aun así, el Contrato 1 sigue dependiendo de la conexión de red en horas nocturnas, probablemente vinculado nuevamente con el consumo asociado al alumbrado público.

Sin embargo, habiendo analizado todos los resultados, se empieza a notar un cierto patrón entre ambos contratos, ya que en todas las estaciones, se puede observar una mayor magnitud de los flujos de potencia desde la generación PV y la batería hacia la red ( $vg_t$  y  $bg_t$ ) en el Contrato 5, en comparación con el Contrato 1. Esto se puede justificar haciendo referencia en algunos resultados obtenidos en las capacidades instaladas, en concreto, la Figura 4.3, donde el Contrato 5 presenta una capacidad de batería y conexión a red mucho mayor frente a estas capacidades para el Contrato 1, y por tanto, esto explica el potencial que tiene el sistema PV del Contrato 5 para inyectar excedentes hacia la red.

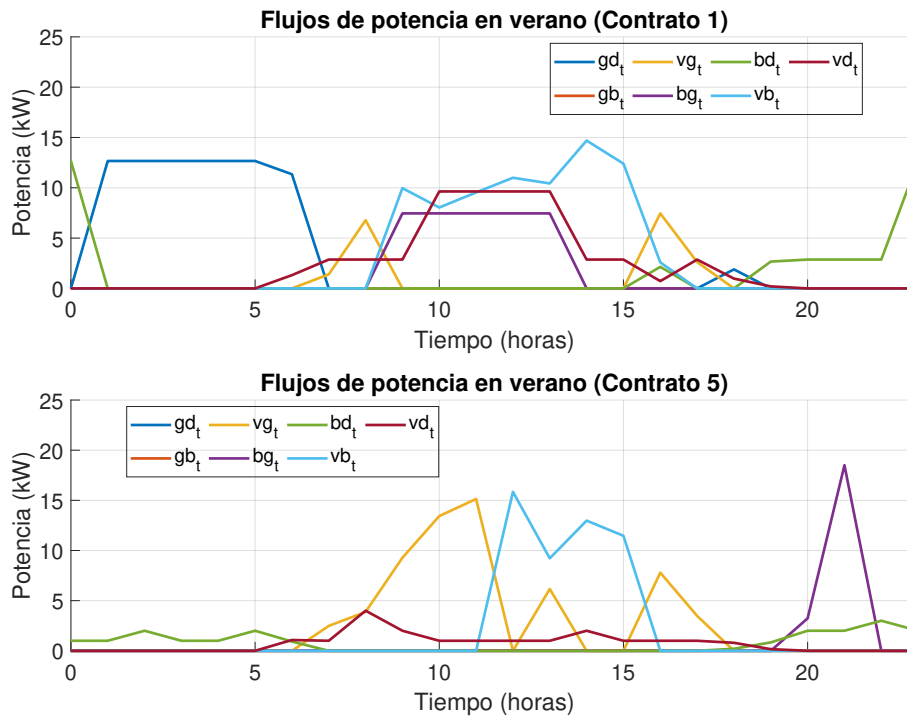


Figura 4.13: Flujos de potencia en verano (1 de julio), para los contratos 1 y 5. La descripción de las variables se encuentra en la Sección 2.5.1.

## 4.4. Ajuste de las tarifas de acceso

Esta sección se centra en los resultados obtenidos a partir del ajuste de las tarifas de acceso de los contratos elegidos en este caso de estudio, viendo qué contratos pueden migrar desde la tarifa BT 3.0 TD, con un mayor coste de término de potencia de 41 €/kW·año, a la tarifa BT 2.0 TD, que tiene un menor coste de 38 €/kW·año, donde estos son los mismos costes usados en el modelo GAMS [20] y obtenidos por parte del Ayuntamiento de Alfacar. Como se había explicado anteriormente, la implementación del sistema PV junto al almacenamiento energético implica también una menor dependencia de la potencia que se usa directamente desde la red eléctrica; esto significa que, para algunos contratos, se puede modificar la tarifa de acceso y de esta forma seguir ahorrando en la factura eléctrica. Para saber sobre qué contratos se puede cambiar el coste de término de potencia, hay que observar primero las Figuras 4.5 y 4.6, donde se ve claramente que los contratos con una capacidad de conexión menor de 15 kW son los contratos 1, 4, 6, y del 8 al 14. Pero antes de aplicar cualquier modificación, hay que tener en cuenta también la Tabla 3.1; de aquí, los contratos 4, 6, 8, 12 y 13 ya tienen la tarifa de acceso BT 2.0 TD, y por lo tanto, se aplica esta acción únicamente sobre los contratos 1, 9, 10, 11 y 14.

Conociendo ya sobre qué contratos se aplican los ajustes de las tarifas, se procede

a calcular los nuevos costes totales del sistema PV. Hay que tener en cuenta que, debido a la modificación del coste de término de potencia, el modelo podría instalar una mayor capacidad de conexión a red, ya que al ser más barato, resulta más rentable invertir menos en los componentes del sistema, es decir, la capacidad PV y la capacidad de la batería en favor de una mayor potencia de la red.

Al igual que la sección anterior, se presentan primero las capacidades instaladas del sistema, con el objetivo de identificar cómo han variado estos valores con respecto a los resultados obtenidos al implementar el sistema PV, y posteriormente, se muestran los costes totales, de inversión y de operación para ver si se han obtenido ahorros económicos aplicando este ajuste de tarifas y de dónde provienen estos mismos, ya sea por invertir menos en el sistema PV o por tener menor potencia contratada, justificando a su vez los resultados obtenidos por parte del modelo.

#### 4.4.1. Capacidades instaladas

Aquí se vuelven a presentar los resultados para las capacidades instaladas del sistema PV, pero como se había mencionado anteriormente, solo para ciertos contratos (contrato 1, 9, 10, 11 y 14). Si se comparan los contratos de las Figuras 4.14, 4.15 y 4.16 con las capacidades instaladas al implementar la acción anterior, se observan de nuevo las mismas tendencias para estos contratos (decreciente/lineales en las capacidades PV y de la batería y ligeramente creciente en el caso de la capacidad de conexión a red) que se vuelven a repetir estas tendencias por las mismas razones ya desarrolladas en la Subsección 4.3.1 donde el modelo instala mayor o menor capacidad desde un punto de vista económico y de autoconsumo. Estos valores varían relativamente poco debido a la modificación aplicada al término de potencia en relación al ajuste de las tarifas de acceso, donde este valor pasa de 41 €/kW·año en la tarifa BT 3.0 TD, a 38 €/kW·año. Para hacer una idea de cómo han cambiado estos valores, tomando como ejemplo el Contrato 9, para un coste de amortización de la instalación PV de 30 €/kWp·año, se ha visto una reducción de aproximadamente 0.015 kW y 0.015 kWh en cuanto a las capacidades PV y de la batería, respectivamente, y un aumento de 0.015 kW en cuanto a la capacidad de conexión a red. Conforme aumenta el coste de amortización, disminuye la discrepancia entre estas capacidades y las capacidades obtenidas en la Subsección 4.3.1. De forma general, se presentan varios comentarios sobre las diferencias principales obtenidas en cada contrato al analizar estos resultados:

- Contrato 1: es el contrato que ha sufrido los mayores cambios, ya que también es el contrato de mayor consumo, donde la potencia PV se ve reducida en unos 0.2 kW, y la capacidad de la batería ha visto una reducción de 2 kWh en favor de un aumento de unos 0.4 kW de potencia contratada, reduciendo así los costes asociados. Aquí se ven entre 30 y 40 € ahorrados anualmente.

- Contrato 9: se observa una ligera reducción de la potencia PV en favor de contratar más potencia desde la red, aunque los cambios son mínimos, con ahorros entre 10 y 20 € anuales según el precio de amortización de la instalación PV.
- Contrato 10: presenta exactamente el mismo patrón que el Contrato 9, con una ligera reducción de la potencia que luego se compensa con una mayor capacidad de conexión a red, generando así ahorros entre 10 y 20 € anuales.
- Contrato 11: nuevamente, se detecta una menor inversión en potencia fotovoltaica compensada por una mayor potencia de conexión a red, pero esta vez, generando ahorros de más de 20 € anuales.
- Contrato 14: reproduce el mismo comportamiento que el contrato anterior, con una ligera sustitución de potencia PV por potencia de red, viéndose ahorros anuales de aproximadamente 15 €.

En resumen, se observa que en este caso el modelo opta por invertir menos en las capacidades del sistema PV, a favor de una mayor capacidad de conexión a red, ya que, por el menor coste del término de potencia, esta es la solución más viable económicamente. Los resultados se presentan en las Figuras 4.14, 4.15 y 4.16:

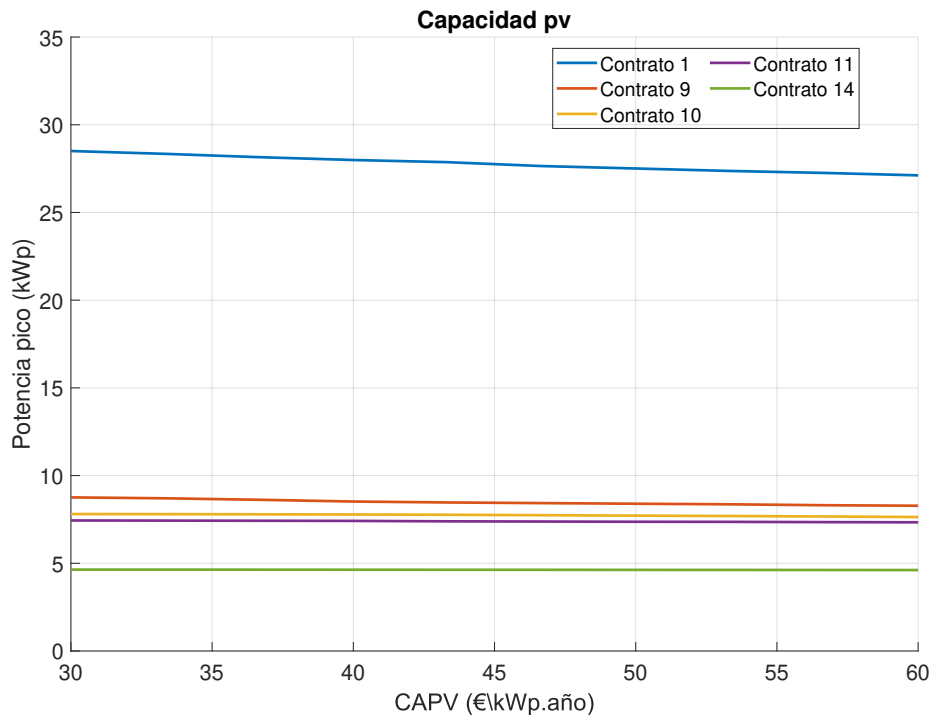


Figura 4.14: Capacidades PV instalada para los contratos 1, 9, 10, 11 y 14.

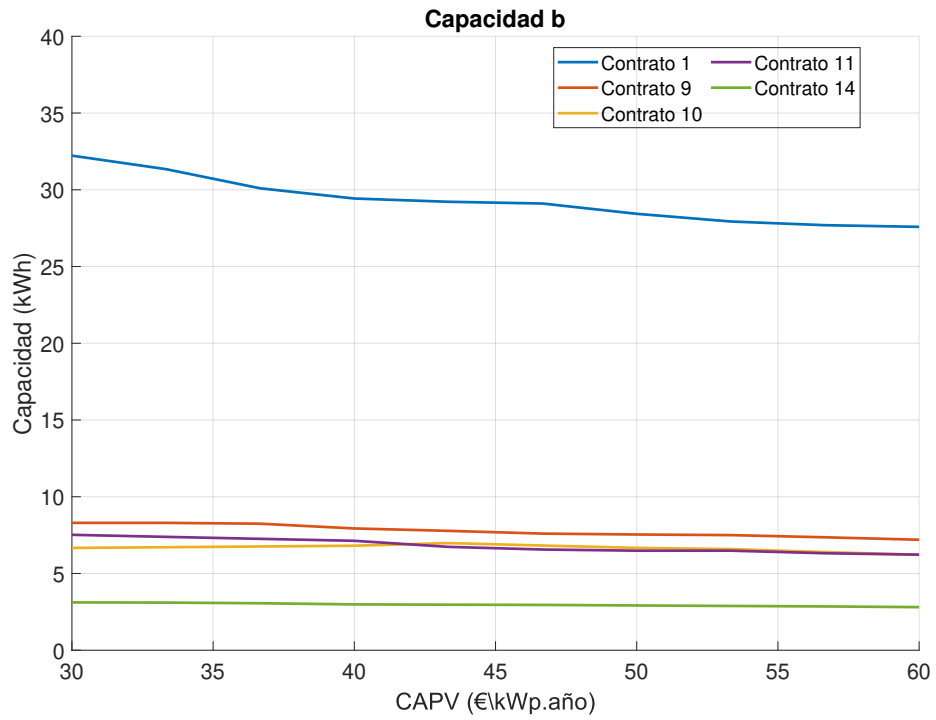


Figura 4.15: Capacidad de batería instalada para los contratos 1, 9, 10, 11 y 14.

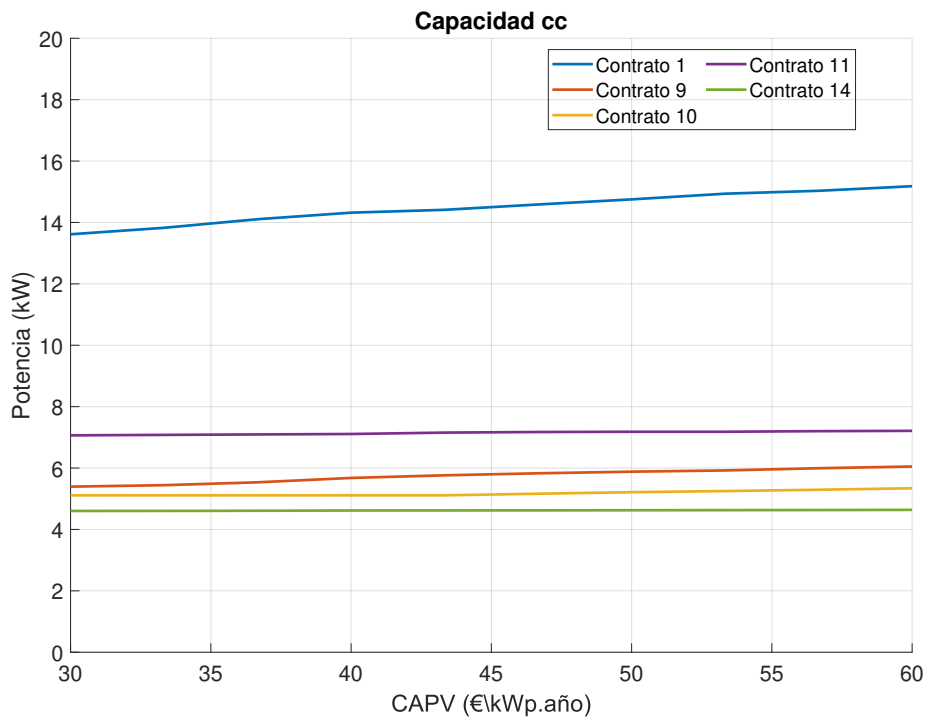


Figura 4.16: Capacidad de conexión a red instalada para los contratos 1, 9, 10, 11 y 14.

### 4.4.2. Costes del sistema PV

Al igual que las capacidades instaladas, se ven variaciones muy ligeras y proporcionales al consumo de cada contrato para los costes totales, de inversión y operación del sistema, donde el modelo opta por invertir menos en las capacidades del sistema PV, como se había mencionado anteriormente, es decir, menores costes de inversión, a favor de una mayor capacidad de conexión a red. A pesar de ser una diferencia de costes pequeña, al implementar una acción tan simple y sumando los ahorros comentados en la Subsección 4.4.1, se consigue una reducción adicional del coste total de entre 85 y 115 € anuales.

En los resultados presentados en las Figuras 4.17 y 4.18 se observan las mismas tendencias obtenidas anteriormente en la Subsección 4.3.2, donde los costes de inversión son los responsables de las curvas crecientes en los costes totales. También se observa cierto crecimiento en algunos costes de operación, lo cual se puede relacionar con la reducción del coste de término de potencia al migrar de una tarifa a otra, donde el modelo aprovecha esta modificación en los costes de amortización más caros, buscando un balance económico entre los costes de inversión y operación.

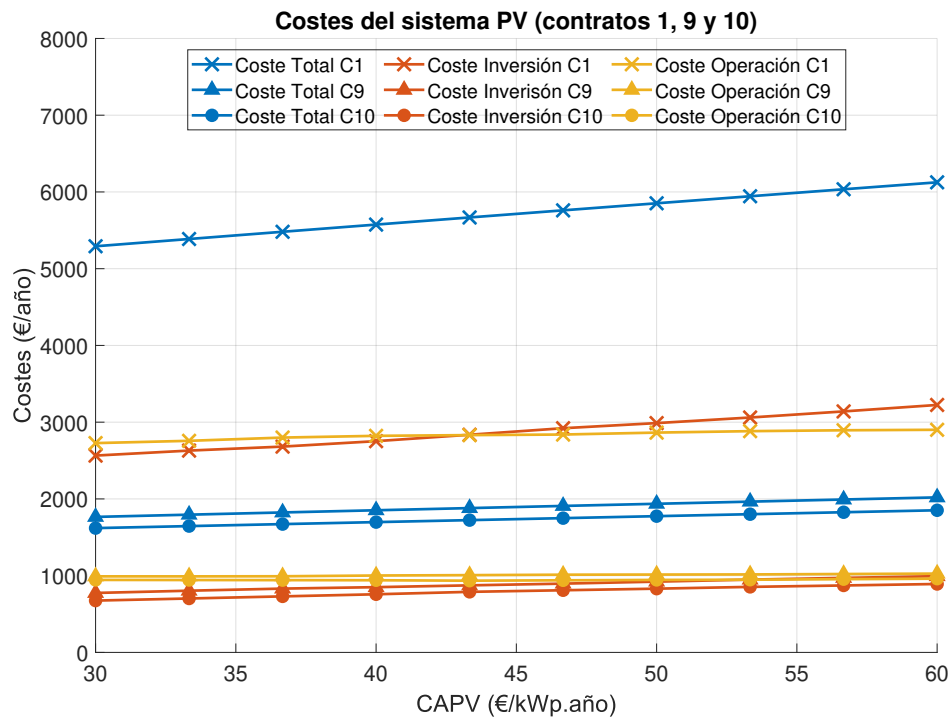


Figura 4.17: Costes totales, inversión y operación para los contratos 1, 9 y 10.

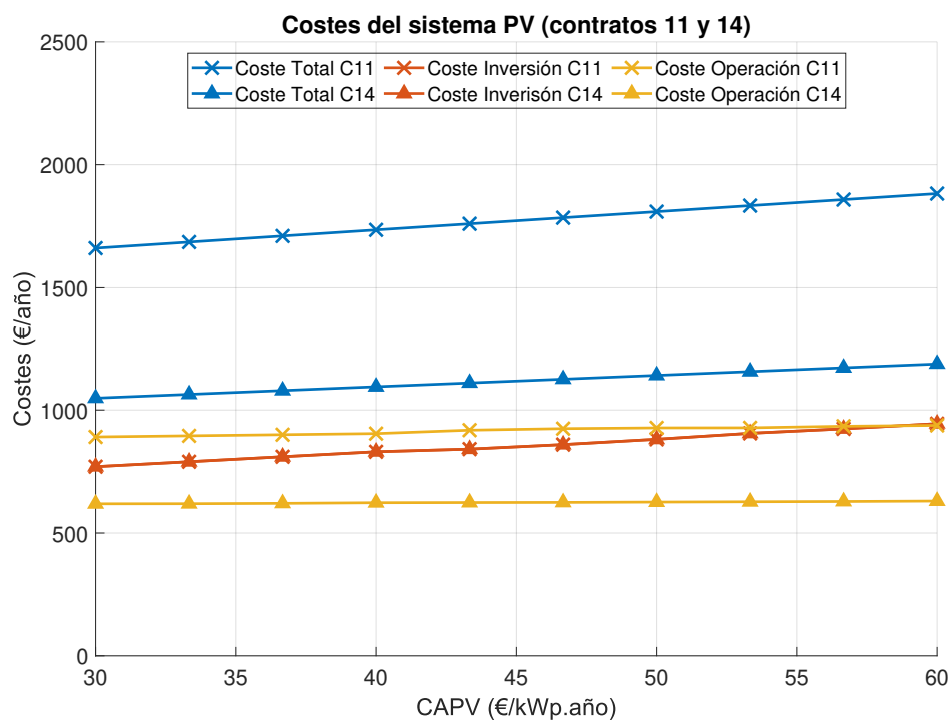


Figura 4.18: Costes totales, inversión y operación para los contratos 11 y 14.

## 4.5. Ahorro económico total obtenido

En esta siguiente sección, se presentan los ahorros obtenidos a través de la implementación del sistema PV con almacenamiento energético y el ajuste de las tarifas de acceso. Se muestran dos tipos de costes, empezando primero por los costes iniciales, que se han obtenido modificando el código GAMS [20] para que calcule lo que costaría cubrir la demanda sin una instalación PV, es decir, los costes iniciales se refieren únicamente a costos de operación, al ser toda la demanda cubierta por la red eléctrica. Estos costes tampoco varían con el coste de amortización de la instalación PV, por lo que se representan como una línea recta. Estos valores se comparan con los costes finales obtenidos tras aplicar las acciones, donde estos se refieren a los costes de inversión y operación del sistema PV, con el objetivo de estudiar el impacto final generado por estas medidas en términos económicos para cada contrato.

En la Figura 4.19, se pueden observar en todos los contratos una reducción sustancial entre los costes iniciales y finales en todos los contratos tras la aplicación del sistema PV junto al ajuste de tarifas. Tomando como ejemplo ilustrativo el Contrato 1, aquí se han conseguido ahorros de entre 1974.83 y 2808.02 €/año. Si repetimos este proceso de calcular la diferencia entre cada contrato y haciendo la suma entre todos ellos, se obtienen unos ahorros anuales entre 10025.15 y 13583.46 €/año.

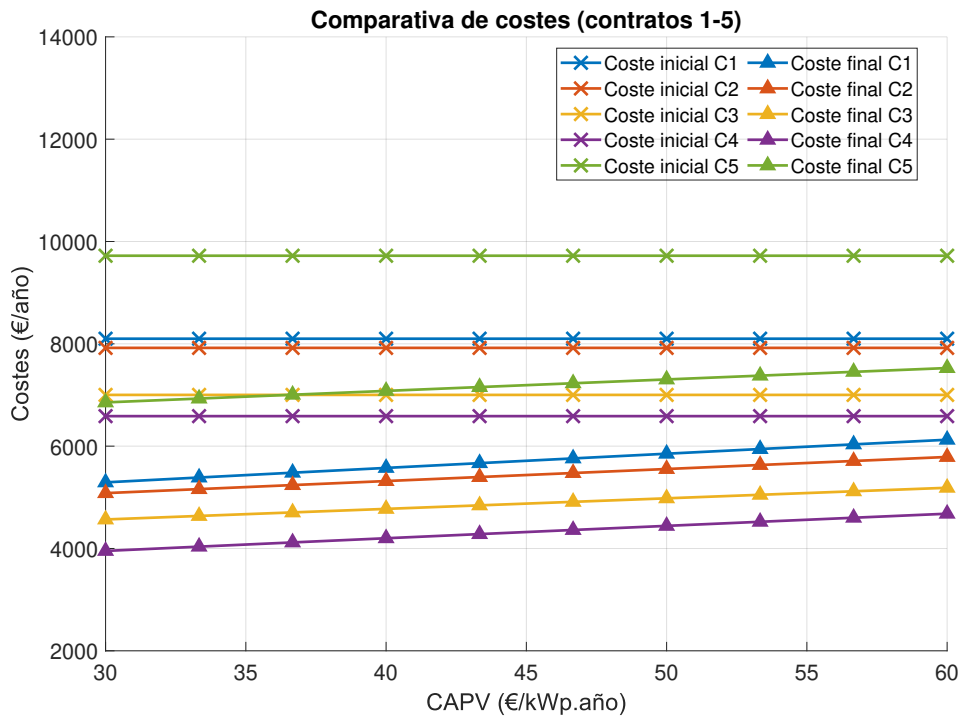


Figura 4.19: Costes iniciales y finales para los contratos 1 al 5.

En las demás figuras, se observan resultados similares, donde, comparando los costes iniciales con los finales, a través de las acciones aplicadas se han obtenido ahorros sustanciales, mostrando de esta forma el gran impacto económico que puede generar la integración de las energías renovables, en concreto, la generación PV. Sumando todas las diferencias obtenidas entre los costes iniciales y finales de cada contrato en la Figura 4.20 se obtienen ahorros anuales entre 4862.60 y 6666.23 €. Lógicamente, los ahorros generados en este caso son ahora menores, debido a los consumos de estos contratos, ya que van en orden descendente y esto justifica, por ende, un dimensionamiento algo menor que en los contratos 1 al 5 tanto en el sistema PV como en la potencia contratada, lo cual conlleva también menores costes de inversión y operación.

En la Figura 4.21 sucede lo mismo, representando los costes iniciales y finales para los contratos restantes en este análisis (contratos 11 al 14). Con las medidas aplicadas, se han obtenido ahorros importantes, aunque estos mismos ya son menores en comparación con los ahorros mostrados en las Figuras 4.19 y 4.20 por las mismas razones mencionadas anteriormente (por un menor consumo de estos contratos, y por lo tanto, menores costes de inversión y operación). Aún así, observando la gráfica, se observan ahorros de aproximadamente 500-900 €/año por contrato, siendo esto también un impacto económico importante para la factura eléctrica. Sumando todos los ahorros obtenidos en estos últimos contratos se obtienen entre 2313.87 y 3148.31 €/año. A continuación se muestran estas figuras:

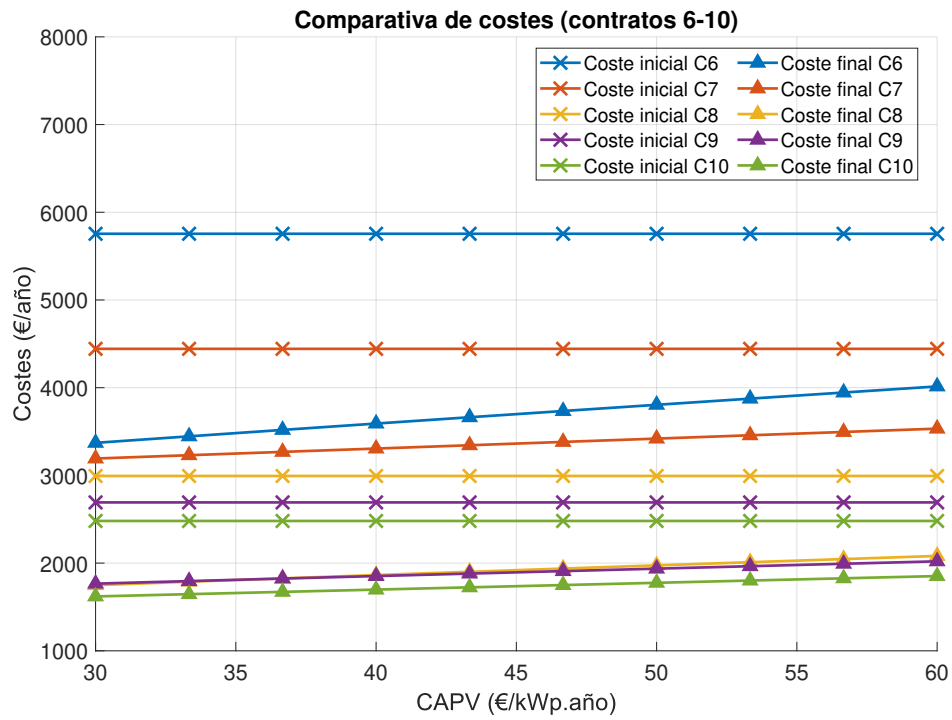


Figura 4.20: Costes iniciales y finales para los contratos 6 al 10.

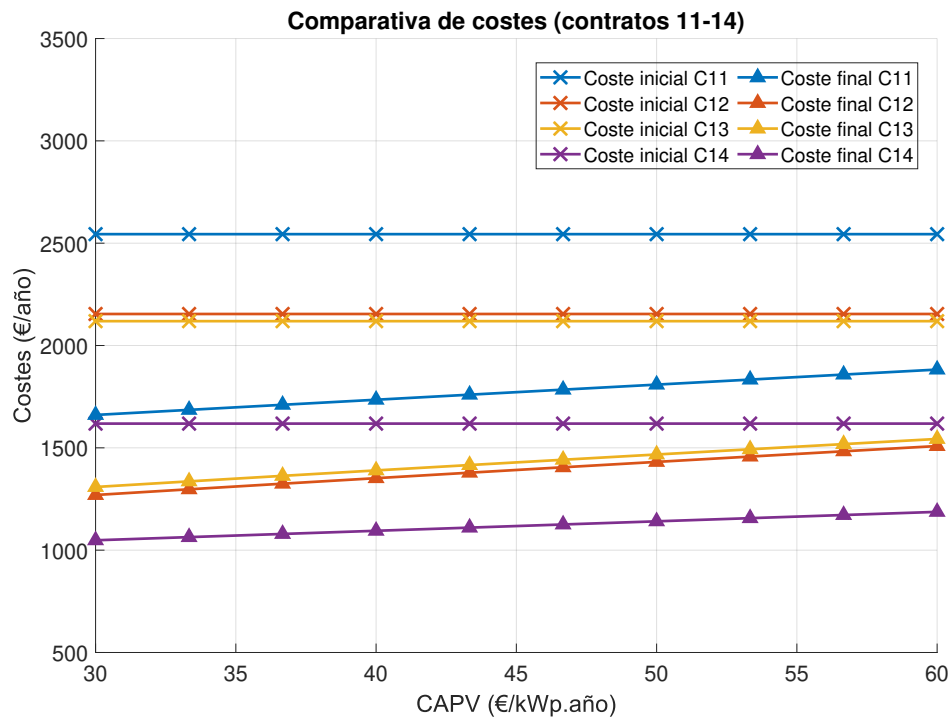


Figura 4.21: Costes iniciales y finales para los contratos 11 al 14.

Realizando la suma de todos los ahorros generados tras la aplicación de la metodología, se alcanza un ahorro económico entre **17201.62** y **23398.00 €/año**. Esta cifra supone un gran impacto positivo sobre la factura eléctrica del Ayuntamiento de Alfacar, gracias al ahorro tanto económico como a la reducción de la huella de carbono (este análisis se ve en mayor profundidad en la Sección 4.6) obtenido con el uso del sistema PV. Este resultado muestra que en términos económicos, la metodología ha cumplido su función, donde el mayor peso de este ahorro proviene de la instalación PV, mientras que los ajustes de las tarifas, a pesar de ser una contribución más modesta, generan beneficios adicionales sin requerir ningún tipo de inversión inicial, siendo esto siempre un aspecto positivo para el ayuntamiento.

## 4.6. Reducción total de CO<sub>2</sub> obtenido

En este último bloque de resultados se analiza la reducción total de CO<sub>2</sub> obtenida a través de la aplicación de la metodología, y a su vez, se muestra también cuál ha sido el ahorro energético resultante tras implementar el sistema PV. En la Tabla 4.1 se recogen primero los consumos iniciales y finales para cada contrato, donde los consumos iniciales corresponden a los consumos planteados en el caso de estudio (Tabla 3.1), siendo todos estos únicamente cubiertos por la red. Por otra parte, los consumos finales también se cubren desde la red; sin embargo, estos valores se ven reducidos gracias a la compensación por parte del sistema PV y se han obtenido nuevamente con GAMS [20], sumando todos los flujos de potencia desde la red hacia la demanda y la batería ( $gd_t$  y  $gb_t$ ) durante todo el año.

Entonces, una vez obtenido el ahorro energético en cada contrato, se procede a calcular el ahorro total, donde, si observamos la tabla, la suma entre todos los valores resulta en un ahorro de **159676.30 kWh** (dato necesario para calcular posteriormente la reducción de CO<sub>2</sub>). Para poner en perspectiva esta cantidad de energía, basándose en datos de la Red Eléctrica de España, Repsol concluye que un hogar promedio español tiene un consumo mensual de 270 kWh [61], equivalente a un consumo anual de 3240 kWh y, si dividimos el ahorro energético total entre esta cifra, obtenemos que el sistema PV es capaz de cubrir el consumo de aproximadamente 50 hogares durante todo el año. Después, se muestra también la reducción de CO<sub>2</sub>, siendo este el foco principal en esta sección y, observando la tabla, se ha calculado finalmente una reducción total de **39.76 toneladas/año**, obtenida al multiplicar la reducción de consumo en cada caso por los 0.249 kg CO<sub>2</sub>/kWh que se emiten por consumir toda esta energía a través del mix eléctrico que tiene España [50]. Esto es un gran logro tanto en cuanto a la sostenibilidad energética, y en términos gráficos, esta cantidad de CO<sub>2</sub> llenaría aproximadamente 40 piscinas con dimensiones de 10 metros de ancho, 25 de largo y 2 metros de profundidad [62].

<b>Contrato</b>	<b>Consumo red inicial (kWh/año)</b>	<b>Consumo red final (kWh/año)</b>	<b>Reducción consumo (kWh/año)</b>	<b>Reducción CO<sub>2</sub> (ton./año)</b>
Contrato 1	53344.00	32617.73	20726.27	5.16
Contrato 2	46955.06	29756.74	17198.32	4.28
Contrato 3	44081.40	29301.72	14779.68	3.68
Contrato 4	43003.82	21647.60	21356.22	5.32
Contrato 5	40291.00	24006.04	16284.96	4.06
Contrato 6	37725.77	18080.64	19645.13	4.89
Contrato 7	24450.18	18653.02	5797.16	1.44
Contrato 8	19701.52	9324.49	10377.03	2.58
Contrato 9	17474.06	11626.68	5847.38	1.46
Contrato 10	16178.34	10734.17	5444.17	1.36
Contrato 11	15456.00	10188.15	5267.85	1.31
Contrato 12	14215.63	6921.89	7293.74	1.82
Contrato 13	14112.47	7679.94	6432.53	1.60
Contrato 14	10183.89	6958.03	3225.86	0.80
<b>Valores totales</b>	<b>397173.14</b>	<b>237496.84</b>	<b>159676.30</b>	<b>39.76</b>

Tabla 4.1: Reducción CO<sub>2</sub> para todos los contratos

Finalmente, para concluir esta sección, es importante mencionar que con estos resultados se ha logrado una menor dependencia de la red eléctrica y también el cumplimiento de uno de los objetivos propuestos en la metodología al optimizar la factura eléctrica de forma sostenible. En adición al impacto positivo creado por la aplicación de la metodología y la reducción en los gases de efecto invernadero, es importante recordar que este mismo esfuerzo se puede registrar y obtener un reconocimiento oficial para beneficiar al ayuntamiento. En concreto, existe el Registro de huella, compensación y proyectos de absorción de CO<sub>2</sub>, creado por el Real Decreto

163/2014, de 14 de marzo [63], que hace esto mismo, ya sea para organizaciones públicas o privadas, pero teniendo siempre como objetivo la reducción y compensación de sus emisiones de gases de efecto invernadero, conllevando al mismo tiempo numerosos beneficios ambientales y sociales.

## 4.7. Tamaño del problema y tiempo de cómputo

Para finalizar este capítulo, resulta importante destacar también el papel del programa GAMS [20] en este estudio, ya que ha servido como la herramienta ideal en cuanto a la optimización de un sistema PV. Su manejo en optimizar este sistema tanto en la implementación de la instalación PV, como el ajuste de tarifas ha sido crucial para obtener los ahorros en la factura eléctrica del Ayuntamiento de Alfacar, siendo estos los ahorros económicos, energéticos y la reducción de emisiones del CO<sub>2</sub>.

Antes de exponer el tiempo empleado en realizar los cálculos, es importante conocer las especificaciones del equipo usado en las simulaciones. El equipo informático usado en este caso es un ordenador portátil de la marca ASUS, en concreto, el modelo ROG Strix G15 G513, con un procesador AMD Ryzen 7 4800H (2.90 GHz), 16 GB de RAM instalada tipo DDR4 y sistema operativo Windows 11 Pro (versión 26100.6584).

Conociendo ya el equipo informático empleado, con la finalidad de entender mejor el tiempo empleado en esta parte del trabajo a la hora de obtener datos y también el tamaño del problema abordado, en cada contrato se alcanza una dimensión del problema considerable, con aproximadamente 78000 variables y 70000 ecuaciones resueltas por cada iteración. Luego, en cuanto al tiempo empleado, la simulación asociada a cada contrato tiene una duración de unos 21 segundos, para 10 iteraciones del problema, donde aquí, cada una considera un precio de amortización diferente para el sistema PV. Esto muestra la eficiencia del programa para abordar problemas de optimización energética en tiempos razonables.



# Capítulo 5

## Conclusiones

Para finalizar este estudio, en este capítulo se presentan las conclusiones de este TFG. Esto se hace realizando primero un resumen de los principales resultados obtenidos, y así ver de forma global el impacto tanto económico como ambiental generado a través de la aplicación de la metodología sobre el Ayuntamiento de Alfacar. Luego, se realizan ciertas consideraciones sobre qué aspectos de este trabajo se podrían mejorar, analizando limitaciones o simplemente otras acciones que se podrían haber aplicado en el caso de estudio. Finalmente, se plantean posibles trabajos futuros que puedan ampliar o abrir nuevas líneas de investigación basadas en este TFG, como por ejemplo, ampliar este estudio sobre otros ayuntamientos o analizar el impacto ambiental no solo en CO<sub>2</sub>, sino también con otros indicadores (agua, residuos, etc.).

### 5.1. Resumen de los resultados principales

En esta sección se muestra una visión global del impacto tanto económico, energético como ambiental, provocado por la implementación tanto del sistema PV como de los ajustes de tarifa para ciertos contratos, con la finalidad de resumir todos los resultados principales obtenidos en el caso de estudio. Empezando primero por las capacidades instaladas, se muestra la suma de todas las capacidades de cada contrato, siendo estas la capacidad PV, batería y conexión a red, a modo de ofrecer una perspectiva clara de la magnitud de la inversión y del potencial de transformación energética alcanzado en el municipio. Estos resultados se muestran en la Tabla 5.1, donde podemos observar que el mayor aporte viene desde la generación PV y la batería, reflejando la importancia que el modelo ha asignado hacia estos dos factores para cubrir la demanda, mostrando en este caso que la capacidad de conexión a red tiene como papel apoyar al sistema PV, cubriendo la demanda cuando sea necesario y este no pueda.

Tipo de capacidad instalada	Resultado
PV (kWp)	202.89-211.60
Batería (kWh)	204.68-213.48
Conexión a red (kW)	160.94-167.53

Tabla 5.1: Capacidades finales instaladas para el sistema PV

Luego, en la Tabla 5.2 se resumen los demás resultados obtenidos en el Capítulo 4, comparando los valores finales (la suma de todos los contratos), sin aplicar ninguna acción, y los valores finales tras aplicar dichas acciones y, a su vez, mostrando el ahorro obtenido en el proceso. Estos últimos resultados son el consumo energético, gasto económico, emisiones de CO<sub>2</sub> y, finalmente, se ha incluido también la potencia contratada, calculada a partir del mismo código GAMS [20] modificado en la Sección 4.5, con la finalidad de reflejar de forma exacta la reducción de potencia demandada desde la red gracias a la incorporación del sistema PV. Analizando los demás resultados, se observa una reducción de aproximadamente un **40 %** en cuanto al consumo energético desde la red y en las emisiones totales provocadas por este mismo consumo, respectivamente, reforzando el impacto positivo de la estrategia en términos de sostenibilidad. Finalmente, analizando el gasto económico total, se obtiene un ahorro económico estimado entre un **26.01** y **35.38 %**, lo cual refleja un ahorro considerable y pone de manifiesto la rentabilidad de las medidas aplicadas.

Resultado	Sin PV ni ajuste de tarifas	Con PV y ajuste de tarifas	Reducción/ahorro
Consumo energético de red (kWh/año)	397173.14	237496.84	159676.30
Potencia contratada (kW)	173.48	160.94-167.53	5.95-12.54
Gasto económico total (€/año)	66130.04	42732.01-48928.39	17201.62-23398.00
Emisiones totales de CO <sub>2</sub> (toneladas/año)	98.90	59.14	39.76

Tabla 5.2: Resumen de los resultados principales

## 5.2. Posibles aspectos a mejorar

Debido a que el alcance en este y cualquier trabajo fin de estudios no puede ser ilimitado, aparecen algunos aspectos a mejorar derivados de estas limitaciones. Estas no son necesariamente deficiencias, sino que sirven como futuras ideas o puntos de partida para otros trabajos en la misma línea, donde se entra más en detalle sobre esto último en la Sección 5.3.

Empezando por el primer aspecto a mejorar en este estudio, sería la aplicación de un mayor número de acciones planeadas en la metodología, ya que esto permitiría tanto un ahorro económico como energético adicional. Habría sido sobre todo interesante ver cómo se habrían integrado acciones como la sustitución del alumbrado por luminarias más eficientes al ser una medida muy rentable, especialmente, en términos económicos; asimismo, la integración de colectores termosolares, y de esta forma aprovechar la elevada radiación solar de Alfacar no solo para la generación PV, sino también para la producción de ACS y, finalmente, la implementación de variadores de frecuencia, debido a su bajo periodo de amortización y posible ahorro energético que conlleva. Además, las acciones mencionadas se integrarían muy bien junto a las acciones aplicadas en el Capítulo 4, ya que se tratan de consumos eléctricos que se podrían cubrir con la generación PV.

Otro aspecto a mejorar en este trabajo radica en el enfoque ambiental, y esto se justifica por usar el CO<sub>2</sub> como único indicador en cuanto al impacto ambiental producido por las medidas implementadas. A pesar de ser el gas de efecto invernadero más contribuyente al cambio climático, existen otros contaminantes dentro de esta categoría capaces de crear efectos negativos sobre el medio ambiente, como el óxido nitroso (N<sub>2</sub>O) o el metano (CH<sub>4</sub>). Incluyendo esto, se le proporciona una visión más completa y detallada en cuanto al impacto ambiental.

## 5.3. Posibles trabajos futuros

Esta siguiente sección es una continuación natural de los aspectos a mejorar descritos anteriormente en la Sección 5.2. Estos aspectos son realmente puertas que se pueden abrir hacia diferentes investigaciones que caen en línea con este mismo trabajo. Empezando por el primer trabajo posible y teniendo en cuenta que uno de los aspectos a mejorar era la aplicación de un mayor número de acciones, se propone la posibilidad de desarrollar en mayor profundidad cada una de estas medidas, como se ha hecho ya en este caso con la implementación del sistema PV. De esta forma, se podría ampliar este mismo estudio y obtener a su vez ahorros tanto económicos como energéticos adicionales, junto a una reducción mayor en el CO<sub>2</sub>, reforzando de esta forma un impacto positivo hacia el medio ambiente.

También, otro posible trabajo nace a partir del segundo aspecto a mejorar mencionado en la sección anterior, ya que este podría ser un estudio interesante acerca del impacto ambiental no sólo producido por el CO<sub>2</sub> sino por otros gases de efecto invernadero, profundizando de esta forma en qué acciones son más nocivas o perjudiciales para la atmósfera.

Finalmente se propone un posible trabajo que entra en mayor detalle en el aspecto económico, es decir, un estudio que se centre sobre todo en escenarios de precios de la energía más complejos o incluyendo proyecciones a medio y largo plazo.

# Capítulo 6

## Anexos

### 6.1. Anexo 1: Código GAMS

```
1000 $title Instalacion_PV_B.cc
1002 $inlinecom /* */
1004 $OFFUPPER OFFUELLIST OFFUELXREF
1006 /* Turn off the listing of the input file */
1008 $offlisting
1008 /* Turn off the listing and cross-reference of the symbols used */
1010 *$offsymxref offsymlist
1012 option
1012 * El valor de la tolerancia relativa viene fijado por el parametro
1012 OPTCR
1014 * OPTCR=0.0, OPTCA=0.0, LIMROW=0, SOLPRINT=ON, ITERLIM=1E9, RESLIM
1014 =432000;
1014 iterlim = 200000
1016 threads = 4
1016 * limrow = 0,
1018 * limcol = 0
1018 * solprint = off,
1020 * sysout = off
1020 ;
1022 * $include "Data.dat"
1024
1024 SETS
1026 t periodos de tiempo /1*8760/
1026 i indice para recorrer parametro de analisis de sensibilidad
1026 /1*10/
```

```

1028 k0           indice para recorrer los parametros que no tienen indice /1*5/
      ;
1030
1031 PARAMETERS
1032 *****
      * Parametros para analisis de sensibilidad
1034 CAPVini       Valor inicial para CAPV (euros\kWp.año) /30/
      CAPVfin     Valor final para CAPV (euros\kWp.año) /60/
1036 *****
      * Parametros auxiliares para guardar resultados
1038 CE(i)        Coste de la energia que compramos a la red (euros\año)
      CAI(i)      Guarda el coste de amortizacion asociado a PV bateria
                  y conexion a la red (euros\año)
1040 VE(i)        Coste de la energia que vendemos a la red (euros\año)
      COP (i)     Costes de operacion asociado a la instalacion PV (
                  euros\año)
1042 zi(i)        Guarda los valores de la funcion objetivo para cada
                  valor del indice i (euros\año)
      pvi(i)      Guarda los valores de la capacidad pv instalada (kWp)
1044 bi(i)        Guarda los valores de la capacidad de bateria
                  instalada (kWh)
      ci(i)       Guarda los valores de la capacidad de conexion a red (
                  kW)
1046 gdi(i,t)     Guarda los valores de la potencia transferida de la
                  red a la demanda para cada problema i periodo t (kW)
      CAPVi(i)    Guarda los valores de CAPV para cada problema i (euros
                  \kWp)
1048 Resultados0i(k0,i) Guarda los valores de resultados que no tienen
                  indice
      * Parámetros: D.t, PVA.t, CCI, ETAC, ETAD, DELTA.t, CAPV, CAB, CTP,
                  PEC.t, PEV.t, ALPHA.C, ALPHA.D
1050 DELTA(t)     Duracion de los periodos de tiempo (horas)
      $ontext
1052 D(t)        Demanda del usuario (kW)
      /1         2
1054 2           1.5
      3           0.35
1056 4           3.10
      5           1.1/
1058 *****
      PVA(t)      Factor de produccion PV (p.u.)
1060 /1           0.3
      2           0.8
1062 3           0.7
      4           0.4
1064 5           0.1/
      $offtext
1066
      CAPV        Coste de amortizacion de la instalacion PV para el
                  intervalo simulado (euros\kWp.año) /46/
1068 *****
      CCI         Fraccion de capacidad de conexion a red que puede
                  utilizarse para inyeccion /0.5/

```

```

1070 *****
ETA_C      Rendimiento de carga de la bateria (p.u.) /0.91/
1072 ETAD     Rendimiento de descarga de la bateria (p.u.) /0.91/
CAB        Coste de amortizacion bateria (euros\kWh.año) /37/
1074 ALPHA_C  Capacidad de rampa para carga de la bateria en base a
su capacidad de almacenamiento (kW\kWh) /0.52/
ALPHA_D    Capacidad de rampa para descarga de la bateria en base
a su capacidad de almacenamiento (kW\kWh) /0.52/
1076 *****
* Costes de Red
1078 CTP      Coste del termino de potencia (euros\kW.año) /38/
$ontext
1080 PEC(t)   Precio de compra de la energia consumida de la red (
euros\kWh)
/1      0.12
1082 2      0.17
3      0.14
1084 4      0.21
5      0.19/
1086 PEV(t)   Precio que el usuario recibe por los excedentes que
inyecta a red (euros\kW)
$offtext
1088 PVmax    Capacidad maxima de PV que se puede instalar (kW) /30/
;
1090 $include "Datos.txt";

1092 Delta(t) = 1;

1094 VARIABLES
z      valor de la funcion objetivo
1096 ;

1098 POSITIVE VARIABLES
* Variables: gd_t, gb_t, vg_t, bg_t, bd_t, vb_t, vd_t, vs_t, pv, cc,
soc_t, b, socini
1100 gd(t)    Potencia transferida desde la red principal a la demanda en el
periodo t (kW)
gb(t)    Potencia transferida desde la red principal a la bateria en el
periodo t (kW)
1102 vg(t)    Potencia transferida desde la instalacion PV a la red
principal en el periodo t (kW)
bg(t)    Potencia transferida desde la bateria a la red principal en el
periodo t (kW)
1104 bd(t)    Potencia transferida desde la bateria a la demanda en el
periodo t (kW)
vb(t)    Potencia transferida desde la PV a la bateria en el periodo t
(kW)
1106 vd(t)    Potencia transferida desde la PV a la demanda (kW)
vs(t)    Potencia disponible en la PV pero no utilizada en el periodo t
(kW)
1108 pv      Capacidad PV total instalada (kWp)
cc      Potencia contratada para consumo (kW)
1110 soc(t)   Energia contenida en la bateria al final del periodo t (kWh)

```

```

b          Capacidad de bateria total instalada (kWh)
1112 socini  Energia contenida en la bateria al final del periodo cero (kWh
)
;
1114
1116 *****
* Declaracion de ecuaciones
1118 EQUATIONS
* CAPV*pv + CAB*b + CTP*cc + Delta_t*(PEC_t*(gd_t + gb_t) - PEV_t*(vg_t
+ bg_t));
1120 FunObjLineal  Valor de la funcion objetivo con costes lineales
R01            Ecuacion de balance de demanda
1122 R02            Ecuacion de balance para generacion PV
*****
1124 * Restricciones para conexion a red
R03            Cota superior para la potencia que se puede consumir
de la red
1126 R04            Cota superior para la potencia que se puede inyectar a
la red
*****
1128 * Restricciones para la bateria
R05            Balance de energia contenida en la bateria para t
mayor que 1
1130 R06            Balance de energia contenida en la bateria para t
igual a 1
R07            Cota inferior para la capacidad de la bateria
1132 R08            Ecuacion de cierre de la bateria para que no se pueda
consumir energia gratis
R09            Cota superior para la potencia de carga de la bateria
1134 R10            Cota superior para la potencia de descarga de la
bateria
*****
1136 R11            Cota a la capacidad PV maxima que se puede instalar
*****
1138 R12            Limite para la compensacion de excedentes
;
1140
$ontext
1142 R01: gd(t) + bd(t) +vd(t) = D(t); Ecuación de balance de demanda
R02: vg(t) + vd(t) + vb(t) + vs(t) = pv*PVA(t); Ecuación de balance
para generación PV
1144 R03: gd(t) + gb(t)          CC; para todo t, cota para consumo de red
R04: bg(t) + vg(t)          CCI; para todo t, cota para inyección a red
1146 R05: soc(t) = soc(t-1) + ETA.C*Delta(t)*(vb(t) + gb(t)) - (Delta(t)/
ETA.D)*(bg(t) + bd(t));
R06: soc(t) = socini + ETA.C*Delta(t)*(vb(t) + gb(t)) - (Delta(t)/ETA.D
)*(bg(t) + bd(t)); t = 1
1148 R07: b          soc(t); para todo t; Relación del tamaño de la batería con
la energía que contiene
R08: soc_{|T|} = socini; Ecuación de cierre de la batería
1150 R09: vb(t) + gb(t)      ALPHA.C*b; para todo t
R10: bd(t) + bg(t)      ALPHA.D*b; para todo t

```

```

1152 $offtext
1154 * Definicion matematica de las ecuaciones
FunObjLineal.. CAPV*pv + CAB*b + CTP*cc + sum(t, Delta(t)*(PEC(t)*(gd
(t) + gb(t)) - PEV(t)*(vg(t) + bg(t)))) =E= z;
1156 * RESTRICCIONES DEL MODELO
R01(t).. gd(t) + bd(t) +vd(t) =E= D(t); /* Ecuación de balance
de demanda */
1158 R02(t).. vg(t) + vd(t) + vb(t) + vs(t) =E= pv*PVA(t); /* Ecuaci
ón de balance para generación PV */
*****
1160 * Restricciones de conexion a red
R03(t).. gd(t) + gb(t) =L= cc; /* para todo t, cota para
consumo de red */
1162 R04(t).. bg(t) + vg(t) =L= CCI*cc; /* para todo t, cota para
inyección a red */
*****
1164 * Restricciones de la bateria
R05(t)$(ord(t) > 1).. soc(t) =E= soc(t-1) + ETA.C*Delta(t)*(vb(t) + gb(
t)) - (Delta(t)/ETAD)*(bg(t) + bd(t));
1166 R06(t)$(ord(t) = 1).. soc(t) =E= socini + ETA.C*Delta(t)*(vb(t) + gb(t)
) - (Delta(t)/ETAD)*(bg(t) + bd(t));
R07(t).. b =G= soc(t); /* Cota inferior para capacidad de
bateria */
1168 R08(t)$(ord(t) = card(t)).. soc(t) =E= socini; /* Ecuación de cierre
de la bateria no hay energia gratis */
R09(t).. vb(t) + gb(t) =L= ALPHA.C*b; /* Cota
superior potencia carga bateria */
1170 R10(t).. bd(t) + bg(t) =L= ALPHA.D*b; /* Cota
inferior potencia carga bateria */
*****
1172 R11.. pv =L= PVmax; /* Cota a la capacidad PV
maxima que se puede instalar */
*****
1174 R12.. sum(t, Delta(t)*(0.3*PEC(t)*(gd(t) + gb(t)) - PEV(t)*(vg(t)
) + bg(t)))) =G= 0; /* Limite para la compensacion de excedentes
*/

1176
* Definimos el modelo como una lista de ecuaciones
1178 Model M01 Modelo basico para usuario domestico con PV bateria y
conexion a red /
FunObjLineal
1180 R01
R02
1182 R03
R04
1184 R05
R06
1186 R07
R08
1188 R09
R10

```

```

1190 *****
1191 R11
1192 *****
1193 R12
1194 /;
1195
1196 * En el caso del modelo lineal utilizamos los algoritmos para
1197   programacion lineal LP
1198 * y minimizamos la funcion objetivo que representa los costes
1199 Solve M01 using LP minimizing z;
1200
1201 * Creamos una entrada en el archivo de salida *.lst para ver los
1202   resultados del modelo lineal
1203 Display z.L, pv.L, b.L, cc.L, M01.solvestat, M01.modelstat, D, PVA;
1204
1205 * Analisis de sensibilidad respecto al parametro CAPV
1206 loop(i, /* inicio del bucle en i */
1207 * Asignacion de valor al parametro respecto al que se realiza la
1208   sensibilidad
1209   CAPV = CAPVini + (CAPVfin - CAPVini)*(ord(i) - 1)/(card(i) - 1);
1210   CAPVi(i) = CAPV; /* Lo guardamos para utilizarlo como valores del eje
1211     x en las graficas */
1212
1213 * Resolvemos el problema
1214 Solve M01 using LP minimizing z;
1215
1216 * Guardamos los resultados para cada iteracion, valor del indice i
1217 CE(i) = sum(t, Delta(t)*(PEC(t)*(gd.L(t) + gb.L(t)))); /* Coste de la
1218   energia que compramos a la red (euros/año) */
1219 CAI(i) = CAPV*pv.L + CAB*b.L + CTP*cc.L; /* Guarda el coste de
1220   amortizacion asociado a PV bateria y conexion a la red (euros/año)
1221   */
1222 VE(i) = sum(t, Delta(t)*(PEV(t)*(vg.L(t) + bg.L(t)))); /* Coste de la
1223   energia que vendemos a la red (euros/año) */
1224 COP(i) = sum(t, Delta(t)*(PEC(t)*(gd.L(t) + gb.L(t)) - PEV(t)*(vg.L(t)
1225   + bg.L(t)))); /* Costes de operacion asociado a la instalacion PV (
1226   euros/año) */
1227 zi(i) = z.L; /* Guarda los valores de la funcion objetivo para cada
1228   valor del indice i (euros) */
1229 pvi(i) = pv.L; /* Guarda los valores de la capacidad pv instalada (kWp)
1230   */
1231 bi(i) = b.L; /* Guarda los valores de la capacidad de bateria
1232   instalada (kWh) */
1233 ci(i) = cc.L; /* Guarda los valores de la capacidad de conexion a red
1234   (kW) */
1235 gdi(i, t) = gd.L(t); /* Guarda los valores de la potencia transferida de
1236   la red a la demanda para cada problema i periodo t (kW) */
1237
1238 * Resultados0i(k0,i) = z.L; /* Guarda los valores de resultados que no
1239   tienen indice */
1240 ); /* Cierre del bucle en i */
1241
1242

```

```

1228 Display zi , pvi , bi , ci , gdi , CE, CAI, VE, COP;
1230 *****
1232 * Guardar los resultados en un archivo con formato
1234 FILE OUT /Resultados_PV-Bateria_y_cc-v00.m/;
1236 out.pw = 25000;
1238 PUT OUT;
1240 PUT '%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%' /
PUT '% Variables con un indice' /
$ontext
1242 zi(i) = z.L; /* Guarda los valores de la funcion objetivo para cada
valor del indice i (euros) */
pvi(i) = pv.L; /* Guarda los valores de la capacidad pv instalada (kWp)
*/
1244 bi(i) = b.L; /* Guarda los valores de la capacidad de bateria
instalada (kWh) */
ci(i) = cc.L; /* Guarda los valores de la capacidad de conexion a red
(kW) */
1246 gdi(i,t) = gd.L(t); /* Guarda los valores de la potencia transferida de
la red a la demanda para cada problema i periodo t (kW) */
$offtext
1248
1250 PUT 'zi = [ % Valores de la funcion objetivo para cada valor del indice
i (euros\año)' /
loop(i, PUT zi(i):20:5 /);
1252 PUT '];' /
PUT //
1254
1256 PUT 'pvi = [ % Valores de la capacidad pv instalada (kWp)' /
loop(i, PUT pvi(i):20:5 /);
1258 PUT '];' /
PUT //
1260
1262 PUT 'bi = [ % Valores de la capacidad de bateria instalada (kWh)' /
loop(i, PUT bi(i):20:5 /);
1264 PUT '];' /
PUT //
1266
1268 PUT 'cc = [ % Guarda los valores de la capacidad de conexion a red (kW)
, /
loop(i, PUT ci(i):20:5 /);
1270 PUT '];' /
PUT //
1272 PUT 'CAPV = [ % Guarda los valores del coste de amortizacion de PV (€\
kWp.año)' /
loop(i, PUT CAPVi(i):20:5 /);

```

```
1272 PUT '];' /  
PUT //  
1274 PUT 'CAI = [ % Guarda los costes de amortizacion asociado a PV bateria  
y conexion a la red (euros\año)' /  
1276 loop(i, PUT CAI(i):20:5 /);  
PUT '];' /  
1278 PUT //  
1280 PUT 'COP = [ % Guarda los costes de operacion asociado a la instalacion  
PV (euros\año)' /  
loop(i, PUT COP(i):20:5 /);  
1282 PUT '];' /  
PUT //  
1284 putclose out;
```

# Bibliografía

- [1] Instituto Nacional de Estadística. Granada: Población por municipios y sexo. Consultado el 2 de Junio de 2025 [Online]. Disponible en: [https://www.ine.es/jaxiT3/Datos.htm?t=2871#\\_tabs-tabla](https://www.ine.es/jaxiT3/Datos.htm?t=2871#_tabs-tabla).
- [2] Patronato de Turismo de Granada. Portal de Turismo Alfacar - Ayuntamiento de Alfacar. Consultado el 2 de Junio de 2025 [Online]. Disponible en: <https://turismoalfacar.es/historia>.
- [3] Jefatura del Estado. Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética. *Boletín Oficial del Estado (BOE)*, (121), 20 May 2021.
- [4] Ministerio de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana. *Código Técnico de la Edificación*. Consejo Superior de Investigaciones Científicas, Madrid, Spain, 2006.
- [5] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Circular 3/2020, de 15 de enero, de la comisión nacional de los mercados y la competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad. *Boletín Oficial del Estado (BOE)*, (21), 24 January 2020.
- [6] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. *Boletín Oficial del Estado (BOE)*, (83), 6 April 2019.
- [7] Ministerio para la Transición Ecológica. Real decreto 477/2021, de 29 de junio, por el que se aprueba la concesión directa a las comunidades autónomas y a las ciudades de Ceuta y Melilla de ayudas para la ejecución de diversos programas de incentivos ligados al autoconsumo y al almacenamiento, con fuentes de energía renovable, así como a la implantación de sistemas térmicos renovables en el sector residencial, en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia. *Boletín Oficial del Estado (BOE)*, (155), 30 June 2021.

- [8] Ministerio de Vivienda. Real decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el código técnico de la edificación. *Boletín Oficial del Estado (BOE)*, (74), 17 March 2006.
- [9] Unión Europea. Directiva (UE) 2018/2001 del parlamento europeo y del consejo. *Diario Oficial de la Unión Europea*, (2001), 11 December 2018.
- [10] Unión Europea. Directiva (UE) 2018/2002 del parlamento europeo y del consejo. *Diario Oficial de la Unión Europea*, (2002), 11 December 2018.
- [11] Unión Europea. Reglamento delegado (UE) 2019/94 de la comisión. *Diario Oficial de la Unión Europea*, (94), 30 October 2018.
- [12] Unión Europea. Directiva (UE) 2018/844 del parlamento europeo y del consejo. *Diario Oficial de la Unión Europea*, (844), 30 mayo 2018.
- [13] Unión Europea. Directiva (UE) 2021/1119 del parlamento europeo y del consejo. *Diario Oficial de la Unión Europea*, (1119), 30 June 2021.
- [14] Intergia Energa Sostenible S.L. Sistema fotovoltaico conectado a red para autoconsumo con acumulación en polideportivo de Manzanares el Real (Madrid). Consultado el 23 de Junio de 2025 [Online]. Disponible en: <https://intergia.es/portfolio-items/manzanares-el-real/>.
- [15] Álvaro Antonio Bermejo Arroyo. Optimización del consumo eléctrico doméstico de consumidores con PVPC. Master's thesis, Universidad Carlos III de Madrid, Legans, Madrid, Octubre 2017.
- [16] Alberto Marchal Lozano. Optimización Calificación y Certificación Energética de Edificios Públicos. Master's thesis, Escuela Politécnica Superior de Jaén, Jaén, Andalucía, Octubre 2018.
- [17] Diputación de Málaga. Plan de Optimización Energético Municipal (PAEM). Consultado el 23 de Junio de 2025 [Online]. Disponible en: [https://agenergia.iter.es/wp-content/uploads/2018/06/1234519304\\_Plan\\_optimiz\\_energ\\_malaga\\_PAEM-1-1.pdf](https://agenergia.iter.es/wp-content/uploads/2018/06/1234519304_Plan_optimiz_energ_malaga_PAEM-1-1.pdf).
- [18] Omezyma. Aragón infoenergía, biomasa y cambio climático. Consultado el 23 de Junio de 2025 [Online]. Disponible en: <https://leadercongress.eu/wp-content/uploads/2024/07/Publicacion-final-Revista-InfoenergiaV03-final-Op-OMEZYMA-OMEZYMA.pdf>.
- [19] Bernardo Roger Sabogal Abril, Jairo Arcesio Palacios Pearanda y Cristhian Libardo Pantoja Tovar. Optimización de energía en sistemas de bombeos. *Fundación Dialnet*, 77(1):47–48, 2013.
- [20] GAMS Development Corp. General Algebraic Modeling System (GAMS) Release 24.1.3, 2013.

- [21] Ayuntamiento de Madrid. Datos anuales de consumo y generación de energía en el Ayuntamiento de Madrid. Consultado el 23 de Junio de 2025 [Online]. Disponible en: <https://www.madrid.es/portales/munimadrid/es/Inicio/Medio-ambiente/Eficiencia-energetica-en-el-Ayuntamiento-de-Madrid/?vgnnextfmt=default&vgnnextoid=258fa4e0fe91d610VgnVCM1000001d4a900aRCRD&vgnnextchannel=3edd31d3b28fe410VgnVCM1000000b205a0aRCRD&idCapitulo=11072091>.
- [22] Jefatura del Estado. Ley 9/2017, de 8 de noviembre, de Contratos del Sector Público, por la que se transponen al ordenamiento jurídico español las Directivas del Parlamento Europeo y del Consejo 2014/23/UE y 2014/24/UE, de 26 de febrero de 2014. *Boletín Oficial del Estado (BOE)*, (272), 8 November 2017.
- [23] Todo Luz y Gas. Comercializadoras de mercado libre en España: listado 2025. Consultado el 08 de Julio de 2025 [Online]. Disponible en: <https://www.todoluzygas.es/companias/mercado-libre>.
- [24] Linkener. Tarifa de discriminación horaria: ¿es rentable contratarla? Consultado el 08 de Julio de 2025 [Online]. Disponible en: <https://linkener.com/blog/tarifa-de-discriminacion-horaria-es-rentable-contratarla-2/>.
- [25] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Contrato de rendimiento energético (CRE). Consultado el 08 de Julio de 2025 [Online]. Disponible en: <https://www.miteco.gob.es/es/energia/eficiencia/servicios-energeticos/contrato-rendimiento-energetico.html>.
- [26] Ministerio de Hacienda. Acuerdos marco. Consultado el 08 de Julio de 2025 [Online]. Disponible en: <https://contratacioncentralizada.gob.es/acuerdos-marco>.
- [27] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Empresas de servicios energéticos (ESE). Consultado el 08 de Julio de 2025 [Online]. Disponible en: <https://www.miteco.gob.es/es/energia/eficiencia/servicios-energeticos/empresas-servicios-energeticos.html>.
- [28] Jefatura del Estado. Real decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores. *Boletín Oficial del Estado (BOE)*, (242), 6 October 2018.
- [29] Ds Consultores. Comunidades Energéticas Locales. Consultado el 08 de Julio de 2025 [Online]. Disponible en: <https://comunidadenergeticalocal.es>.

- [30] European Securities and Market Authority. Contratos por Diferencias (CDF). Consultado el 08 de Julio de 2025 [Online]. Disponible en: [https://www.esma.europa.eu/sites/default/files/library/2015/11/investor\\_warning\\_-\\_cfds\\_-\\_esma\\_2013\\_00070000\\_es\\_cor\\_-\\_2.pdf](https://www.esma.europa.eu/sites/default/files/library/2015/11/investor_warning_-_cfds_-_esma_2013_00070000_es_cor_-_2.pdf).
- [31] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. *Guía Práctica de la Energía*. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, Madrid, Spain, 2010.
- [32] Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid. *Guía Técnica de Iluminación Eficiente*. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, Madrid, Spain, 2006.
- [33] Electricidad LLAM. Cómo funciona el autoconsumo energético con placas solares. Consultado el 09 de Julio de 2025 [Online]. Disponible en: <https://llamelectricidad.com/blog/como-funciona-el-autoconsumo-energetico-con-placas-solares/>.
- [34] Andrea Jaimez Cabezuelos. Estudio de la Viabilidad de Implantación de Energía Minieólica en un Entorno Urbano. Master's thesis, Universidad Miguel Hernández, Elche, Alicante, Junio 2021.
- [35] Po-An Su and Bryan W Karney. Micro hydroelectric energy recovery in municipal water systems: A case study for Vancouver. *Urban Water Journal*, 12(8):678–690, 2014.
- [36] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. *Energía Solar Térmica*. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, Madrid, Spain, 2006.
- [37] Dražen Balić and Dražen Lončar. Impact of Fluctuating Energy Prices on the Operation Strategy of a Trigeneration System. *Journal of Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems*, 3(3):315–332, 2015.
- [38] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. *Instalaciones de biomasa térmica en edificios*. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, Madrid, Spain, 2009.
- [39] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. *La bomba de calor en la rehabilitación energética de edificios*. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, Madrid, Spain, 2023.
- [40] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. *Guía práctica de la energía para la rehabilitación de edificios. El aislamiento, la mejor solución*. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, Madrid, Spain, 2008.

- [41] Sociedad Española de Radiodifusión. Nules reduce un 32.7% el gasto en energía eléctrica. Consultado el 12 de Julio de 2025 [Online]. Disponible en: <https://cadenaser.com/comunitat-valenciana/2025/01/21/nules-reduce-un-327-el-gasto-en-energia-electrica-radio-castellon/>.
- [42] AutoSolar. Precio instalación placas solares en 2025: ¿cuánto cuesta instalar? Consultado el 23 de Julio de 2025 [Online]. Disponible en: <https://autosolar.es/mi-experiencia-placas-solares/cuanto-cuesta-una-instalacion-fotovoltaica#:~:text=El%20precio%20instalacin%20placas%20solares%20en%202025%20suele%20ir%20desde,de%20almacenamiento%20o%20ms%20produccion.>
- [43] Otovo. Un nuevo estudio cuantifica el ahorro que las baterías solares ofrecen a los propietarios. Consultado el 09 de Julio de 2025 [Online]. Disponible en: <https://www.pv-magazine.es/comunicados/un-nuevo-estudio-cuantifica-el-ahorro-que-las-baterias-solares-ofrecen-a-los-propietarios/>.
- [44] Abel Méndez Álvarez. Central Minihidráulica “Molino de la Vega”. Master’s thesis, Universidad de Cantabria, Santander, Cantabria, Marzo 2016.
- [45] Adrián Calle Peláez. Estudio de implantación de un sistema de trigeneración en un centro deportivo. Master’s thesis, Universidad de Cantabria, Santander, Cantabria, Septiembre 2021.
- [46] Israp. Caldera de biomasa: como funciona. Consultado el 23 de Julio de 2025 [Online]. Disponible en: <https://www.irsap.com/es/blog/caldera-de-biomasa-pros-y-contras.>
- [47] Ecogal. Análisis económico de la sustitución de calderas de gasóleo por calderas de pellets. Consultado el 23 de Julio de 2025 [Online]. Disponible en: <https://ecogal.es/divisiones/ecogal-biomasa/amortizacion.>
- [48] Gastn Herrera N. ¿Cómo prolongar la vida útil de un variador de frecuencia? Consultado el 23 de Julio de 2025 [Online]. Disponible en: <https://www.emb.cl/electroindustria/articulo.mvc?xid=2878&tip=7&xit=como-prolongar-la-vida-util-de-un-variador-de-frecuencia.>
- [49] Filtec. Un variador de velocidad permite un ahorro energético de hasta un 40%. Consultado el 23 de Julio de 2025 [Online]. Disponible en: [https://www.depuradoras.es/blog/227\\_un-variador-de-velocidad-permite-un-ahorro-en.](https://www.depuradoras.es/blog/227_un-variador-de-velocidad-permite-un-ahorro-en.)

- [50] OECC. *Guía para el Cálculo de la Huella de Carbono y para la Elaboración de un Plan de Mejora de una Organización*. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, Madrid, Spain, 2024.
- [51] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia. Consultado el 29 de Julio de 2025 [Online]. Disponible en: <https://www.prtr.miteco.gob.es/es.html>.
- [52] Ministerio de Hacienda. Fondo Europeo de Desarrollo Regional(FEDER). Consultado el 29 de Julio de 2025 [Online]. Disponible en: <https://www.fondoseuropeos.hacienda.gob.es/sitios/dgfc/es-ES/paginas/feder.aspx>.
- [53] The MathWorks Inc. MATLAB version: 24.2.0.2740171 (R2024b), 2024.
- [54] European Comission. Photovoltaic Geographical Information System. Consultado el 10 de Agosto de 2025 [Online]. Disponible en: [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/es](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es).
- [55] John W. Stevens and Garth P. Corey. A study of lead-acid battery efficiency near top-of-charge and the impact on PV system design. In *Conference Record of the Twenty Fifth IEEE Photovoltaic Specialists Conference-1996*, pages 1485–1488. IEEE, 1996.
- [56] Tesla Motors Netherlands B.V. *Powerwall 1 Owner's Manual*. Tesla Motros, Inc, Tilburg, Netherlands, 2016.
- [57] Red Eléctrica de España. Esios Red Eléctrica. Consultado el 10 de Agosto de 2025 [Online]. Disponible en: <https://www.esios.ree.es/es>.
- [58] KM0 Energy S.L. Análisis del estado actual del almacenamiento detrás del contador en España. Technical Report 665-21-013-3, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2021.
- [59] Dirección General de Arquitectura y Política de Vivienda. *DA DB-HE / 1 Zonificación climática en función de la radiación solar global media diaria anual*. Secretaría de Estado de Vivienda y Actuaciones Urbanas, Madrid, Spain, 2011.
- [60] Ministerio de Vivienda y Agenda Urbana. *Sección HE 5 Contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica*. Consejo Superior de Investigaciones Científicas, Madrid, Spain, 2022.
- [61] Repsol. ¿Cuántos kWh consume una casa al mes? Consultado el 13 de Septiembre de 2025 [Online]. Disponible en: <https://www.repsol.es/particulares/asesoramiento-consumo/cuantos-kwh-consume-casa>.

- [62] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. ¿Cuánto es una tonelada de CO<sub>2</sub>? Consultado el 13 de Septiembre de 2025 [Online]. Disponible en: [https://www.miteco.gob.es/content/dam/mitesco/es/ceneam/recursos/mini-portales-tematicos/cuanto\\_es\\_1t\\_co2\\_tcm30-70715.pdf](https://www.miteco.gob.es/content/dam/mitesco/es/ceneam/recursos/mini-portales-tematicos/cuanto_es_1t_co2_tcm30-70715.pdf).
- [63] Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente. Real decreto 163/2014, de 14 de marzo, por el que se crea el registro de huella de carbono, compensación y proyectos de absorción de dióxido de carbono. *Boletín Oficial del Estado (BOE)*, (77), 29 March 2014.