

# **DIMENSIONADO Y GESTIÓN ENERGÉTICA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CON ALMACENAMIENTO PARA AUTOCONSUMO RESIDENCIAL**

Memoria que, para optar al grado de  
Doctor Ingeniero Industrial, presenta

**Carlos Galilea Gil**

Realizada bajo la dirección de

**Luis María Marroyo Palomo**  
**Julio María Pascual Miqueleiz**

upna

Universidad Pública de Navarra  
Nafarroako Unibertsitate Publikoa

Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Comunicación

Pamplona, mayo de 2023



<https://doi.org/10.48035/Tesis/2454/46791>





*Recuerda mirar arriba,  
a las estrellas,  
y no abajo, a tus pies.*

*Intenta encontrar el sentido a lo que ves  
y pregúntate qué es lo que hace que el universo exista.*

*Sé curioso.*

*Y por muy difícil que te parezca la vida,  
siempre hay algo que puedes hacer y en lo que puedes tener éxito.*

*Lo único que cuenta es no rendirse.*

—Stephen Hawking



# AGRADECIMIENTOS

Una vez llegado este esperado momento, tras haber recorrido un largo y arduo camino, quisiera plasmar mi agradecimiento personal a todas aquellas personas que me han ido acompañando en este viaje.

Al profesorado implicado de la Universidad de La Rioja, en la que empecé mi primera andadura doctoral, que prematuramente se vio truncada por las implicaciones y exigencias laborales.

A mis directores de tesis, Luis M. Marroyo, por el ofrecimiento de este gratificante recorrido en la Universidad Pública de Navarra (UPNA) como docente e investigador, permitiéndome a su vez compaginarlo con esta segunda andadura doctoral, y a Julio M. Pascual, quienes confiaron en mí, siendo pacientes en todo momento, guiándome técnica y personalmente por el buen camino con todas sus aportaciones para que esta tesis finalmente se haya materializado.

A todos los compañeros del grupo de investigación INGEPER con los que he compartido gratos momentos a lo largo de estos años. Para mí, que recalé en la UPNA como foráneo iniciando una nueva etapa laboral y personal, ha sido especialmente agradable haber trabajado en un grupo en el que siempre reina un buen ambiente de compañerismo y amistad, en el cual me he sentido integrado desde el primer momento. En especial, agradecer a todos los compañeros que de una forma u otra han aportado su granito de arena a lo largo del desarrollo de esta tesis.

Por último, mi agradecimiento va destinado especialmente a mi familia, a mis padres Víctor y Sofía, y a mi hermano Óscar, que han forjado ser quien soy y como soy, a los que en este largo camino les he ido robando muchas horas, pero que aun así siempre han estado ahí apoyándome en mis objetivos, en especial mi madre, que en todo momento me ha animado a perseverar en ellos.

Y finalmente, a mis dos chicas, que me han acompañado en esta segunda andadura. A María, por facilitarme la oportunidad espaciotemporal, junto con la inestimable ayuda de todos los abuelos, para que esta tesis haya llegado a buen puerto, y a Elia, nuestro pequeño ciclón que irrumpió con su imborrable sonrisa y a la que en estos tres años no le he podido dedicar la merecida atención.

¡Muchas gracias!



# RESUMEN

El incremento del precio de la electricidad, el abaratamiento de la energía solar fotovoltaica y de los sistemas de almacenamiento, unido a las políticas de fomento de la energía limpia, han hecho especialmente atractivo en España el autoconsumo fotovoltaico en todos los sectores, incluido el residencial, sector en que se centra esta tesis.

Aunque el autoconsumo fotovoltaico permite reducir notablemente el importe de las facturas eléctricas de los propietarios, no está clara cuál es la mejor forma de dimensionar estos sistemas cuando se introduce el uso de almacenamiento energético, generalmente en forma de baterías de iones de litio. Además, la batería introduce un nuevo grado de libertad que permite diseñar estrategias de gestión que garanticen un cierto beneficio al propietario, a la vez que resulte en unos perfiles de consumo que ayuden a la gestión de la red.

En esta tesis se ha analizado, en primer lugar, el marco regulatorio del autoconsumo y la tarificación eléctrica en España, pasando a continuación a abordar los anteriores retos económicos y de integración en red, tomando como punto de partida el análisis de consumo de diferentes viviendas reales y analizando los distintos tipos de perfil. Seguidamente, se ha desarrollado una herramienta de dimensionado de estos sistemas que permite, no solo encontrar la solución óptima económica, sino diferentes soluciones con distintos objetivos. Además, se han analizado las estrategias de gestión del estado del arte y se ha desarrollado una nueva estrategia que permite adaptar el perfil de consumo para ayudar a la integración de la energía fotovoltaica en la red, manteniendo a su vez un compromiso de viabilidad económica para el propietario, estrategia que ha sido validada experimentalmente en una microrred a escala real, perteneciente al Laboratorio de Almacenamiento y Microrredes de la Universidad Pública de Navarra.



# ABSTRACT

The increase in electricity prices, the lower cost of photovoltaic solar energy and storage systems, together with policies to promote clean energy, have made photovoltaic self-consumption particularly attractive in Spain in all sectors, including the residential sector, which is the focus of this thesis.

Although photovoltaic self-consumption can significantly reduce the electricity bills by itself, it is not clear how best to size these systems when the use of energy storage is introduced, generally in the form of lithium-ion batteries. In addition, the battery introduces a new degree of freedom that allows the design of energy management strategies that guarantee a certain benefit to the homeowner while resulting in consumption power profiles that benefit the grid management.

In this thesis, firstly, the regulatory framework of self-consumption and electricity pricing in Spain has been analyzed, and then the previous economic and grid integration challenges have been addressed, taking as a starting point the analysis of the power profiles of several consumers, and analyzing and categorizing the different types of profiles. Then, a sizing tool for these systems has been developed, which allows, not only to find the optimal economic solution, but also different solutions with different objectives. In addition, state-of-the-art management strategies have been analyzed and a new strategy has been developed to adapt the consumption profile to help in the integration of photovoltaic energy into the grid, while maintaining a reasonable economic gain for the owner; a strategy that has been experimentally validated in a full-scale microgrid, belonging to the Storage and Microgrids Laboratory of the Public University of Navarra.





# ÍNDICE GENERAL

<b>ÍNDICE DE FIGURAS</b>	<b>XV</b>
<b>ÍNDICE DE TABLAS</b>	<b>XXV</b>
<b>1 INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS</b>	<b>29</b>
<b>2 MARCO REGULATORIO DEL AUTOCONSUMO</b>	<b>47</b>
2.1 INTRODUCCIÓN	47
2.2 POLÍTICAS DE REMUNERACIÓN DEL AUTOCONSUMO EN EL MUNDO	47
2.3 MARCOS REGULATORIOS DEL AUTOCONSUMO	50
2.3.1 Introducción	50
2.3.2 Marcos Regulatorios Internacionales y de la Unión Europea	51
2.3.3 Marcos Regulatorios Nacionales	54
2.3.4 Regulaciones Nacionales y Autonómicas	56
2.4 EVOLUCIÓN REGULATORIA NACIONAL SOBRE EL AUTOCONSUMO	64
<b>3 DESCRIPCIÓN DE LOS PERFILES TIPO Y LAS VIVIENDAS DE ESTUDIO</b>	<b>69</b>
3.1 INTRODUCCIÓN	69
3.2 RECOPIACIÓN DE DATOS DE VIVIENDAS	69
3.3 PERFILES DE CONSUMO ELÉCTRICO EN VIVIENDAS	71
3.3.1 Recopilación Curvas de Consumo Eléctrico de las Viviendas	71
3.3.2 Tipologías de Perfiles de Consumo Eléctrico en Viviendas	76
3.4 ELECCIÓN DE LOS PERFILES DE CONSUMO TIPO Y LAS VIVIENDAS DE ESTUDIO	78
3.4.1 Elección de los Perfiles Tipo	78
3.4.2 Elección de las Viviendas de Estudio y Análisis de sus Perfiles	78
<b>4 DIMENSIONADO DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICO Y DE ALMACENAMIENTO</b>	<b>87</b>
4.1 INTRODUCCIÓN	87
4.2 CÁLCULO DE LA GENERACIÓN FOTOVOLTAICA	88

4.3	ESTRATEGIA DE MÁXIMA AUTOSUFICIENCIA BÁSICA	89
4.3.1	Introducción	89
4.3.2	Estrategia de Máxima Autosuficiencia Básica	90
4.4	TARIFICACIÓN CON COMPENSACIÓN SIMPLIFICADA	91
4.4.1	Introducción	91
4.4.2	Costes Tarificación 2.0TD	92
4.4.3	Ejemplo Tarificación 2.0TD sin Sistema de Autoconsumo	93
4.4.4	Ejemplo Tarificación 2.0TD con Sistema de Autoconsumo, con Compensación Simplificada	95
4.4.5	Ejemplo Tarificación 2.0TD con sistema de Autoconsumo, sin Compensación Simplificada	98
4.5	COSTES Y DEGRADACIÓN DE LOS EQUIPOS DE AUTOCONSUMO	100
4.5.1	Introducción	100
4.5.2	Costes de los Equipos de Autoconsumo	101
4.5.3	Cálculo de la Degradación de las Baterías	106
4.5.4	Costes Anualizados del Sistema de Autoconsumo	110
4.5.5	Ejemplos del Cálculo de Costes de los Equipos de Autoconsumo	112
4.6	DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA ÓPTIMA CONTRATADA Y LA POTENCIA NOMINAL DEL INVERSOR	114
4.6.1	Determinación de la Potencia Óptima Contratada	114
4.6.2	Determinación de la Potencia Nominal del Inversor	118
4.7	DIMENSIONADO DE LAS VIVIENDAS DE ESTUDIO	123
4.7.1	Introducción	123
4.7.2	Resultado de los Dimensionados	127
4.7.3	Conclusiones	130
4.8	INDICADORES ECONÓMICOS Y ENERGÉTICOS	132
4.8.1	Objetivos y Criterios de Evaluación de las Estrategias de Gestión Energética	132
4.8.2	Resultados y Discusión	135
<b>5</b>	<b>ESTRATEGIA DE GESTIÓN ENERGÉTICA</b>	<b>143</b>
5.1	INTRODUCCIÓN	143
5.2	ESTRATEGIA DE GESTIÓN ENERGÉTICA PROPUESTA	144
5.2.1	Introducción	144
5.2.2	Descripción de la Estrategia Base	145
5.2.3	Control Robusto del SOC	164
5.2.4	Cambio de Parámetros de Control del SOC	169
5.2.5	Descentraje de la Ventana de Media Móvil	172
5.2.6	Peak Shaving	174

5.2.7 Modo Alto Consumo	178
5.3 RESULTADOS Y DISCUSIÓN	182
<b>6 VALIDACIÓN EXPERIMENTAL DE LAS ESTRATEGIAS DE GESTIÓN ENERGÉTICA</b>	<b>189</b>
6.1 INTRODUCCIÓN	189
6.2 DESCRIPCIÓN DE LA MICRORRED	191
6.2.1 Campo Fotovoltaico	193
6.2.2 Inversores de Potencia	194
6.2.3 Batería	195
6.2.4 Carga Programable	196
6.2.5 Estación Meteorológica	196
6.2.6 PC de Programación y Monitorización	198
6.3 PROGRAMACIÓN Y MONITORIZACIÓN DE LA MICRORRED	198
6.4 RESULTADOS EXPERIMENTALES	199
6.4.1 Consideraciones Prácticas	199
6.4.2 Estrategia de Máxima Autosuficiencia Básica	201
6.4.3 Estrategia de Media Móvil Descentrada	210
6.4.4 Resultados Experimentales Estrategia MMD	220
<b>7 CONCLUSIONES Y LÍNEAS FUTURAS</b>	<b>225</b>
7.1 CONCLUSIONES	225
7.2 CONTRIBUCIONES	230
7.3 LÍNEAS FUTURAS	233
7.3.1 Integración de los Sistemas de Autoconsumo dentro del Marco Regulatorio de Apoyo y Regulación de la Red	233
7.3.2 Desarrollo de Nuevas Estrategias de Gestión Energética con predicción Basadas en el Control de los periodos Tarifarios	234
7.3.3 Estudio de la Participación de los Sistemas de Autoconsumo dentro de las Comunidades Energéticas	234
7.3.4 Integración del Vehículo Eléctrico	235
<b>ANEXO I ANÁLISIS DEL RD 900/2015 Y RD 244/2019 DE AUTOCONSUMO, Y DE LA TARIFA 2.0TD</b>	<b>237</b>
AI.1 INTRODUCCIÓN	237
AI.2 RD 900/2015	238
AI.3 RD 244/2019	240
AI.3.1 Introducción	240
AI.3.2 ¿Quién es Quién en el Autoconsumo? (art. 3)	240

AI.3.3	Modalidades de Autoconsumo (art. 4.1 y 4.2)	242
AI.3.4	Mecanismo de Compensación Simplificada (art. 14)	246
AI.3.5	Autoconsumo Individual o Colectivo (art. 4.3)	247
AI.3.6	Instalaciones de Producción Próximas (art. 3)	248
AI.3.7	Servicios Auxiliares de Producción (art. 3.j)	250
AI.3.8	Sistemas de Almacenamiento (art. 5.7)	251
AI.3.9	Potencia Fotovoltaica Instalada vs. Contratada (art. 3.h)	252
AI.3.10	Equipos de Medida a Instalar (art. 10-12)	252
AI.3.11	Permisos de Acceso y Conexión (art. 7)	253
AI.3.12	Contratos de Acceso y Contratos con la Comercializadora (art. 8)	254
AI.3.13	Registro Administrativo de Autoconsumo de Energía Eléctrica (art. 19 y 20)	255
AI.3.14	Permanencia o Modificación de la Modalidad de Autoconsumo (art. 8.5)	255
AI.3.15	Modificación de los Acuerdos de Autoconsumos Colectivos	256
AI.3.16	Hitos en la Tramitación Administrativa de las Instalaciones de Autoconsumo	257
AI.3.17	Inspección Inicial, Periódicas y de Seguimiento (art. 22)	259
AI.4	TARIFA 2.0TD	260
AI.4.1	Introducción	260
AI.4.2	Agrupación de las Tarifas de Acceso Residenciales	262
AI.4.3	Redefinición de los Periodos de Discriminación Horaria	262
AI.4.4	Potencias Contratadas	263
<b>ANEXO II PROGRAMACIÓN, MONITORIZACIÓN E INTEGRACIÓN DE DATOS EN LA MICRORRED</b>		<b>267</b>
AII.1	PROGRAMACIÓN DE LA MICRORRED	267
AII.1.1	Software Necesario	268
AII.1.2	PLC Principal de Control	268
AII.1.3	Secuencia de Programación con SIMATIC Target 1500S	270
AII.2	MONITORIZACIÓN DE LA MICRORRED	288
AII.2.1	Aplicación Web EMPRO	288
AII.2.2	Registro de Datos en el PLC	293
AII.3	INTEGRACIÓN DE LOS DATOS DE PREDICCIÓN Y CONSUMO EN LA MICRORRED	297
AII.3.1	Petición Datos de Predicción al Servidor de Meteorología	298
AII.3.2	Integración de los Perfiles de Consumo en la Microrred	306
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>		<b>313</b>
<b>NOMENCLATURA</b>		<b>333</b>

# ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Figura 1.1</b>	Precio diario del gas - MIBGAS (Fuente: [8])	30
<b>Figura 1.2</b>	Precio diario de los derechos de emisión de CO <sub>2</sub> - EUA (Fuente: [9])	30
<b>Figura 1.3</b>	Porcentaje anual por tecnología que marca el precio mayorista horario en las 100 horas más caras 2019-2022 (Fuente: [10])	31
<b>Figura 1.4</b>	Precio horario de la energía eléctrica casado por hidráulica convencional ( <i>pool</i> ), y precio del coste de generación de la energía eléctrica por ciclo combinado 2019-2022 (Fuente: [8]–[10])	32
<b>Figura 1.5</b>	Cuota de las energías renovables, a nivel mundial, en la generación de electricidad en 2012 y 2022 (Fuente: [15])	33
<b>Figura 1.6</b>	Energía renovable sobre el consumo total de energía final a nivel mundial, por uso de la energía 2020 (Fuente: [15])	33
<b>Figura 1.7</b>	Capacidad mundial de energía solar FV y adiciones anuales 2012-2022 (Fuente: [15])	34
<b>Figura 1.8</b>	Capacidad solar fotovoltaica y adiciones de los 10 países con mayor capacidad añadida en 2022 (Fuente: [15])	34
<b>Figura 1.9</b>	Evolución de la potencia instalada renovable 2013-2022 [MW] (Fuente: [19])	35
<b>Figura 1.10</b>	Estructura de la potencia instalada en España 2022 (Fuente: [19])	36
<b>Figura 1.11</b>	Estructura de la generación de energía eléctrica en España 2022 (Fuente: [19])	36
<b>Figura 1.12</b>	Balace de las interconexiones internacionales en España 2006-2022 [TWh] (Fuente datos: [20])	37

<b>Figura 1.13</b>	Balance de las interconexiones internacionales entre España-Francia y España-Portugal 2006-2022 [TWh] (Fuente datos: [20])	37
<b>Figura 1.14</b>	Evolución de la potencia anual instalada de autoconsumo en España 2015-2022 [MW] (Fuente: [36])	40
<b>Figura 1.15</b>	Evolución del número de instalaciones anuales de autoconsumo en España 2015-2022 [MW] (Fuente: [36])	41
<b>Figura 2.1</b>	Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) (Fuente: [103])	51
<b>Figura 3.1</b>	Perfil de consumo horario anual 2017-Vivienda N (Tabla 3.2)	71
<b>Figura 3.2</b>	Perfil de consumo horario mensual 12/2017-Vivienda N (Tabla 3.2)	72
<b>Figura 3.3</b>	Consumo mensual 2017-Vivienda N (Tabla 3.2)	72
<b>Figura 3.4</b>	Consumo medio diario 2017-Vivienda N (Tabla 3.2)	73
<b>Figura 3.5</b>	Consumo medio horario 2017-Vivienda N (Tabla 3.2)	73
<b>Figura 3.6</b>	Consumo medio horario estacional 2017-Vivienda N (Tabla 3.2)	74
<b>Figura 3.7</b>	Perfiles tipo de consumo horario de las viviendas (Tabla 3.2)	76
<b>Figura 3.8</b>	Perfiles de consumo medio minutal anual Vivienda 1	79
<b>Figura 3.9</b>	Perfiles de consumo medio minutal estacional Vivienda 1	80
<b>Figura 3.10</b>	Perfiles de consumo medio minutal anual Vivienda 2	81
<b>Figura 3.11</b>	Perfiles de consumo medio minutal estacional Vivienda 2	82
<b>Figura 3.12</b>	Perfiles de consumo medio minutal anual Vivienda 3	83
<b>Figura 3.13</b>	Perfiles de consumo medio minutal estacional Vivienda 3	83
<b>Figura 4.1</b>	Diagrama de flujo de la estrategia de MASB	90
<b>Figura 4.2</b>	Curva de costes de los inversores híbridos hasta 10 kWn	102
<b>Figura 4.3</b>	Curva de costes de la instalación del sistema de autoconsumo fotovoltaico hasta 100 kWp	102
<b>Figura 4.4</b>	Ampliación de la curva de costes de la instalación del sistema de autoconsumo fotovoltaico hasta 10 kWp (Figura 4.3)	103

<b>Figura 4.5</b>	Curva de costes de las baterías de iones de litio hasta 30 kWh	104
<b>Figura 4.6</b>	Influencia de los factores de estrés sobre el envejecimiento de las baterías de iones de litio (Fuente: [155])	105
<b>Figura 4.7</b>	Modelo de degradación anual de baterías por calendario (EOL = -20 %)	107
<b>Figura 4.8</b>	Ejemplo histograma <i>E-rates</i> carga/descarga estrategia MASB ( $E-rate_{max} = 0,6$ )	107
<b>Figura 4.9</b>	Curva del modelo de degradación de las baterías por ciclado (EOL = -30 %)	108
<b>Figura 4.10</b>	Ejemplo de los resultados del cálculo de degradación por ciclado	109
<b>Figura 4.11</b>	Resultados del cálculo de la vida útil por degradación por calendario + ciclado (EOL = -20 %), barridos de 0-15 kWp/0-20 kWh Vivienda 2	110
<b>Figura 4.12</b>	Curva de disparo de los contadores inteligentes ICP-M (UNE 20.317/2005) (Fuente: [163])	116
<b>Figura 4.13</b>	Diagrama del nodo eléctrico de un sistema de autoconsumo fotovoltaico con almacenamiento	119
<b>Figura 4.14</b>	Barridos de 0-15 kWp/0-20 kWh para la determinación de la potencia nominal del inversor híbrido Vivienda 2	122
<b>Figura 4.15</b>	Índices de autosuficiencia y de ahorro anual barridos de 0-15 kWp/0-20 kWh dimensionado Vivienda 2	124
<b>Figura 4.16</b>	Barridos simulación de 0-15 kWp/0-20 kWh dimensionado Vivienda 1	127
<b>Figura 4.17</b>	Barridos simulación de 0-15 kWp/0-20 kWh dimensionado Vivienda 2	128
<b>Figura 4.18</b>	Barridos simulación de 0-15 kWp/0-20 kWh dimensionado Vivienda 3	129
<b>Figura 4.19</b>	Distribución de la energía anual consumida de la red P1/P2/P3 T2.0TD, estrategia MASB viviendas 1, 2 y 3 (de izquierda a derecha)	136
<b>Figura 4.20</b>	Media anual de los perfiles minutales estrategia de MASB-Vivienda 1	137
<b>Figura 4.21</b>	Media anual de los perfiles minutales estrategia de MASB-Vivienda 2	138
<b>Figura 4.22</b>	Media anual de los perfiles minutales estrategia de MASB-Vivienda 3	139

<b>Figura 4.23</b>	Distribución de la energía anual inyectada a la red P1/P2/P3 T2.0TD, estrategia MASB viviendas 1, 2 y 3	142
<b>Figura 5.1</b>	Diagrama de bloques del control de la estrategia de MMC basado en la predicción (Fuente: [37])	145
<b>Figura 5.2</b>	Diagrama de flujo de la estrategia de MMC	146
<b>Figura 5.3</b>	Media anual de los perfiles minutales estrategia de MMC <sub>12h</sub> -Vivienda 1	156
<b>Figura 5.4</b>	Media anual de los perfiles minutales estrategia de MMC <sub>12h</sub> -Vivienda 2	157
<b>Figura 5.5</b>	Media anual de los perfiles minutales estrategia de MMC <sub>12h</sub> -Vivienda 3	158
<b>Figura 5.6</b>	Evolución anual del SOC estrategia de MMC <sub>12h</sub> -Vivienda 1	160
<b>Figura 5.7</b>	Evolución anual del SOC estrategia de MMC <sub>12h</sub> -Vivienda 2	160
<b>Figura 5.8</b>	Evolución anual del SOC estrategia de MMC <sub>12h</sub> -Vivienda 3	160
<b>Figura 5.9</b>	Evolución de las acciones de los lazos de control del SOC útil (saturación $SOC_{max}$ ) estrategia de MMC <sub>12h</sub> -Vivienda 2	162
<b>Figura 5.10</b>	Evolución de las acciones de los lazos de control del SOC útil (saturación $SOC_{min}$ ) estrategia de MMC <sub>12h</sub> -Vivienda 2	163
<b>Figura 5.11</b>	Diagrama de bloques modificado del lazo de control instantáneo del SOC de la estrategia de MMC basado en la predicción	164
<b>Figura 5.12</b>	Evolución anual de las ganancias proporcionales $K_{p1}$ , $K_{p2}$ y $K_{p3}$ del lazo de control instantáneo de SOC útil estrategia de MMC <sub>12h</sub> <sup>Kp3</sup> -Vivienda 3	166
<b>Figura 5.13</b>	Evolución del producto normalizado de la acción de control conjunta de $(K_{p1} \cdot K_{p2} + K_{p3})$ del lazo de control instantáneo de SOC útil estrategia de MMC <sub>12h</sub> <sup>Kp3</sup> -Vivienda 3	166
<b>Figura 5.14</b>	Evolución anual del SOC estrategia de MMC <sub>12h</sub> <sup>Kp3</sup> -Vivienda 1	168
<b>Figura 5.15</b>	Evolución anual del SOC estrategia de MMC <sub>12h</sub> <sup>Kp3</sup> -Vivienda 2	168
<b>Figura 5.16</b>	Evolución anual del SOC estrategia de MMC <sub>12h</sub> <sup>Kp3</sup> -Vivienda 3	168
<b>Figura 5.17</b>	Evolución anual del SOC estrategia de MMC <sub>12h</sub> <sup>SOC</sup> -Vivienda 1	171
<b>Figura 5.18</b>	Evolución anual del SOC estrategia de MMC <sub>12h</sub> <sup>SOC</sup> -Vivienda 2	171
<b>Figura 5.19</b>	Evolución anual del SOC estrategia de MMC <sub>12h</sub> <sup>SOC</sup> -Vivienda 3	171



<b>Figura 5.20</b>	Media anual de los perfiles minutales estrategia de MMC <sub>12h</sub> <sup>SOC</sup> -Vivienda 3	172
<b>Figura 5.21</b>	Diagrama de bloques del control, estrategia de MMD <sub>8+4h</sub> basado en la predicción	173
<b>Figura 5.22</b>	Evolución de las variables de la estrategia de MMD <sub>8+4h</sub> <sup>PS</sup> Vivienda 2	175
<b>Figura 5.23</b>	Histograma <i>E-rates</i> carga/descarga estrategia de MMD <sub>8+4h</sub> <sup>PS</sup> Vivienda 2	175
<b>Figura 5.24</b>	Diagrama de flujo de la estrategia de MMD <sub>8+4h</sub> <sup>PS</sup> con limitación de la potencia máxima de red	176
<b>Figura 5.25</b>	Evolución de las variables de la estrategia de MMD <sub>8+4h</sub> <sup>PS</sup> con limitación de la potencia contratada en 1,6 kW Vivienda 2	177
<b>Figura 5.26</b>	Evolución de las variables de la estrategia de MMD <sub>8+4h</sub> <sup>PS</sup> con limitación de la potencia contratada en 2,6 kW Vivienda 2	178
<b>Figura 5.27</b>	Diagrama de flujo de la estrategia de MMD <sub>8+4h</sub> <sup>MAC</sup>	179
<b>Figura 5.28</b>	Evolución de las variables de la estrategia de MMD <sub>8+4h</sub> <sup>MAC</sup> Vivienda 2, con limitación de potencia contratada en 1,3 kW, con el MAC habilitado	180
<b>Figura 5.29</b>	Evolución anual del SOC estrategia de MMD <sub>8+4h</sub> <sup>MAC</sup> -Vivienda 1	181
<b>Figura 5.30</b>	Evolución anual del SOC estrategia de MMD <sub>8+4h</sub> <sup>MAC</sup> -Vivienda 2	181
<b>Figura 5.31</b>	Evolución anual del SOC estrategia de MMD <sub>8+4h</sub> <sup>MAC</sup> -Vivienda 3	181
<b>Figura 5.32</b>	Media anual de los perfiles minutales estrategia de MMD <sub>8+4h</sub> -Vivienda 1	185
<b>Figura 5.33</b>	Media anual de los perfiles minutales estrategia de MMD <sub>8+4h</sub> -Vivienda 2	186
<b>Figura 5.34</b>	Media anual de los perfiles minutales estrategia de MMD <sub>8+4h</sub> -Vivienda 3	187
<b>Figura 6.1</b>	Situación de la microrred en el edificio Los Pinos (Campus Arrosadía)	190
<b>Figura 6.2</b>	Diagrama esquemático de potencia y comunicación de la microrred	191
<b>Figura 6.3</b>	Configuración esquemática de potencia y comunicación de la microrred, utilizada en los ensayos experimentales de la tesis	193
<b>Figura 6.4</b>	Instalación paneles fotovoltaicos microrred en el tejado del edificio Los Pinos	194

<b>Figura 6.5</b>	Inversores de potencia microrred (de izquierda a derecha: Bat. 1, FV, Bat 2)	195
<b>Figura 6.6</b>	Batería LG Chem RESU3.3	195
<b>Figura 6.7</b>	Instalación sensores variables meteorológicas microrred	196
<b>Figura 6.8</b>	PLC de lectura y conversión de las variables meteorológicas de la microrred	197
<b>Figura 6.9</b>	PC de programación, control y monitorización de la microrred	198
<b>Figura 6.10</b>	Función de cálculo del campo fotovoltaico disponible (FB40)	201
<b>Figura 6.11</b>	Diagrama de flujo de la estrategia de MASB	202
<b>Figura 6.12</b>	Correspondencia del modelo de la función de la estrategia MASB vs. bloque de la función del PLC	203
<b>Figura 6.13</b>	Resultados del ensayo experimental en el PLC de la estrategia de MASB	204
<b>Figura 6.14</b>	<i>Script</i> del programa de análisis de la correlación de los resultados experimentales del PLC vs. a los de simulación del modelo de la estrategia de MASB en Simulink	205
<b>Figura 6.15</b>	Modelo base de Simulink de simulación de la estrategia de MASB	206
<b>Figura 6.16</b>	Correlación de los resultados experimentales vs. a los de simulación de la estrategia de MASB (modelo original batería)	207
<b>Figura 6.17</b>	Correlación del SOC de los resultados experimentales vs. a los de simulación de la estrategia de MASB (modelo original batería)	207
<b>Figura 6.18</b>	Correlación de los resultados experimentales vs. a los de simulación de la estrategia de MASB (modelo mejorado batería)	209
<b>Figura 6.19</b>	Correlación del SOC de los resultados experimentales vs. a los de simulación de la estrategia MASB (modelo mejorado batería)	209
<b>Figura 6.20</b>	Diagrama de flujo de la estrategia de MMD	211
<b>Figura 6.21</b>	Función de cálculo de la media móvil de la potencia neta real (FB27)	213
<b>Figura 6.22</b>	Correspondencia modelo función estrategia MMD vs. bloque de función PLC	214
<b>Figura 6.23</b>	Resultados del ensayo experimental en el PLC de la estrategia de MMD	215

<b>Figura 6.24</b>	<i>Script</i> del programa de análisis de la correlación de los resultados experimentales del PLC vs. a los de simulación del modelo de la estrategia de MMD en Simulink	216
<b>Figura 6.25</b>	Modelo base de Simulink simulación de la estrategia de MMD	216
<b>Figura 6.26</b>	Correlación de los resultados experimentales vs. a los de simulación de la estrategia de MMD (sin control de carga a tensión constante)	217
<b>Figura 6.27</b>	Análisis modo carga CV batería ensayo experimental estrategia MMD (EMPRO)	218
<b>Figura 6.28</b>	Correlación del SOC de los resultados experimentales vs. a los de simulación de la estrategia de MMD (sin control de carga a tensión constante)	218
<b>Figura 6.29</b>	Correlación de los resultados experimentales vs. a los de simulación de la estrategia de MMD (con control de carga a tensión constante)	219
<b>Figura 6.30</b>	Correlación del SOC de los resultados experimentales vs. a los de simulación de la estrategia de MMD (con control de carga a tensión constante)	220
<b>Figura 6.31</b>	<i>Zoom</i> resultados experimentales de la estrategia MMD sin MAC	221
<b>Figura 6.32</b>	<i>Zoom</i> resultados experimentales de la estrategia de MMD con MAC en días alternos	223
<b>Figura AI.1</b>	Modalidades de autoconsumo sin excedentes (Fuente: [176])	242
<b>Figura AI.2</b>	Modalidades de autoconsumo con excedentes acogidos a compensación (Fuente: [176])	244
<b>Figura AI.3</b>	Modalidades de autoconsumo con excedentes no acogidos a compensación (Fuente: [176])	245
<b>Figura AI.4</b>	Diferentes configuraciones de instalaciones de producción de autoconsumo próximas, en red interior y a través de red (Fuente: [114])	250
<b>Figura AI.5</b>	Configuraciones de las instalaciones de autoconsumo con baterías	251
<b>Figura AI.6</b>	Periodos de discriminación horaria del término de energía de la tarifa 2.0TD	263
<b>Figura AI.7</b>	Periodos de discriminación horaria del término de potencia de la tarifa 2.0TD	264

<b>Figura AII.1</b>	PLC principal de control de la microrred	269
<b>Figura AII.2</b>	Estructura del PLC Open Controller (Fuente: SIEMENS)	269
<b>Figura AII.3</b>	Secuencia trabajo con SIMATIC Target 1500S (Fuente: SIEMENS [184])	270
<b>Figura AII.4</b>	Correspondencia del <i>script</i> de la función en MATLAB de la estrategia MASB vs. al modelo en Simulink	272
<b>Figura AII.5</b>	Acceso a <i>Model Settings</i> en Simulink	272
<b>Figura AII.6</b>	Ajustes <i>Solver</i> en <i>Model Settings</i> de Simulink	273
<b>Figura AII.7</b>	Ajustes <i>System Target File</i> en <i>Model Settings</i> de Simulink	273
<b>Figura AII.8</b>	Ajustes <i>Optimization</i> en <i>Model Settings</i> de Simulink	274
<b>Figura AII.9</b>	Ajustes <i>Interface</i> en <i>Model Settings</i> de Simulink	274
<b>Figura AII.10</b>	Aplicación <i>Simulink Coder</i> en Simulink	275
<b>Figura AII.11</b>	Generación código modelo de Simulink para el PLC	275
<b>Figura AII.12</b>	Ventana <i>Diagnostic Viewer</i> compilación modelo de Simulink	276
<b>Figura AII.13</b>	Carpeta <i>outputs</i> con los archivos SCL y SO generados en Simulink	277
<b>Figura AII.14</b>	Generación de los bloques del PLC a partir de archivo fuente SCL	277
<b>Figura AII.15</b>	Integración por defecto de los bloques de PLC generados	278
<b>Figura AII.16</b>	Llamada a los bloques <i>_Unload</i> y <i>_Load</i> desde el OB100	279
<b>Figura AII.17</b>	Llamada al bloque <i>_OneStep</i> desde el OB1	279
<b>Figura AII.18</b>	Escritura de la consigna de potencia en los inversores de la microrred	280
<b>Figura AII.19</b>	Subcarpetas <i>dataReader</i> y <i>dataToWrite</i> variables accesibles de la microrred	281
<b>Figura AII.20</b>	Variables de lectura de la microrred de Los Pinos (DB11)	282
<b>Figura AII.21</b>	Variables de consigna de potencia de los inversores de la microrred de Los Pinos (DB7)	283
<b>Figura AII.22</b>	Opciones de compilación del programa de PLC	283
<b>Figura AII.23</b>	Opciones para cargar el programa en el PLC	284
<b>Figura AII.24</b>	Ventana preliminar de carga del programa en el PLC	285

<b>Figura AII.25</b>	Ventana opción de arranque del PLC tras haber cargado el programa	286
<b>Figura AII.26</b>	Establecimiento conexión <i>online</i> con el PLC desde TIA Portal	286
<b>Figura AII.27</b>	Carga del archivo SO desde el navegador web del PLC	287
<b>Figura AII.28</b>	STATUS de ejecución del bloque de función del modelo de Simulink en el PLC	288
<b>Figura AII.29</b>	Menú general secciones de EMPRO	289
<b>Figura AII.30</b>	Sección Datos Históricos de EMPRO	289
<b>Figura AII.31</b>	Ventana gráfica Datos Históricos de EMPRO	290
<b>Figura AII.32</b>	Sección Datos Tiempo Real de EMPRO	291
<b>Figura AII.33</b>	Sección Diagramas de EMPRO	292
<b>Figura AII.34</b>	Sección Centros de EMPRO	292
<b>Figura AII.35</b>	Sección Alertas de EMPRO	293
<b>Figura AII.36</b>	Función de gestión del registro de los datos de la estrategia (FB12)	294
<b>Figura AII.37</b>	Bloque de datos del registro de los datos de la estrategia (DB32)	295
<b>Figura AII.38</b>	Descarga de los archivos de registro de los datos de la estrategia mediante el servidor web del PLC	295
<b>Figura AII.39</b>	<i>Script</i> programa de análisis de los archivos de registro de datos del PLC	296
<b>Figura AII.40</b>	Respuesta real estrategia a partir de los archivos de registro de datos del PLC	296
<b>Figura AII.41</b>	Tabla agrupación datos de los archivos de registro de datos del PLC	297
<b>Figura AII.42</b>	<i>Script</i> programa petición datos de predicción al servidor de Meteogalicia	298
<b>Figura AII.43</b>	Finalización del programa de petición de datos al servidor de Meteogalicia	298
<b>Figura AII.44</b>	Irradiancia global horizontal ( <i>swflx</i> ) del 07/09/2022 para los modelos de mallado espacial de 12 × 12 y 5 × 5 km del servidor de Meteogalicia (Fuente: [165] y [168])	302
<b>Figura AII.45</b>	Paso de los datos de predicción del PC/MATLAB al PLC, mediante el servidor OPC UA del PLC (DB35)	304

---

<b>Figura AII.46</b>	Función de cálculo de la generación fotovoltaica de predicción horaria (FB152)	305
<b>Figura AII.47</b>	Función de cálculo de la generación fotovoltaica de predicción segundal (FB26)	305
<b>Figura AII.48</b>	Generación fotovoltaica de predicción horaria calculada (DB36)	306
<b>Figura AII.49</b>	<i>Script</i> programa de ejecución del modelo de Simulink de ejecución de las estrategias de gestión energética	307
<b>Figura AII.50</b>	Importación de los archivos fuente y generación de los bloques de programa en TIA Portal	308
<b>Figura AII.51</b>	Función de gestión de los datos del perfil segundal de consumo real (FB100)	309
<b>Figura AII.52</b>	Función de gestión de los datos del perfil segundal de consumo de predicción (FB102)	310

# ÍNDICE DE TABLAS

<b>Tabla 2.1</b>	Modelos retributivos a nivel mundial de los sistemas de autoconsumo (Fuentes: [15], [91], [100], [101], [92]–[99])	50
<b>Tabla 2.2</b>	Mayorías necesarias para la instalación de los sistemas de autoconsumo en comunidades de vecinos	59
<b>Tabla 3.1</b>	Parámetros principales de las viviendas residenciales para identificar su idoneidad para instalar un sistema de autoconsumo	70
<b>Tabla 3.2</b>	Disponibilidad de los datos de consumo de las viviendas	75
<b>Tabla 3.3</b>	Parámetros eléctricos de los perfiles de consumo de las viviendas de estudio	84
<b>Tabla 3.4</b>	Energía consumida por periodos tarifarios de las viviendas de estudio	84
<b>Tabla 4.1</b>	Datos de la instalación fotovoltaica de las viviendas de estudio	89
<b>Tabla 4.2</b>	Valores medios del término de energía del PVPC 2019 - tarifa 2.0DHA	92
<b>Tabla 4.3</b>	Valores medios del término de energía del PVPC 2019 - tarifa 2.0TD	93
<b>Tabla 4.4</b>	Consumos horarios mensuales T2.0TD sin autoconsumo Vivienda 2	93
<b>Tabla 4.5</b>	Tarifificación anual T2.0TD sin autoconsumo Vivienda 2	94
<b>Tabla 4.6</b>	Balances horarios mensuales de la energía consumida e inyectada a red T2.0TD, con autoconsumo con compensación simplificada Vivienda 2	95

<b>Tabla 4.7</b>	Balances económicos mensuales de la energía consumida e inyectada a red T2.0TD, con autoconsumo con compensación simplificada Vivienda 2	96
<b>Tabla 4.8</b>	Balances del coste de la energía mensual tras la aplicación del mecanismo de compensación simplificada T2.0TD, con autoconsumo Vivienda 2	96
<b>Tabla 4.9</b>	Tarificación anual T2.0TD con autoconsumo con compensación simplificada Vivienda 2	97
<b>Tabla 4.10</b>	Balances horarios mensuales de la energía consumida de la red T2.0TD, con autoconsumo sin compensación simplificada Vivienda 2	98
<b>Tabla 4.11</b>	Tarificación anual T2.0TD con autoconsumo sin compensación simplificada Vivienda 2	99
<b>Tabla 4.12</b>	Distribución de los costes de las tarifificaciones sin autoconsumo y con autoconsumo, con y sin compensación simplificada Vivienda 2	100
<b>Tabla 4.13</b>	Ejemplo del resultado del cálculo de la degradación por calendario	109
<b>Tabla 4.14</b>	Estimación de los costes y la vida útil de los equipos de autoconsumo	111
<b>Tabla 4.15</b>	Resultados de los ejemplos del cálculo de los costes de los equipos de autoconsumo	112
<b>Tabla 4.16</b>	Costes medios de los equipos de autoconsumo	114
<b>Tabla 4.17</b>	Resultados del programa de determinación de la potencia óptima a contratar Vivienda 2	116
<b>Tabla 4.18</b>	Resultados programa determinación potencia óptima a contratar MASB-Vivienda 2	117
<b>Tabla 4.19</b>	Comparativa de la determinación de las potencias óptimas contratadas vs. reales	118
<b>Tabla 4.20</b>	Puntos dimensionados Vivienda 1	127
<b>Tabla 4.21</b>	Puntos dimensionados Vivienda 2	128
<b>Tabla 4.22</b>	Puntos dimensionados Vivienda 3	129
<b>Tabla 4.23</b>	Dimensionados elegidos para las viviendas de estudio	130
<b>Tabla 4.24</b>	Desglose de los objetivos principales desde el punto de vista del usuario y de integración en red	132
<b>Tabla 4.25</b>	Criterios de calidad de la estrategia de MASB-Vivienda 1	137



<b>Tabla 4.26</b>	Criterios de calidad de la estrategia de MASB-Vivienda 2	138
<b>Tabla 4.27</b>	Criterios de calidad de la estrategia de MASB-Vivienda 3	139
<b>Tabla 5.1</b>	Mejoras del método de predicción de consumo por persistencia	150
<b>Tabla 5.2</b>	Ajuste de las ganancias de los lazos de control proporcional del valor medio e instantáneo del SOC de la estrategia de MMC <sub>12h</sub> ( $K_{24}$ y $K_{p\_SOC}$ )	154
<b>Tabla 5.3</b>	Criterios de calidad de la estrategia de MMC <sub>12h</sub> -Vivienda 1	156
<b>Tabla 5.4</b>	Criterios de calidad de la estrategia de MMC <sub>12h</sub> -Vivienda 2	157
<b>Tabla 5.5</b>	Criterios de calidad de la estrategia de MMC <sub>12h</sub> -Vivienda 3	158
<b>Tabla 5.6</b>	Control de las limitaciones del rango operación del SOC ( $SOC_{max} = 100\%$ y $SOC_{min} = 20\%$ ) estrategia MMC <sub>12h</sub>	161
<b>Tabla 5.7</b>	Ajuste de las ganancias del lazo de control proporcional del valor instantáneo del SOC MMC <sub>12h</sub> <sup>Kp3</sup> ( $K_{p\_SOC}$ y $K_{p3}$ )	165
<b>Tabla 5.8</b>	Control de las limitaciones del rango operación del SOC ( $SOC_{max} = 100\%$ y $SOC_{min} = 20\%$ ) estrategia MMC <sub>12h</sub> <sup>Kp3</sup>	167
<b>Tabla 5.9</b>	Ajuste de las ganancias de los lazos de control proporcional del valor medio e instantáneo del SOC MMC <sub>12h</sub> <sup>SOC</sup> ( $K_{24}$ , $K_{p\_SOC}$ y $K_{p3}$ )	170
<b>Tabla 5.10</b>	Control de las limitaciones del rango de operación del SOC ( $SOC_{max} = 100\%$ y $SOC_{min} = 5\%$ ) estrategia MMC <sub>12h</sub> <sup>SOC</sup>	170
<b>Tabla 5.11</b>	Ajuste de las ganancias del lazo de control proporcional del valor instantáneo del SOC MMD <sub>8+4h</sub> ( $K_{p\_SOC}$ y $K_{p3}$ )	174
<b>Tabla 5.12</b>	Resultados de la integración de la limitación de la potencia máxima de red MMD <sub>8+4h</sub> <sup>PS</sup>	178
<b>Tabla 5.13</b>	Resultados de la integración de la limitación de la potencia máxima de red MMD <sub>8+4h</sub> <sup>MAC</sup> Vivienda 2, con el MAC habilitado	180
<b>Tabla 5.14</b>	Control de las limitaciones del rango de operación del SOC ( $SOC_{max} = 100\%$ y $SOC_{min} = 5\%$ ) estrategia de MMD <sub>8+4h</sub> <sup>MAC</sup>	182
<b>Tabla 5.15</b>	Criterios de calidad de la estrategia de MMD <sub>8+4h</sub> -Vivienda 1	185
<b>Tabla 5.16</b>	Criterios de calidad de la estrategia de MMD <sub>8+4h</sub> -Vivienda 2	186
<b>Tabla 5.17</b>	Criterios de calidad de la estrategia de MMD <sub>8+4h</sub> -Vivienda 3	187
<b>Tabla 6.1</b>	Componentes principales de la microrred	192

---

<b>Tabla 6.2</b>	Características eléctricas principales de la batería LG Chem RESU3.3	196
<b>Tabla AI.1</b>	Resumen del RD 900/2015 de regulación previa del autoconsumo	240
<b>Tabla AI.2</b>	Configuraciones permitidas de autoconsumo con excedentes acogidas a compensación	243
<b>Tabla AI.3</b>	Resumen de las modalidades y de las diferentes opciones de autoconsumo	248
<b>Tabla AI.4</b>	Procedimiento previo a la ejecución de las instalaciones de autoconsumo	257
<b>Tabla AI.5</b>	Procedimiento de ejecución de las instalaciones de autoconsumo	258
<b>Tabla AI.6</b>	Procedimiento administrativo posterior a la ejecución de las instalaciones de autoconsumo	258
<b>Tabla AI.7</b>	Procedimiento técnico posterior a la ejecución de las instalaciones de autoconsumo	259
<b>Tabla AII.1</b>	Bloques principales del PLC generados a partir del archivo fuente SCL	278
<b>Tabla AII.2</b>	Ajustes del bloque del PLC de consigna de potencia de los inversores de la microrred	281
<b>Tabla AII.3</b>	Mejoras del modelo de predicción de Meteogalicia de 5 × 5 km vs. 12 × 12 km	303

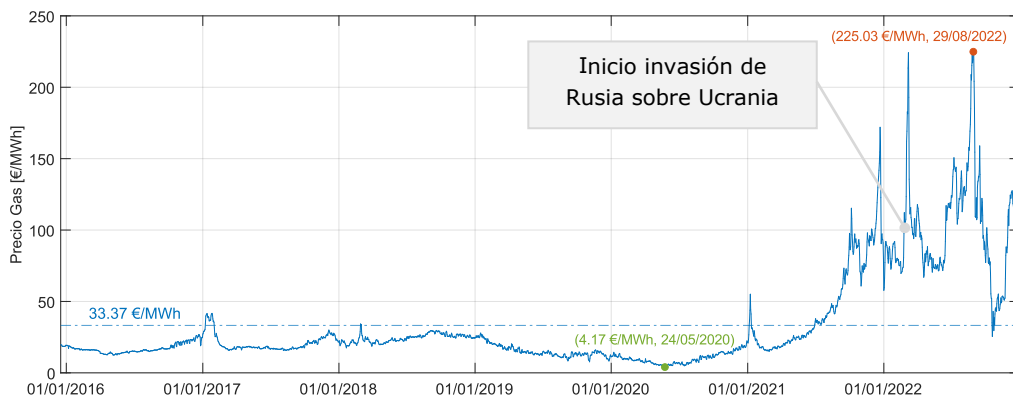
# 1

## INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

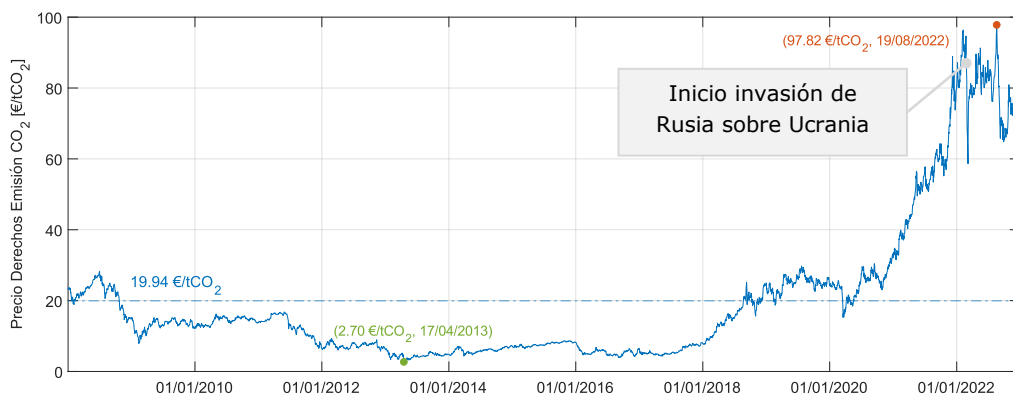
La energía es la base del desarrollo económico de la sociedad y el sol es la mayor fuente de energía que existe, además de ser una fuente prácticamente inagotable a escala humana. En 2021, el consumo de energía en España y en Europa, fue de 114 y 1787 Mtep, respectivamente, mientras que a nivel mundial fue de 14 555 Mtep, con un repunte del 5 % respecto a 2020, tras haber sufrido una reducción del 4,5 % en 2020 [1], [2]. Esta energía solo representa aproximadamente el 0,05 % de la energía solar aprovechable que recibe la Tierra, con cero emisiones de CO<sub>2</sub> [3].

A nivel mundial existe una elevada preocupación por luchar contra el cambio climático, fomentando el uso de las energías renovables con el desafío de reducir drásticamente el uso de los combustibles fósiles, que ahora contribuyen a nivel mundial en un 80 % del mix energético y en un 60 % del mix eléctrico, aproximadamente [4]. Instituciones tan prestigiosas como el Panel Intergubernamental del Cambio Climático (IPCC) llevan años advirtiendo sobre la gravedad de calentamiento global y sus informes [5] dejan cada vez más clara la relación causa-efecto entre la quema de combustibles fósiles y el cambio climático.

Además, a este motivo se añade el constante aumento de los precios de los combustibles fósiles y la urgente necesidad de minimizar las dependencias energéticas, altamente influenciadas por la inestabilidad geopolítica. En este sentido cabe destacar el mercado del gas, que, tras un periodo entre 2016 y 2020 con precios estables en torno a los 18€/MWh, ha sufrido en los dos últimos años grandes fluctuaciones y máximos históricos que superan los 200€/MWh (Figura 1.1), motivado principalmente por la invasión de Rusia sobre Ucrania. Algo similar le ocurrió al precio de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>, que tras un periodo relativamente estable desde 2010 hasta 2018, con precios en torno a los 10€/tCO<sub>2</sub>, ha ido subiendo en los últimos años hasta el nivel de los 90€/tCO<sub>2</sub> (Figura 1.2). Estos fenómenos repercuten directamente en los precios de los mercados eléctrico [6], acrecentados por el sistema de marcación de precios del MWh eléctrico según el mercado marginalista como el que rige en España [7] y la falta de una competencia real.



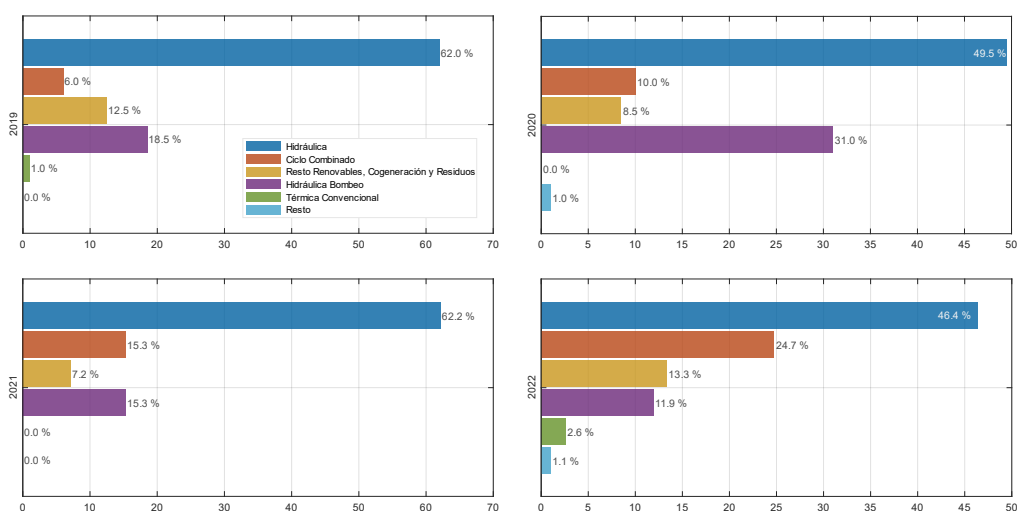
**Figura 1.1** Precio diario del gas - MIBGAS (Fuente: [8])



**Figura 1.2** Precio diario de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> - EUA (Fuente: [9])

La falta de competencia real en el mercado eléctrico Español queda evidenciada por el hecho de que, de acuerdo con los datos de marcación de precio horario de casación del mercado diario [10], la hidráulica convencional ha sido la tecnología que mayoritariamente ha marcado el precio horario final entre los años 2019-2022 con unos ratios anuales que van desde el 34,5 al 51,9 % del total de las horas.

Este hecho se constata aún más si se analiza la casación de las 100 horas más caras anuales, en las que la hidráulica convencional ha casado el precio horario final entre los años 2019-2022 entre el 46,4 y el 62,2 % (Figura 1.3).

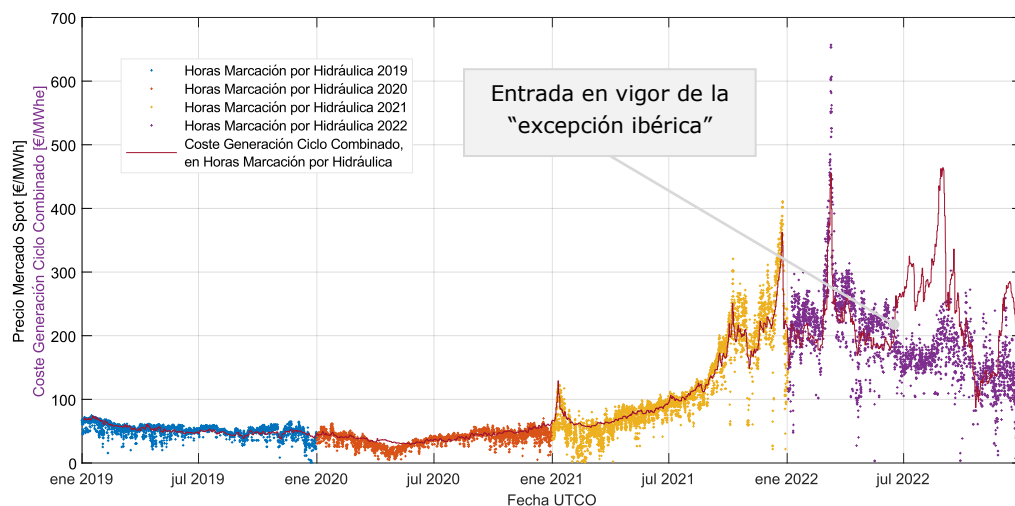


**Figura 1.3** Porcentaje anual por tecnología que marca el precio mayorista horario en las 100 horas más caras 2019-2022 (Fuente: [10])

Dicho de otro modo, en contra de lo que se podría pensar, en España los ciclos combinados no son la tecnología que más horas marca el precio marginalista, sino la hidráulica convencional, que es una tecnología amortizada, que se aprovecha de un bien común como el agua, y que para las centrales hidroeléctricas ya amortizadas, tienen unos costes de totales de O&M muy bajos de en torno a 23€/MWh [11].

Un hecho destacable que viene a remarcar el beneficio del conocimiento del mercado por parte del oligopolio de las empresas eléctricas es que, no solo juegan controladamente con la determinación de las horas de casación del precio del mercado por hidráulica, sino que lo hacen ajustando al límite su precio, estando claramente vinculado al del coste de generación del momento mediante ciclos combinados.

En la Figura 1.4 se observa cómo la correlación entre el precio del mercado mayorista (*spot*), cuando es casado por hidráulica y el coste estimado<sup>1</sup> de generación mediante ciclos combinados es muy destacable, hasta que entró en vigor, el 15 de junio de 2022, el RDL 10/2022 [12] conocido como la “excepción ibérica”, que fue implantado para regular de forma indirecta el precio al que entran las centrales de gas en el mercado eléctrico, con el fin de contener los altos precios del mercado mayorista eléctrico con respecto a los de los mercados de los países de la UE.



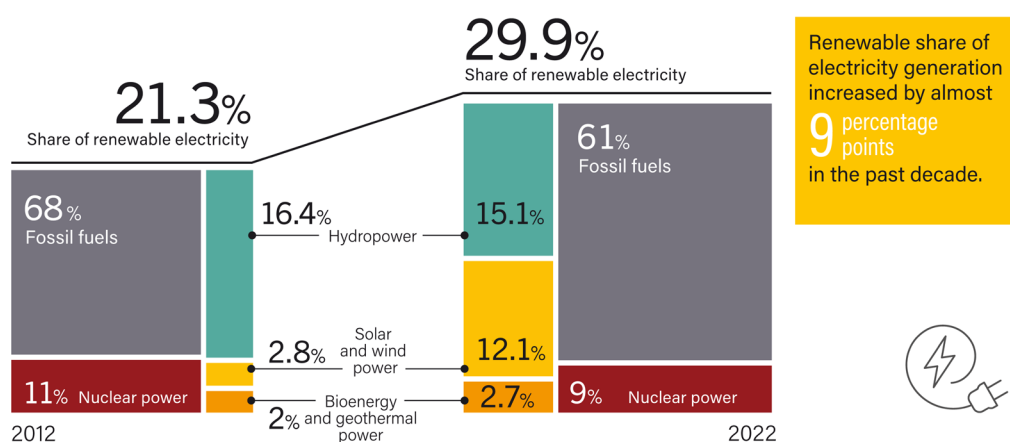
**Figura 1.4** Precio horario de la energía eléctrica casado por hidráulica convencional (*pool*), y precio del coste de generación de la energía eléctrica por ciclo combinado 2019-2022 (Fuente: [8]–[10])

Así, hasta la aplicación de este mecanismo que está ayudando a relajar los precios del mercado, el precio medio del programa diario base de casación del sistema eléctrico español (PDBC) [13] sufrió unas subidas sin precedentes. En particular, el incremento de 2020 a 2021 fue del 229,6% y de 2021 a 2022 del 49,7%, marcando máximos históricos, siendo los precios en términos absolutos de 47,68, 33,96, 111,93 y 167,53 €/MWh de 2019 a 2022<sup>2</sup>, respectivamente.

<sup>1</sup> Determinación del coste diario teórico final de generación de energía eléctrica mediante centrales de ciclo combinado, considerando un 54% de rendimiento electro-térmico [186], emisión media de 0,398 tCO<sub>2</sub>/MWh, costes fijos (inversión y desmantelamiento) de 7,93 €/MWh [187], costes variables (operación y mantenimiento) de 2,67 €/MWh [187], más el precio diario del gas [8] y de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> [9].

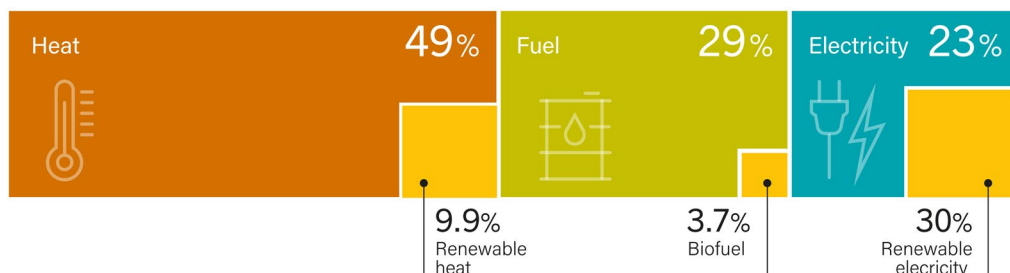
<sup>2</sup> Los precios finales medios del sistema eléctrico español entre 2019 y 2022, fueron de 53,43, 40,38, 118,60 y 204,50 €/MWh, respectivamente.

Como alternativas para superar la dependencia de los combustibles fósiles se presentan la energía nuclear y las energías renovables, siendo estas segundas mucho más atractivas para los mercados. De hecho, las energías renovables representaban el 40 % de la potencia mundial instalada a finales de 2022, produciéndose el mayor aumento de capacidad de energía renovable hasta la fecha, añadiendo casi 295 GW de energías renovables, lo que representa aproximadamente un 83 % de la nueva potencia instalada a nivel mundial [14]. Sin embargo, a pesar del progreso de las energías renovables, principalmente en el sector eléctrico, su peso en el mix de generación todavía no supera el 30 %, siendo en torno al 12 % en el caso de solar más la eólica (Figura 1.5).



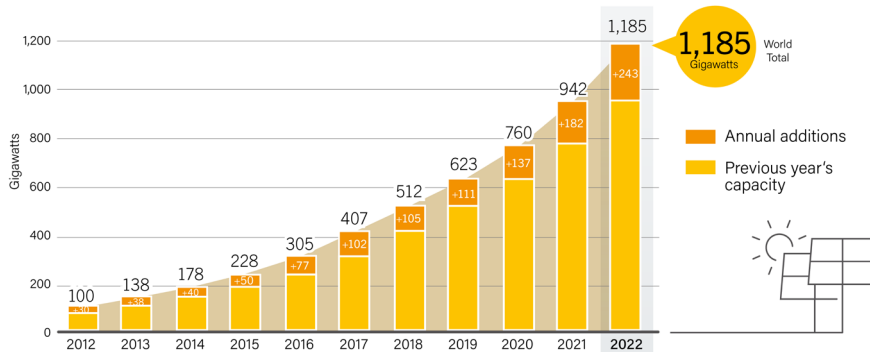
**Figura 1.5** Cuota de las energías renovables, a nivel mundial, en la generación de electricidad en 2012 y 2022 (Fuente: [15])

Además, el aumento de la demanda mundial de energía se cubrió principalmente con combustibles fósiles [15], por lo que queda mucho por hacer para lograr electrificar el consumo final mediante el uso de energía procedente de fuentes renovables y acelerar la transición energética y la descarbonización (Figura 1.6).



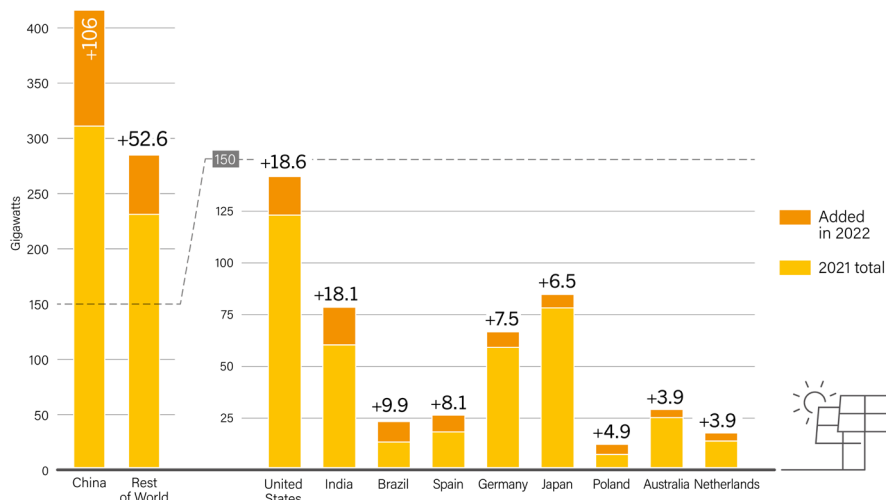
**Figura 1.6** Energía renovable sobre el consumo total de energía final a nivel mundial, por uso de la energía 2020 (Fuente: [15])

De entre las distintas tecnologías renovables, las que más potencial de crecimiento han demostrado en los últimos años, y que parece que seguirán haciéndolo en un futuro próximo, han sido la energía eólica, con 77 GW instalados en 2022 a nivel mundial y, sobre todo, la fotovoltaica, que sigue con su elevado crecimiento (Figura 1.7), con 243 GW añadidos en 2022, superando el TW. Estas potencias instaladas representan respectivamente un 22,1 y un 67,2 % sobre el total de la nueva potencia renovable instalada en 2022 [15].



**Figura 1.7** Capacidad mundial de energía solar FV y adiciones anuales 2012-2022 (Fuente: [15])

La distribución mundial de nueva capacidad fotovoltaica instalada se mantiene liderada por China, si bien a nivel europeo España ha ido escalando nuevamente posiciones, situándose en 2022 en primer lugar, seguida de Alemania, pasando a ser el quinto país a nivel mundial (Figura 1.8).

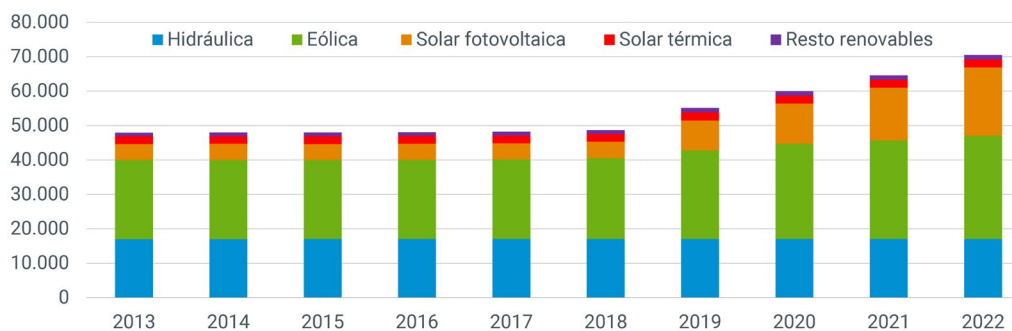


**Figura 1.8** Capacidad solar fotovoltaica y adiciones de los 10 países con mayor capacidad añadida en 2022 (Fuente: [15])



La potencia eólica y solar total instalada a nivel mundial a finales de 2022, suman respectivamente un total de 898,8 GW y 1053,1 GW, representando respectivamente un 26,7 % y un 31,2 % sobre el total de fuentes renovables (3371,7 GW) [14]. Esto ha sido propiciado, principalmente, por la drástica reducción que el coste nivelado de la energía (LCOE) fotovoltaica ha experimentado en la última década, pasando de los 417 \$/MWh en 2010 a 48 \$/MWh en 2021 [16], lo que ha permitido llegar a alcanzar la paridad de red en muchos mercados. Esta reducción se ha conseguido gracias al apoyo económico ejercido por los poderes públicos, tanto a nivel de subvenciones como de financiación a la I+D+i. De hecho, actualmente las energías fotovoltaica y eólica ya se encuentran entre las fuentes de energía más baratas, por lo que todo apunta a que la sustitución de combustibles fósiles en el sector eléctrico va a seguir siendo dominada por las tecnologías eólica y solar, tanto en España [17], como a nivel global [18].

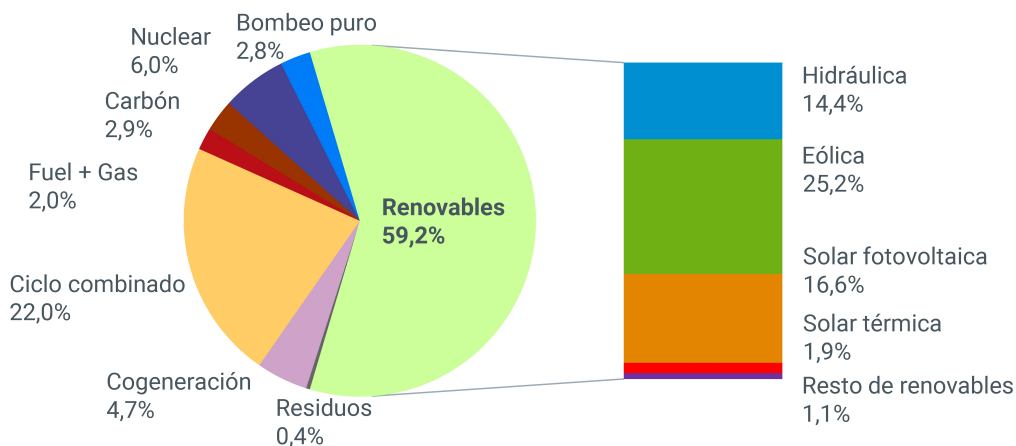
En España, todo ello se ha traducido en el incremento paulatino de potencia instalada proveniente de tecnologías renovables (Figura 1.9), con un incremento de 5899 MW en 2022 (+9,1 %), derivado principalmente de la eólica y la solar fotovoltaica<sup>3</sup> que, en 2022, crecieron en 1400 y 4498 MW respectivamente, representando un aporte de la nueva potencia del 23,7 y 76,3 %, respectivamente.



**Figura 1.9** Evolución de la potencia instalada renovable 2013-2022 [MW] (Fuente: [19])

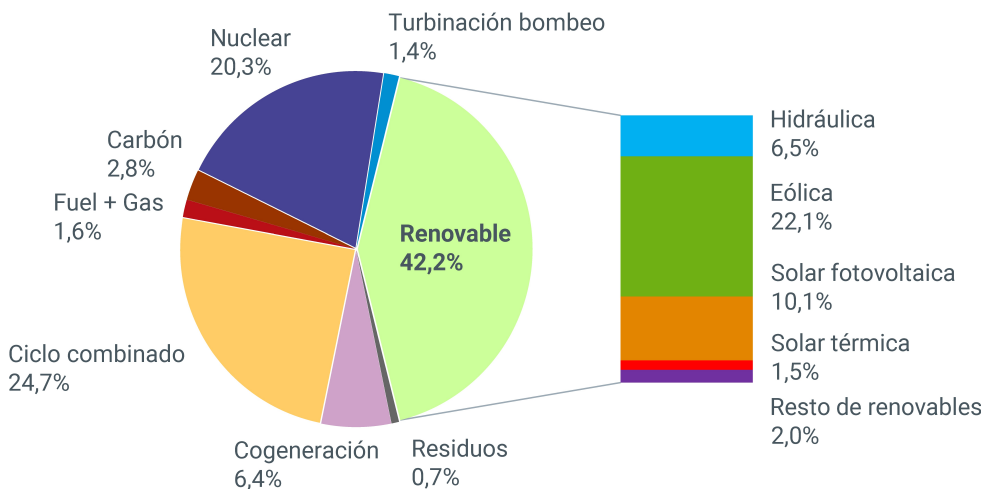
En 2022, las energías renovables en España representaban el 59,2 % del parque generador de 119 091 MW (Figura 1.10), dándose el mayor incremento histórico de potencia fotovoltaica instalada que, por primera vez, superó a la hidráulica, situándose como tercera fuente de generación en potencia instalada (16,6 %) (Figura 1.10), aunque se sigue manteniendo en cabeza la eólica (25,2 %).

<sup>3</sup> No se incluye la potencia fotovoltaica instalada de los sistemas de autoconsumo.



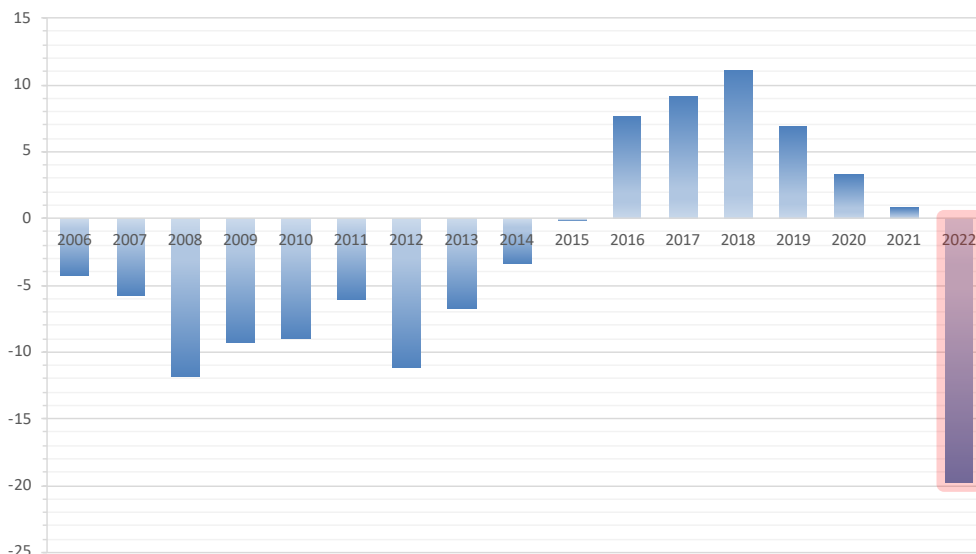
**Figura 1.10** Estructura de la potencia instalada en España 2022 (Fuente: [19])

Sin embargo, la contribución de las energías renovables a la generación eléctrica nacional en 2022 fue del 42,2 % (Figura 1.11), inferior en un 4,5 % a la de 2021, en el que las renovables alcanzaron el máximo histórico con un 46,7 % del mix energético nacional. Esta reducción se debió principalmente al fuerte descenso en la producción hidráulica (-39,7 %), derivada de un año muy seco, y fue acrecentada por un exceso de generación (276,3 TWh) debido al incremento de las exportaciones (Figura 1.12) provocado por una combinación del mecanismo de limitación de precios al gas en la península ibérica [12] y la notable reducción de generación nuclear en Francia.



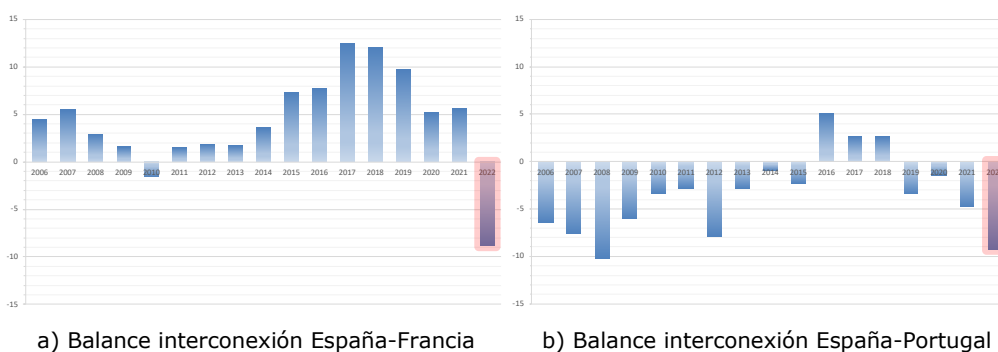
**Figura 1.11** Estructura de la generación de energía eléctrica en España 2022 (Fuente: [19])

Así, el 2022 fue el año con mayor saldo exportador de la historia con un total de 19 881,5 GWh exportados (Figura 1.12).



**Figura 1.12** Balance de las interconexiones internacionales en España 2006-2022 [TWh] (Fuente datos: [20])

Este elevado saldo exportador fue principalmente ocasionado por las interconexiones con Francia (1.13a) y Portugal (1.13b), cuyos saldos exportadores fueron de 9094,8 y 9022,6 GWh, respectivamente, que representaron una variación con respecto al año anterior del +250,2 y +98,4 % [20], invirtiéndose drásticamente la tendencia importadora que se mantenía con Francia.



a) Balance interconexión España-Francia

b) Balance interconexión España-Portugal

**Figura 1.13** Balance de las interconexiones internacionales entre España-Francia y España-Portugal 2006-2022 [TWh] (Fuente datos: [20])

El elevado incremento del saldo exportador fue motivado en gran medida por la implantación del mecanismo temporal de limitación de precios al gas en la península ibérica, conocido como "excepción ibérica" [12]. Este mecanismo redujo el precio medio anual del MWh con respecto al del mercado francés que, a su vez, sufrió una importante caída en la producción de sus centrales nucleares, por lo que tuvo que importar grandes cantidades de energía de todos los países limítrofes. En el caso particular de la interconexión España-Francia esto llevó a que se saturase la interconexión en un 73,3 % del tiempo (63,4 % en exportación), generando a su vez unas rentas de congestión que ascendieron a 2083 M€ (+375,4 %) [21].

Así pues, en un escenario con un previsible crecimiento del consumo eléctrico (bien por consumo nacional o por aumento de las exportaciones) la principal solución para reducir la aportación del gas en el sistema eléctrico es el de instalar energías renovables. Sin embargo, conforme aumenta la penetración de las energías renovables en la red, el sistema eléctrico convencional, basado en generación centralizada y conexión a la red a través de grandes generadores síncronos con fuentes gestionables, va dando paso a un sistema basado en generación distribuida, con recurso variable y no gestionable, y con conexión a la red a través de convertidores electrónicos de potencia (inversores), lo cual presenta varios retos.

Por un lado, la intermitencia de los recursos solar y eólico hace que sea necesario contar con tecnologías de respaldo para cubrir los periodos con déficit energético. Por otro lado, la propia variabilidad de estos recursos, entendiéndose como la rapidez de variación de la generación (rampas de potencia), unido a la reducción de generadores síncronos, presenta un gran reto de estabilidad en la red. Además, la dispersión de la generación renovable podría implicar también la necesidad de una ampliación de la red eléctrica. Por lo tanto, será necesario dar solución a estos retos para poder alcanzar un mix eléctrico cercano al 100 % renovable con los niveles de calidad de suministro similares a los actuales [4].

Para ello, es indispensable disponer de tecnologías y técnicas que complementen a la eólica y a la fotovoltaica para poder suministrar energía eléctrica de forma limpia y fiable [22]. Estas tecnologías pueden clasificarse en tres grandes grupos: las fuentes gestionables bajas en carbono, el almacenamiento de energía y la gestión de la demanda. Con respecto a las fuentes gestionables bajas en carbono, además de la hidroeléctrica, se dispone de otras renovables como las centrales de biomasa y biogás, o el biometano inyectado en las redes

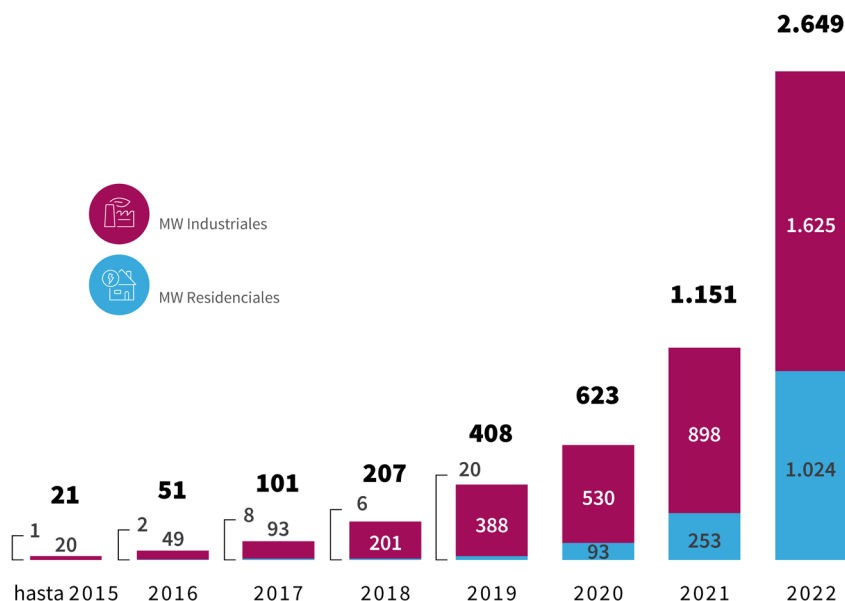
de gas natural. También podrían considerarse la geotermia mejorada, la energía nuclear de nueva generación o las centrales de combustibles fósiles con captura de carbono, si bien no parecen tan prometedoras en un futuro próximo. Con respecto al almacenamiento de energía, las principales tecnologías disponibles actualmente son las baterías para el corto plazo (horas), la hidroeléctrica de bombeo para plazos medios (días) y, para más largo plazo, el almacenamiento en hidrógeno (casación estacional). Finalmente, complementando a todas estas fuentes de generación se deberá disponer de mecanismos de gestión de la demanda mediante los cuales, los consumidores cuya carga pueda modularse podrían adaptarse a la generación disponible en cada momento, lo cual se promoverá en parte mediante el propio precio de mercado y la definición de peajes por periodos.

En este sentido, el autoconsumo fotovoltaico con almacenamiento resulta ser una herramienta muy útil, ya que permite eliminar parte de la generación eléctrica con combustibles fósiles, gestionar la potencia intercambiada con la red ayudando a la gestión de la misma y realizarlo todo de forma local, mejorando el uso de la red eléctrica.

Esto ha motivado la creación de políticas de fomento de la energía limpia reflejadas en los diferentes planes gubernamentales tanto a nivel europeo [11], [23]–[25] como nacional [11], [22], [25]–[27]. Estas políticas, junto al continuo abaratamiento de los sistemas fotovoltaicos y de las baterías de iones de litio [28], [29], unido a la inestabilidad del mercado eléctrico y los altos precios de la electricidad, han promovido el autoabastecimiento energético entre los consumidores, es decir, la producción de energía eléctrica para su propio uso dentro de la red del propio consumidor (prosumidor). Este interés se ha dado en todos los ámbitos, es decir, en el sector servicios, en el industrial y también en el residencial, en el que se enmarca esta tesis. Estos sistemas de autoconsumo residencial contribuyen al cambio del modelo energético actual hacia uno nuevo de generación distribuida, basado en generación de origen renovable ligada a elementos de almacenamiento y de sistemas de gestión energética (microrredes inteligentes) [27], [30], [31].

Concretamente en España, se podría decir que se está viviendo una revolución energética en torno al autoconsumo. La reducción de los costes de la tecnología fotovoltaica y de almacenamiento, de la mano de los avances normativos y ayudas que han favorecido su instalación [32], [33], [34] y el apremio intrínseco por el cambio de tarificación [35], unido a los altos precios y la inestabilidad del mercado eléctrico, han conformado la situación perfecta

para su despegue, multiplicándose por 13 aproximadamente la potencia instalada en España para autoconsumo de 2018 a 2022, con una curva de crecimiento exponencial (Figura 1.14).



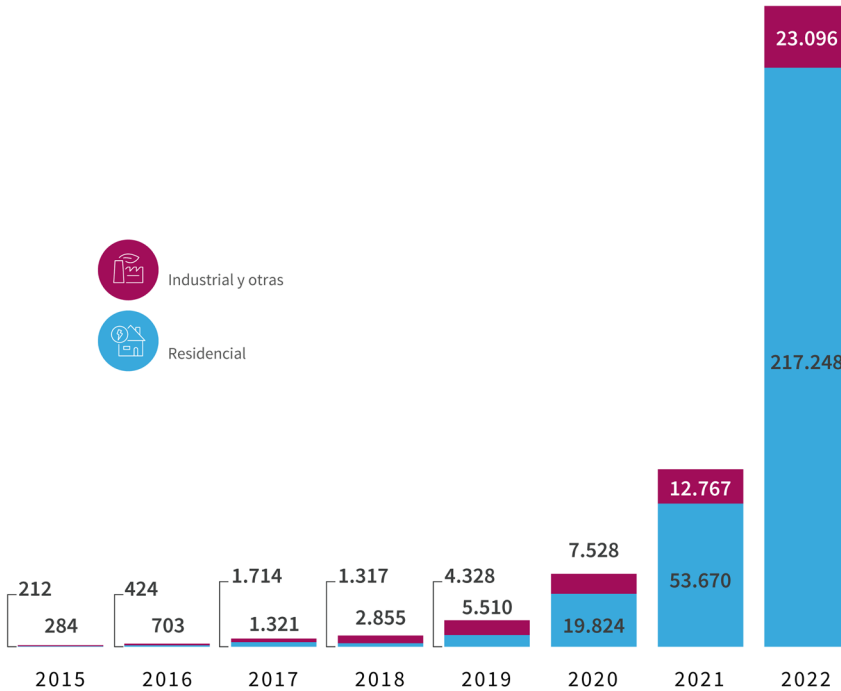
**Figura 1.14** Evolución de la potencia anual instalada de autoconsumo en España 2015-2022 [MW] (Fuente: [36])

A finales de 2022 se adicionó una potencia de 2649 MW de autoconsumo (Figura 1.14), de los cuales 1024 MW pertenecían al ámbito residencial (38,7 %) y el resto al industrial<sup>4</sup> (Figura 1.15). En total, la potencia instalada de autoconsumo a finales de 2022 ascendió a los 5211 MW, superando por primera vez la barrera de los 5 GW [36]. En el ámbito residencial se contabilizaron 217 248 nuevas instalaciones en 2022 (Figura 1.15), con una potencia media fotovoltaica de 4,6 kWp.

Se estima que el conjunto de las instalaciones residenciales e industriales, generaron en 2022 un total de 4564 GWh, lo que supone un 1,8 % de cobertura de la demanda eléctrica nacional, con una reducción de emisiones de casi 1 MtCO<sub>2</sub> [36]. Además, estos sistemas han incluido baterías con un total de 406 MWh de capacidad [36]. Estas baterías dotan a los sistemas de autoconsumo de capacidad para gestionar la energía que intercambian con la red, es

<sup>4</sup> Empresas, comercios, fábricas, administraciones públicas, regadíos, etc.

decir, de capacidad para participar en el control de la misma como unidades fundamentales integradas en la red eléctrica de distribución [37].



**Figura 1.15** Evolución del número de instalaciones anuales de autoconsumo en España 2015-2022 [MW] (Fuente: [36])

No obstante, esta capacidad de gestión o, dicho de otra forma, el grado de libertad que aportan los sistemas de almacenamiento integrados en los sistemas de autoconsumo distribuido, tiene la virtud de permitir un buen control de la potencia intercambiada con la red [38], [39], permitiendo abordar en parte los retos de la integración de energías renovables [40]. Esto es posible siempre que se disponga de una elevada capacidad de almacenamiento como en [41] y [42]. Con estas baterías se puede conseguir reducir las sobretensiones relacionadas con los picos de la potencia excedentaria inyectada a la red [43]–[45], aliviar las saturaciones de las líneas de distribución [46] y reducir las fluctuaciones en la potencia intercambiada con la red [47], [48], lo que contribuye a una mejora de la calidad y estabilidad de la red.

El uso de los sistemas de almacenamiento exige la utilización de una estrategia de gestión que resuelva los flujos de potencia en cada instante [49], [50]. Existen multitud de estrategias posibles [51]–[53], muchas de ellas orientadas a microrredes, cuyos resultados son muy diversos en función de

sus objetivos, como el dimensionado del almacenamiento, los aspectos técnicos o económicos particulares [54], [55], y los aspectos ambientales o de optimización de ciertos parámetros del sistema [56].

Sin embargo, en la actualidad no existe una motivación económica para que los usuarios de sistemas de autoconsumo con almacenamiento o con gestión de la demanda (prosumidores), presten servicios específicos de apoyo a la red. Por este motivo, las estrategias de gestión y los dimensionados convencionales han tenido tradicionalmente un enfoque puramente económico desde el punto de vista del prosumidor [42], viéndose obligados a reducir la capacidad de las baterías con el objetivo de maximizar sus beneficios [57], sin tener en cuenta el impacto en la red.

Por ello, las estrategias convencionales de gestión energética [58]–[62], buscan básicamente maximizar el índice de autosuficiencia, es decir, aprovechar al máximo el recurso de generación fotovoltaica disponible. De esta forma, la estrategia de gestión más utilizada es la denominada de máximo autoconsumo o autosuficiencia (MASB). Con esta estrategia se utiliza siempre la energía fotovoltaica para alimentar las cargas y si sobra generación se utiliza ésta para cargar la batería. Cuando la batería se carga por completo, todo el excedente de generación se inyecta a la red eléctrica. Así mismo, en el caso de existir un déficit de generación fotovoltaica, este se absorbe de la batería hasta descargarla y, una vez descargada, el déficit se consume de la red [62], [63]. Las principales virtudes de esta estrategia son su simplicidad y que permite maximizar la autosuficiencia. Sin embargo, esta estrategia de gestión de la energía presenta una serie de inconvenientes, como que no mitiga la congestión de la red [64]–[66] teniendo en consideración los periodos tarifarios más relevantes o que no aborda la degradación de la batería [42], [61], [67], ni contempla su estado de carga [40]. En consecuencia, al depender de una generación estocástica y de una capacidad de almacenamiento limitada, la gestión deriva en la pérdida del control de la potencia cada vez que se carga o descarga del todo la batería. Esto provoca el consumo y la inyección de energía descontrolada con la red principal, ocasionando congestiones, problemas de regulación de voltaje e inestabilidades [63], [68], que irán agravándose por la paulatina penetración de estos sistemas [69]. Para intentar paliar estos fenómenos, será necesaria la integración reglada que aporte cierta flexibilidad, así como ciertas restricciones controladas por los operadores de red que limiten la inyección de potencia [62], [63], como ya sucede en Alemania [70].



La única forma de no perder el control de la potencia de la batería en los sistemas gestionados mediante las estrategias de máxima autosuficiencia, sería disponiendo de una elevada capacidad de almacenamiento, que como se ha adelantado anteriormente, debido a la conjunción de sus costes y vida útil actuales, haría que los sistemas no fuesen económicamente rentables para el usuario [71], [72], poniendo de manifiesto que es vital un estudio de viabilidad de estos sistemas [73]–[75]. Sin embargo, la cada vez más necesaria integración de estos sistemas en la red está propiciando que progresivamente se estén planteando soluciones que puedan beneficiar tanto al consumidor como a la propia red [76]. Una de las principales consiste en la reducción de la capacidad de almacenamiento eléctrico mediante baterías, hibridándolas con el uso de la gestión de la demanda [77], [78], bien utilizando cargas térmicas gestionables, como los acumuladores de agua caliente [37], [41], [51], [79], los sistemas de calefacción eléctrica [40], [80], e incluso con la batería aportada por el vehículo eléctrico (VE) [81]. Este segundo grado de libertad del sistema, compensa la pérdida del grado de libertad anterior al reducir la capacidad de la batería, obteniéndose los máximos beneficios si el sistema de batería se usa como sistema primario y la respuesta a la demanda como secundario [80]. Sin embargo, esta gestión puede afectar al grado de confort o satisfacción del usuario [82], y por otro lado, su aplicación queda supeditada a las viviendas en las que se pueda hacer uso de este tipo de cargas térmicas gestionables, que a su vez representen un elevado peso específico sobre el consumo eléctrico de la vivienda, quedando en gran medida restringido al ámbito de los países nórdicos [80]. Por lo tanto, esta hibridación mediante cargas gestionables de carácter térmico o bien mediante el uso de la capacidad adicional enchufable que pueda aportar el vehículo eléctrico, no representa actualmente una aplicabilidad significativa en el ámbito residencial español.

Para lograr que los sistemas de autoconsumo presenten una baja variabilidad del perfil de potencia intercambiado con la red, con una capacidad de almacenamiento limitada que los haga viables económicamente y sin apoyarse en el uso de cargas gestionables, se deben desarrollar nuevas estrategias de gestión energética que impidan la carga o descarga total de la batería, es decir, que impidan la pérdida de control de la potencia intercambiada con la red. Este es precisamente el marco en el que se centra el objetivo general de esta tesis, el cual se fundamenta en dos premisas fundamentales:

- Establecer una metodología de dimensionado que permita obtener el tamaño del generador fotovoltaico y del sistema de almacenamiento mediante baterías de iones de litio, que sean equivalentes entre sí pa-

ra cada vivienda, con un doble objetivo. Por un lado, que sean económicamente viables para el usuario sin la consideración de ningún tipo de ayuda o subvención, en función de las tipologías del perfil de consumo. Y por otro, que permitan a su vez la gestionabilidad energética suficiente para la estrategia de gestión.

- Desarrollar una nueva estrategia de gestión energética con predicción de la generación y del consumo, que sea capaz de trabajar con el dimensionado previo, sin perder en ningún momento el grado de libertad del control de potencia de la batería, aunando un doble objetivo. Por un lado, y desde el punto de vista de integración en red, se trata de mejorar la integración de la instalación en la red de distribución, minimizando la variabilidad del perfil de potencia intercambiado con la misma (nivel y distorsión). Y por otro, y desde el punto de vista del usuario, se trata de mantener o mejorar la viabilidad económica global del sistema dimensionado, con respecto a las estrategias previas, sin comprometer el confort del usuario ni la necesidad de variar sus hábitos de consumo.

Para ello, además del correcto dimensionado, es fundamental diseñar la estrategia adecuada que logre los objetivos marcados de la forma más eficiente para los distintos perfiles de consumo que se pueden dar, ya que también juegan un papel importante [83], [84]. Para lo cual en esta tesis se ha llevado a cabo un estudio con resolución minutal, partiendo del análisis de consumo anual de diversos perfiles de viviendas reales. Además, se ha garantizado su viabilidad económica teniendo en cuenta el contexto actual en cuanto a costes y degradación de los equipos que conforman el sistema de autoconsumo, normativas, tarifas, políticas de remuneración del autoconsumo [85], etc.

En resumen, en esta tesis se presenta un estudio del autoconsumo fotovoltaico con almacenamiento para el sector residencial en España, analizando la normativa, los tipos de consumidor y proponiendo nuevas técnicas de dimensionado y estrategias de gestión. La tesis está dividida en 7 capítulos, estructurados para abordar ordenadamente los cuatro objetivos principales, que acometen las dos premisas fundamentales planteadas anteriormente:

Después de este Capítulo 1 de introducción, se aborda el primer objetivo de la tesis, consistente en estudiar las políticas de remuneración del autoconsumo a nivel mundial y analizar con detalle el marco regulatorio del autoconsumo en España, así como la tarificación de aplicación en el ámbito residencial, estudio y análisis que se llevan a cabo en el Capítulo 2 y el Anexo I.

El segundo objetivo de la tesis es la categorización de las diferentes tipologías de los perfiles de consumo residenciales, para lo cual se realiza un acopio de los perfiles horarios de consumo anuales obtenidos dentro del ámbito del proyecto de investigación ARALAR [86], así como de otros adicionales que vienen a completar los anteriores. Posteriormente, se analizan estos perfiles, identificándose las tipologías más relevantes en función de los parámetros principales que los determinan. Este análisis se desarrolla en el Capítulo 3.

El tercer objetivo de la tesis consiste en establecer una metodología de diseño para determinar distintos dimensionados de la generación fotovoltaica y la capacidad de almacenamiento de los sistemas de autoconsumo que serían necesarios instalar, en función de las tipologías categorizadas anteriormente y de distintos objetivos. El análisis de los datos, el desarrollo y discusión de los distintos objetivos y los resultados obtenidos se explican a lo largo del Capítulo 4.

El cuarto objetivo de la tesis, que se presenta en el capítulo 5, es el desarrollo de una estrategia de gestión energética con predicción diseñada para la gestión de los sistemas residenciales de autoconsumo con almacenamiento. En el diseño se buscará tanto la reducción del coste total de la energía, parámetro de interés del usuario, como la mejora de su integración en la red eléctrica, parámetro de interés para el operador de la red.

En el capítulo 6 se analizan los resultados de la validación experimental de la estrategia desarrollada, en el nuevo sistema de control de la microrred instalada en el Laboratorio de Almacenamiento y Microrredes de la UPNA. Además, se ha detallado todo el proceso de programación e implementación en el Anexo II.

Finalmente, en el Capítulo 7, se examinan las principales conclusiones y se presentan las líneas futuras de mayor relevancia de la tesis.



# 2

## MARCO REGULATORIO DEL AUTOCONSUMO

### 2.1 INTRODUCCIÓN

**E**n este capítulo se describen, en primer lugar, las diferentes políticas de retribución que se han desarrollado a nivel mundial para los sistemas de autoconsumo. Posteriormente, se recopilan las normativas vigentes a nivel internacional y europeo que afectan a este tipo de sistemas y, más en detalle, en el ámbito español. Finalmente, se analiza la evolución de la regulación del autoconsumo en España, cuyo RD 244/2019 [32] vigente se explica más en detalle en el Anexo I.

### 2.2 POLÍTICAS DE REMUNERACIÓN DEL AUTOCONSUMO EN EL MUNDO

La mayoría de los países desarrollados en el mundo han introducido el autoconsumo como uno de sus principales sistemas de desarrollo de la energía solar fotovoltaica. Por ejemplo, Estados Unidos ha promovido el mercado fotovoltaico distribuido utilizando políticas de balance neto. En el caso de España, el autoconsumo fue frenado en su regulación previa por el RD 900/2015 [87], pero la decisión de permitir la valoración económica de los excedentes generados [32], anteriormente imposibilitada [87], la exención de aplicación de pea-

jes sobre la energía autoconsumida así como la facilitación de los trámites junto con el aumento significativo de los precios de la electricidad y la inseguridad geopolítica general, han convertido el autoconsumo en un concepto muy atractivo debido a su ahorro económico y la certidumbre que aporta respecto al coste de la energía para el usuario [88].

Debido a los muchos programas de incentivos que han sido aprobados en los diferentes países donde se ha desarrollado la energía solar fotovoltaica, esta se ha convertido en una de las fuentes más propicias para la generación de energía para el autoconsumo [88]. En este contexto, existe un contraste entre los diversos mercados fotovoltaicos europeos. Una de las principales diferencias entre las políticas de los países europeos es la posibilidad de cobrar la energía inyectada en la red (medida en el contador frontera), es decir, la tarificación *Feed-in-Tariff* (FiT, por sus siglas en inglés) [89], que es el formato más utilizado actualmente [90]. Cuando esta opción está habilitada junto con algún tipo de esquema de incentivos, el costo de la energía consumida puede ser más barato que el proporcionado por el comercializador de la red de distribución, ya que este sistema remunera al propietario por cada kWh que inyecta a la red cuando su instalación tiene más generación que consumo. La mayoría de los esquemas de incentivos desaparecen paulatinamente con el tiempo [88] a medida que crecen los mercados de sus países.

Por otro lado, existe la medición neta o *Net Metering* (NM, por sus siglas en inglés) y la facturación neta o *Net Billing* (NB, por sus siglas en inglés), que son políticas eléctricas que permiten a los clientes con generación conectados a la red (hogares o empresas que poseen generación fotovoltaica u otra tecnología de generación conectada a la red eléctrica), compensar parte o todo su consumo de electricidad, y remunerar el exceso de energía inyectado en la red, cuando el excedente generado por el cliente no puede consumirse en un momento dado. En definitiva, en estos casos la red actúa para la instalación de autoconsumo como un elemento de almacenamiento. Hay muchas políticas de medición neta y facturación neta utilizadas por diferentes países [90].

En la modalidad de medición neta, la electricidad inyectada en la red se valora igual a la que se consume de la red (se hace un balance de energía y no de precios de compra y venta); sin embargo, en la facturación neta, la electricidad inyectada se valora a un precio distinto (típicamente al precio mayorista o de mercado) que la energía consumida de la red (precio minorista, que incluye otros cargos). La medición neta se introdujo por primera vez en los Estados Unidos en la década de 1980, y casi todos los estados incluyen políticas

de medición neta: ya sea simple, con recompra, con crédito continuo o con recompra y crédito variable. Más tarde, muchos otros países incluyeron políticas de medición neta (o facturación neta) [90].

A modo de resumen, estos serían los modelos retributivos más habituales a nivel mundial de los sistemas de autoconsumo:

- **Sin Retribución (SR):** No se compensan los excedentes generados.
- **Balance Neto o Net Balance:** Se compensa el consumo con los excedentes generados, para lo cual existen dos opciones:
  - ❖ **Medición Neta o Net Metering (NM):** Compensación energética directa o diferida entre la energía consumida y la inyectada en kWh.
  - ❖ **Facturación Neta o Net Billing (NB):** Compensación monetaria diferida anual o en otro periodo en €, con discriminación de precios para la energía consumida y la inyectada.
- **Feed in Tariff (FiT):** Retribución fija o variable por los excedentes generados a largo plazo, en torno a 15 o 20 años, independiente del precio del mercado.
- **Feed in Premium (FiP):** Retribución premiada por los excedentes generados, con una prima adicional al del precio del mercado, orientada a apoyar el desarrollo de fuentes de energía renovable.

En la Tabla 2.1 se presentan las políticas de los modelos retributivos de los sistemas de autoconsumo para diversos países a nivel mundial.

País	SR	NM	NB	FiT	FiP	País	SR	NM	NB	FiT	FiP
<b>EUROPA</b>						<b>ASIA</b>					
Alemania				•	×	Bangladesh	•				
Bélgica		•				China				•	
Bulgaria				•		Corea				•	
Chipre		×		•		India				•	
Dinamarca	•	×				Israel	•				
Eslovaquia				•		Japón				•	•
Eslovenia		•				Malasia	•			×	

País	SR	NM	NB	FiT	FiP	País	SR	NM	NB	FiT	FiP
<b>EUROPA</b>						<b>ASIA</b>					
España	×		•			Turquía				•	
Estonia				•		<b>OCEANÍA</b>					
Finlandia		•				Australia					•
Francia				•		<b>NORTEAMÉRICA</b>					
Grecia	×			•	•	Canadá	•			×	
Hungría	×			•		EE. UU.	•			•	
Irlanda	•					México	•				
Islandia	•					<b>SUDAMÉRICA</b>					
Italia		•		•		Brasil	•				
Letonia		•				Chile				•	
Lituania					•	Perú	•				
Luxemburgo				•		<b>ÁFRICA</b>					
Malta				•		Ghana	•				
Noruega	•			×		Sudáfrica	•				
Países Bajos	•					Tanzania	•				
Polonia	×	•									
Portugal				•							
Reino Unido				•							
República Checa				•							
Rumanía				•							
Rusia		•									
Suecia				•							
Suiza				•							

**Tabla 2.1** Modelos retributivos a nivel mundial de los sistemas de autoconsumo (Fuentes: [15], [91], [100], [101], [92]–[99]):

- ×: Modelo retributivo que ha estado vigente.
- : Modelo retributivo vigente.

## 2.3 MARCOS REGULATORIOS DEL AUTOCONSUMO

### 2.3.1 INTRODUCCIÓN

La evolución del marco regulatorio en España de las EE. RR., ha ido evolucionando al cabo de los años en función de las propias políticas gubernamentales



nacionales, y en última instancia bajo las premisas impuestas desde la Unión Europea (UE), que se han ido trasponiendo a la legislación nacional.

En los siguientes 3 apartados se describen, primero, los marcos regulatorios internacionales y europeos en el ámbito de la transición energética y, en segundo lugar, los nacionales. En tercer lugar, se describen las regulaciones españolas que afectan al autoconsumo, excluyendo las regulaciones propias de autoconsumo, que se explican en el Apartado 2.4.

### 2.3.2 MARCOS REGULATORIOS INTERNACIONALES Y DE LA UNIÓN EUROPEA

Desde la UE se ha ido llegando a una serie de acuerdos y pactos para la lucha contra el cambio climático, que han ido marcando los objetivos a alcanzar sobre la descarbonización y reducción de las emisiones, así como en la cobertura de la energía generada mediante fuentes renovables, siendo estos cada vez más exigentes.

A continuación, se enumeran algunos de los acuerdos y pactos más destacables:

- **Agenda de Desarrollo Sostenible 2030** que contiene los 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) Figura 2.1, firmados por un total de 193 países el 25 de septiembre de 2015 (ONU), para avanzar en el final de la pobreza, proteger el planeta y mejorar la vida y las perspectivas de las personas en todo el mundo [102].



**Figura 2.1** Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) (Fuente: [103])

De estos objetivos, los que están directamente relacionados con el autoconsumo serían los siguientes:

**ODS 7:** Energía asequible y no contaminante.

**ODS 11:** Ciudades y comunidades sostenibles.

**ODS 13:** Acción por el clima.

- En diciembre de 2012, en la **Cumbre del clima de Doha (COP18)**, se prorroga el Protocolo de Kioto hasta 2020 [104].
- Comunicado COM/2016/860 Comisión Parlamento Europeo: **Energía Limpia para todos los europeos (paquete de invierno)** [105]:
  - ❖ Anteponer la eficiencia energética (extensión hasta 2030): Se fomenta la generación distribuida.
  - ❖ Ser líderes mundiales en energías renovables: Fomento de las energías renovables.
  - ❖ Ofrecer un trato justo a los consumidores: Supone el reconocimiento explícito del derecho al autoconsumo y autogeneración, en el que se incluye la compensación de la energía excedente autogenerada.

En este paquete se incluyen diversas disposiciones legislativas que regulan el autoconsumo en la UE:

- ❖ Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables [106].
- ❖ Reglamento (UE) 2019/943 [107] y Directiva (UE) 2019/944 [108] del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.
- El 13 de noviembre de 2018, el Parlamento Europeo aprobó nuevas normas sobre energías renovables, eficiencia energética y gobernanza de la Unión de la Energía, que tendrán que trasponerse a las leyes y regulaciones nacionales antes del 30 de junio del 2021.
- El 14 de junio de 2018, la Comisión, el Parlamento y el Consejo alcanzaron un acuerdo político que incluye un objetivo vinculante de

energía renovable para la UE para 2030 del 32 %, con una cláusula para una revisión ascendente para el año 2023.

- En diciembre de 2019, el Consejo Europeo ha refrendado el llamado **Pacto Verde Europeo**, con el objetivo de lograr que la UE sea el primer continente climáticamente neutro de aquí a 2050 [109].
- El 12 de febrero de 2021, el Parlamento Europeo y del Consejo adoptaron el Reglamento UE 2021/241 por el que se establece el **Mecanismo de Recuperación y Resiliencia de la Unión Europea (MRR)** [110].
- El 24 de junio de 2021, el Parlamento Europeo aprueba la nueva **Ley del Clima de la UE**, que eleva el objetivo de reducción de las emisiones de los gases de efecto invernadero (GEI) para 2030 del 40 % hasta al menos el 55 %, con respecto a los niveles de 1990 [111].
- El 18 de mayo de 2022, la Comisión Europea presenta el Plan para poner fin a la dependencia de la UE con respecto a los combustibles fósiles rusos (**REPowerEU**) [23], con el objetivo de **eliminar la dependencia del gas ruso antes de 2030**. Las principales líneas de actuación son:
  - ❖ Ahorro de energía.
  - ❖ Diversificar los suministros.
  - ❖ Sustituir rápidamente los combustibles fósiles acelerando la transición hacia una energía limpia en Europa.
  - ❖ Combinar de forma inteligente inversiones y reformas.
- El 10 de marzo de 2023, la Presidencia del Consejo y del Parlamento Europeo alcanzan un acuerdo político provisional para **reducir el consumo de energía final en el conjunto de la UE en un 11,7 % para 2030** [112].
- El 30 de marzo de 2023, el Consejo y el Parlamento Europeo llegan a un acuerdo provisional sobre **Fuentes de Energía Renovables** [24]:
  - ❖ Aumentar la cuota de energías renovables en el consumo total de energía hasta el 42,5 % de aquí a 2030.

### 2.3.3 MARCOS REGULATORIOS NACIONALES

A continuación se enumeran los planes nacionales de mayor relevancia en materia energética y sus objetivos, que afectan a los sistemas de autoconsumo [113], [114]:

- **Plan de Ahorro y Eficiencia Energética (PAEE) 2011-2020**, IDAE [27].
- **Plan Nacional de Acción de Eficiencia Energética (PNAER) 2017-2020**, MINETAD [115].
- **Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020**, IDAE [11]:
  - ❖ Incorporación de los objetivos de la Directiva 2015/1513/CE (2009/28/ CE): Fomento del uso de energías procedentes de fuentes renovables.
  - ❖ Propuesta de avance hacia la generación distribuida mediante el fomento del autoconsumo.
  - ❖ Incentivar las posibilidades de almacenamiento y la gestión de energía.
  - ❖ Potenciar el autoconsumo de energía con “balance neto”.
- **Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia** (Gobierno de España) 04/2021, dentro de la Política planca III: Transición energética justa e inclusiva, que incluye las siguientes componentes [25]:
  - C7: Despliegue e integración de energías renovables.
  - C8: Infraestructuras eléctricas, promoción de redes inteligentes y despliegue de la flexibilidad y el almacenamiento.
  - C9: Hoja de ruta del hidrógeno renovable y su integración sectorial.
  - C10: Estrategia de Transición Justa.
- **Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030**, MITECO [17], en el cual se establece:

- ❖ 23 % de reducción de emisiones de GEI respecto a 1990.
  - ❖ 42 % de renovables sobre el uso final de la energía.
  - ❖ 39,5 % de mejora de la eficiencia energética.
  - ❖ 74 % de energía renovable en la generación eléctrica.
- **Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo (ELP) 2030-2050**, MITECO, en la que se traza la hoja de ruta para alcanzar la neutralidad climática [116]:
    - ❖ Reducción de un 90 % de las emisiones de GEI respecto a 1990.

El 10 % restante será absorbido por los sumideros de carbono.
  - **Estrategia de Almacenamiento Energético 2030-2050**, MITECO, en la que se establecen los objetivos de la potencia de almacenamiento a alcanzar, clave para garantizar la seguridad de suministro y precios más bajos de la energía [117]:
    - ❖ Pasar de una potencia de almacenamiento total de 8,3 GW disponibles en 2021, a 20 GW en 2030 y 30 GW en 2050.
  - **Hoja de Ruta del Autoconsumo** 12/2021, MITECO, que da cumplimiento a la medida 1.4 del PNIEC, definiendo los objetivos y las líneas de actuación a seguir e identificando los retos y oportunidades para el potencial desarrollo del sector [114]:
    - ❖ Establecer el potencial de penetración del autoconsumo por tipo de consumidor.

Fija un objetivo de 9 GW de potencia instalada de autoconsumo en 2030, que en el escenario más favorable podrían llegar hasta los 14 GW.
    - ❖ Establecer las líneas de actuación para promover el autoconsumo renovable, situando al ciudadano en el centro del sistema energético, y activar su uso como herramienta clave en la lucha contra la pobreza energética.
    - ❖ Desarrollar instrumentos para promover su uso compartido.

- ❖ Facilitar la implantación de aplicaciones en ámbitos como el industrial o de sector servicios en un contexto de reactivación económica, así como en el sector público.
- ❖ Desarrollo del autoconsumo como palanca para la generación rápida de actividad y empleo, tanto de forma directa como mediante el efecto sobre las distintas cadenas de valor locales y el ahorro en costes energéticos de consumidores e industria.

### 2.3.4 REGULACIONES NACIONALES Y AUTONÓMICAS

A continuación se recopilan las regulaciones (leyes, reales decretos, normativas, etc.) de mayor relevancia a nivel nacional, concernientes principalmente al sector eléctrico, climático, urbanístico y económico, que de alguna forma afectan a las instalaciones de los sistemas de autoconsumo [113], [114], [118], excluyendo las propias sobre autoconsumo, que se describen en el Apartado 2.4.

#### REGULACIONES ELÉCTRICAS

- **RD 1955/2000**, de 1 de diciembre: Regulación de las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica [119].
- **RD 1164/2001**, de 26 de octubre: Establecimiento de las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica [120].
- **RD 842/2002**, de 2 de agosto: Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT), ITC-BT-40 e ITC-BT-52: Dispositivos antivertido, autoconsumo compartido, instalaciones generadoras y sistemas de almacenamiento [121].
- **RD 1110/2007**, de 24 de agosto: Reglamento unificado de Puntos de Medida del Sector Eléctrico (RPM) [122].
- **RD 1699/2011**, de 18 de noviembre: Regulación de la conexión a red de instalaciones de producción de energía de pequeña potencia [123].
- **RDL 9/2013**, de 12 de julio: Adopción de medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico [124].

- **Ley 24/2013**, de 26 de diciembre: Sector Eléctrico [125].
- **RD 1048/2013**, de 27 de diciembre: Establecimiento de la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica [126].
- **RD 216/2014**, de 28 de marzo: Se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica (PVPC) y su régimen jurídico de contratación [127].
- **RD 337/2014**, de 9 de mayo: Reglamento de instalaciones eléctricas de Alta Tensión (RAT) [128].
- **RD 413/2014**, de 6 de junio: Regulación de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables (sol, viento y agua), cogeneración y residuos [129].
- **Circular 3/2020**, de 15 de enero, de la CNMC: Se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad (Tarifa 2.0TD, AI.4) [35].
- **RDL 23/2020**, de 23 de junio: Aprobación de medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica [130].
- **RD 1183/2020**, de 29 de diciembre: Acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica [131].
- **Circular 1/2021**, de 20 de enero, de la CNMC: Se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica [132].
- **RD 148/2021**, de 9 de marzo: Se establece la metodología de cálculo de los cargos del sistema eléctrico [133].
- **MT 3.53.01**, edición 08, mayo 2021: Condiciones técnicas de la instalación de producción eléctrica conectada a la red de IBERDROLA distribución eléctrica, S.A.U. [134], [135].
- **Procedimientos de Operación REE (PO)** [136], que afectan al autoconsumo [114]:
  - ❖ PO 1.4: Condiciones entrega energía puntos frontera.

- ❖ PO 1.6: Establecimiento de los planes de seguridad para la operación del sistema.
  - ❖ PO 7.4: Servicio complementario de control de tensión de la red de transporte.
  - ❖ PO 9: información a intercambiar con el operador del sistema.
  - ❖ PO 11.2: Criterios de instalación y funcionamiento de los automatismos.
  - ❖ PO 12.1: Solicitudes de acceso para la conexión de nuevas instalaciones a la red de transporte.
  - ❖ PO 12.2: Instalaciones conectadas a la red de transporte: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad y puesta en servicio.
  - ❖ PO 12.3: Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas.
  - ❖ PO 14.8: Sujeto de liquidación de las instalaciones de producción y de las instalaciones de autoconsumo.
- **Orden TED/1247/2021**, de 15 de noviembre [137]: Modifica el anexo I del RD 244/2019, para la implementación de coeficientes de reparto variables en autoconsumo colectivo [32].
  - **RDL 29/2021**, de 21 de diciembre: Adopción de medidas urgentes en el ámbito energético para el fomento de la movilidad eléctrica, el autoconsumo y el despliegue de energías renovables [138].
  - **RDL 14/2022**, de 1 de agosto: Adopción de medidas de sostenibilidad económica en el ámbito del transporte, en materia de becas y ayudas al estudio, así como de medidas de ahorro, eficiencia energética y de reducción de la dependencia energética del gas natural [139].
  - **Resolución de 15 de diciembre de 2022**, de la CNMC: Se establecen los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad de aplicación a partir del 1 de enero de 2023 [140].



- **Orden TED/1312/2022**, de 23 de diciembre: Se establecen los precios de los cargos del sistema eléctrico de aplicación a partir del 1 de enero de 2023 y se establecen diversos costes regulados del sistema eléctrico para el ejercicio 2023 [141].

### REGULACIÓN URBANÍSTICA

- **Ley 49/1960**, de 21 de julio: Ley de Propiedad Horizontal (LPH), que ha sufrido diversos cambios que afectan al autoconsumo [142]:
  - ❖ Ley 10/2022, de 14 de junio, de medidas urgentes para impulsar la actividad de rehabilitación edificatoria en el contexto del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia [143]:

Modificación del artículo 17.2 concerniente al autoconsumo colectivo, estableciendo un régimen de mayoría simple para las mejoras de la eficiencia energética del edificio y para la implantación de fuentes de energía renovable de uso común (la misma mayoría se establece para la solicitud de ayudas y financiación).

A este respecto, cabe destacar el artículo 17.1 de la LPH, cuando hace referencia a: *"la instalación de sistemas comunes o privados, de aprovechamiento de energías renovables, [...], podrá ser acordada, a petición de cualquier propietario, por un tercio de los integrantes de la comunidad que representen, a su vez, un tercio de las cuotas de participación"*.

En resumen, cualquier vecino de una comunidad, tiene derecho a instalar placas solares en zonas comunitarias (terrace, tejado, etc.), para autoconsumo individual, requiriéndose para ello el voto favorable de 1/3 de los integrantes en una junta de propietarios.

<b>Tipo de Consumo</b>	Individual	Individual	Colectivo	Comunitario	Individual	Comunitario
<b>Lugar de instalación</b>	Terraza propia	Terraza comunitaria	Terraza comunitaria	Terraza comunitaria	Fachada	Fachada
<b>Votos vecinos necesarios</b>	0	1/3	1/3	Mayoría simple	Totalidad	Totalidad

**Tabla 2.2** Mayorías necesarias para la instalación de los sistemas de autoconsumo en comunidades de vecinos

En la Tabla 2.2 se indican el tipo de mayorías necesarias para la instalación de los sistemas de autoconsumo en una comunidad de vecinos, en función de si el consumo es individual (*Propio*) o colectivo (*Comunitario*) y su lugar de instalación en el edificio.

- Las comunidades autónomas (CC.AA.) tienen potestad para legislar adicionalmente a lo contemplado en la normativa nacional, pudiendo flexibilizar sus normas de gestión del suelo y normas urbanísticas para facilitar a los ayuntamientos la aplicación de procedimientos simplificados de cara a la instalación de sistemas de autoconsumo (autorizaciones y licencias de obra)<sup>1</sup>.

### AYUDAS ECONÓMICAS

A nivel nacional existen una serie de ayudas enmarcadas dentro del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia [25]:

- **RD 477/2021**, de 29 de junio [33]: 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 [25]:
  - ❖ Consiste en seis programas de incentivos enmarcados en el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia, orientado a la consecución de los objetivos fijados por el PNIEC 2021-2030 [17].
  - ❖ Estos programas están financiados a través de los Fondos Next Generation UE [144], que gestiona directamente el IDAE y los trasfiere anualmente a las CC. AA.

---

<sup>1</sup> Comunidad Foral de Navarra:

- Tramitación y registro administrativo de instalaciones de autoconsumo de energía eléctrica [188].
- Información instalaciones de autoconsumo (portal de transición energética) [189].

Comunidad Autónoma de La Rioja:

- Tramitación y registro administrativo de instalaciones de autoconsumo de energía eléctrica [190].

Cada ejercicio tiene un gasto autorizado por programa y componente, que se van cubriendo por orden estricto de presentación de las solicitudes que sean aprobadas, hasta agotar los fondos. En el caso de que no sea ejecutado en su totalidad podrá incorporarse al siguiente ejercicio (máximo 2026).

A su vez, existe la posibilidad de ampliaciones de los presupuestos a nivel comunitario, si estas lo solicitan.

- ❖ Los programas de incentivos en los que se incluyen los sistemas de autoconsumo fotovoltaicos (conectados o aislado de red), son el 4.º y el 5.º:

4.º: Autoconsumo con EE. RR. (fotovoltaica y eólica), con o sin almacenamiento en el sector residencial, administraciones públicas y tercer sector.

5.º: Incorporación de almacenamiento en autoconsumos existentes con EE. RR. en el sector residencial, administraciones públicas y tercer sector.

Estos programas están divididos a su vez en las Componentes C7 y C8, correspondientes con dos de las treinta líneas de acción del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia [25]:

C7: Despliegue e integración de las energías renovables.

C8: Infraestructuras eléctricas, promoción de redes inteligentes y despliegue de la flexibilidad y el almacenamiento.

- ❖ El cálculo de las ayudas base se realiza a nivel discreto por módulos (ayuda para cada tecnología), en función del nivel de la potencia fotovoltaica instalada ( $P_{FV}$ ) en kWp, y de la capacidad real de almacenamiento de las baterías instaladas ( $C_{bat\_real}$ ) en kWh:

$$Ayuda\ Base = Módulo_{FV} \cdot P_{FV} + Módulo_{Bat} \cdot C_{bat\_real} \quad (2.1)$$

El valor del  $Módulo_{FV}$  está tabulado y depende del nivel de la potencia instalada. Por ejemplo, para una potencia fotovoltaica instalada  $\leq 10$  kWp, el módulo es de 600 €/kWp. Si además

se trata de un sistema de autoconsumo colectivo, el módulo asciende a 710 €/kWp.

En el caso del  $Módulo_{Bat}$  está igualmente tabulado y depende del nivel de la capacidad instalada. Por ejemplo, para una capacidad de almacenamiento instalada  $\leq 10$  kWh, el módulo es de 490 €/kWh. Si fuera superior a 10 kWh y  $\leq 100$  kWh, el módulo se reduciría a 350 €/kWp.

Dentro de las particularidades existentes, una de ellas es que en el caso de que el sistema de autoconsumo disponga de almacenamiento, se ha de cumplir que la ratio entre la capacidad de almacenamiento instalada frente a la potencia de generación no puede superar los 2 kWh/kWp. Por otro lado, las baterías de plomo-ácido no están admitidas.

- ❖ Además de las ayudas de base anteriores, existen unas ayudas adicionales, en función de diversos condicionantes, como la instalación de los paneles fotovoltaicos sobre marquesinas (+120 €/kWp), o del nivel de habitantes de los municipios (ayuda por reto demográfico) donde se instalen estos sistemas (+55 €/kWp, +15 €/kWh).
  - ❖ Las ayudas recibidas se abonan directamente mediante transferencia bancaria, y tributan como un ingreso adicional (incremento de la base imponible) a la hora de realizar la declaración de la renta.
- **RD 377/2021**, de 17 de mayo: Se amplía la tipología de beneficiarios del RD 477/2021 [34]:
- ❖ Dentro de las mejoras que se incluyen con respecto al RD 477/2021 [33], cabe destacar la flexibilización de la ratio impositiva entre la capacidad de almacenamiento instalada y la potencia de generación, que pasa de 2 a 5 kWh/kWp.

Si bien la ratio anterior era técnicamente sensata, la nueva busca incentivar fuertemente la instalación de sistemas de almacenamiento de mayor capacidad, en consonancia con la creciente generalización de soluciones con almacenamiento.

Cada comunidad autónoma (C. A.) ha incluido dentro de sus trámites autonómicos las solicitudes de las ayudas anteriores<sup>2</sup>.

En el caso de la Comunidad Foral de Navarra, adicionalmente, se puede optar a unas deducciones fiscales (IRPF) por inversiones en instalaciones de energías renovables (sistemas de autoconsumo), vehículos eléctricos y sistemas de recarga:

- **LF 16/2017**, de 27 de diciembre: Modificación de diversos impuestos y otras medidas tributarias acuerdo [145]:

- ❖ La deducción para los sistemas de autoconsumo puede ir desde un 15 % de base mínima, la cual se va incrementando hasta llegar a un máximo del 30 %, en función de una serie de requisitos (generación sin emisión de GEI, capacidad de las baterías, microrred con más de una fuente renovable diferente, autoconsumo compartido, autoconsumo en comunidad de vecinos).

Si se trata de un sistema de autoconsumo individual con una capacidad de almacenamiento superior a 2 kWh, la deducción sería del 30 %, en caso contrario bajaría al 25 %.

- ❖ Si se trata de una persona física a la que la inversión no afecta a su actividad económica (ámbito residencial generalmente), la base de la deducción se aplica sobre el total de la inversión (incluido el IVA).

La base de la deducción fiscal será la que acredite el informe que emite el Servicio de Transición Energética del Gobierno de Navarra, de acuerdo con la documentación presentada.

- ❖ Hay ciertos límites fiscales, entre los cuales existe una limitación de la suma de las bases de las deducciones, que no podrá

---

<sup>2</sup> Comunidad Foral de Navarra:

- Ayudas al autoconsumo y al almacenamiento con fuentes de energía renovable [191].

Comunidad Autónoma de La Rioja:

- Ayudas al autoconsumo y al almacenamiento con fuentes de energía renovable [192].

exceder el 25 % de la base liquidable del sujeto pasivo (base imponible – reducciones).

Si la excede, esa cantidad no deducida se podrá aplicar en los periodos impositivos de los cuatro años siguientes, con las mismas restricciones.

## 2.4 EVOLUCIÓN REGULATORIA NACIONAL SOBRE EL AUTOCONSUMO

El autoconsumo dispone de marco regulatorio específico desde el año 2015 (RD 900/2015 [87]), si bien no fue hasta el año 2018 cuando evolucionó hasta completar un entorno normativo que ha facilitado realmente el desarrollo del mismo (RDL 15/2018 [146], RD 244/2019 [32]).

A continuación, se enumeran las principales normativas de regulación específica del autoconsumo en España desde su implantación:

- **RD 1663/2000**, de 29 de septiembre: Conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión [147].

Este RD simplifica los procedimientos de conexión de las instalaciones y esto ayuda a que la población en general se aventure a dar los primeros pasos en la instalación de sistemas de autoconsumo fotovoltaico individual.

- **RD 1699/2011**, de 18 de noviembre: Regulación de la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia (1.<sup>er</sup> decreto de autoconsumo) [148].

Este RD se puede considerar la primera regulación sobre autoconsumo, el cual amplía el ámbito de aplicación del anterior RD 1663/2000 [147] al cual deroga. Se simplifican los requisitos para las instalaciones de pequeña potencia que pretendan conectarse en puntos donde exista ya un suministro. También se excluyen del régimen de autorización administrativa las instalaciones de producción con potencia nominal no superior a 100 kW y se anuncia la futura y próxima regulación del suministro de la energía eléctrica producida en el interior de la red de un consumidor para su propio consumo que incentivará el autoconsumo. Con estas medidas se pretende el desarrollo de la generación distribuida.

- **RD 900/2015**, de 9 de octubre: Regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo (2.º decreto de autoconsumo) [87].

Aunque este RD regulaba y permitía el autoconsumo, con o sin almacenamiento y vertido a red, presentaba una serie de restricciones que dificultaban y desincentivaban su implantación, entre las que caben mencionar las siguientes, que han sido extraídas del análisis presentado en el Anexo I (Tabla AI.1):

- ❖ La potencia máxima de generación fotovoltaica (kWp), tenía que ser menor o igual que la potencia contratada del suministro eléctrico (kW).
  - ❖ No permitía recibir ingresos por los excedentes de la energía autogenerada e inyectados a la red, para los autoconsumidores del tipo *Suministro con Autoconsumo*.
  - ❖ Tampoco permitía la aplicación de ningún tipo de balance neto (Apartado 2.2).
  - ❖ No permitía el autoconsumo colectivo.
  - ❖ Se tenían que solicitar y pagar, los estudios de acceso y conexión y los derechos de acometida, salvo para potencias contratadas menores o iguales a 10 kW, si se instalaba un sistema de antivertido.
  - ❖ Imponía un peaje a la energía autoconsumida (conocido popularmente como "impuesto al sol"), aunque no era de aplicación para instalaciones conectadas en baja tensión con una potencia contratada menor o igual a 10 kW (1.ª Disposición Transitoria).
  - ❖ Obligaba a instalar un segundo contador bidireccional para la generación, además del propio del punto frontera del suministro, que también debía ser bidireccional.
- **RDL 15/2018**, de 5 de octubre: Medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores (preámbulo del 3.º decreto de autoconsumo, RD 244/2019) [146], el cual fue la primera

normativa que modificó y derogó muchas de las restricciones impuestas por la anterior regulación dada por el RD 900/2015 [87], basándose en los siguientes preceptos:

- ❖ La energía de origen renovable, cogeneración o residuos estará exenta de todo tipo de cargos y peajes.
- ❖ Se permite la existencia de excedentes de energía autoconsumida que se pueden verter a la red y se contempla el uso de esta para conectar a los consumidores con la instalación de autoconsumo apareciendo la figura de instalaciones próximas.
- ❖ Se introduce el principio de simplificación administrativa y técnica para instalaciones de pequeña potencia.

Este RDL sentó las bases de lo que hoy se puede considerar el 3.<sup>er</sup> decreto de regulación del autoconsumo (RD 244/2019 [146]).

- **RD 244/2019**, de 5 de abril: Regula las condiciones administrativas técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica en España, siendo de aplicación para las instalaciones conectadas a la red de distribución o transporte, entrando en vigor el 07/04/2019 (3.<sup>er</sup> decreto de autoconsumo) [32].

Este RD 244/2019 basado en los preceptos ya indicados para el RDL 15/2018 [146], pasó a desarrollarlos reglamentariamente, contemplando las condiciones administrativas, técnicas y económicas, siendo la primera normativa en España que potencia y habilita el autoconsumo realista, al derogar mayoritariamente los obstáculos previos que lo dificultaban y desincentivaban (RD 900/2015 [87]).

Los principios fundamentales por los que se rige este RD 244/2019, son los siguientes:

- ❖ Eliminación de los peajes y cargos de la energía autoconsumida, con opción a compensación de la energía excedentaria inyectada a red.
- ❖ Reconocimiento del derecho al autoconsumo compartido y de proximidad (autoconsumo colectivo).



- ❖ Simplificación de los trámites burocráticos y técnicos requeridos, según el REBT [121].

En el Anexo I (AI.3), se incluye un resumen específico de los puntos y aspectos considerados de mayor interés, de cara a las instalaciones de autoconsumo en general, y residenciales en particular.



# 3

## DESCRIPCIÓN DE LOS PERFILES TIPO Y LAS VIVIENDAS DE ESTUDIO

### 3.1 INTRODUCCIÓN

**E**n este capítulo se analizan las curvas reales de consumo de diferentes viviendas reales, de forma que se permita clasificar y definir principalmente las tipologías de lo que se ha definido como perfiles de consumo tipo.

### 3.2 RECOPIACIÓN DE DATOS DE VIVIENDAS

Dentro del ámbito del proyecto de I+D ARALAR [86], se realizó una recopilación de diversos perfiles de consumo reales, además de las características constructivas y de uso principales de las viviendas, con los que poder evaluar la idoneidad global de las viviendas de cara a la implantación de un sistema de autoconsumo fotovoltaico. Para ello, se elaboró la Tabla 3.1 que fue distribuida entre diversas personas, intentando abarcar diferentes estilos de vida, a las que se les pidió que la rellenaran, así como que descargaran sus perfiles de

consumo horario de la web de su distribuidora así como otros perfiles de los que dispusieran en caso de tener equipos especializados (por tener ya una instalación fotovoltaica por ejemplo).

<b>DATOS DE USO Y CARACTERÍSTICAS ENERGÉTICAS DE LA VIVIENDA</b>		
<b>Parámetro</b>	<b>Opciones</b>	
<b>Tipo</b>	Unifamiliar, Piso, Ático, Chalet, Casa rural	
<b>Uso</b>	Vivienda habitual, Fin de semana, Verano, Invierno, Esporádico	
<b>Miembros/Hijos</b>	Número de personas en total	Número de hijos
<b>Uso comidas/Asistente</b>	Todos, Padres, Hijos, Ninguno	Sí, No
<b>Calefacción</b>	Central, Gas, Gasóleo, Eléctrica, Suelo radiante, Biomasa, Bomba calor, Solar térmica, No	
<b>Aire acondicionado</b>	Sí, No	
<b>Iluminación</b>	Convencional, Bajo consumo/LED, Mixta	
<b>Horno/Cocina</b>	Eléctrico, Gas, Leña, No	Inducción, Vitrocerámica, Mixta (Ind. + Vit.), Gas, Mixta (Gas + Ind.), Mixta (Gas + Vit.), Leña
<b>Lavavajillas/Frigorífico</b>	Sí, No	Convencional, Combi, Americano, <i>Cooler</i> , Convencional + Arcón, Combi + Arcón, Americano + Arcón, <i>Cooler</i> + Arcón, Gas
<b>Lavadora/Secadora</b>	Sí, No	Sí, No
<b>Piscina</b>	Sí, No	Depuradora permanente, Iluminación, Depuradora Manual e Iluminación, Depuradora Permanente e Iluminación
<b>Jardín</b>	Sí, No	Riego, Iluminación, Riego e Iluminación, Ninguno anteriores
<b>Coche eléctrico</b>	Sí, No	Carga nocturna, Carga diurna, Carga mixta
<b>DATOS CONSTRUCTIVOS DE LA VIVIENDA</b>		
<b>Superficie planta</b>	m <sup>2</sup>	
<b>Plantas</b>	Número de plantas	
<b>Buhardilla</b>	Sí, No	m <sup>2</sup>
<b>Vertientes tejados</b>	Sí, No	Número de vertientes y m <sup>2</sup>
<b>Orientación principal</b>	Norte, Sur, Este, Oeste, Noroeste, Sureste, Suroeste, Noroeste	
<b>DATOS SUMINISTRO ELÉCTRICO ACTUAL</b>		
<b>Tarifa/Potencia Contratada</b>	Tipo tarifa actual	kW
<b>Consumo energía</b>	kWh/año	

**Tabla 3.1** Parámetros principales de las viviendas residenciales para identificar su idoneidad para instalar un sistema de autoconsumo

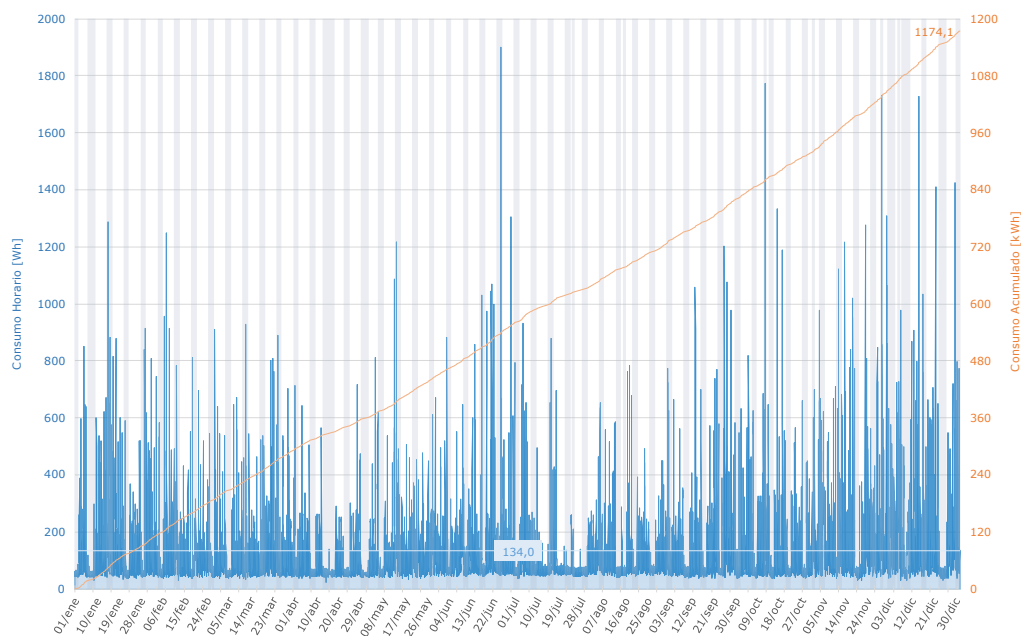
De entre todos los parámetros indicados en la Tabla 3.1, uno de los fundamentales para caracterizar el nivel de potencialidad de las viviendas para la integración de un sistema de autoconsumo, es su nivel de consumo, y ante todo su distribución temporal (perfil de consumo). Por ello, además de la tabla, se solicitó a los participantes sus curvas de consumo, que se analizan en el siguiente apartado.

### 3.3 PERFILES DE CONSUMO ELÉCTRICO EN VIVIENDAS

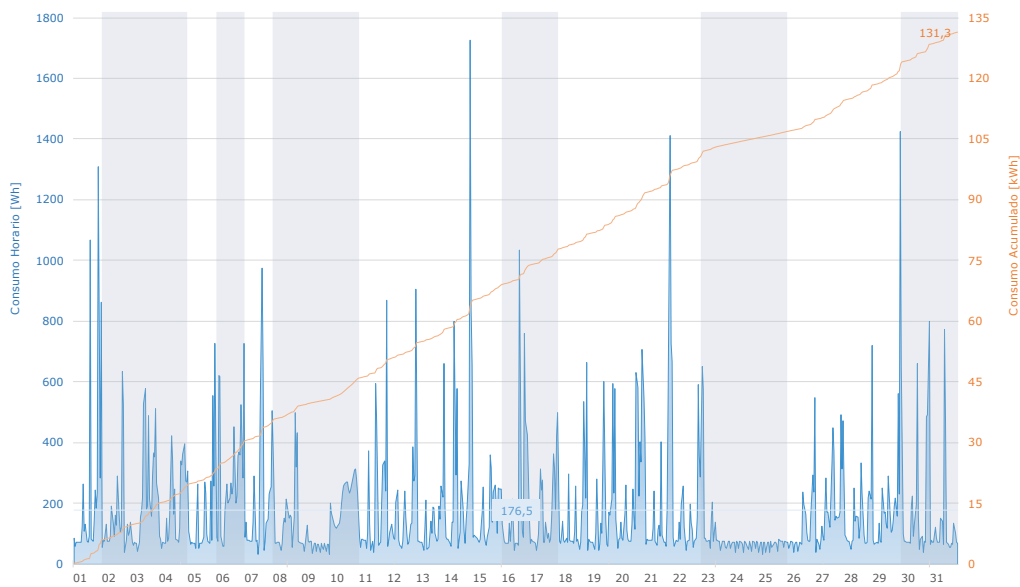
#### 3.3.1 RECOPIACIÓN CURVAS DE CONSUMO ELÉCTRICO DE LAS VIVIENDAS

Los datos de los perfiles anuales de consumo disponibles de la mayoría de las viviendas analizadas en el proyecto de I+D ARALAR [86], se descargaron de los datos facilitados por las distribuidoras y comercializadoras, siendo datos horarios.

Con estos datos se realizó un análisis preliminar, para caracterizar las tipologías de consumo de cada una de las viviendas. Para ello, se realizó un análisis gráfico con distintas agrupaciones temporales, estacionales y por laboralidad diaria. En la Figura 3.1 se puede ver el consumo horario anual, su valor medio y el acumulado de una de las viviendas analizadas. De igual forma, se han analizado los mismos a nivel mensual (Figura 3.2).

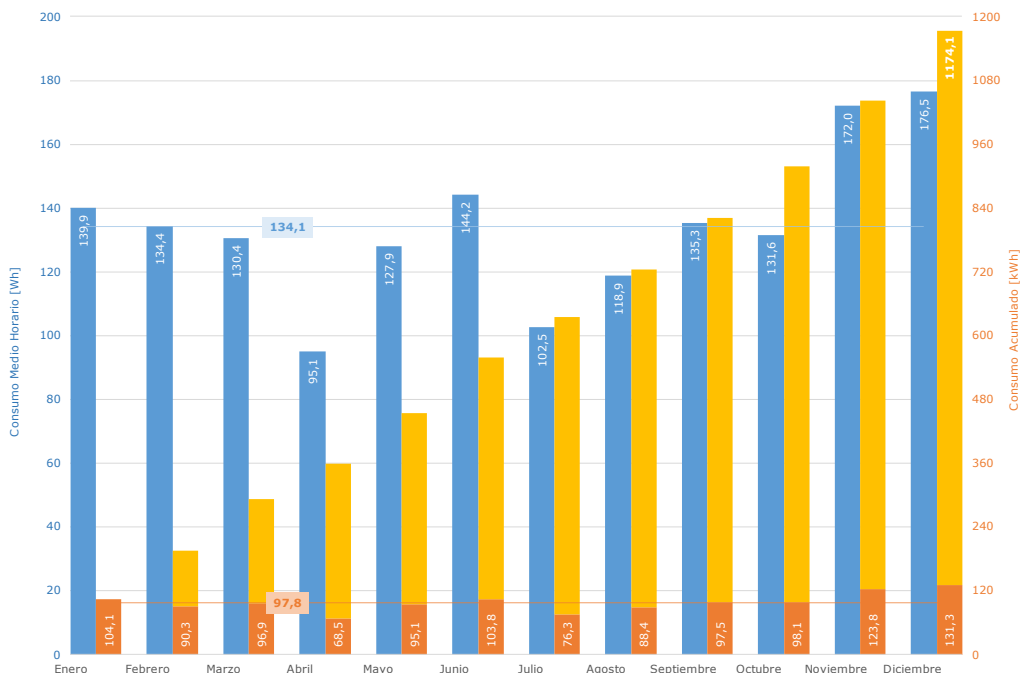


**Figura 3.1** Perfil de consumo horario anual 2017-Vivienda N (Tabla 3.2)



**Figura 3.2** Perfil de consumo horario mensual 12/2017-Vivienda N (Tabla 3.2)

Agrupando los datos mensuales, se puede observar de una forma más clara cuál es el peso del consumo mes a mes sobre el global anual (Figura 3.3).

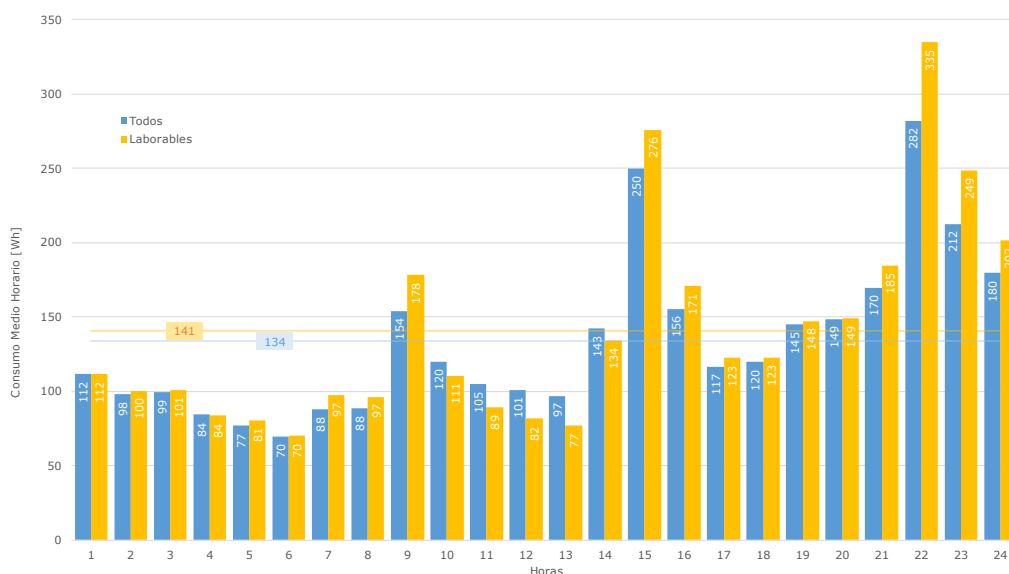


**Figura 3.3** Consumo mensual 2017-Vivienda N (Tabla 3.2)

Desligando los datos de consumo por días, diferenciando entre coger únicamente los días laborables (Laborables) o incluyendo los que hayan sido festivos (Todos), se puede observar cuál es su peso medio diario con respecto al global (Figura 3.4), así como su perfil medio horario (Figura 3.5).



**Figura 3.4** Consumo medio diario 2017-Vivienda N (Tabla 3.2)



**Figura 3.5** Consumo medio horario 2017-Vivienda N (Tabla 3.2)

El perfil de consumo medio horario mostrado en la Figura 3.5, refleja los hábitos reales de consumo de energía eléctrica de la vivienda, el cual es uno de los datos fundamentales para conocer la idoneidad de cara a la instalación de un sistema de autoconsumo fotovoltaico. Desagrupando el perfil anterior estacionalmente (Figura 3.6), se puede analizar mejor si el perfil de consumo de la vivienda presenta características adecuadas para el autoconsumo y para integrar o no almacenamiento energético en el sistema de autoconsumo.



**Figura 3.6** Consumo medio horario estacional 2017-Vivienda N (Tabla 3.2)

Para complementar los datos horarios anteriores, se obtuvieron datos de consumo de otras viviendas, incluidas algunas de las anteriores, pero con periodos de muestreo menores (quinceminutales, tresminutales y minutales)<sup>1</sup>, buscando una mayor resolución de cara al posterior estudio de respuesta de las estrategias, al no filtrarse tanto los picos de consumo reales.

En la Tabla 3.2 se muestran todas las viviendas sobre las que se obtuvieron datos de consumo (todas ellas en la Comunidad Foral de Navarra), indicando la disponibilidad de datos (en años enteros) y su periodo de registro.

<sup>1</sup> Los datos fueron adquiridos mediante las herramientas EMS Tools (minutales) y SUN Monitor (quinceminutales y tresminutales) de INGETEAM, y Wibee (minutales).



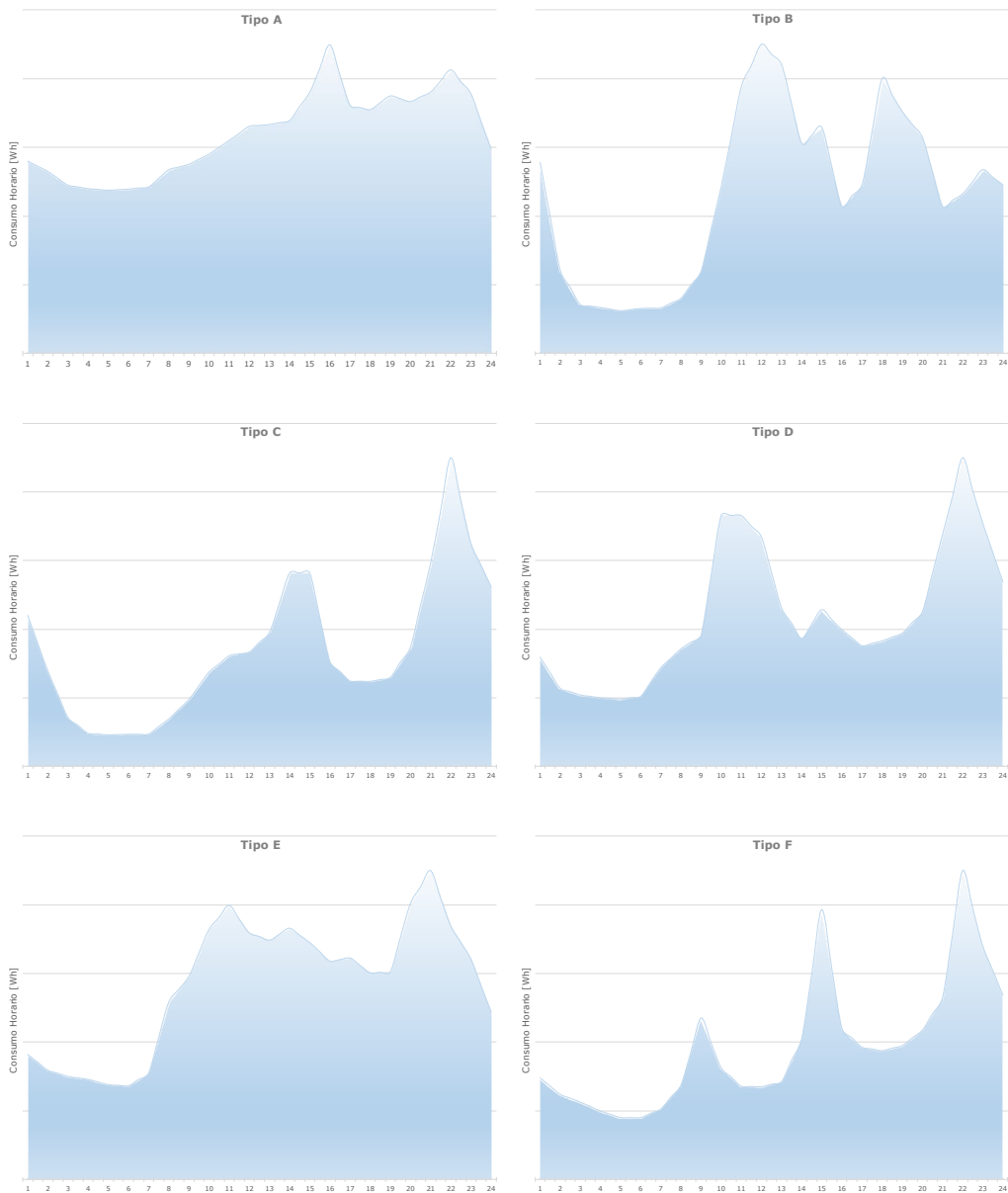
Año	Periodo datos	Vivienda													
		A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
2017	h	✓	✓	✓	✓	≈	≈	✓	✓	✓	✓	✓	≈	✗	✓
	15/3 min	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
	min	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	✗	✓	--
2018	h	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	≈ (2, 3, 4)
	15/3 min	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	✗	≈ (1, 2, 3, 4, ~5)	--
	min	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	✗	✗	--
2019	h	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✓
	15/3 min	≈ (1, ~2, ~3, ~7, ~8)	≈ (1, ~2, ~7, ~8)	✗	≈ (1, 2, 7, ~8)	✗	✗	--	--	--	--	--	≈ (~1, ~3, ~12)	≈	--
	min	≈ (7, 8)	≈ (7, 8)	✓*	≈ (3, 5, 7, 8)	✗	✗	--	--	--	--	--	✗	✓	--
2020	h	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✓
	15/3 min	≈ (~2, ~6)	≈	✗	≈ (3, 4, 5, ~6)	✗	✗	--	--	--	--	--	≈ (1, 2, 3, ~4, ~6)	≈	--
	min	--	✓	✗	✗	✗	✗	--	--	--	--	--	✗	✓*	--
2021	h	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✓
	15/3 min	✗	✗	✗	✗	✗	✗	--	--	--	--	--	✗	✗	--
	min	✗	✗	✗	✗	✗	✗	--	--	--	--	--	✗	✗	✓*
2022	h	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✓
	15/3 min	✗	✗	✗	✗	✗	✗	--	--	--	--	--	✗	✗	--
	min	✗	✗	✗	✗	✗	✗	--	--	--	--	--	✗	✗	✓

**Tabla 3.2** Disponibilidad de los datos de consumo de las viviendas:

- : Sistema de adquisición de datos no disponible.
- ✓ : Datos del perfil de consumo disponibles.
- ✓\* : Perfil de consumo seleccionado como perfil de estudio (Apdo. 3.4.2).
- ≈ : Solo disponible el valor energético final (no se dispone del perfil).
- ✗ : Datos del perfil de consumo no disponibles.
- (n.º): Mes con datos de consumo no disponibles.
- (~n.º): Mes con datos de consumo parcialmente disponibles.

### 3.3.2 TIPOLOGÍAS DE PERFILES DE CONSUMO ELÉCTRICO EN VIVIENDAS

A partir de todos los perfiles de consumo disponibles de las viviendas recogidos en la Tabla 3.2, se han identificado seis tipologías de perfil con los que se puede llegar a clasificar todos los perfiles analizados (Figura 3.7).



**Figura 3.7** Perfiles tipo de consumo horario de las viviendas (Tabla 3.2)

A continuación, se enumeran los hábitos identificados de uso y/o consumo que son más usuales para las viviendas de cada una de las tipologías, y se describen las características principales de la evolución del consumo de cada uno de los perfiles, así como su consumo medio anual:

- **Tipo A:** Unifamiliar, trabajo en casa, con equipos de consumo constante.

Consumo regular a lo largo de las 24 h del día, con un incremento moderado desde la mañana (8 h), y dos pequeños máximos al medio día (16 h) y noche (22 h),  $\approx 4000$  kWh/año.

- **Tipo B:** Trabajo en casa en horario comercial, comen en casa.

Consumo diario regular las 24 h, con dos máximos diarios al medio día (12 h) y a la tarde (18-19 h), con una pequeña subida a la hora de comer (14-15 h) y a la noche (22-23 h),  $\approx 4150$  kWh/año.

- **Tipo C:** Familia con hijos que comen fuera de casa, con empleada del hogar.

Picos de consumo a última hora de comer (14-15 h) y a la noche (22 h),  $\approx 2800$  kWh/año.

- **Tipo D:** Familia con hijos que comen fuera de casa, con empleada del hogar.

Incremento de consumo a partir de primera hora de la mañana (7-8 h), con dos máximos similares, uno por la mañana más plano (10-12 h), y el otro por la noche (22 h),  $\approx 3500$  kWh/año.

- **Tipo E:** Familia con hijos que comen en casa, con asistencia.

Consumo constante más bajo de madrugada, con subida desde primera hora de la mañana, con un pico a media mañana (11 h), con consumo elevado hasta el pico máximo de la noche (21-22 h),  $\approx 5000$  kWh/año.

- **Tipo F:** Piso, trabajan fuera de casa, comen en casa, sin hijos.

Consumo constante más bajo de madrugada, con tres picos de consumo crecientes: mañana (8-9 h), medio día (15 h) y a la noche (22 h),  $\approx 2000$  kWh/año.

### 3.4 ELECCIÓN DE LOS PERFILES DE CONSUMO TIPO Y LAS VIVIENDAS DE ESTUDIO

#### 3.4.1 ELECCIÓN DE LOS PERFILES TIPO

Observando los perfiles tipo (Figura 3.7), se ha descartado estudiar, por un lado, el perfil A, por no ser representativo de un consumo residencial habitual (únicamente se dio en una de las viviendas). Por otro lado, los perfiles B, C y D, aunque se han identificado como distintos tipos, realmente tendrían un comportamiento similar en cuanto a la integración de un sistema de autoconsumo, por lo que se ha elegido el D como representativo de los mismos. Por ello, a partir de este momento, los perfiles tipo seleccionados para su estudio serán los F, D y E, que pasarán a denominarse perfiles Tipo 1, 2 y 3, respectivamente.

#### 3.4.2 ELECCIÓN DE LAS VIVIENDAS DE ESTUDIO Y ANÁLISIS DE SUS PERFILES

Debido a la disponibilidad de perfiles de consumo anuales completos en base minutal (Tabla 3.2), se han seleccionado las viviendas N, C y M, para representar los perfiles tipo seleccionados 1, 2 y 3, respectivamente. A partir de este momento, las viviendas seleccionadas N, C y M, pasarán a denominarse viviendas 1, 2 y 3, respectivamente.

Los datos de las viviendas seleccionadas, 1, 2 y 3, corresponden a distintos años. Concretamente, los datos disponibles de la Vivienda 1 corresponden a 2021, los de la Vivienda 2 a 2019 y los de la Vivienda 3 a 2020<sup>2</sup>.

Como año de estudio se ha elegido el año 2019, es decir, se utilizarán datos de mercado y de generación de dicho año. Para ello se han tenido que adaptar los perfiles de las otras dos viviendas para que coincidan los fines de semana con los de 2019<sup>3</sup>. La elección del año 2019 como año de estudio se debe a que es el último año sin eventos anómalos que afectan a los mercados

---

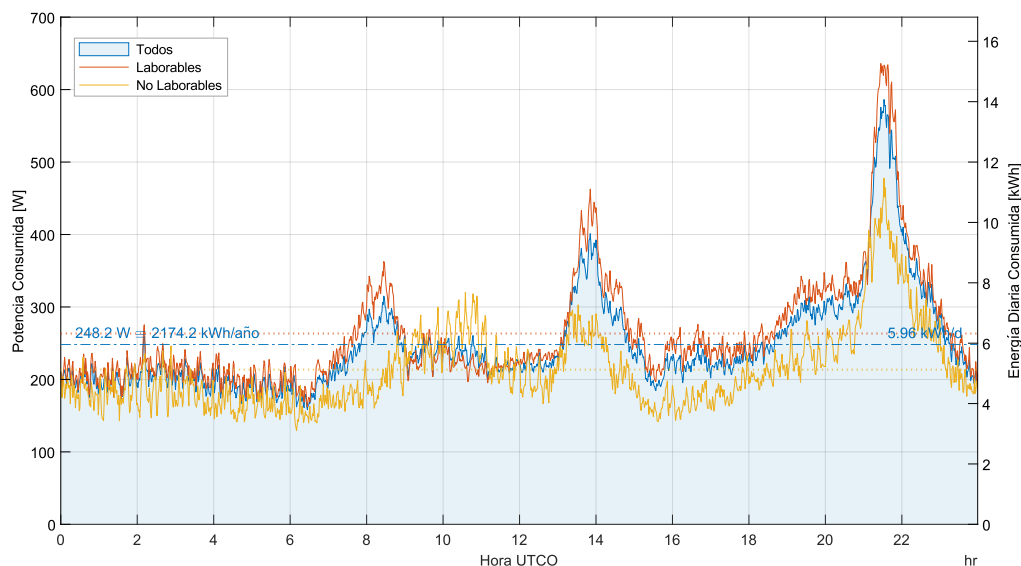
<sup>2</sup> En el año principal de la pandemia por la COVID-19, el perfil de consumo en la Vivienda M, que pasó a ser el de la vivienda habitual, tuvo un perfil Tipo 3, representativo de un hogar normal, siendo este el único perfil minutal disponible con los datos anuales completos.

<sup>3</sup> La adaptación de los perfiles de consumo de las viviendas de años distintos al de estudio, se ha realizado moviendo los días necesarios entre los de inicio y fin de año, para que el primer día del año siempre se corresponda con el mismo día de la semana del año de estudio. Además, dependiendo de si el año de estudio es o no es bisiesto, se añade un día adicional al final del año a adaptar que no lo sea, copiando el último día, o se elimina el último día del año, respectivamente. De esta forma se mantiene la correlación de todos los fines de semana.

energéticos, es decir, previo a la pandemia de COVID-19 y a la crisis de precios del gas que precedió a la invasión de Rusia sobre Ucrania. En definitiva, se ha preferido utilizar datos de la última etapa estable si bien, la nueva situación, una vez se estabilice, pueda ser distinta tanto en precios como en niveles de demanda.

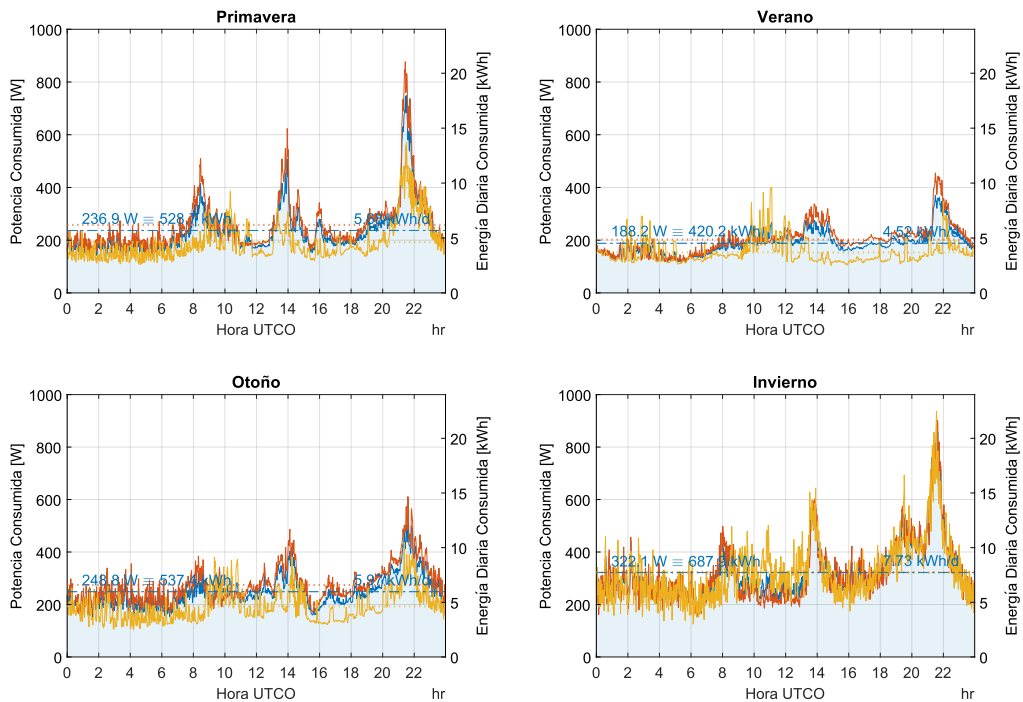
En las Figuras 3.8-3.13, se muestran los perfiles reales de consumo analizados para las viviendas 1, 2 y 3. Concretamente, en las Figuras 3.8, 3.10 y 3.12, se muestra el perfil medio diario, obtenido realizando el promedio del consumo en cada minuto del día para todos los días del año (azul). Además, en las mismas figuras, se muestra este análisis separando días laborables y no laborables (naranja y amarillo, respectivamente). En las Figuras 3.9, 3.11 y 3.13, se muestra el resultado del mismo análisis agrupando los datos por las estaciones del año.

En el perfil de consumo medio minutal anual de la Vivienda 1 (Figura 3.8) se observan claramente los tres picos de consumo crecientes, que se dan a lo largo del día (desayuno, comida y cena). A su vez, se observa un consumo mínimo permanente en torno a los 160 W (principalmente debido al frigorífico, equipos en *standby*, etc.), que supone en torno al 64 % del consumo total. También es destacable la reducción de consumo que se da en los días festivos, y el atraso en el primer pico de la mañana.



**Figura 3.8** Perfiles de consumo medio minutal anual Vivienda 1

Por estaciones (Figura 3.9), se observa cómo en el verano no se hace uso prácticamente de la vivienda, teniendo un consumo bajo, que prácticamente viene dado en su totalidad por el consumo mínimo. En primavera, otoño e invierno, respectivamente, se va incrementando el consumo, y se van definiendo los tres picos diarios característicos.

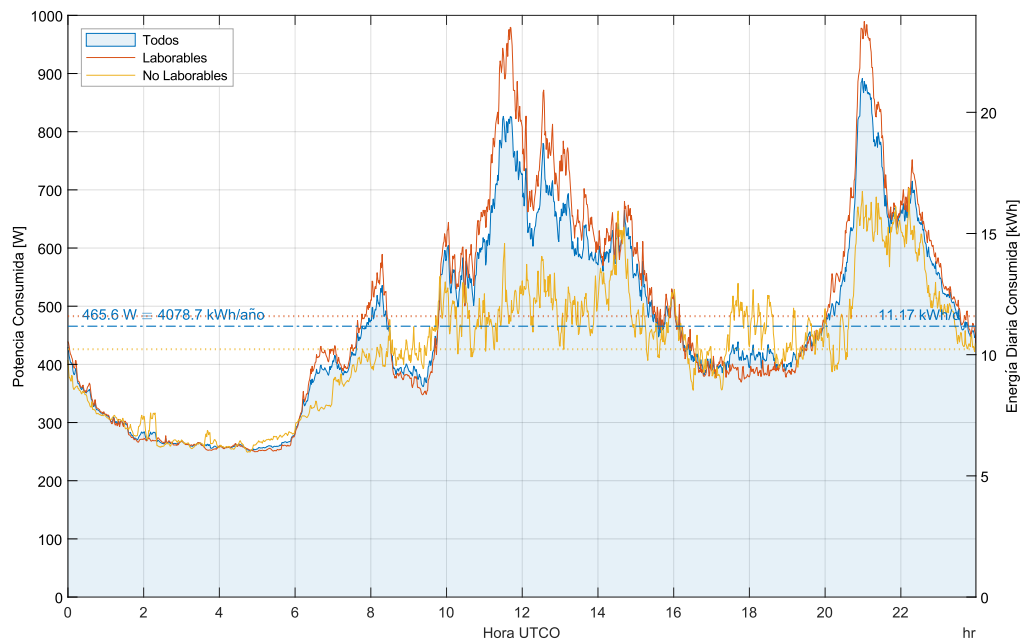


**Figura 3.9** Perfiles de consumo medio minotal estacional Vivienda 1

Por el bajo consumo que se da en verano en esta vivienda, a priori, no requeriría de un sistema de autoconsumo con una generación fotovoltaica elevada, aunque sí parece propensa a instalar un sistema de almacenamiento para trasvasar el excedente de generación a las horas de consumo nocturno. No obstante, por su bajo consumo medio anual, en este tipo de viviendas con perfil Tipo 1, la instalación de autoconsumo (sin subvenciones) no suele ser rentable económicamente, dados los costes fijos de los equipos, que no son compensados con el nivel de ahorro tarifario [149].

En cuanto al perfil de consumo medio minotal anual de la Vivienda 2 (Figura 3.10), se observan tres picos de consumo crecientes, el primero se da por la mañana (desayuno), y los dos siguientes son más elevados y de un nivel similar (comida y cena), si bien el área de consumo del primero es más

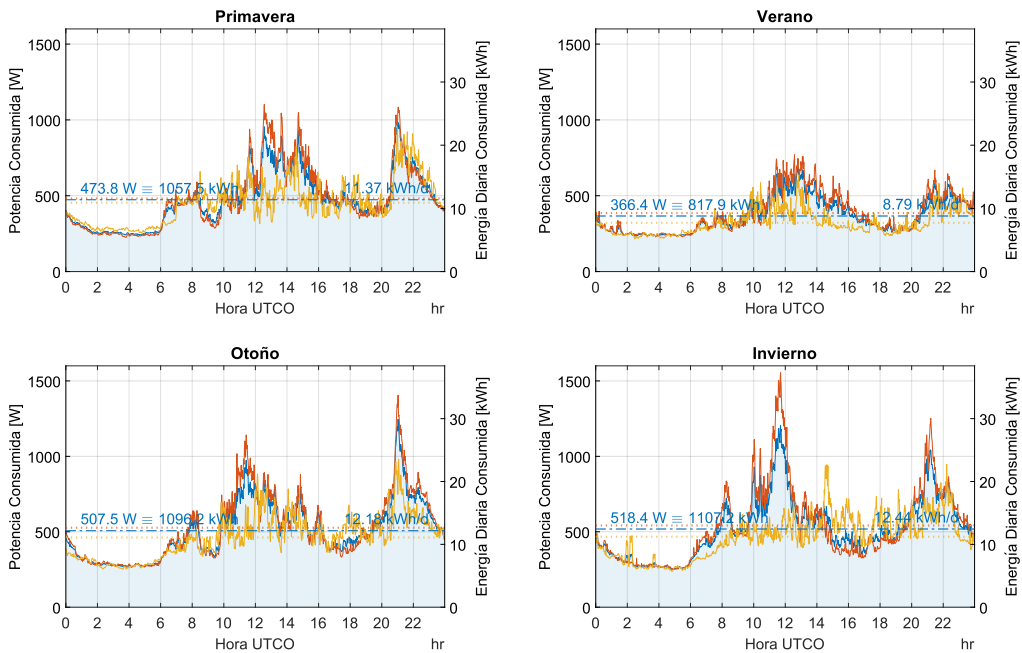
elevada, dándose el mayor consumo antes (12 h) que en las otras dos viviendas. En los días festivos, al igual que en la Vivienda 1, también se da una reducción de consumo en los días festivos, reduciéndose notablemente los tres picos de consumo.



**Figura 3.10** Perfiles de consumo medio minutal anual Vivienda 2

Estacionalmente (Figura 3.11), se ve la misma progresión en cuanto a los niveles de consumo, siendo en verano el más bajo y en invierno el más elevado, pasando por el de primavera y otoño, en orden creciente. En invierno se observa que, en esta vivienda en los días festivos, hay una importante reducción de consumo en las horas centrales del día.

El nivel medio de consumo anual de esta vivienda la hace candidata a instalar un sistema de autoconsumo que, con una generación correctamente dimensionada, puede reducir notablemente las horas de mayor consumo que se da durante el mediodía, de acuerdo con su tipología de perfil Tipo 2. Por ello, es factible una considerable reducción de los costes de tarificación, que pueden derivar en un ahorro global anual al compensar los costes del sistema de autoconsumo. Para cubrir el consumo de las últimas horas del día, puede ser interesante la integración de un sistema de almacenamiento.



**Figura 3.11** Perfiles de consumo medio minutar estacional Vivienda 2

En el perfil de consumo medio minutar anual de la Vivienda 3 (Figura 3.12), se observa el relativo bajo consumo que se da durante la madrugada, con respecto al resto del día, el cual se va incrementando paulatinamente desde primera hora de la mañana, dándose un pico reseñable, en torno a las 7 h en los días laborables. En la tipología de perfil Tipo 3 a la que pertenece esta vivienda, se hace palpable la menor reducción del nivel de consumo entre los dos picos del medio día y la noche, es decir, existe un consumo elevado y mantenido durante las horas centrales del día.

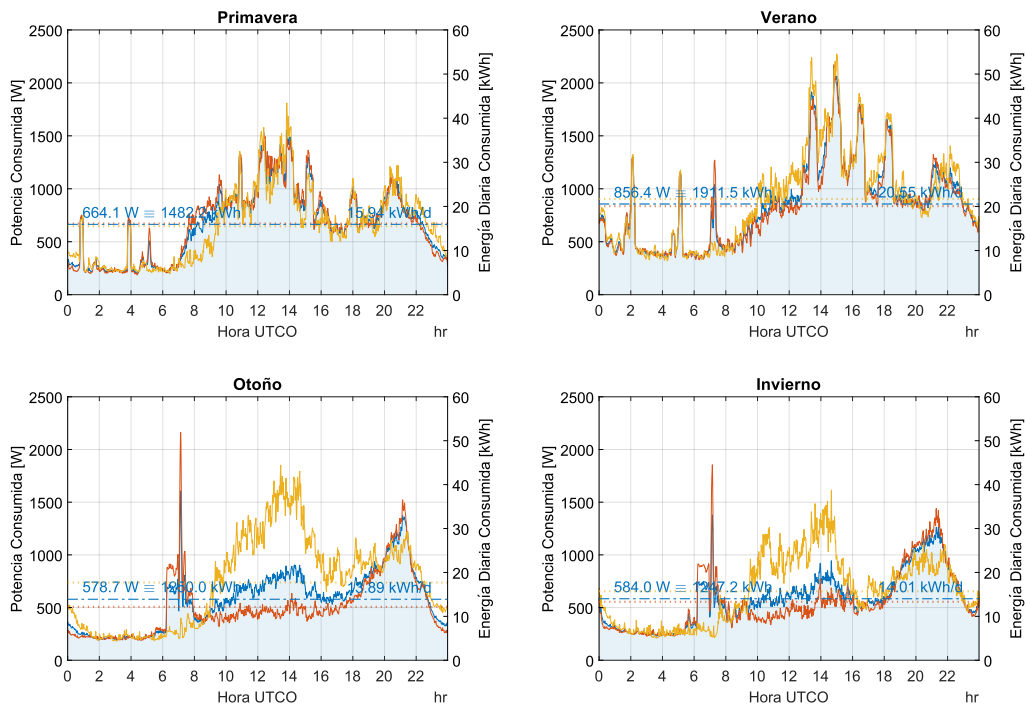
A nivel global y estacional (Figura 3.13), a diferencia de las dos viviendas anteriores, se observa cómo en esta vivienda se consume más durante los días festivos que en los laborables, ante todo en las horas centrales de otoño e invierno. Además, el mayor consumo estacional se da en verano, siguiéndole a continuación el de primavera, siendo el de otoño poco inferior al del invierno.

El alto nivel medio de consumo anual de esta vivienda, hace que sea plenamente candidata a instalar un sistema de autoconsumo con un nivel elevado de generación fotovoltaica, ya que va a poder ser autoconsumido directamente por el elevado consumo que se da en las horas centrales a lo largo del año.





**Figura 3.12** Perfiles de consumo medio minutal anual Vivienda 3



**Figura 3.13** Perfiles de consumo medio minutal estacional Vivienda 3

Igualmente, en la Vivienda 3, por tener un consumo elevado al final del día, parece factible instalar almacenamiento. Además, debido al relativo alto consumo en las horas centrales del día, es esperable un elevado ahorro en la facturación, que, relativizado con los costes fijos de los equipos de autoconsumo a instalar, es razonable que resulte en un ahorro relativo superior al de las viviendas con menores niveles de consumo.

En la Tabla 3.3 se muestran los parámetros eléctricos más representativos de cada uno de los perfiles anuales de consumo minatural de las viviendas de estudio, que corroboran numéricamente lo comentado anteriormente.

Vivienda	Potencia Máxima [kW]	P99, P99.99 Potencia [kW]	Rampa Potencia Máxima, Máx <sup>Med15min</sup> [kW/min]	Rampa Potencia Media [W/min]	Potencia Media Anual [W]	Consumo Anual [kWh]	Consumo Medio Diario [kWh]
1	5,56	1,50 3,71	2,93 2,52	51,97	248,2	2174,2	5,96
2	8,54	2,71 5,77	6,48 4,52	42,25	465,6	4078,7	11,17
3	7,81	3,18 5,93	4,28 3,08	60,75	672,5	5890,8	16,14

**Tabla 3.3** Parámetros eléctricos de los perfiles de consumo de las viviendas de estudio:

Los valores **P99** y **P99.99** se refieren a los percentiles 99 y 99,99, respectivamente. El término **Rampa Potencia Máx<sup>Med15min</sup>** se refiere a la media de las 15 mayores rampas de potencia en un año, y el de **Potencia Media Anual** es la media del valor absoluto de todas las rampas.

En la Tabla 3.4 se muestran los consumos anuales de cada una de las viviendas de estudio, desglosados por periodos para las tarifas 2.0A, 2.0DHA ya derogadas y la actual 2.0TD (AI.4).

Vivienda	T2.0A [kWh]	T2.0DHA [kWh]		T2.0TD [kWh]		
	P1	P1	P2	P1	P2	P3
1	2174,2	1048,0 (48,2%)	1126,2 (51,8%)	622,1 (28,6%)	554,0 (25,5%)	998,1 (45,9%)
2	4078,7	1958,1 (48,0%)	2120,1 (52,0%)	1293,6 (31,7%)	1013,8 (24,9%)	1771,4 (43,4%)
3	5890,8	3317,3 (56,3%)	2573,5 (43,7%)	1712,2 (29,1%)	1408,8 (23,9%)	2769,8 (43,0%)

**Tabla 3.4** Energía consumida por periodos tarifarios de las viviendas de estudio

Como se observa en la Tabla 3.4, por la propia distribución media de cada uno de los perfiles (Figuras 3.8, 3.10 y 3.12), se da una cierta variación en la distribución porcentual de la energía consumida a lo largo del día que, por ejemplo, hace que a priori la integración de un sistema de autoconsumo sin almacenamiento en la Vivienda 3, para la tarifa 2.0DHA parezca más rentable que en las demás, pero por el contrario, por la definición de los periodos y tramos horarios de la tarifa vigente 2.0TD (AI.4), hace que la Vivienda 2 sea mejor candidata.

Los niveles de consumo anual de las viviendas de estudio (Tabla 3.3), comprenden el nivel de consumo eléctrico medio de las viviendas en España, que es de 3487 kWh<sup>4</sup>, que en su conjunto suponen aproximadamente el 25 % del consumo de energía eléctrica total del país [150], [151].

---

<sup>4</sup> Los pisos representan aproximadamente el 70 % de las viviendas en España, y los unifamiliares el 30 % restante, siendo el consumo eléctrico medio anual aproximado de los pisos y de los unifamiliares de 3357 y 3800 kWh, respectivamente [150], [151].



# 4

## DIMENSIONADO DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICO Y DE ALMACENAMIENTO

### 4.1 INTRODUCCIÓN

**E**n este capítulo se propone una metodología de dimensionado que permite obtener el tamaño del generador fotovoltaico y del sistema de almacenamiento de los sistemas de autoconsumo que habría que instalar en las viviendas de estudio seleccionadas (Apartado 3.4.2), en función de una serie de criterios económicos y técnicos.

Para ello, se realiza un barrido de simulación minutal variando los valores de potencia fotovoltaica y capacidad de almacenamiento (Apartado 4.7), usando la estrategia de gestión energética del estado del arte de Máxima Autosuficiencia Básica (Apartado 4.3.2) durante un año, utilizando los datos de generación fotovoltaica calculados en el Apartado 4.2, obteniéndose el perfil de potencia intercambiado con la red, que se tarifica según la tarifa 2.0TD (AI.4), aplicando el mecanismo de compensación simplificada (Apartado 4.4.4).

Para la tarificación se consideran los costes medios horarios de la energía eléctrica del 2019 (Apartado 4.4.2), y se determina automáticamente el valor de la potencia a contratar para evitar cortes de suministro (Apartado 4.6). De estos cálculos se obtiene el valor del coste anual de la energía eléctrica finalmente consumida de la red eléctrica.

A su vez, se determina automáticamente la potencia nominal del inversor híbrido que habría que instalar para gestionar los flujos de potencia resultantes, en conformidad con cada dimensionado (Apartado 4.6.2). Tomando en consideración los costes medios actuales de los equipos de autoconsumo y su vida útil en función de los datos de los fabricantes y teniendo en cuenta la degradación de las baterías por calendario y ciclado (Apartado 4.5), se obtiene el valor del coste anualizado de los equipos de autoconsumo para cada barrido de simulación (Apartado 4.5.4), sin considerar ningún tipo de ayudas ni subvención.

En último lugar, se calcula el ahorro o sobrecoste anual para cada uno de los escenarios, restando al coste de la facturación que se hubiera tenido en caso de no disponer de sistema de autoconsumo, la suma de la nueva facturación más el coste anualizado de los equipos de autoconsumo (Apartado 4.4).

Por otro lado, para poder evaluar comparativamente los resultados obtenidos entre las distintas estrategias de gestión energética, se han definido una serie de indicadores económicos y energéticos (Apartado 4.8).

## **4.2 CÁLCULO DE LA GENERACIÓN FOTOVOLTAICA**

Para estimar el perfil de potencia minutal de generación fotovoltaica utilizado en las simulaciones para el año 2019, que se ha elegido de referencia para todos los estudios de la tesis (Apartado 3.4.2), en primer lugar se han descargado los datos diezminutales de irradiancia global horizontal ( $G$ ) [ $W/m^2$ ] y temperatura ambiente [ $^{\circ}C$ ], de la estación meteorológica del Gobierno de Navarra (Meteonavarra), sita en el área de la ETSIAB de la UPNA [152], cuyos datos se han adoptado por igual para las tres viviendas de estudio.

A partir de estos datos se han determinado los perfiles minutales de irradiancia global horizontal [ $W/m^2$ ] y temperatura ambiente [ $^{\circ}C$ ] por interpolación lineal. Posteriormente, se calcula la irradiancia global orientada ( $G_h$ ) sobre el plano de los paneles fotovoltaicos [153], de acuerdo con las características particulares de orientación e inclinación de la teórica instalación fotovoltaica de cada vivienda, considerando un albedo del 20 % (Tabla 4.1). El cálculo final de

la potencia fotovoltaica ( $P_{FV}$ ) se realiza en dos pasos [37], primero se estima la temperatura media de las celdas ( $T_{cel}$ ) del panel fotovoltaico a partir de la temperatura ambiente ( $T_{ext}$ ) y la irradiancia global horizontal orientada ( $G_h$ ):

$$T_{cel} = T_{ext} + \frac{G_h \cdot (T_{NOCT} - 20)}{800} \quad (4.1)$$

donde  $T_{NOCT}$  es la temperatura de la celda en condiciones normales de operación (NOCT, por sus siglas en inglés), Tabla 4.1.

Y en segundo lugar, se obtiene la potencia fotovoltaica generada ( $P_{FV}$ ) en kW a partir de la temperatura de la celda ( $T_{cel}$ ) y la irradiancia global horizontal orientada ( $G_h$ ):

$$P_{FV} = P_{STC} \cdot \frac{G_h}{1000} \cdot [1 + \gamma \cdot (T_{cel} - 25)] \quad (4.2)$$

donde  $P_{STC}$  es la potencia de los paneles fotovoltaicos [kWp] en condiciones estándar de operación (STC, por sus siglas en inglés) y  $\gamma$  es el coeficiente de pérdida de potencia por temperatura [%/°C].

El resultado de esta ecuación ha sido minorado en un 7,775 %, de acuerdo con la degradación media estimada de los paneles fotovoltaicos a lo largo de su vida útil (Apartado 4.5.2) y el rendimiento medio del inversor fotovoltaico (Tabla 4.1).

Viv.	Latitud [°]	Acimut (0° ≡ S) [°]	Inclinación [°]	Albedo [%]	$T_{NOCT}$ [°C]	Potencia FV STC [kWp]	$\gamma$ [%/°C]	Degrad. Paneles FV [%]	Rendimiento Inversor [%]
1	48,815420	-2	36			1,89			
2	42,818481	-9	35	20	42	3,55	-0,5	7,775	95
3	42,800134	0	30			5,11			

**Tabla 4.1** Datos de la instalación fotovoltaica de las viviendas de estudio

## 4.3 ESTRATEGIA DE MÁXIMA AUTOSUFICIENCIA BÁSICA

### 4.3.1 INTRODUCCIÓN

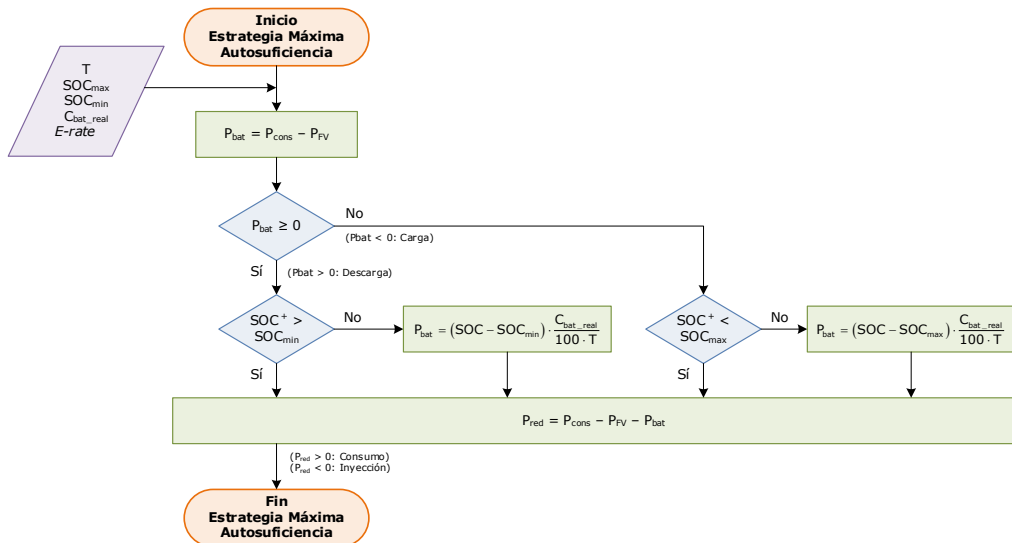
Para poder dimensionar los sistemas de autoconsumo óptimos teóricos (Apartado 4.7), para cada una de las viviendas de estudio (Apartado 3.4.2), es necesario aplicar una estrategia de gestión energética, a cada uno de los dimensionados de generación fotovoltaica y de capacidad de baterías sometidos a

estudio, a partir de la cual se puedan evaluar los distintos parámetros con los que poder cuantificar la idoneidad de cada uno de los dimensionados.

Con el fin de tomar un punto de partida de referencia, sobre el cual poder ir basándose para ir cuantificando las posibles mejoras de las estrategias de gestión desarrolladas en la tesis, se ha optado por utilizar la estrategia básica del estado del arte, que integran por defecto todos los inversores híbridos de gestión de sistemas de autoconsumo fotovoltaico con almacenamiento, como es la Estrategia de Máxima Autosuficiencia Básica (MASB), que no incorpora limitación de la potencia intercambiada con la red, ni carga nocturna de baterías, ni predicción.

#### 4.3.2 ESTRATEGIA DE MÁXIMA AUTOSUFICIENCIA BÁSICA

La estrategia de gestión energética de MASB, se basa en el diagrama de flujo representado en la Figura 4.1.



**Figura 4.1** Diagrama de flujo de la estrategia de MASB:

SOC<sup>+</sup>: Estimación del valor del SOC en el siguiente ciclo de ejecución ( $T$ ), tras el aporte previo teórico de  $P_{bat}^1$ .

Las premisas y ajustes fundamentales de la ejecución cíclica ( $T = 1$  min) de la estrategia son las siguientes:

<sup>1</sup> En las simulaciones de MATLAB se ha utilizado un modelo simple simétrico de la batería, con un rendimiento de carga y descarga del 95 %, y una capacidad igual a la nominal.



1. Si existe energía fotovoltaica ( $P_{FV}$ ), se destina a cubrir el consumo instantáneo demandado ( $P_{cons}$ ).
2. Si existe excedente fotovoltaico sobre el consumo ( $P_{cons} - P_{FV} < 0$ ), se destina a cargar la batería ( $P_{bat} < 0$ ) hasta llegar al SOC máximo permitido ( $SOC_{max} = 100\%$ ), considerando el límite máximo de potencia permitido ( $E-rate$ ). Si sigue existiendo excedente, se inyecta en la red ( $P_{red} < 0$ ).
3. Si no existe excedente fotovoltaico porque no es capaz de cubrir todo el consumo ( $P_{cons} > P_{FV}$ ), se descarga la batería ( $P_{bat} > 0$ ) para cubrir ese déficit sin llegar al SOC mínimo permitido ( $SOC_{min} = 20\%$ ), considerando el límite máximo de potencia permitido ( $E-rate$ ). Si hay déficit que no lo puede aportar la batería, se absorbe de la red ( $P_{red} > 0$ ).

## 4.4 TARIFICACIÓN CON COMPENSACIÓN SIMPLIFICADA

### 4.4.1 INTRODUCCIÓN

Para entender cómo se aplica el mecanismo de compensación simplificada (AI.3.4) tenido en cuenta para determinar el dimensionado óptimo del sistema de autoconsumo teórico a instalar en cada vivienda de estudio (Apartado 4.7), a continuación, se muestra, en primer lugar, un ejemplo de la tarificación anual completa de acuerdo con la tarifa 2.0TD (AI.4), considerando los costes medios horarios de la tarifa regulada PVPC [127] del 2019 (Apartado 4.4.2). Esta tarificación se aplica al perfil horario de consumo de la Vivienda 2 (Apartado 3.4.2) sin ningún equipo de autoconsumo (Apartado 4.4.3).

En segundo lugar (Apartado 4.4.4), se realiza una nueva tarificación según la misma tarifa 2.0TD aplicando el mecanismo de compensación simplificada (modalidad de autoconsumo con excedentes acogida a compensación, AI.3.4) al perfil horario de consumo intercambiado con la red para esta misma vivienda, resultante de la ejecución de la estrategia de MASB (Apartado 4.3.2) de acuerdo con un sistema de autoconsumo según su dimensionado óptimo (Apartado 4.7, Tabla 4.23).

Y por último, en el Apartado 4.4.5, se realiza la misma tarificación 2.0TD para la misma vivienda y dimensionado del sistema de autoconsumo, pero en este caso, sobre el perfil horario de consumo intercambiado con la red resultante de la ejecución de la estrategia de MASB (Apartado 4.3.2) con inyección

cero a red (modalidad de autoconsumo sin excedentes, AI.3.3), por lo que no es aplicable el mecanismo de compensación simplificada.

#### 4.4.2 COSTES TARIFICACIÓN 2.0TD

De la misma manera que se ha elegido el año 2019 como año base de estudio para los perfiles de consumo anuales (Apartado 3.4.2), se han adoptado también los precios medios horarios del término de energía del PVPC del 2019. En este año no hubo ninguna alteración relevante, por lo que los costes derivados del mercado mayorista eléctrico (*pool*) siguieron una evolución estable. De esta forma, los resultados obtenidos en esta tesis no estarán distorsionados por las fluctuaciones en los consumos y costes temporales debidas a situaciones atípicas (COVID-19, invasión de Rusia sobre Ucrania, etc.).

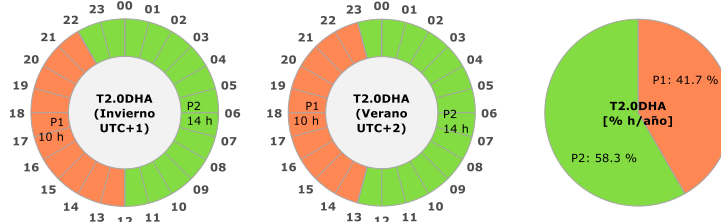
Para ello, se han desagregado los peajes y cargos del PVPC medio anual, obteniéndose el coste de la energía más los costes adicionales [154], aplicados individualmente a los tramos horarios de los periodos P1 (punta) y P2 (valle) de la tarifa 2.0DHA<sup>2</sup> que estaba vigente en 2019 (Tabla 4.2), que era la que mejor se adaptaba a los sistemas de autoconsumo con almacenamiento.

Tarifa 2.0DHA	[c€/kWh]		
	Peajes y cargos	Coste energía + costes adicionales	PVPC
<b>P1</b> (≈ 41,7 %)	6,2012	6,78780	<b>12,9890</b>
<b>P2</b> (≈ 58,3 %)	0,2215	5,88733	<b>6,10883</b>

**Tabla 4.2** Valores medios del término de energía del PVPC 2019 - tarifa 2.0DHA

A partir de estos términos individualizados, se han determinado aproximadamente el coste de la energía más los costes adicionales equivalentes para

<sup>2</sup> Los periodos horarios P1 y P2 de la tarifa 2.0DHA [120], tenían la siguiente definición horaria estacional, sin diferenciación entre los días laborables y festivos, representando aproximadamente un 41,7 y un 58,3 %, respectivamente, del total de horas anuales:



los periodos P1 (punta), P2 (llano) y P3 (valle) de la tarifa vigente 2.0TD (AI.4), obteniéndose el valor agregado final del PVPC medio anual equivalente de cada periodo, tras sumarle a cada uno los respectivos peajes y cargos de la tarifa 2.0TD, establecidos a su entrada en vigor en junio de 2021 (Tabla 4.3).

Tarifa 2.0TD (AI.4)	[c€/kWh]		
	Peajes y cargos	Coste energía + costes adicionales	PVPC
<b>P1</b> (≈ 23,2 %)	13,3118	6,86584	<b>20,17764</b>
<b>P2</b> (≈ 23,2 %)	4,1772	6,57524	<b>10,75244</b>
<b>P3</b> (≈ 53,6 %)	0,6001	5,86577	<b>6,46587</b>

**Tabla 4.3** Valores medios del término de energía del PVPC 2019 - tarifa 2.0TD

En cuanto a equiparación entre los niveles del PVPC, el P1 (naranja) y P2 (verde) de la tarifa 2.0DHA (Tabla 4.2), serían similares al P2 (naranja) y P3 (verde) de la tarifa 2.0TD, mientras que el P1 (rojo) de la tarifa 2.0TD (Tabla 4.3) no tiene equiparación posible con los de la tarifa 2.0DHA, siendo este un nuevo periodo con un coste mucho más elevado que los anteriores (AI.4).

El término de la valoración de la energía para la aplicación del mecanismo de compensación simplificada (*Pmh - CDSVh*, AI.3.4), se ha adoptado igual al del precio medio anual de la energía excedentaria del autoconsumo para el mecanismo de compensación simplificada (PVPC), que en 2019 (desde abril, en el que se empezó a aplicar) fue de 45,09 €/MWh (4,509 c€/kWh) [154].

#### 4.4.3 EJEMPLO TARIFICACIÓN 2.0TD SIN SISTEMA DE AUTOCONSUMO

En la Tabla 4.4 se muestra el consumo horario mensual de la Vivienda 2, desglosado en los tres periodos que componen la tarifa 2.0TD (AI.4), utilizados para calcular el término variable por energía consumida.

kWh	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
<b>P1</b>	143,12	121,72	123,02	111,99	100,24	81,41	94,11	57,48	93,73	124,05	120,01	122,69	1293,57
<b>P2</b>	96,87	79,20	82,26	81,12	99,27	84,03	83,18	50,48	86,06	104,15	78,49	88,63	1013,76
<b>P3</b>	173,03	141,96	158,60	140,98	162,34	126,33	117,09	114,53	136,08	147,53	165,51	187,38	1771,36
<b>Total</b>	336,87	280,12	287,55	274,23	298,78	249,48	260,47	158,44	265,85	332,35	276,98	299,96	4078,69

**Tabla 4.4** Consumos horarios mensuales T2.0TD sin autoconsumo Vivienda 2

Como se puede comprobar en la Tabla 4.4, si bien el mayor consumo se da en el periodo valle P3, debido principalmente a que se aplica durante los fines de semana y días festivos nacionales (AI.4), también se da un importante consumo en el periodo más caro P1.

En la Tabla 4.5 se muestran desglosados todos los términos que componen la tarificación anual de acuerdo con la tarifa 2.0TD (AI.4), considerando los costes medios horarios del PVPC del 2019 (Apartado 4.4.2).

<b>Potencia contratada</b>		<b>kW</b>	<b>€/kW/año</b>	<b>€/año</b>
<b>P1/P2</b>	Término de potencia		30,67266	156,43
<b>P3</b>	Término de potencia	5,1	1,424359	7,26
	Margen de comercialización		3,113	15,88
<b>TOTAL término fijo</b>				<b>179,57</b>
<b>Energía consumida</b>		<b>kWh</b>	<b>€/kWh</b>	<b>€/año</b>
<b>P1</b>	Coste de la energía	1293,57	0,0686584	88,81
	Peaje de acceso		0,133118	172,20
	<b>Total</b>			<b>261,01</b>
<b>P2</b>	Coste de la energía	1013,76	0,0657524	66,66
	Peaje de acceso		0,041772	42,35
	<b>Total</b>			<b>109,00</b>
<b>P3</b>	Coste de la energía	1771,36	0,0586577	103,90
	Peaje de acceso		0,006001	10,63
	<b>Total</b>			<b>114,53</b>
<b>TOTAL término variable</b>				<b>484,55</b>
<b>Subtotal</b>				<b>664,12</b>
	Impuesto eléctrico	5,11269632	%	33,95
	Alquiler contador (365 días)	0,02663	€/d	9,72
<b>Subtotal</b>				<b>707,79</b>
	IVA	21	%	148,64
<b>TOTAL FACTURA</b>				<b>856,43</b>

**Tabla 4.5** Tarificación anual T2.0TD sin autoconsumo Vivienda 2

De esta forma, en la Vivienda 2, sin instalar ningún sistema de autoconsumo, se pagarían 856,43€ al año por el consumo de energía eléctrica.

#### 4.4.4 EJEMPLO TARIFICACIÓN 2.0TD CON SISTEMA DE AUTOCONSUMO, CON COMPENSACIÓN SIMPLIFICADA

Para poder simular la tarificación, se tiene que contabilizar la energía consumida y generada de la siguiente forma. Para cada mes y periodo, se suma la energía de todas las horas en las que el balance horario es consumidor y, por otro lado, se suma la energía de las horas en las que el balance horario es generador, lo cual se denomina a partir de ahora como balance horario mensual. En la Tabla 4.6 se muestran estos balances horarios mensuales para la Vivienda 2, desglosados en los tres periodos que componen la tarifa 2.0TD (AI.4), para el caso de instalar en la Vivienda 2 un sistema de autoconsumo formado por 3,55 kWp de generación fotovoltaica y 5,59 kWh de almacenamiento (Tabla 4.23) gestionado con la estrategia MASB.

Como se puede ver en la Tabla 4.6, los consumos de la red se han visto fuertemente reducidos respecto a los que se tenían sin sistema de autoconsumo (Tabla 4.5). Además, en la Tabla 4.6, también se incluye la energía que ha sido inyectada a la red eléctrica.

Energía consumida de red													
kWh	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
<b>P1</b>	63,99	11,37	5,78	12,55	7,43	0,17	2,40	0,02	0,43	21,54	51,61	52,93	230,22
<b>P2</b>	48,22	17,57	8,22	11,04	5,40	0,20	0,95	0,18	3,78	25,94	38,22	47,09	206,82
<b>P3</b>	97,93	56,91	42,09	28,38	31,17	1,29	1,93	4,75	13,24	54,28	123,30	108,38	563,64
<b>Total</b>	210,14	85,85	56,09	51,97	44,01	1,66	5,28	4,94	17,46	101,76	213,13	208,40	1000,68

Energía inyectada a red													
kWh	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
<b>P1</b>	0,76	17,73	47,24	24,26	55,81	47,98	65,95	88,68	43,66	10,70	4,51	1,31	408,58
<b>P2</b>	5,96	77,31	90,69	61,16	72,25	75,82	126,77	128,18	100,89	47,88	13,23	10,60	810,74
<b>P3</b>	8,44	41,54	68,34	58,86	37,64	123,04	74,13	120,53	61,27	28,87	0	17,59	640,26
<b>Total</b>	17,64	100,82	183,91	141,98	131,09	294,06	214,21	329,73	166,21	68,45	4,51	36,49	1859,58

**Tabla 4.6** Balances horarios mensuales de la energía consumida e inyectada a red T2.0TD, con autoconsumo con compensación simplificada Vivienda 2

A partir de los anteriores balances horarios mensuales de la energía consumida de la red e inyectada a ésta (Tabla 4.6), se calculan los costes de la energía consumida, sin incluir el coste del peaje de acceso, y la valoración de la energía inyectada, con los que poder obtener el balance de compensación mensual (Tabla 4.7).

Haciendo el balance mensual total del coste de la energía consumida de la red menos la compensación por la energía inyectada a esta, se obtienen los meses en los que no se ha compensado totalmente el coste de la energía consumida (meses con fondo rojo), y en los que sí (meses con fondo verde).

Coste energía consumida de red												
€	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
<b>P1</b> (6,86584 c€/kWh)	4,39	0,78	0,40	0,86	0,51	0,01	0,16	0,00	0,03	1,48	3,54	3,63
<b>P2</b> (6,57524 c€/kWh)	3,17	1,16	0,54	0,73	0,36	0,01	0,06	0,01	0,25	1,71	2,51	3,10
<b>P3</b> (5,86577 c€/kWh)	5,74	3,34	2,47	1,66	1,83	0,08	0,11	0,28	0,78	3,18	7,23	6,36
<b>Total</b>	13,31	5,27	3,41	3,25	2,69	0,10	0,34	0,29	1,06	6,37	13,29	13,09
Compensación energía inyectada a red												
€	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
<b>P1</b> (4,509 c€/kWh)	0,03	0,80	2,13	1,09	2,52	2,16	2,97	4,00	1,97	0,48	0,20	0,06
<b>P2</b> (4,509 c€/kWh)	0,27	3,49	4,09	2,76	3,26	3,42	5,72	5,78	4,55	2,16	0,60	0,48
<b>P3</b> (4,509 c€/kWh)	0,38	1,87	3,08	2,65	1,70	5,55	3,34	5,43	2,76	1,30	0,00	0,79
<b>Total</b>	0,68	6,16	9,30	6,51	7,47	11,13	12,03	15,21	9,28	3,94	0,80	1,33
Balance compensación energía consumida de la red												
€	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
<b>Total</b>	12,63	-0,88	-5,89	-3,25	-4,78	-11,03	-11,69	-14,92	-8,23	2,42	12,49	11,76

**Tabla 4.7** Balances económicos mensuales de la energía consumida e inyectada a red T2.0TD, con autoconsumo con compensación simplificada Vivienda 2

De acuerdo con el mecanismo de compensación simplificada (AI.3.4), la compensación por periodo de tarificación no podrá ser negativa, por lo que en estos meses el coste de la energía consumida será nulo (meses con fondo verde), y en los restantes (meses con fondo rojo), se corresponderá con el respectivo balance compensatorio (Tabla 4.8).

Coste de la energía por compensación simplificada													
€	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
<b>P1</b>	4,36	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	3,34	3,58	12,28
<b>P2</b>	2,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,45	1,92	2,62	6,99
<b>P3</b>	5,36	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,88	7,23	5,56	20,03
<b>Total</b>	12,63	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,42	12,49	11,76	39,07

**Tabla 4.8** Balances del coste de la energía mensual tras la aplicación del mecanismo de compensación simplificada T2.0TD, con autoconsumo Vivienda 2

En la Tabla 4.9 se muestran desglosados todos los términos que componen la tarificación anual de acuerdo con la tarifa 2.0TD (AI.4), considerando los costes medios horarios del PVPC del 2019 (Apartado 4.4.2), y los resultados del mecanismo de compensación simplificada (Tabla 4.8), de la que se trasladan los costes anuales totales por periodo. Además, de acuerdo con la aplicación del mecanismo de compensación simplificada, el cual solo compensa el coste de la energía consumida, se computa independientemente el coste del peaje de acceso correspondiente al total de la energía horaria consumida por periodo (Tabla 4.6).

<b>Potencia contratada</b>		<b>kW</b>	<b>€/kW/año</b>	<b>€/año</b>
<b>P1/P2</b>	Término de potencia		30,67266	150,30
<b>P3</b>	Término de potencia	4,9	1,424359	6,98
	Margen de comercialización		3,113	15,25
<b>TOTAL término fijo</b>				<b>172,53</b>
<b>Energía consumida</b>		<b>kWh</b>	<b>€/kWh</b>	<b>€/año</b>
	Coste de la energía	(Total P1 Tabla 4.8)		12,28
<b>P1</b>	Peaje de acceso	230,22	0,133118	30,64
<b>Total</b>				<b>42,92</b>
	Coste de la energía	(Total P2 Tabla 4.8)		6,99
<b>P2</b>	Peaje de acceso	206,82	0,041772	8,64
<b>Total</b>				<b>15,63</b>
	Coste de la energía	(Total P3 Tabla 4.8)		20,03
<b>P3</b>	Peaje de acceso	563,64	0,006001	3,38
<b>Total</b>				<b>23,41</b>
<b>TOTAL término variable</b>				<b>81,96</b>
<b>Subtotal</b>				<b>254,49</b>
	Impuesto eléctrico	5,11269632	%	13,01
	Alquiler contador (365 días)	0,02663	€/d	9,72
<b>Subtotal</b>				<b>277,22</b>
	IVA	21	%	58,22
<b>TOTAL FACTURA</b>				<b>335,44</b>

**Tabla 4.9** Tarificación anual T2.0TD con autoconsumo con compensación simplificada Vivienda 2

Como se puede comprobar a partir de los datos mostrados en la Tabla 4.5 (tarificación sin sistema de autoconsumo) y la Tabla 4.9 (tarificación con sistema de autoconsumo), además del ahorro de un 3,9 % en el término fijo al haberse podido reducir la potencia contratada de 5,1 a 4,9 kW (Apartado 4.6.1), se obtiene un ahorro de un 83,1 % del término variable al reducirse la energía consumida de la red en cada uno de los periodos, sobre todo en el P1 y P2 (82,2 y 79,6 %, respectivamente), y por la compensación mensual de la energía inyectada. En definitiva, tras la aplicación de impuestos y otros términos, el ahorro total obtenido en la facturación es de un 60,9 %, pasando de pagar 856,43 a 335,44 €/año.

#### 4.4.5 EJEMPLO TARIFICACIÓN 2.0TD CON SISTEMA DE AUTOCONSUMO, SIN COMPENSACIÓN SIMPLIFICADA

En la Tabla 4.10 se muestra el consumo horario mensual de la red de la Vivienda 2, desglosado en los tres periodos que componen la tarifa 2.0TD (AI.4), utilizados para calcular el término variable por energía consumida, tras la ejecución de la estrategia de MASB (Apartado 4.3.2), sin inyección a red, correspondiente a la modalidad de autoconsumo individual sin excedentes (AI.3.3) en el que no es aplicable el mecanismo de compensación simplificada.

kWh	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
<b>P1</b>	63,99	11,37	5,78	12,55	7,43	0,17	2,40	0,02	0,43	21,54	51,61	52,93	230,22
<b>P2</b>	48,22	17,62	8,22	11,04	5,41	0,20	0,95	0,18	3,78	25,94	38,22	47,09	206,88
<b>P3</b>	97,93	56,91	42,09	28,38	31,17	1,29	1,93	4,75	13,24	54,28	123,30	108,38	563,64
<b>Total</b>	210,14	85,90	56,09	51,97	44,02	1,66	5,28	4,94	17,46	101,76	213,13	208,40	1000,74

**Tabla 4.10** Balances horarios mensuales de la energía consumida de la red T2.0TD, con autoconsumo sin compensación simplificada Vivienda 2

En la Tabla 4.11 se muestran desglosados todos los términos que componen la tarificación anual, de acuerdo con la tarifa 2.0TD, para este caso.

Como se puede observar, comparando estos resultados con los obtenidos para el caso de la tarificación con sistema de autoconsumo con compensación simplificada (Tabla 4.9), se mantiene la misma potencia contratada y por ende el mismo coste del término fijo. Sin embargo, se incrementa en un 28,3 % el término variable al no permitirse la inyección a red de los excedentes y, por lo tanto, perderse la opción de aplicar el mecanismo de compensación simplificada con el que poder compensarlos económicamente.



En suma, tras la aplicación de impuestos y otros términos, el sobrecoste total obtenido en la facturación es de un 8,8 %, pasando de pagar 335,44 a 364,92 €/año, lo cual permite cuantificar la ganancia de acogerse a la modalidad de autoconsumo con excedentes con compensación simplificada.

<b>Potencia contratada</b>		<b>kW</b>	<b>€/kW/año</b>	<b>€/año</b>
<b>P1/P2</b>	Término de potencia		150,30	156,43
<b>P3</b>	Término de potencia	4,9	6,98	7,26
	Margen de comercialización		3,113	15,25
<b>TOTAL término fijo</b>				<b>172,53</b>
<b>Energía consumida</b>		<b>kWh</b>	<b>€/kWh</b>	<b>€/año</b>
<b>P1</b>	Coste de la energía	230,22	0,0686584	15,81
	Peaje de acceso		0,133118	30,64
	<b>Total</b>			<b>46,45</b>
<b>P2</b>	Coste de la energía	206,88	0,0657524	13,60
	Peaje de acceso		0,041772	8,64
	<b>Total</b>			<b>22,24</b>
<b>P3</b>	Coste de la energía	563,64	0,0586577	33,06
	Peaje de acceso		0,006001	3,38
	<b>Total</b>			<b>36,44</b>
<b>TOTAL término variable</b>				<b>105,13</b>
<b>Subtotal</b>				<b>277,66</b>
	Impuesto eléctrico	5,11269632	%	14,20
	Alquiler contador (365 días)	0,02663	€/d	9,72
<b>Subtotal</b>				<b>301,58</b>
	IVA	21	%	63,33
<b>TOTAL FACTURA</b>				<b>364,92</b>

**Tabla 4.11** Tarificación anual T2.0TD con autoconsumo sin compensación simplificada Vivienda 2

En la Tabla 4.12 se muestran los principales resultados obtenidos de las tarificaciones para los tres tipos de sistemas de autoconsumo analizados. Cabe destacar la importancia relativa que adquiere el término de potencia, que pasa de tener un peso del 21 % sin autoconsumo a en torno al 50 % en los escenarios con autoconsumo, y la suma del impuesto eléctrico más el alquiler del

contador y el IVA, que supone en todos los casos en torno al 23 % del total de la factura.

Tarificaciones anuales 2.0TD Vivienda 2	Total [€]	Término fijo potencia [€]	Término variable energía			Impuesto eléctrico, alquiler contador e IVA [€]
			Total [€]			
			P1 [€]	P2 [€]	P3 [€]	
1. Sin autoconsumo (Tabla 4.5)	856,43	179,57 (20,9 %)	484,55 (56,6 %)			192,31 (22,5 %)
			261,01 (53,9 %)	109,00 (22,5 %)	114,53 (23,6 %)	
2. Con autoconsumo y con compensación (Tabla 4.9)	335,44	172,53 (51,4 %)	81,96 (24,4 %)			80,95 (24,2 %)
			42,92 (52,3 %)	15,63 (19,1 %)	23,41 (28,6 %)	
3. Con autoconsumo y sin compensación (Tabla 4.11)	364,92	172,53 (47,2 %)	105,13 (28,8 %)			87,25 (24,0 %)
			46,45 (44,2 %)	22,24 (21,1 %)	36,44 (34,7 %)	

**Tabla 4.12** Distribución de los costes de las tarificaciones sin autoconsumo y con autoconsumo, con y sin compensación simplificada Vivienda 2

## 4.5 COSTES Y DEGRADACIÓN DE LOS EQUIPOS DE AUTOCONSUMO

### 4.5.1 INTRODUCCIÓN

Para poder dimensionar los sistemas de autoconsumo (Apartado 4.7), para cada una de las viviendas de estudio (Apartado 3.4.2), es necesario cuantificar económicamente los diversos equipos que componen el sistema de autoconsumo y su instalación para cada uno de los dimensionados. Para ello, es necesario conocer el coste de cada equipo, su vida útil y el coste de instalación de los mismos, es decir, la mano de obra y el resto de material no específico (cableado, protecciones, cajas de conexión, etc.), así como el beneficio aplicado por las empresas instaladoras.

A través de un sondeo reciente de mercado, páginas web y una búsqueda bibliográfica, se han obtenido los costes (IVA incluido) de los equipos principales que componen los sistemas de autoconsumo (que no ha variado significativamente desde el segundo trimestre del 2022), como son los paneles fotovoltaicos, las baterías de iones de litio, los inversores híbridos y el coste de instalación global. Así mismo, se han revisado las garantías ofrecidas por los fabricantes de estos equipos para determinar su vida útil que se utilizará en la anualización de costes. No obstante, en el caso de las baterías de iones de

lito, debido a su elevada influencia económica sobre el sistema global de autoconsumo (Apartado 4.5.2), se ha optado por calcular su vida útil de forma dinámica a partir de su degradación por calendario y ciclado (Apartado 4.5.3).

Posteriormente, a partir del coste de los equipos dimensionados y de su vida útil, se ha empleado un método de valoración económica, obteniendo el coste anualizado de todo el sistema de autoconsumo que, junto con la tarificación eléctrica final tras la integración del sistema, permite valorar cuantitativamente la viabilidad económica real de la instalación (Apartado 4.5.4).

## **4.5.2 COSTES DE LOS EQUIPOS DE AUTOCONSUMO**

### **PANELES FOTOVOLTAICOS**

Tras analizar el coste de una gran variedad de modelos comerciales de paneles solares fotovoltaicos monocristalinos y policristalinos, dentro de un rango de potencias de 160 a 545 kWp, se ha obtenido un precio medio al por menor en torno a los 450 €/kWp, si bien, para el análisis económico de la tesis se ha adoptado un precio de 330 €/kWp, correspondiente al precio medio al por mayor que pagan las empresas instaladoras, teniendo en cuenta que el margen de beneficio sobre los paneles se ha incluido en el coste de instalación de los equipos de autoconsumo.

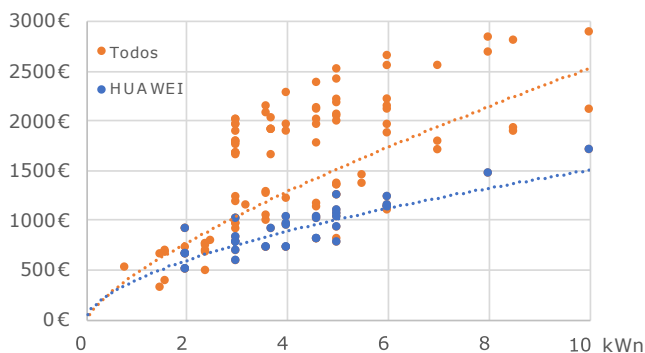
Por otro lado, se han analizado las hojas de garantía de estos paneles, obteniéndose que, para una vida útil de 25 años, la potencia garantizada es del 84,45 % sobre la nominal. Suponiendo una degradación lineal en el tiempo, conlleva una degradación de 0,622 %/año. Para tener en cuenta esta degradación continuada, en las simulaciones anuales realizadas en la tesis, se ha trabajado con el año medio aplicando una pérdida de potencia en los paneles fotovoltaicos del 7,775 %, equivalente a la mitad de la degradación máxima garantizada.

### **INVERSORES HÍBRIDOS**

Se han analizado una gran variedad de inversores híbridos comerciales de las principales marcas del mercado, obteniéndose una gran disparidad de costes, en función de las marcas y del nivel de tensión de las baterías conectables.

En esta tesis se ha optado por utilizar la curva de ajuste de la Ecuación (4.3) correspondiente a los costes de los inversores híbridos de HUAWEI (Figura 4.2), que, a pesar de estar preparados para baterías de alta tensión, que son más caras, tienen una elevada relación calidad-precio y son los que

están marcando la tendencia de precios, siendo los más vendidos actualmente en el sector residencial en España (aproximadamente un 70 % de la cuota de mercado, según los datos proporcionados por HUAWEI).



**Figura 4.2** Curva de costes de los inversores híbridos hasta 10 kWn

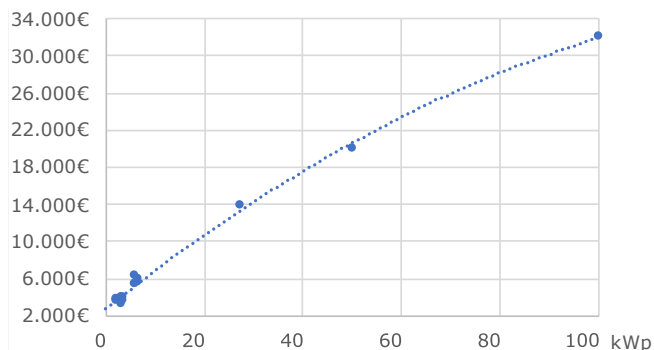
$$\text{Coste Inversores} = 402,87 \cdot P_{nom\_inv}^{0,5727} \quad (4.3)$$

donde  $P_{nom\_inv}$  es la potencia nominal en AC del inversor híbrido en kWn.

La garantía media de estos equipos aportada por los fabricantes es de 20 años.

### INSTALACIÓN EQUIPOS DE AUTOCONSUMO

A partir de los datos obtenidos durante el desarrollo del proyecto de I+D ARA-LAR [86] y los consultados posteriormente sobre proyectos realistas de instalaciones de autoconsumo fotovoltaico, que comprenden unas potencias fotovoltaicas instaladas de 2 a 100 kWp (Figura 4.3), se obtiene la curva de ajuste del coste de instalación Ecuación (4.4).



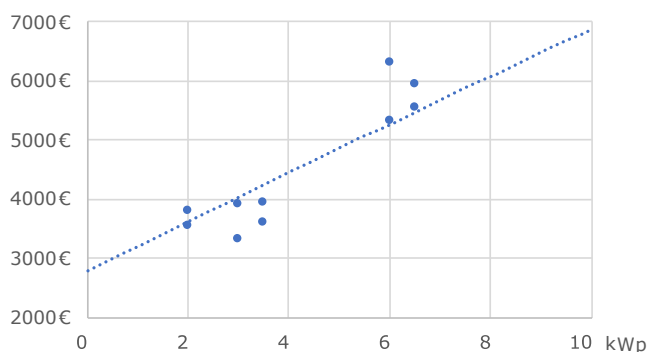
**Figura 4.3** Curva de costes de la instalación del sistema de autoconsumo fotovoltaico hasta 100 kWp

$$\text{Coste Instalación} = -1,3094 \cdot P_{FV}^2 + 422,52 \cdot P_{FV} + 2783,2 \quad (4.4)$$

donde  $P_{FV}$  es la potencia de los paneles fotovoltaicos instalados en kWp.

En esta curva de costes está integrado el margen medio de beneficio aplicado por las empresas instaladoras, en función de la potencia fotovoltaica a instalar (kWp).

En este análisis de costes se han incluido proyectos industriales de autoconsumo de 25, 50 y 100 kWp, para contemplar la reducción del coste de este tipo de proyectos en función de la potencia fotovoltaica instalada, de forma que queden integrados los del ámbito residencial, que normalmente no suelen superar los 10 kWp (Figura 4.4). Cabe destacar que en este tipo de instalaciones siempre existen unos costes fijos, que se acercan a los 2800 €, los cuales, como quedará patente gráficamente en el Apartado 4.7 y cuantificado en el Apartado 4.8.2, son determinantes de cara a su viabilidad económica.



**Figura 4.4** Ampliación de la curva de costes de la instalación del sistema de autoconsumo fotovoltaico hasta 10 kWp (Figura 4.3)

La vida útil estimada de este tipo de instalaciones de autoconsumo residenciales es de 40 años.

### BATERÍAS DE IONES DE LITIO

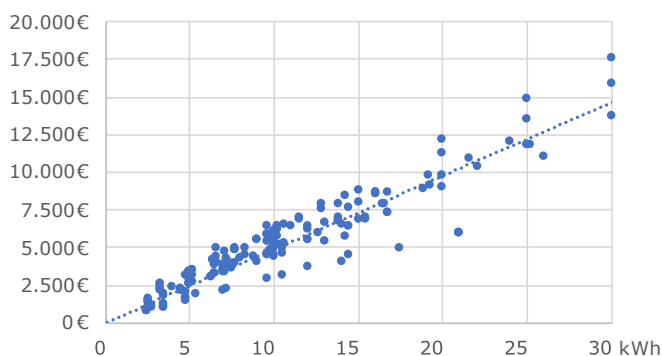
Se han analizado una gran variedad de baterías estacionarias de iones de litio (Li-ion) comerciales de las principales marcas del mercado, tanto de baja tensión (LV<sup>3</sup>, por sus siglas en inglés) como de alta (HV<sup>4</sup>, por sus siglas en inglés), obteniéndose una disparidad de curvas de costes, en función de las

<sup>3</sup> Las baterías de bajo voltaje (LV) tienen una tensión nominal en torno a los 50 V.

<sup>4</sup> Las baterías de alto voltaje (HV) tienen una tensión nominal en torno a los 400 V, si bien su rango puede variar entre los 150 y 500 V.

marcas y, principalmente del nivel de tensión, siendo destacadamente más caras las de HV.

Para la tesis se ha optado por utilizar la curva de ajuste de la Ecuación (4.5), que es prácticamente lineal, y que corresponde al conjunto de todas las baterías consultadas (Figura 4.5), ya que aporta una estimación real de los costes según la tendencia del mercado, prefijados principalmente por el uso de baterías de HV para potencias fotovoltaicas bajas, típicas de las instalaciones residenciales de autoconsumo, cuyos mayores costes se compensan con los de los inversores compatibles, como los de HUAWEI vistos anteriormente.



**Figura 4.5** Curva de costes de las baterías de iones de litio hasta 30 kWh

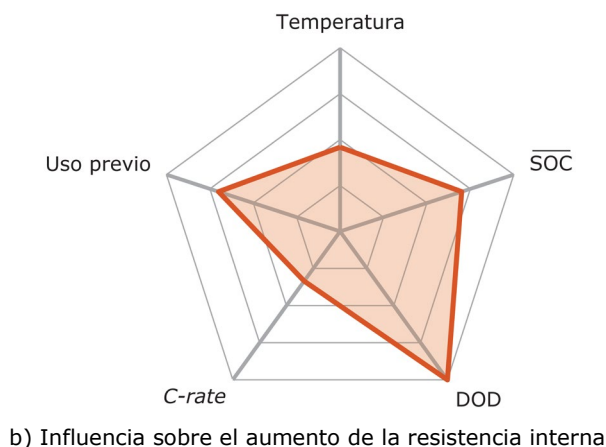
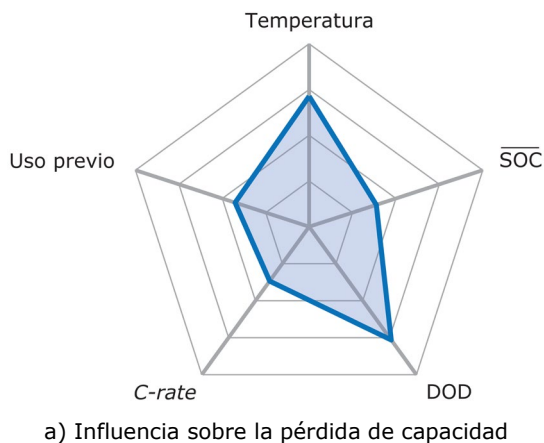
$$\text{Coste Baterías} = 498,46 \cdot C_{bat\_real}^{0,9928} \quad (4.5)$$

donde  $C_{bat\_real}$  es la capacidad real de las baterías en kWh.

La vida útil media de estas baterías (EOL, por sus siglas en inglés) es de 10 años, definida generalmente como el tiempo que transcurre hasta perder un 20 % de la capacidad nominal. Sin embargo, la vida útil de una batería depende mucho de sus condiciones de trabajo (perfil de potencia y temperatura principalmente). Además, por ser este el equipo con el coste relativo más elevado de todo el sistema de autoconsumo (Apartado 4.5.5), se ha considerado necesario estimar la degradación de la batería en función de sus condiciones de funcionamiento. Esto permite repercutir en la rentabilidad de los sistemas de autoconsumo, la distinta degradación de la batería según el uso que se le dé, es decir, según el dimensionado y la estrategia de gestión.

Las baterías de almacenamiento electroquímico, como las de iones de litio empleadas en los dimensionados de la tesis, presentan un envejecimiento a lo largo de su vida en función de diversos factores de estrés (Figura 4.6), en la

que se va reduciendo su capacidad de almacenamiento disponible junto con un aumento de la resistencia interna, que deriva principalmente en la reducción de potencia que la batería es capaz de entregar [155].



**Figura 4.6** Influencia de los factores de estrés sobre el envejecimiento de las baterías de iones de litio (Fuente: [155])

Los modelos de degradación que permiten estudiar el envejecimiento de estas baterías la dividen principalmente en dos tipos [156]:

1. **Degradación por calendario:** Está relacionado con el propio paso del tiempo, dándose incluso cuando no se hace uso de la batería. Sus factores principales son la temperatura interna de las celdas ( $T_{cel}$ ) y el estado de carga real (SOC, por sus siglas en inglés). Esta degradación no es significativa a corto plazo, pero va cobrando importancia cuanto más larga sea la vida de la batería.

2. **Degradación por ciclado:** Está relacionado con el propio uso de la batería al ciclarla mediante cargas y descargas. Sus factores principales son la profundidad de descarga (DOD, por sus siglas en inglés) y la velocidad de descarga (*C-rate*). Cuanto mayor sean las corrientes de carga y descarga, así como la profundidad de estas (DOD), más se acelerará el envejecimiento de la batería.

En la tesis se han integrado los dos modos de degradación por calendario y por ciclado, a partir de los cuales se obtiene la degradación conjunta en %/año, mediante la cual se determinan los años de vida útil de la batería, equivalentes a una pérdida de capacidad del 20 % (EOL)<sup>5</sup>. Estos modelos están basados en las curvas de degradación de las celdas comerciales SAFT VL41M [157], [158], usadas en diversos módulos de baterías estacionarias dentro del ámbito del autoconsumo residencial e industrial.

### 4.5.3 CÁLCULO DE LA DEGRADACIÓN DE LAS BATERÍAS

#### CÁLCULO DE LA DEGRADACIÓN POR CALENDARIO

Como variables de entrada al modelo de cálculo de la degradación por calendario, se toman el valor medio anual del perfil minutil resultante del SOC tras la ejecución de la estrategia ( $\overline{SOC}$ ), y la temperatura media interna de las celdas, que se ha estimado constante en  $T_{cel} = 35\text{ }^{\circ}\text{C}$ , siendo este un valor conservador [159], teniendo en cuenta los emplazamientos donde normalmente se instalan las baterías de autoconsumo residencial.

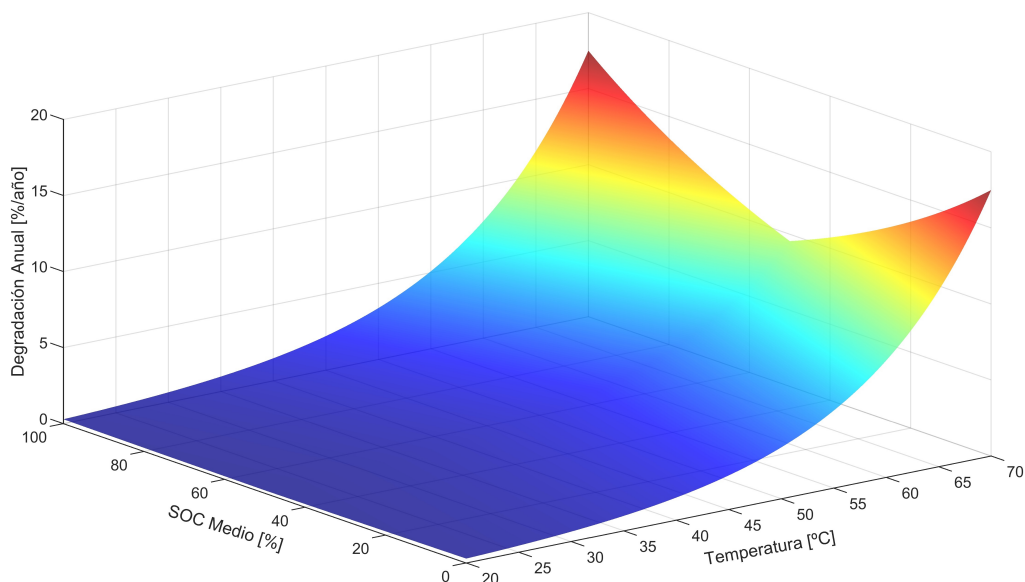
A partir de los valores anteriores de  $T_{cel}$  y del  $\overline{SOC}$ , se determina el valor de la degradación anual de acuerdo con la función simétrica en torno al 50 % del SOC de la Figura 4.7, obtenida tras interpolar las curvas de datos disponibles del fabricante (50, 75 y 100 % del SOC) entre el 50 y el 100 % [157], y extrapolar estos mismos entre el 50 y el 0 % del SOC, respectivamente<sup>6</sup>.

---

<sup>5</sup> Los años de vida útil de la batería obtenidos por el conjunto de las degradaciones, se han limitado a un máximo teórico de 20 años.

<sup>6</sup> Dada que la finalidad de la tesis no es la de obtener un modelo fidedigno del envejecimiento de las baterías, sino el de realizar una estimación dinámica sensata, con el que poder determinar la vida útil que se ajuste a la realidad y que ante todo sirva de marco de referencia comparativo entre los resultados obtenidos, se ha optado por esta opción de adoptar las curvas de degradación conocidas del 50 al 100 % del SOC, sobre el rango desconocido del 50 al 0 %, sabiendo que es una posición conservadora, por la que se obtendrán degradaciones más elevadas de lo esperable para SOC inferiores al 50 % [193].

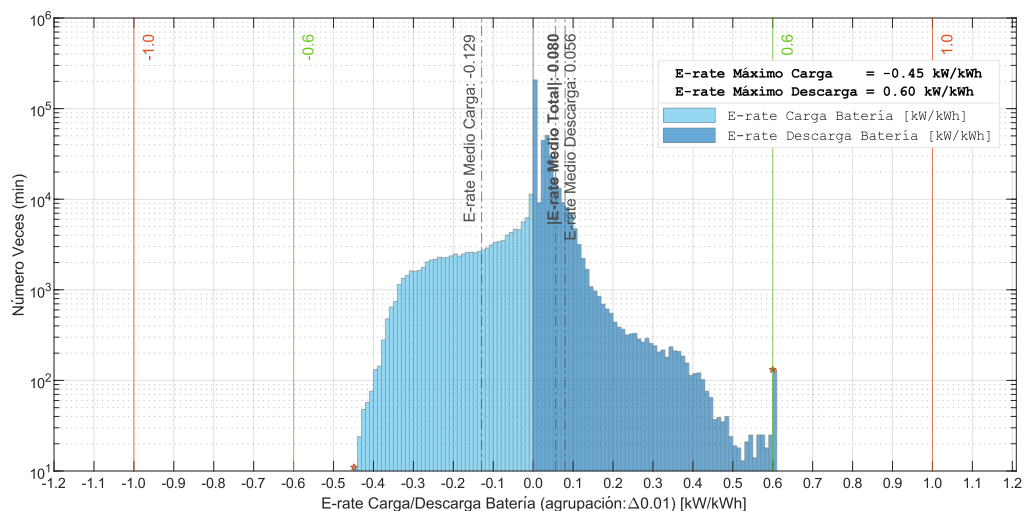




**Figura 4.7** Modelo de degradación anual de baterías por calendario (EOL = -20 %)

### CÁLCULO DE LA DEGRADACIÓN POR CICLADO

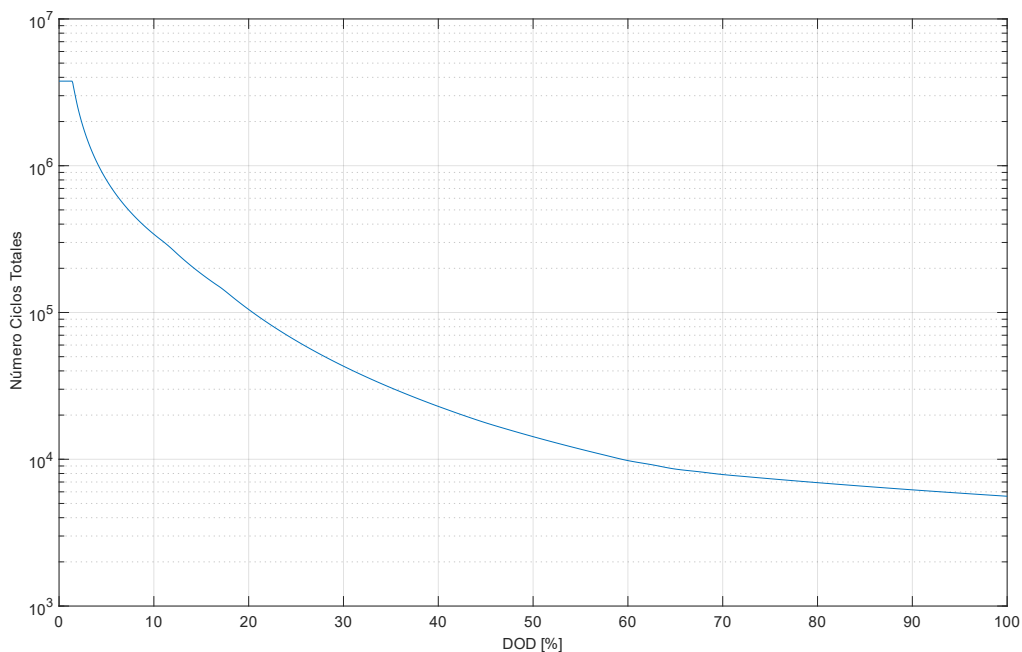
Como variables de entrada al modelo de cálculo de la degradación por ciclado, se toma el perfil minatural resultante del SOC tras la ejecución de la estrategia, al que se le aplica el método de *rainflow* [160]–[162] para determinar el número de ciclos totales realizados en función de la profundidad de descarga (DOD).



**Figura 4.8** Ejemplo histograma *E-rates* carga/descarga estrategia MASB ( $E\text{-rate}_{max} = 0,6$ )

De acuerdo con la influencia de los parámetros de estrés sobre la pérdida de capacidad de la batería (Figura 4.6a), el DOD es el factor principal, siendo este considerablemente superior al del *C-rate*, motivo por el cual este último no se tiene en cuenta en este análisis, unido a que, en este tipo de aplicaciones de sistemas de autoconsumo energético residencial, suele estar limitado en torno a 0,6, siendo la mayoría de los ciclos realizados muy por debajo de ese nivel (Figura 4.8).

A partir del número de ciclos totales del SOC realizados en función de la profundidad de descarga (DOD) y de la curva de ajuste obtenida a partir de los datos del fabricante (Figura 4.9), se determina la degradación total acumulada por ciclado, tal como se detalla en el siguiente ejemplo (Figura 4.10).



**Figura 4.9** Curva del modelo de degradación de las baterías por ciclado (EOL = -30 %)

### EJEMPLO DETERMINACIÓN DEGRADACIÓN POR CALENDARIO Y CICLADO

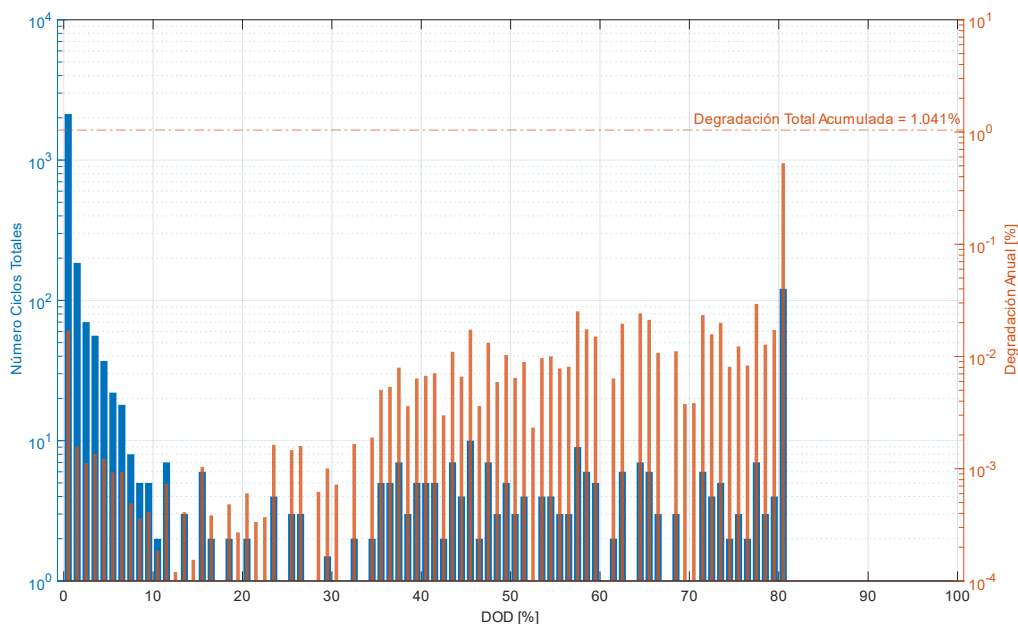
Para ver los resultados del cálculo de la degradación conjunta por calendario y ciclado, que se realiza para cada dimensionado combinado del sistema de autoconsumo (fotovoltaica y/o batería) y la estrategia de gestión energética aplicada, a continuación, se muestra a modo de ejemplo para el caso concreto de dimensionado de la Vivienda 2 (Apartado 4.7, Tabla 4.23).

En la Tabla 4.13 se muestra el resultado de la degradación anual por calendario obtenida directamente de la función de la Figura 4.7 (0,6518 %/año).

$\overline{\text{SOC}}$ [%]	$T_{\text{cel}}$ [°C]	Degradación calendario [%/año]
55,3	35	<b>0,6518</b>

**Tabla 4.13** Ejemplo del resultado del cálculo de la degradación por calendario

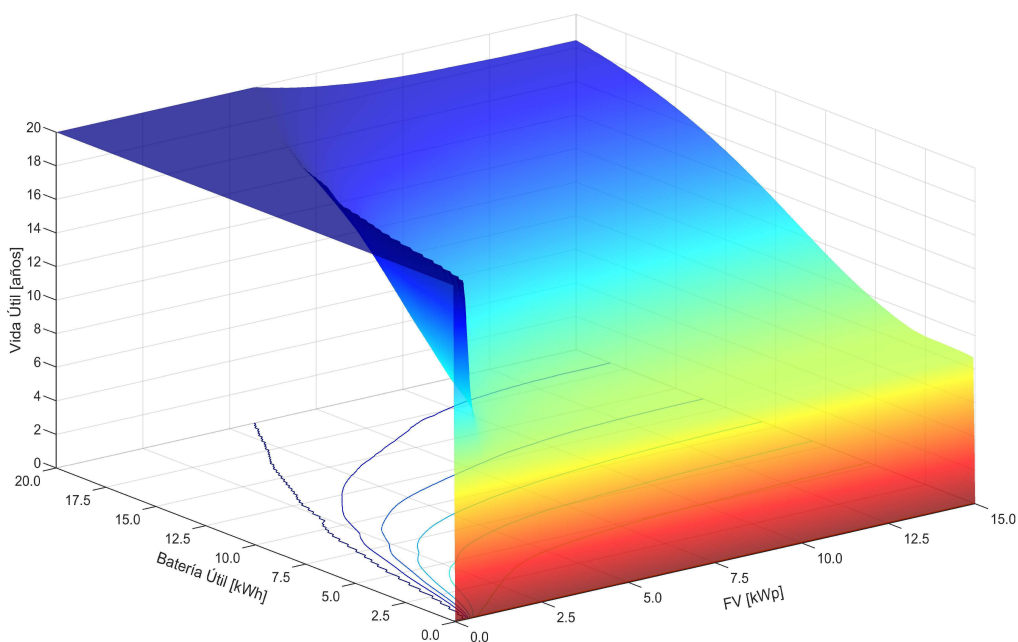
Así mismo, en la Figura 4.10 se muestra el resultado de la degradación anual obtenida por ciclado (1,041 %/año), resultante del sumatorio de las degradaciones individuales (barras naranjas), obtenidas a partir del número de ciclos totales del SOC realizados para las distintas profundidades de descarga (DOD) (barras azules), entre el número de ciclos totales soportados para cada DOD (Figura 4.9).



**Figura 4.10** Ejemplo de los resultados del cálculo de degradación por ciclado

Sumando las degradaciones por calendario (0,6518 %/año) y ciclado (1,041 %/año) se obtiene una degradación conjunta del 1,6923 %/año (38,5 % por calendario y 61,5 % por ciclado), que es equivalente a una vida útil de 11,8 años (Tabla 4.15), para una pérdida de capacidad del 20 %.

En la Figura 4.11, se muestra el resultado de la determinación de la vida útil de la batería por degradación total (por calendario y ciclado), para los barridos de dimensionado hechos para la Vivienda 2 (Apartado 4.7), en la que cabe destacar la gran diferencia de la vida útil obtenida en función del uso que se haga de la batería, lo que repercute notablemente en la rentabilidad del sistema global de autoconsumo (Apartado 4.5.5). Concretamente, se obtienen valores de vida útil superiores a 20 años (aunque se limita a 20 años) cuando la capacidad de la batería es grande y la potencia FV baja (poco ciclado); y, por contra, se obtienen vidas útiles cercanas a cero cuando la batería es muy pequeña (mucho ciclado).



**Figura 4.11** Resultados del cálculo de la vida útil por degradación por calendario + ciclado (EOL = -20 %), barridos de 0-15 kWp/0-20 kWh Vivienda 2

#### 4.5.4 COSTES ANUALIZADOS DEL SISTEMA DE AUTOCONSUMO

A modo de resumen sobre lo visto en el Apartado 4.5.2, en la Tabla 4.14 se recoge la estimación de la valoración del coste de los equipos principales que componen un sistema de autoconsumo y la vida útil media aportada por los fabricantes, que se ha utilizado a lo largo de la tesis en los estudios de viabilidad económica para evaluar los distintos dimensionados de generación fotovoltaica y almacenamiento energético.

Elemento	Coste [€]	Vida Útil [años]
Paneles FVs	$330 \cdot kWp$	25
Inversor Híbrido	$402,87 \cdot kWh^{0,5727}$	20
Instalación	$-1,3094 \cdot kWp^2 + 422,52 \cdot kWp + 2783,2$	40
Baterías Li-ion	$498,46 \cdot kWh^{0,9928}$	Estimación dinámica por degradación por calendario y ciclado

**Tabla 4.14** Estimación de los costes y la vida útil de los equipos de autoconsumo:

- En el término del Coste está incluido el 21 % de IVA.
- En los costes de instalación se incluye el margen de beneficio aplicado por las empresas instaladoras y resto de costes.
- La vida útil estimada de las baterías (EOL), está referida a una pérdida de capacidad del 20 %.

Para evaluar la viabilidad económica de cada uno de los dimensionados simulados, además de cuantificar los posibles ahorros obtenidos sobre la facturación eléctrica (diferencial  $Coste_{total\ facturación}$ , Apartado 4.8), se ha de cuantificar si este ahorro compensa el coste del proyecto y los equipos del sistema de autoconsumo. Para ello, en primer lugar, se suma el coste de cada uno de los equipos e instalación (Tabla 4.14), obteniéndose el  $Coste_{total}$  de cada dimensionado:

$$Coste_{total} = Coste_{FV} + Coste_{Inv} + Coste_{Inst} + Coste_{bat} \quad (4.6)$$

Por otro lado, el coste de cada elemento se ha anualizado dividiéndolo por su vida útil (Tabla 4.14). Al agregar cada coste anualizado, se obtiene el  $Coste_{total\_anualizado}$ :

$$Coste_{total\_anualizado} = \frac{Coste_{FV}}{VidaUtil_{FV}} + \frac{Coste_{Inv}}{VidaUtil_{Inv}} + \frac{Coste_{Inst}}{VidaUtil_{Inst}} + \frac{Coste_{bat}}{VidaUtil_{bat}} \quad (4.7)$$

Como variable auxiliar, se calcula la vida útil ponderada ( $VidaUtil_{ponderada}$ ), dividiendo el  $Coste_{total}$  por el  $Coste_{total\_anualizado}$ :

$$VidaUtil_{ponderada} = \frac{Coste_{total}}{Coste_{total\_anualizado}} \quad (4.8)$$

Por otro lado, los años en los cuales los ahorros en la factura ( $Ahorro_{facturación\_anual}$ ) compensan el coste del sistema de autoconsumo (período de recupe-

ración anualizado o *payback*), se pueden calcular dividiendo el  $Coste_{total}$  por el  $Ahorro_{facturación\_anual}$ <sup>7</sup>:

$$payback = \frac{Coste_{total}}{Ahorro_{facturación\_anual}} \quad (4.9)$$

Si el *payback* es inferior a la  $VidaUtil_{ponderada}$ , entonces el proyecto es viable según este criterio. Esto proporciona, no solo una manera de calcular la rentabilidad del proyecto, sino también su período de recuperación que, en caso de ser demasiado alto, a pesar de ser rentable, puede desalentar la instalación del sistema por parte del inversionista.

Adicionalmente, el ahorro anual ( $Ahorro_{anual}$ ) obtenido al haber instalado el sistema de autoconsumo, se puede calcular sustrayéndole al ahorro anual por facturación eléctrica ( $Ahorro_{facturación\_anual}$ ) el  $Coste_{total\_anualizado}$ :

$$Ahorro_{anual} = Ahorro_{facturación\_anual} - Coste_{total\_anualizado} \quad (4.10)$$

#### 4.5.5 EJEMPLOS DEL CÁLCULO DE COSTES DE LOS EQUIPOS DE AUTOCONSUMO

A modo de ejemplo, para entender el proceso de cálculo de los costes anualizados, en la Tabla 4.15 se muestran los resultados numéricos para los dimensionados seleccionados de las viviendas de estudio (Apartado 4.7, Tabla 4.23).

Como se puede observar en la Tabla 4.15, no todos los proyectos son rentables, ya que la rentabilidad depende del coste derivado del dimensionado concreto de los equipos y la vida útil estimada de la batería.

Viv.	Pot. FV [kWp]	Capac. Batería Real [kWh]	Coste Paneles FV [€]	Coste, PotNom. Invers. Híbrido [€]	Coste Instal. [€]	Coste, Vida útil Batería [€, años]	Coste Total [€]	Coste Total Anualiz. [€]	Vida útil pond. [años]	Ahorro Fact. Anual [€]	<i>payback</i> [años]	Ahorro Anual [€]
1	1,89	3,72	623,70	741,28 2,9	3577,10	1839,30 11,6	6781,38	309,59	21,9	293,85	23,1	-15,74
2	3,55	6,99	1171,50	1058,30 5,4	4266,60	3434,60 11,8	9931,00	497,07	20,0	520,99	19,1	23,92
3	5,11	10,09	1686,30	1156,00 6,3	4908,10	4945,20 11,4	12.695,60	681,00	18,6	818,25	15,5	137,25

**Tabla 4.15** Resultados de los ejemplos del cálculo de los costes de los equipos de autoconsumo

<sup>7</sup> El valor del  $Ahorro_{facturación\_anual}$  se obtiene de la diferencia entre el  $Coste_{total}$  facturación sin sistema de autoconsumo y el correspondiente al del sistema con autoconsumo (4.º criterio de calidad, Apartado 4.8.1).

De los datos de las Tablas 4.14 y 4.15, se puede comprobar que, en promedio, el coste de los paneles fotovoltaicos supone el 11,4 % del coste total, el inversor híbrido un 10,2 %, la instalación de todo el sistema, incluidos los beneficios de la instaladora un 44,8 %, y las baterías un 33,6 %. Cabe destacar el elevado peso en el coste total de los costes fijos de este tipo de instalaciones, incluidos en los costes de instalación. Este peso se va reduciendo conforme aumenta la potencia fotovoltaica instalada.

Si este mismo análisis promediado, se realiza basándose en los costes anualizados de cada elemento (teniendo en cuenta su vida útil) con respecto al coste total anualizado, Ecuación (4.7), el peso ponderado del coste de los paneles fotovoltaicos supone el 9,4 %, el del inversor híbrido un 9,9 %, el de la instalación de todo el sistema, incluidos los beneficios de la instaladora un 21,4 %, y el de las baterías un 59,3 %. Este análisis pone de manifiesto el equipo que tiene el mayor peso sobre el coste total del sistema anualizado, es el de las baterías, que supera el 59 %, seguido de los costes de instalación, incluidos los beneficios, que están en torno al 21,5 %.

Por lo tanto, de cara a mejorar la viabilidad económica de estos sistemas de autoconsumo residencial con almacenamiento, es fundamental optimizar el uso de las baterías, con el fin de reducir en la medida de lo posible su degradación para así aumentar su vida útil, reduciendo su coste anualizado [149]. Así mismo, sigue siendo muy importante el peso de los costes de instalación, sobre todo para instalaciones de menor consumo, en la cuales el balance de este término tiene un peso mayor, debido a los costes fijos. Por ejemplo, en la Vivienda 1, el coste anualizado de la instalación representa el 28,9 % vs. al de las baterías, que es del 51,2 %, a diferencia de la Vivienda 3, que son del 18,0 % y el 63,7 %, respectivamente.

## **RESUMEN RESULTADOS GLOBALES**

De cara a tener una visión global del orden de magnitud de los costes globales de los elementos que conforman los sistemas de autoconsumo residencial, en la Tabla 4.16, se muestran desglosados los costes medios individualizados de los sistemas de autoconsumo para las tres tipologías analizadas, correspondientes con los datos de costes incluidos en la Tabla 4.15.

Vivienda	Coste Medio Paneles FV [€/kWp]	Coste Medio Inversor Híbrido [€/kWp]	Coste Medio Instalación [€/kWp]	Coste Medio Total FV [€/kWp]	Coste Medio Batería [€/kWh]	Coste Medio Total Generación FV [c€/kWh FV <sup>8</sup> ]
1		392,21	1892,65	2614,86	494,44	11,4
2	330	298,11	1201,86	1829,97	491,36	9,8
3		226,22	960,49	1516,71	490,11	9,3
<b>Media</b>		305,51	1351,67	<b>1987,18</b>	<b>491,97</b>	<b>10,1</b>

**Tabla 4.16** Costes medios de los equipos de autoconsumo

Así mismo, se aporta el valor medio del coste total de la instalación por kWp, que aproximadamente es de 2000 €/kWp, y el coste medio por kWh real de batería instalada, que aproximadamente es de 492 €/kWh. Por otro lado, se aporta el valor del coste medio de la instalación completa con respecto a la energía fotovoltaica anual generada, como resultado de dividir el coste total anualizado (Tabla 4.15) entre la generación fotovoltaica anual, el cual asciende aproximadamente a 10 c€/kWh<sup>9</sup>, que es comparable con los valores de mercado.

## 4.6 DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA ÓPTIMA CONTRATADA Y LA POTENCIA NOMINAL DEL INVERSOR

### 4.6.1 DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA ÓPTIMA CONTRATADA

#### INTRODUCCIÓN

En cada barrido de simulación realizado para determinar el dimensionado óptimo del sistema de autoconsumo a instalar en cada vivienda de estudio (Apar-

<sup>8</sup> La generación anual fotovoltaica de cada vivienda de estudio (Apartado 3.4.2), de acuerdo con el dimensionado de cada vivienda (Tabla 4.23), y con las características particulares de orientación e inclinación de cada instalación fotovoltaica, es la indicada en la siguiente tabla.

Vivienda	Acimut (0° ≡ S) [°]	Inclinación [°]	FV [kWp]	Generación FV anual [kWh]
1	-2	36	1,89	2723,4
2	-9	35	3,55	5091,4
3	0	30	5,11	7358,3

<sup>9</sup> Este coste sería equivalente a un LCOE simplificado al no incluir una serie de conceptos en su cálculo, como el del coste de capital.



tado 3.4.2), de acuerdo con la estrategia de MASB (Apartado 4.3), es necesario determinar el nivel mínimo de potencia a contratar<sup>10</sup> en función del perfil resultante de potencia intercambiado con la red ( $P_{red}$ , Figura 4.13), para evitar cortes de suministro eléctrico.

Para determinar este nivel de potencia a contratar, se barajaron diversas opciones. En primer lugar, se usaron diversos índices relacionados con los niveles máximos de potencia absoluta del perfil intercambiado con la red, posteriormente se usaron los percentiles P99, P99.99 y valores intermedios sobre el mismo perfil. Sin embargo, los resultados obtenidos no se ajustaban objetivamente a la variabilidad real de los perfiles, ya que en algunos casos se obtenían valores muy laxos, de los que se derivaban posibles cortes del suministro por exceso de consumo, y en otros eran demasiado conservadores, con los que no habría dichos cortes, pero que repercutían en un incremento de los costes fijos por potencia contratada, lo que desvirtuaba sensiblemente todo el análisis económico del dimensionado.

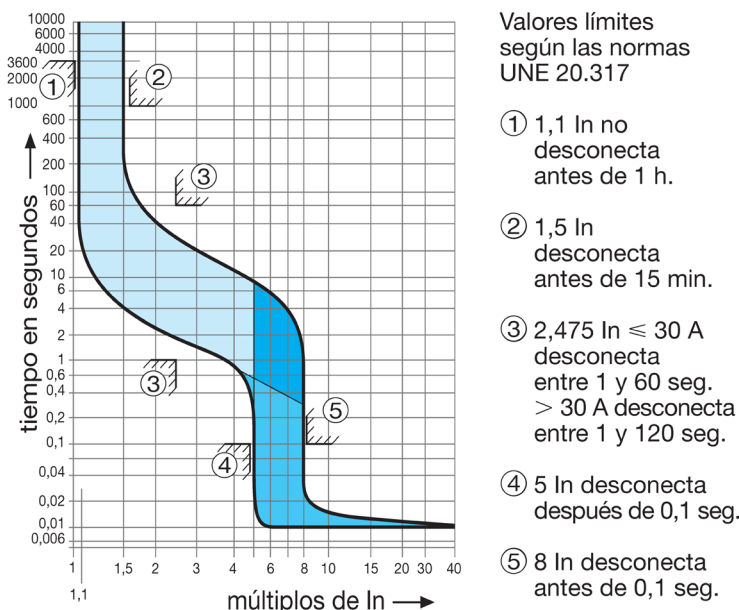
Por todo lo anterior, se optó por desarrollar un programa para determinar automáticamente el nivel necesario de potencia mínima a contratar, que evitase cortes del suministro eléctrico, en función del perfil concreto de potencia intercambiado con la red y de la zona térmica<sup>11</sup> de la curva de disparo ICP-M (Figura 4.12).

Para ello, el programa realiza tres barridos secuenciales sobre el perfil de potencia absoluta intercambiado con la red, buscando incrementalmente en cada uno de ellos el nivel más elevado de la potencia de control ( $P_{ctrl}$ ), con el cual se mantenga el último patrón de control representativo de los rangos de potencia y tiempo mantenido de limitación de consumo de las zonas 1, 2 y 3, respectivamente, de acuerdo con la curva de disparo del ICP-M (Figura 4.12).

---

<sup>10</sup> Aunque la tarifa residencial actual 2.0TD permite contratar dos niveles de potencia independientes para los periodos P1-P2, y P3 (AI.4), en la tesis se ha optado por trabajar con un nivel común por simplicidad, si bien se ha dejado todo preparado para poder trabajar con los dos, de cara a reducir el coste del término fijo por la contribución del P3, aunque la reducción no es considerable dado el bajo peso relativo de este vs. al del P1-P2.

<sup>11</sup> Por la resolución minutal de los datos de simulación y el objetivo del análisis, se ha focalizado el control sobre la parte térmica (sobrecarga) de la curva de disparo (zonas 1, 2 y 3 de la Figura 4.12), obviándose la zona electromagnética (cortocircuitos) de dicha curva (zonas 4 y 5).



**Figura 4.12** Curva de disparo de los contadores inteligentes ICP-M (UNE 20.317/2005) (Fuente: [163])

**EJEMPLO DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA ÓPTIMA CONTRATADA**

A modo de ejemplo, para ver las respuestas del programa de determinación del nivel óptimo de potencia contratada, en función del perfil minatural de potencia intercambiado con la red, en la Tabla 4.17 se muestran los resultados de los tres niveles de control, para el perfil de consumo de la Vivienda 2 sin sistema de autoconsumo.

Barrido	Potencia Inicial Control [kW]	Potencia Final Control [kW]	Rango Potencias Finales Control [kW]	Tiempo Control Potencia Mantenido en Rango [min]	Inicio Último Tramo Perfil Dentro Rango Control [dd/mm/aaaa hh:min - HS]	Potencia Óptima Contratar [kW]	Potencia Óptima Contratada [kW] (P99.xxx ≡)
1.º	2,71 (P99)	2,71	2,71...2,98	60	--	2,71	
2.º	2,71	4,19	4,61...6,28	15	20/11/2019 10:24	4,20	5,1 (P99,966)
3.º	4,20	5,04	7,56...10,08	1	20/01/2019 13:21	5,05	

**Tabla 4.17** Resultados del programa de determinación de la potencia óptima a contratar Vivienda 2

La potencia óptima a contratar devuelta por el programa se corresponde con la siguiente a la de control alcanzada en el último barrido (5,05 kW), con

la cual ya no existe ningún tramo del perfil de potencia original que cumpla con los parámetros de control, por lo que se estima que el ICP-M integrado en el contador telegestionado no llegue a cortar nunca el suministro por el control de potencia establecido. Este valor es redondeado a un decimal, del tal modo que la potencia óptima a contratar (*PotOptCont*) sería de 5100 W, que es equivalente al P99,966 del perfil de potencia minutal analizado.

De igual forma, el programa de determinación del nivel óptimo de potencia contratada se aplica al perfil minutal resultante de intercambio de potencia con la red, tras la ejecución de las estrategias de estudio de la tesis. Por ejemplo, en la Tabla 4.18 se muestran los resultados de los tres niveles de control tras aplicar la estrategia de MASB (Apartado 4.3) para la Vivienda 2.

Barrido	Potencia Inicial Control [kW]	Potencia Final Control [kW]	Rango Potencias Finales Control [kW]	Tiempo Control Potencia Mantenido en Rango [min]	Inicio Último Tramo Perfil Dentro Rango Control [dd/mm/aaaa hh:min - HS]	Potencia Óptima Contratar [kW]	Potencia Óptima Contratada [kW] (P99.xxx ≡)
1.º	2,54 (P99)	2,85	2,85...3,14	60	12/05/2019 11:25	2,86	
2.º	2,86	3,50	3,85...5,25	15	23/01/2019 10:11	3,51	4,9 (P99,985)
3.º	3,51	4,86	7,29...9,72	1	20/01/2019 13:21	4,87	

**Tabla 4.18** Resultados programa determinación potencia óptima a contratar MASB-Vivienda 2

A diferencia de lo visto anteriormente (Tabla 4.17), en el que el perfil de consumo era siempre positivo, en este caso, el perfil resultante de intercambio de potencia con la red presenta periodos en los que se inyecta potencia. Esto se da en aquellos momentos en los que existe excedente fotovoltaico sobre el consumo que no puede ser almacenado en la batería (SOC = 100 %). Dependiendo del nivel de potencia inyectada a la red y del tiempo mantenido, puede darse el caso de que sea el tramo del perfil determinante de alguno de los barridos de control de la potencia óptima a contratar<sup>12</sup>.

<sup>12</sup> En este caso el nivel de inyección de potencia a red de la estrategia de MASB se ha dejado completamente libre (Apartado 4.3), por lo que es fundamental que el dimensionado del sistema fotovoltaico y de almacenamiento, sean congruentes con el perfil de consumo de la vivienda, con el fin de evitar niveles de inyección a red que sean contraproducentes.

Este control del nivel máximo permitido de inyección de potencia a la red, es un parámetro fundamental a configurar en los inversores, que se ha integrado posteriormente en las estrategias de control energético de la tesis, actuando sobre el punto de operación.

Para las viviendas analizadas 1 y 3 (Apartado 3.4.2), sin instalación de ningún equipo de autoconsumo, se han obtenido unos niveles de potencia óptima contratada superiores a los que realmente tenían contratados en los respectivos años en los que se descargaron los perfiles minutales utilizados en el análisis de cada una de las viviendas (Apartado 3.4), por lo que el programa de estimación del nivel de potencia a contratar se puede considerar que es conservador en este aspecto (Tabla 4.19). En el caso particular de la Vivienda 2, ocurre lo contrario, si bien se debe a que el usuario no modificó su potencia contratada al pasar de un suministro trifásico a monofásico.

Vivienda	Año Perfil Minutal Consumo Original	Potencia Contratada Real [kW]	Potencia Contratada Óptima [kW]
1	2021	2,8	3,3 (+17,9 %)
2	2019	6,9	5,1 (-26,1 %)
3	2020	4,6	5,1 (+10,9 %)

**Tabla 4.19** Comparativa de la determinación de las potencias óptimas contratadas vs. reales

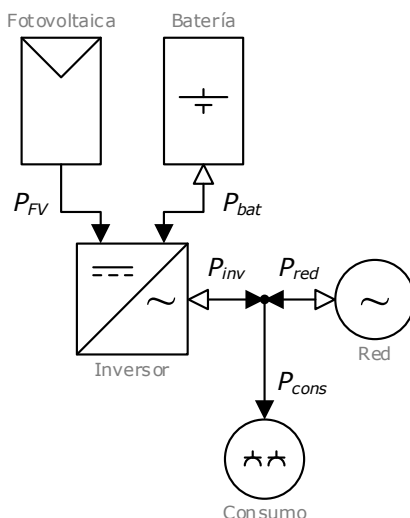
#### 4.6.2 DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA NOMINAL DEL INVERSOR

##### INTRODUCCIÓN

Al igual que en el anterior Apartado 4.6.1, para cada barrido de simulación, es fundamental determinar la potencia nominal del inversor híbrido que sería necesario instalar en función del perfil resultante de potencia intercambiado por el inversor ( $P_{inv}$ , Figura 4.13).

Para determinar esta potencia nominal, se barajaron diversas opciones. Entre ellas, se usaron diversos índices relacionados con el nivel resultante del perfil minutal de la potencia consumida ( $P_{cons}$ , Figura 4.13), como el del P99. Hacerlo de esta manera supondría la instalación de un inversor de la misma potencia nominal, independientemente del dimensionado del resto de elementos de la instalación, por lo que no existiría ninguna diferencia entre los distintos escenarios, desvirtuando sensiblemente todo el análisis económico, más teniendo en cuenta el peso relativo del coste anualizado del inversor con respecto al sistema global de autoconsumo (Apartado 4.4). Así mismo, este modo de determinación de la potencia nominal del inversor, centrado exclusivamen-

te en el P99 de la potencia consumida ( $P_{cons}$ ), podría no contemplar las exigencias de potencia requerida de ciertos dimensionados poco habituales<sup>13</sup>, por lo que hipotéticamente no podrían llegar a utilizarse técnicamente dado el caso.



**Figura 4.13** Diagrama del nodo eléctrico de un sistema de autoconsumo fotovoltaico con almacenamiento:

La potencia del nodo eléctrico siempre debe ser nula ( $P_{cons} = P_{inv} + P_{red} = P_{FV} + P_{bat} + P_{red}$ ). Las flechas simples indican la dirección que por convenio se toma como positiva en los flujos de potencia unidireccionales. Las flechas dobles indican flujos de potencia bidireccionales, siendo la dirección que se toma como positiva, la indicada por la punta de flecha sólida.

Por todo lo anterior, se optó por integrar en el programa de dimensionado la determinación automática de la potencia nominal mínima necesaria del inversor híbrido de potencia, en función del perfil minutil resultante de la potencia intercambiada por el inversor ( $P_{inv}$ ) en cada barrido de simulación, considerando a su vez el dimensionado concreto de cada barrido, de acuerdo con la potencia de generación fotovoltaica ( $P_{FV}$ ) en kWp y la capacidad real de almacenamiento de la batería ( $C_{bat\_real}$ ) en kWh, correspondientes. Para ello se integró en el programa un barrido dividido en dos pasos de cálculo:

1. **Por uso directo del inversor ( $P_{inv}$ ):** Tras ejecutar la estrategia correspondiente, se calcula la potencia minutil demandada del inversor

<sup>13</sup> En los teóricos dimensionados asimétricos, en los que haya muy poca o nula capacidad de batería y a su vez exista una elevada capacidad de generación FV, aunado a viviendas con poco consumo, se dan inyecciones a red desde FV mucho más altas que las derivadas del P99 del consumo, a las cuales teóricamente tiene que poder hacer frente el inversor.

híbrido en AC ( $P_{inv}$ ), de acuerdo con la distribución de potencias del nodo eléctrico (Figura 4.13):

$$P_{inv} = P_{cons} - P_{red} \quad (4.11)$$

Los valores positivos de  $P_{inv}$ , se corresponden con los aportes de energía desde la generación fotovoltaica y/o desde las baterías, hacia el consumo<sup>14</sup> o la red.

Los valores negativos de  $P_{inv}$ , se corresponden con los posibles aportes desde la red hacia la carga de las baterías, que dependerá de si la estrategia de gestión energética tiene integrada esta funcionalidad.

Partiendo del perfil de potencia de  $P_{inv}$ , se determina el valor absoluto máximo, el cual se minorará un 20 %<sup>15</sup>, adoptándose como el valor inicial de la potencia nominal necesaria del inversor ( $P_{nom\_inv}$ ) a instalar:

$$P_{nom\_inv} = 0,8 \cdot \max(|P_{inv}|) \quad (4.12)$$

2. **Por el dimensionado de la capacidad real de la batería ( $C_{bat\_real}$ ):** En este paso de control se reasigna si es necesario el nivel previamente determinado de la potencia nominal del inversor ( $P_{nom\_inv}$ ), tras considerar la viabilidad técnica de recarga de las baterías según su capacidad real ( $C_{bat\_real}$ ) a través del inversor híbrido ( $P_{inv}$ ) desde la red.

También se tiene en cuenta la limitación de la potencia de carga ( $E_{rate}$ ) y de la  $PotOptCont$  determinada previamente para el correspondiente paso de simulación (Apartado 4.6), aun cuando la estrategia no haga uso de esta funcionalidad de gestión energética, de tal forma que los cálculos económicos que se deriven del dimensionado tengan

<sup>14</sup> La potencia aportada por el inversor al consumo en kW ( $P_{inv\_cons}$ ), se puede determinar de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$P_{inv\_cons} = P_{cons} \cdot Autosuficiencia$$

donde *Autosuficiencia* es el grado de cobertura de la demanda de potencia del consumo en %, cubierta con la potencia fotovoltaica autogenerada (Apartado 4.8.1).

<sup>15</sup> Se ha aplicado esta minoración conservadora del 20 % tras analizar las hojas de características de treinta inversores híbridos monofásicos de distintos fabricantes de primera línea, con unas potencias nominales de salida en AC de 1,5 a 10 kWn, obteniéndose un factor medio de sobrecarga minuter en torno al 25 %.

en cuenta esta posibilidad, independientemente de la estrategia simulada<sup>16</sup>:

$$\begin{aligned} \text{Si } P_{nom\_inv} &< 0,8 \cdot \min(C_{bat\_real} \cdot E\text{-rate}, PotOptCont) \Rightarrow \\ P_{nom\_inv} &= 0,8 \cdot \min(C_{bat\_real} \cdot E\text{-rate}, PotOptCont) \end{aligned} \quad (4.13)$$

donde  $E\text{-rate}$  es el límite de potencia de carga permitido de la batería y,  $PotOptCont$  es la potencia óptima a contratar para el paso de simulación (Apartado 4.6).

Este modo de funcionamiento solo actuará en casos poco habituales en los que la capacidad de la batería sea grande en comparación a la potencia fotovoltaica instalada. No obstante, es necesario incluirlo para poder explorar escenarios extremos.

Por último, el programa devuelve el valor final de la potencia nominal teórica del inversor híbrido necesario ( $P_{nom\_inv}$ ), redondeando a un decimal el valor de salida del último paso.

#### **EJEMPLO DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA NOMINAL DEL INVERSOR**

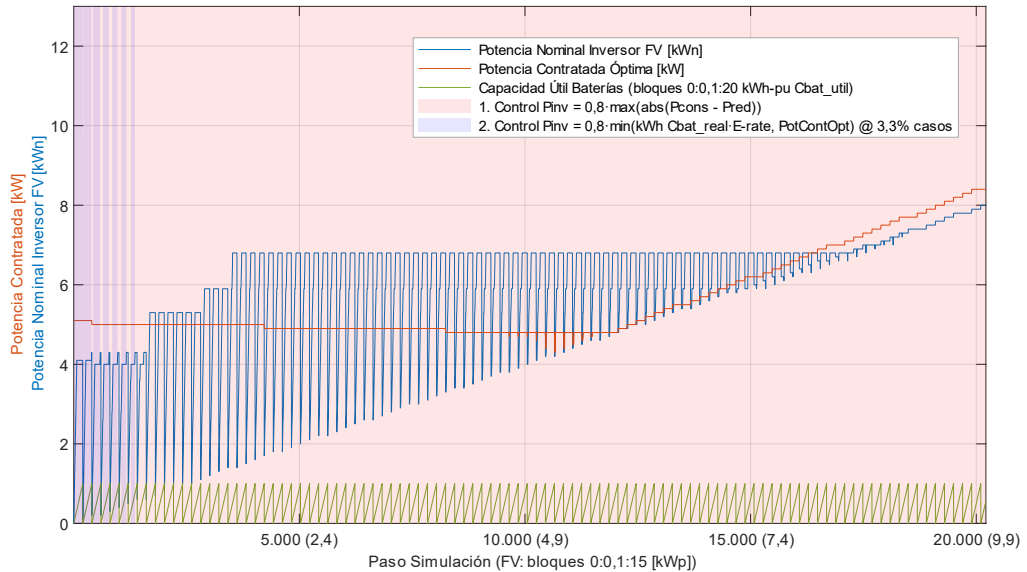
A modo de ejemplo del cálculo de la potencia nominal del inversor a utilizar para cada dimensionado combinado del sistema de autoconsumo (fotovoltaica y/o batería), en la Figura 4.14 se muestran los resultados de los dos pasos de cálculo, para la Vivienda 2.

En esta Figura 4.14, se incluyen los resultados de todos los barridos de simulación para la estrategia de MASB (Apartado 4.3), en los que para cada dimensionado de la potencia fotovoltaica, que va de 0 a 9,9 kWp en pasos de 0,1 kWp, se incluyen los dimensionados de capacidad útil de las baterías, que van de 0 a 20 kWh en pasos de 0,1 kWh, que queda representado por la variable en forma de dientes de sierra *Capacidad Útil Baterías* (verde).

En el primer paso de cálculo (zona rosa), se determina la potencia nominal del inversor ( $P_{nom\_inv}$ ) directamente por el perfil de potencia del inversor ( $P_{inv}$ ) que resulta de la Ecuación (4.12). En los casos en los que no hay fotovoltaica (zona morada inicial), dado que esta estrategia no permite la carga de la batería desde la red,  $P_{inv}$  es siempre cero y, por lo tanto, la potencia asignada  $P_{nom\_inv} = 0$  kW. Lógicamente, en el segundo paso y para los casos de fotovol-

<sup>16</sup> La potencia nominal del inversor en AC se minora en un 20 %, por el mismo motivo ya descrito en la Nota 15.

taica nula, este valor seguirá siendo cero si la batería instalada es nula o se modificará al alza si se instala una batería.



**Figura 4.14** Barridos de 0-15 kWp/0-20 kWh para la determinación de la potencia nominal del inversor híbrido Vivienda 2

De esta forma, en el segundo paso (zona morada) se reasigna al alza la potencia nominal previamente determinada del inversor ( $P_{nom\_inv}$ ), en un 3,3% de los casos de acuerdo con la Ecuación (4.13), no solo para los casos en los que la potencia fotovoltaica era nula, sino también para valores reducidos de potencia fotovoltaica (hasta 0,6 kWp aproximadamente) y con valores intermedios de capacidad útil de la batería. Por lo tanto, el primer paso acaba fijando la potencia nominal del inversor ( $P_{nom\_inv}$ ) en el 96,7% de los casos (zona rosa).

En el primer barrido de las simulaciones, con 0 kWp de fotovoltaica, únicamente prevalece el control del segundo paso, que fija la potencia nominal del inversor por el dimensionado de las baterías instaladas, para permitir que cualquier estrategia pueda cargar la batería desde la red. Hasta aproximadamente los 0,6 kWp se solapa el segundo paso de control sobre el primero, reduciéndose cada vez más a zonas intermedias de capacidad de dimensionado de la batería, hasta que exclusivamente prevalece el control del primer paso.

Aproximadamente a partir de los 0,6 kWp de fotovoltaica, prevalece siempre el primer paso de cálculo, en el que la potencia nominal determinada del



inversor vuelve a presentar inicialmente un incremento lineal fijado por el desempeño de la estrategia, al disponer de una capacidad de dimensionado baja de batería, que va cubriendo un pico de consumo cada vez superior con el aporte exclusivo de potencia de la batería, hasta llegar a un límite en el que se mantiene la potencia nominal del inversor, el cual solo se va a ir superando según se vaya incrementando progresivamente el dimensionado fotovoltaico.

En torno al dimensionado fotovoltaico comprendido entre 4,9 y 5,6 kWp, se observa los niveles mínimos de *PotOptCont*, por lo que en este aspecto se puede considerar que sería el dimensionado óptimo. A partir de los 5,6 kWp, se observa como el nivel de *PotOptCont* inicia un incremento mantenido hasta los 9,9 kWp (y superiores), independientemente de la capacidad de dimensionado de la batería, lo cual se debe al nivel de inyección de potencia a red que cada vez va siendo superior, en función del incremento del dimensionado fotovoltaico (prevalece el exceso de inyección fotovoltaica a red), ya que en la estrategia de MASB (Apartado 4.3), no existe ninguna limitación de inyección.

## **4.7 DIMENSIONADO DE LAS VIVIENDAS DE ESTUDIO**

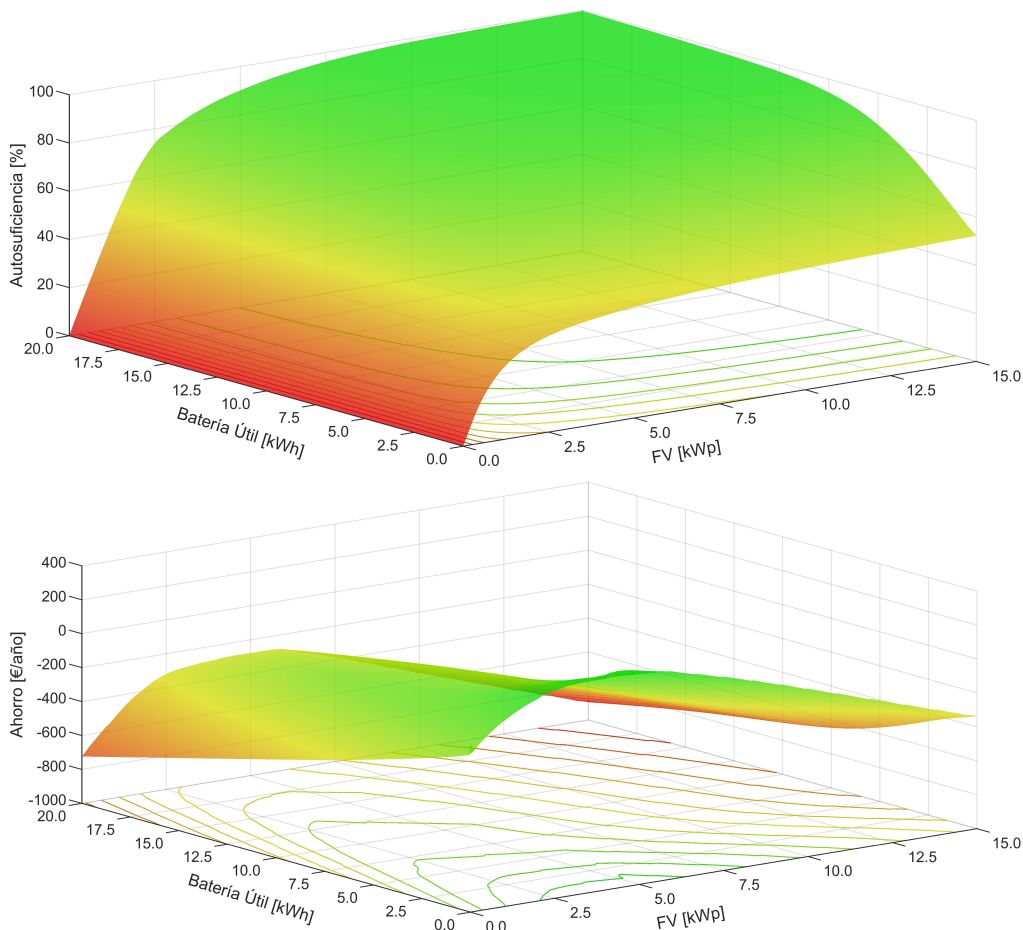
### **4.7.1 INTRODUCCIÓN**

Con el fin de dimensionar adecuadamente el sistema de autoconsumo a instalar en cada una de las viviendas de estudio (Apartado 3.4.2), se ha realizado un barrido de simulaciones para cada vivienda, variando los valores de generación fotovoltaica de 0 a 10 kWp en pasos de 0,1 kWp, y la capacidad de almacenamiento útil de 0 a 20 kWh en pasos de 0,1 kWh.

Todo ello teniendo en cuenta las premisas ya indicadas en la introducción del capítulo (Apartado 4.1), que se han ido tratando en los apartados previos; estrategia de gestión energética de MASB aplicada (Apartado 4.3), tarificación 2.0TD con compensación simplificada (Apartado 4.4), valoración económica del coste anualizado de los equipos empleados y su instalación en función de su vida útil (Apartado 4.5), así como la determinación de la potencia nominal necesaria del inversor híbrido a instalar en cada dimensionado (Apartado 4.6.2) y la potencia necesaria a contratar para evitar cortes del suministro eléctrico, en función del perfil de potencia minutal intercambiado con la red (Apartado 4.6).

Como parámetros representativos para determinar el dimensionado adecuado, se han elegido el índice de autosuficiencia y el ahorro anual para cada uno de los barridos de dimensionado (Apartado 4.8.1).

En las gráficas tridimensionales de ejemplo de la Figura 4.15, se observan los dos índices anteriores de forma independiente, en función de cada punto del barrido de simulación, es decir, en función de la potencia fotovoltaica instalada (kWp) y la capacidad de almacenamiento útil de la batería (kWh).



**Figura 4.15** Índices de autosuficiencia y de ahorro anual barridos de 0-15 kWp/0-20 kWh dimensionado Vivienda 2

A partir de estos índices, se puede decidir cuál es el dimensionado óptimo en función de la variable que se quiera optimizar. Desde un punto de vista puramente económico, bastaría con el indicador del ahorro. No obstante, muchos usuarios pueden preferir menor ahorro a cambio de mayor autosuficiencia, especialmente en casos donde una disminución pequeña del ahorro, provoque un gran aumento de autosuficiencia. Por ello, se han definido diferentes criterios de dimensionado:

1. **Máximo beneficio:** Dimensionado con el que se obtiene el máximo ahorro anual.

Sería la opción elegida por un usuario final que busque exclusivamente obtener el máximo ahorro. Por el contrario, no sería óptimo de cara a su integración en red, ya que incluye una elevada generación fotovoltaica y no cuenta con almacenamiento, lo que se traducirá en elevados niveles de inyección a red.

En la mayoría de las viviendas, el punto de máximo ahorro es positivo (aunque es negativo en viviendas con consumos muy bajos) y, habitualmente, con este tipo de dimensionados se logra un nivel de Autosuficiencia en torno al 40-50 %.

2. **Beneficio nulo, con máxima Autosuficiencia:** Dimensionado con el que se obtiene la máxima autosuficiencia, con un ahorro anual nulo.

Sería la opción elegida por un usuario final cuyo objetivo no sea estrictamente económico, sino el de lograr la máxima autosuficiencia potencial a coste cero.

3. **Autosuficiencia X%, con máximo ahorro:** Dimensionado con el que se obtiene una determinada autosuficiencia del X %, y el máximo ahorro posible.

Sería la opción elegida por un usuario final, que busca un cierto nivel de autosuficiencia potencial, pero buscando a su vez un cierto nivel de ahorro anual.

Este tipo de dimensionados, que técnicamente son viables, suelen conllevar niveles de autosuficiencia potencial elevados, con capacidades de baterías relativamente bajas, ante todo para viviendas con consumo bajo. Por ello, no resultan beneficiosos desde el punto de vista de integración en red. Con este dimensionado se permite llegar a valores de autosuficiencia superiores a los que se obtienen bajo el criterio puramente económico.

4. **Autosuficiencia Potencial 100%, con ahorro nulo:** Dimensionado fotovoltaico con el que se obtendría una autosuficiencia potencial del 100 % si se lograra casar generación y consumo, con un ahorro anual nulo.

5. **Autosuficiencia Potencial 125 %, con Batería 50 % consumo medio diario:** Dimensionado fotovoltaico con el que se obtendría una autosuficiencia potencial del 125 %, con un dimensionado de capacidad útil de batería equivalente al 50 % del consumo medio diario anual (12 h).

Se trataría de un método de dimensionado normalizado, fácil de determinar, al depender únicamente del nivel de consumo anual de cada vivienda, del que se deriva un dimensionado de generación fotovoltaica acorde con los niveles habituales que se suelen instalar en función del consumo medio anual de las viviendas (Tabla 3.3), y porque la capacidad de almacenamiento representa igualmente un nivel sensato a nivel técnico para este tipo de instalaciones. Además, al dimensionar solo en función del consumo anual y diario, permite identificar las diferencias del autoconsumo en función del tipo de perfil de consumo.

En las Figuras 4.16, 4.17 y 4.18, correspondientes respectivamente a las viviendas de estudio 1, 2 y 3 (Apartado 3.4.2), se muestran de forma conjunta las curvas de nivel del índice de autosuficiencia (gris) y del ahorro anual (código de color verde-rojo), en función de los resultados de cada punto del barrido de simulación, resaltándose la posible área con ahorros anuales positivos con el mismo código de color. Así mismo, se indican gráficamente los puntos representativos de evaluación de los diferentes dimensionados (Tablas 4.20, 4.21 y 4.22), de acuerdo con el código de colores indicado para cada uno de ellos en las tablas, en las cuales se indican los valores numéricos derivados asociados a cada uno de ellos.

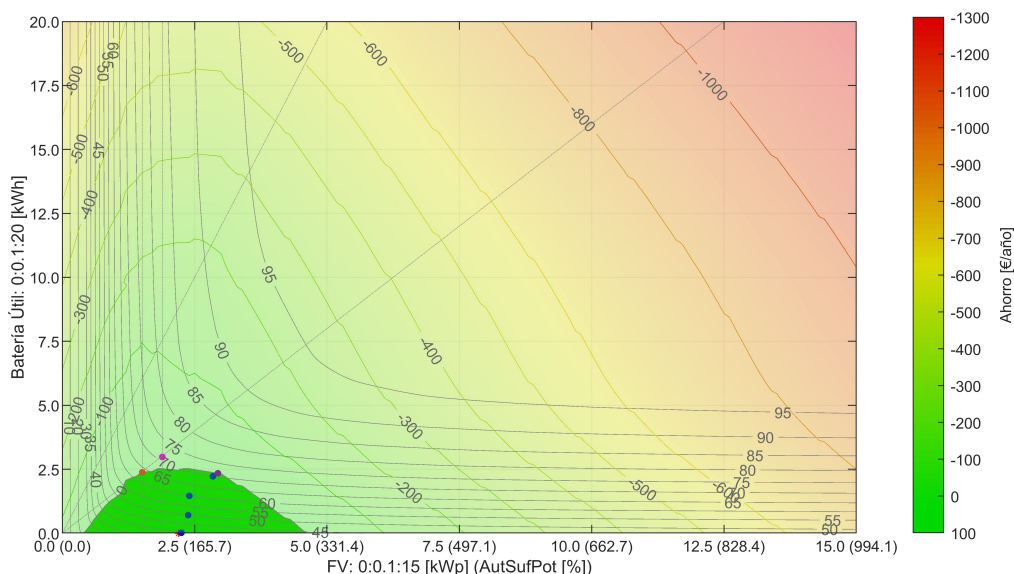
Como indicaciones adicionales a modo de guía visual, se muestran dos rectas verticales continuas (gris), correspondientes con una autosuficiencia potencial del 100 y 125 %, respectivamente, y dos rectas discontinuas (gris), con una pendiente del 2 y 5 kWh<sup>17</sup>/kWp, respectivamente. Estas rectas delimitan las áreas inferiores de los dimensionados válidos para poder acogerse a las ayudas al autoconsumo con almacenamiento, según el RD 477/2021<sup>18</sup> [33].

---

<sup>17</sup> Capacidad real baterías (capacidad instalada).

<sup>18</sup> Inicialmente, la ratio entre la capacidad de almacenamiento instalada, frente a la potencia de generación, era de 2 kWh/kWp, que se flexibilizó a 5 kWh/kWp por el RD 377/2022 [34], potenciando la instalación de sistemas de almacenamiento de mayor capacidad.

## 4.7.2 RESULTADO DE LOS DIMENSIONADOS

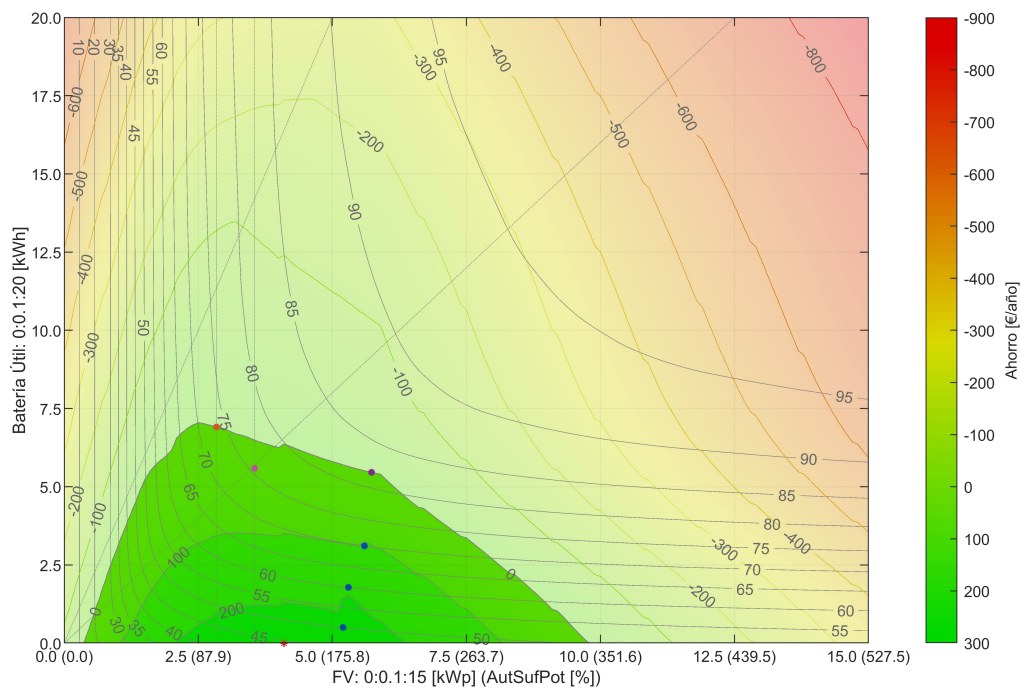


**Figura 4.16** Barridos simulación de 0-15 kWp/0-20 kWh dimensionado Vivienda 1

Punto dimensionado	FV [kWp]	Batería Útil [kWh]	Ahorro [€/año]	Autosuficiencia [%]
<b>Máximo beneficio *</b>	2,20	0,00	<b>79,00</b> <sup>19</sup>	39,6
<b>Beneficio nulo,</b> con máxima Autosuficiencia ●	2,94	2,34	<b>-0,04</b>	<b>71,5</b>
<b>Autosuficiencia 50 %,</b> con máximo ahorro ●	2,40	0,70	<b>67,85</b>	<b>50,0</b>
<b>Autosuficiencia 60 %,</b> con máximo ahorro ●	2,40	1,50	<b>39,03</b>	<b>60,0</b>
<b>Autosuficiencia 70 %,</b> con máximo ahorro ●	2,80	2,2	<b>6,07</b>	<b>70,0</b>
<b>Autosuficiencia Potencial 100 %,</b> con ahorro nulo ●	<b>1,51</b>	2,38	<b>0,10</b>	63,4
<b>Autosuficiencia Potencial 125 %,</b> con Batería 50 % consumo medio diario ●	<b>1,89</b>	<b>2,98</b>	-15,71	71,7

**Tabla 4.20** Puntos dimensionados Vivienda 1

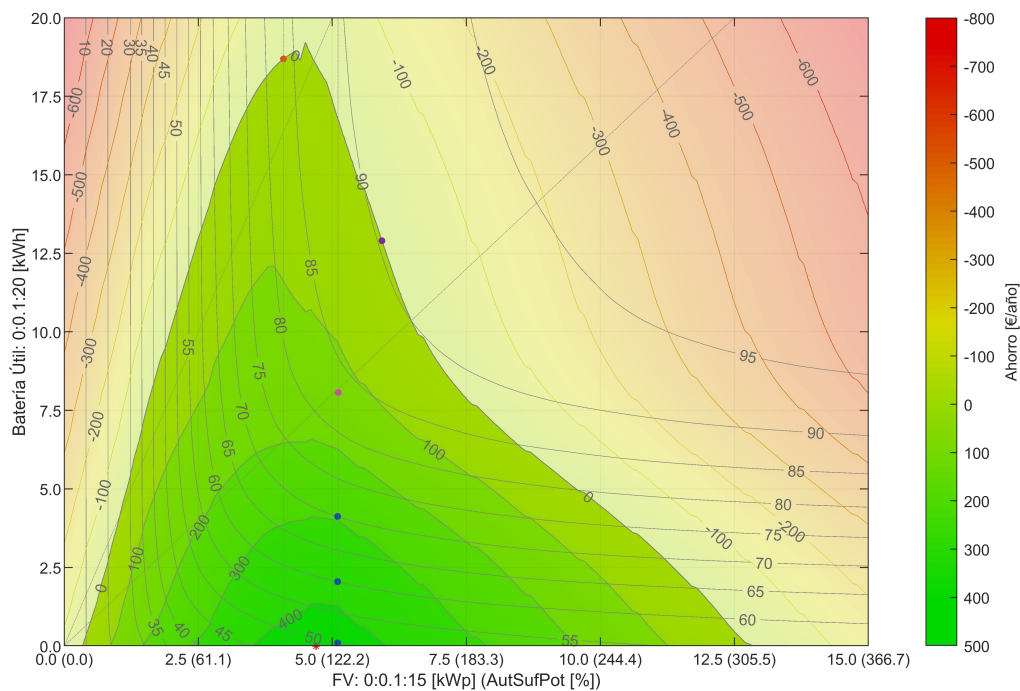
<sup>19</sup> Los valores en negrita están predefinidos por el propio criterio de dimensionado, siendo los demás valores los resultantes de la simulación.



**Figura 4.17** Barridos simulación de 0-15 kWp/0-20 kWh dimensionado Vivienda 2

Punto dimensionado	FV [kWp]	Batería Útil [kWh]	Ahorro [€/año]	Autosuficiencia [%]
<b>Máximo beneficio *</b>	4,10	0,00	<b>247,67</b>	44,4
<b>Beneficio nulo,</b> con máxima Autosuficiencia ●	5,73	5,46	<b>0,00</b>	<b>82,0</b>
<b>Autosuficiencia 50 %,</b> con máximo ahorro ●	5,20	1,10	<b>215,36</b>	<b>50,0</b>
<b>Autosuficiencia 60 %,</b> con máximo ahorro ●	5,30	1,80	<b>184,71</b>	<b>60,0</b>
<b>Autosuficiencia 70 %,</b> con máximo ahorro ●	5,60	3,10	<b>108,17</b>	<b>70,0</b>
<b>Autosuficiencia Potencial 100 %,</b> con ahorro nulo ●	<b>2,84</b>	6,91	<b>0,09</b>	73,5
<b>Autosuficiencia Potencial 125 %,</b> con Batería 50 % consumo medio diario ●	<b>3,55</b>	<b>5,59</b>	23,70	<b>75,6</b>

**Tabla 4.21** Puntos dimensionados Vivienda 2



**Figura 4.18** Barridos simulación de 0-15 kWp/0-20 kWh dimensionado Vivienda 3

Puntos dimensionados	FV [kWp]	Bateria Útil [kWh]	Ahorro [€/año]	Autosuficiencia [%]
<b>Máximo beneficio *</b>	4,70	0,00	<b>449,57</b>	48,8
<b>Beneficio nulo, con máxima Autosuficiencia ●</b>	5,93	12,90	<b>0,00</b>	<b>90,2</b>
<b>Autosuficiencia 50 %, con máximo ahorro ●</b>	5,10	0,10	<b>441,65</b>	<b>50,0</b>
<b>Autosuficiencia 60 %, con máximo ahorro ●</b>	5,10	2,00	<b>375,49</b>	<b>60,0</b>
<b>Autosuficiencia 70 %, con máximo ahorro ●</b>	5,10	4,10	<b>294,49</b>	<b>70,0</b>
<b>Autosuficiencia Potencial 100 %, con ahorro nulo ●</b>	<b>4,09</b>	18,69	<b>0,00</b>	83,3
<b>Autosuficiencia Potencial 125 %, con Bateria 50 % consumo medio diario ●</b>	<b>5,11</b>	<b>8,07</b>	136,87	83,2

**Tabla 4.22** Puntos dimensionados Vivienda 3

La elección de un dimensionado u otro, es una cuestión puramente subjetiva, que depende de cada usuario. A partir de este momento, se ha elegido como dimensionado para diseñar las estrategias de gestión el correspondiente al de *Autosuficiencia Potencial 125 %, con batería 50 % consumo medio diario* para las tres tipologías de vivienda. Ese dimensionado normalizado resulta razonable en el marco actual, permitiendo estudiar el comportamiento de las estrategias en condiciones similares en las tres tipologías, dejando margen de mejora respecto a la estrategia MASB. Así mismo, posibilita un análisis comparable de la viabilidad económica.

En la Tabla 4.23, se indican los valores de generación fotovoltaica y capacidad de almacenamiento útil, obtenidos con este dimensionado para las viviendas de estudio analizadas (Apartado 3.4.2).

Vivienda	FV [kWp]	Batería Útil [kWh]
1	1,89	2,98
2	3,55	5,59
3	5,11	8,07

**Tabla 4.23** Dimensionados elegidos para las viviendas de estudio

Cabe destacar que, con este dimensionado, el nivel de *Autosuficiencia* en todas las viviendas está por encima del 70 % (71,7, 75,6 y 83,2 %, respectivamente para las viviendas 1, 2 y 3). Por otro lado, se observa cómo el nivel de ahorro anual cada vez es mayor (-17,71, 23,70 y 136,87 €/año) debido a que las viviendas están ordenadas según su consumo, siendo la Vivienda 1 la de menor consumo. De hecho, como se puede observar, el ahorro de la Vivienda 1 es ligeramente negativo, ya que, el ahorro en la factura no compensa los costes fijos, resultado extrapolable a la mayoría de las viviendas de consumo similar o inferior.

### 4.7.3 CONCLUSIONES

A partir de los indicadores de autosuficiencia y ahorro anual, en función de los barridos de dimensionado (Figuras 4.16, 4.17 y 4.18), y de los valores numéricos concretos de los puntos de dimensionado discretos seleccionados (Tablas 4.20, 4.21 y 4.22), correspondientes respectivamente a las viviendas de estudio 1, 2 y 3 (Apartado 3.4.2), se extraen las siguientes conclusiones generales:



1. En todos los casos se obtiene el máximo ahorro al instalar un sistema de autoconsumo sin almacenamiento.

Esto se debe al elevado coste anualizado de las baterías, por ser el equipo con un mayor coste y, además, asociado a la menor vida útil.

Este escenario podría cambiar a futuro con el previsible abaratamiento de las baterías, con el incremento de su vida útil o con la modificación de la curva del precio del MWh en el mercado mayorista, que en las horas centrales del día se está yendo a 0€/MWh, siendo muy alto en las primeras horas tras la puesta de sol, donde coexisten altos consumos y baja producción renovable.

2. Cuanto mayor es el nivel medio de consumo anual de las viviendas, mayor es nivel de capacidad de almacenamiento con el que se logran ahorros anuales positivos, obedeciendo a una relación no lineal.

Esto se debe principalmente a la existencia de costes fijos, que van relativizándose por el uso de mayores capacidades que permiten alcanzar mayores índices de autosuficiencia, reflejándose en unos niveles de ahorro relativos de facturación mayores, los cuales terminan cubriendo estos costes fijos comunes a todas las instalaciones.

3. En función de la tipología de consumo de cada vivienda (Apartado 3.4.2), varía la forma del área en la que los ahorros anuales son positivos, que viene a reflejar la idoneidad de cada uno de ellos.

Esto se debe principalmente a las diferencias entre los perfiles de consumo, de tal forma que la base del área va siendo más amplia para las viviendas 1, 2 y 3, progresivamente, ya que sus perfiles de consumo son cada vez más elevados durante las horas solares.

En resumen, el estudio de dimensionado anterior, pone de manifiesto que no solo es fundamental conocer el consumo anual de una vivienda, sino también su perfil de consumo horario de cara a dimensionar oportunamente el sistema de autoconsumo a instalar, en función de los objetivos que se quieran alcanzar, de la estrategia de gestión energética utilizada y de las características de la tarificación aplicada y valoración de excedentes.

Además de las consideraciones anteriores, es importante tener en cuenta las posibles ayudas y subvenciones puntuales que se puedan aplicar a los sistemas de autoconsumo, para determinar su viabilidad económica. Sin embar-

go, como ya se ha comentado previamente, en la tesis no se han tenido en cuenta, ya que son, en cierta medida, arbitrarias, temporales e incluso distintas según la comunidad autónoma (Apartado 2.3.4).

## 4.8 INDICADORES ECONÓMICOS Y ENERGÉTICOS

### 4.8.1 OBJETIVOS Y CRITERIOS DE EVALUACIÓN DE LAS ESTRATEGIAS DE GESTIÓN ENERGÉTICA

Finalmente, tras dimensionar el sistema, y para poder comparar las diferentes estrategias desarrolladas en la tesis, se definen unos indicadores adicionales que responden a los siguientes tres grupos de objetivos tecno-económicos:

1. **Coste energía:** Reducción del coste de la energía eléctrica consumida de la red.
2. **Perfil potencia:** Mejora del perfil de potencia intercambiado con la red.
3. **Ciclado batería:** Reducción del ciclado innecesario de la batería.

A su vez, cada uno de los objetivos anteriores se ha desglosado desde dos puntos de vista (subobjetivos); uno desde el del usuario final, que principalmente busca ahorrar costes, y otro desde el de integración en red del sistema de autoconsumo, visto como un sistema de EE. RR., que principalmente está orientado a contribuir globalmente a mejorar la gestión del consumo y la calidad de red (Tabla 4.24). Muchos de estos subobjetivos están interrelacionados entre sí antagónicamente, por lo que en todos los casos se ha de llegar a una relación de compromiso.

Objetivos principales	Subobjetivos	
	a) Usuario	b) Integración en red
<b>1. Coste energía</b>	<b>1.a)</b> Ahorro del coste final de la energía consumida de la red	<b>1.b)</b> Potenciar el consumo de red en horas valle, para facilitar una mayor integración de los sistemas FVs
<b>2. Perfil potencia</b>	<b>2.a)</b> Ahorro del coste del término fijo por el nivel necesario de la potencia a contratar	<b>2.b)</b> Filtrado del perfil de potencia intercambiado con la red
<b>3. Ciclado batería</b>	<b>3.a)</b> Aumento de la vida útil de la batería para reducir el coste anualizado del sistema global de autoconsumo	<b>3.b)</b> Potenciar la inyección a red en horas punta y llano, que ayude a suavizar la curva media de consumo del sistema eléctrico

**Tabla 4.24** Desglose de los objetivos principales desde el punto de vista del usuario y de integración en red

Para poder evaluar cuantitativamente cada uno de los objetivos y subobjetivos (Tabla 4.24), se han definido los siguientes criterios de calidad:

1. **Autosuficiencia<sup>20</sup> [%] ↑**: Denota el grado de cobertura horaria de la demanda energética del consumo cubierto con la energía fotovoltaica autogenerada, teniendo en cuenta la gestión de carga de la batería desde la red:

$$\text{Autosuficiencia} = 100 \cdot \frac{E_{FV\_cons} + E_{bat\_cons}}{E_{cons} + E_{red\_bat}} \quad (4.14)$$

donde  $E_{FV\_cons}$  es la energía fotovoltaica que se aporta para cubrir el consumo,  $E_{bat\_cons}$  es la energía de la batería que se aporta para cubrir el consumo,  $E_{cons}$  es la energía total demanda por el consumo y,  $E_{red\_bat}$  es la posible energía absorbida de la red para cargar la batería.

Un 100 % de *Autosuficiencia* permanente equivaldría a un sistema que podría llegar a aislarse de la red.

2. **Consumo red P1/P2 [kWh] ↓**: Suma de los balances netos horarios positivos de la energía intercambiada con la red durante el periodo de estudio (típicamente un año), en los periodos horarios P1 y P2, respectivamente, correspondientes a la tarifa 2.0TD (AI.4).
3. **Consumo red P3 [kWh] ↓**: Suma de los balances netos horarios positivos de la energía intercambiada con la red durante el periodo de estudio (típicamente un año), en el periodo horario P3 correspondiente a la tarifa 2.0TD (AI.4).
4. **Coste total facturación [€] ↓**: Coste total de facturación correspondiente a la tarifa 2.0TD, incluyendo todos los términos e impuestos (AI.4).

<sup>20</sup> Dentro del ámbito del autoconsumo, tanto por los fabricantes de equipos de autoconsumo como en la bibliografía general, es muy común denominar indistintamente *Autoconsumo* como *Autosuficiencia*, aunque no es correcto, aun cuando no existe un consenso general ([26], [194], [195]). El índice de *Autoconsumo* denota el grado de aprovechamiento real de la energía fotovoltaica autogenerada, para cubrir la demanda energética consumida:

$$\text{Autoconsumo} = 100 \cdot \frac{E_{FV\_cons} + E_{FV\_bat}}{E_{FV}}$$

donde  $E_{FV\_bat}$  es la energía fotovoltaica que se aporta para cargar la batería y  $E_{FV}$  es la energía fotovoltaica total generada.

5. **Coste total con EE. RR. [€] ↓**: Coste global anualizado, considerando la integración del sistema de autoconsumo (sin subvenciones ni ayudas), equivalente a la suma del *Coste total anualizado* (Apartado 4.5.4, Ecuación (4.7)) más el *Coste total facturación*.
6. **Potencia contratada [kW] ↓**: Nivel mínimo de potencia contratada para no perder nunca el suministro eléctrico, determinado a partir del perfil de minutal de potencia intercambiado con la red (Apartado 4.6).
7. **Pot. max cons/inj red [kW] ↓**: Nivel máximo de potencia consumida e inyectada, respectivamente, del perfil minutal de potencia intercambiado con la red.
8. **Variabilidad perfil potencia red (VAR) [%] ↓**: Cuantificación de la distorsión del perfil minutal de potencia intercambiado con la red.

Este indicador es una variante del coeficiente de distorsión armónica total (THD, por sus siglas en inglés), ya utilizado en [37], en el que se ha mantenido como límite de frecuencia inferior  $1,65 \cdot 10^{-6}$  Hz, correspondiente a fluctuaciones semanales, el cual ofrece un margen suficiente hasta la frecuencia del ámbito de análisis diario, y dado que el muestreo de las simulaciones es minutal, la frecuencia máxima analizable será la mitad de esta ( $8,3 \cdot 10^{-3}$  Hz), que equivale a variaciones dosminutales.

Por otro lado, el denominador para el cálculo del VAR será constante para todas las estrategias en función de la vivienda de estudio. Se ha elegido el valor de potencia óptima contratada para cada una de las viviendas sin sistema de autoconsumo (Apartado 4.6).

9. **Ciclos equiv. batería [ciclos] ↓**: Número de ciclos equivalentes realizados por la batería durante el periodo de estudio, típicamente un año:

$$\text{Ciclos equivalentes} = \frac{E_{bat\_desc} + |E_{bat\_carg}|}{2 \cdot C_{bat\_real}} \quad (4.15)$$

donde  $E_{bat\_desc}$  es la energía que aporta la batería en descarga,  $E_{bat\_carg}$  es la energía que absorbe la batería en carga y  $C_{bat\_real}$  es la capacidad real de la batería.

10. **Vida útil batería [años] ↑:** Vida útil de la batería (EOL) definida como el tiempo que tarda en perder el 20 % de su capacidad, calculada a partir de la degradación por calendario y ciclado (Apartado 4.5.2).
11. **Inyección red P1/P2 [kWh] ↑:** Suma de los balances netos horarios negativos de la energía intercambiada con la red durante el periodo de estudio (típicamente un año), en los periodos horarios P1 y P2, respectivamente, correspondientes a la tarifa 2.0TD (Apartado 4.4.4).

#### 4.8.2 RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Para las tres viviendas de estudio (Apartado 3.4.2), se ha ejecutado la estrategia de MASB (Apartado 4.3), de acuerdo con el dimensionado de *Autosuficiencia Potencial 125 %, con batería 50 % consumo medio diario* visto para cada una de ellas en el Apartado 4.6.2 (Tabla 4.23).

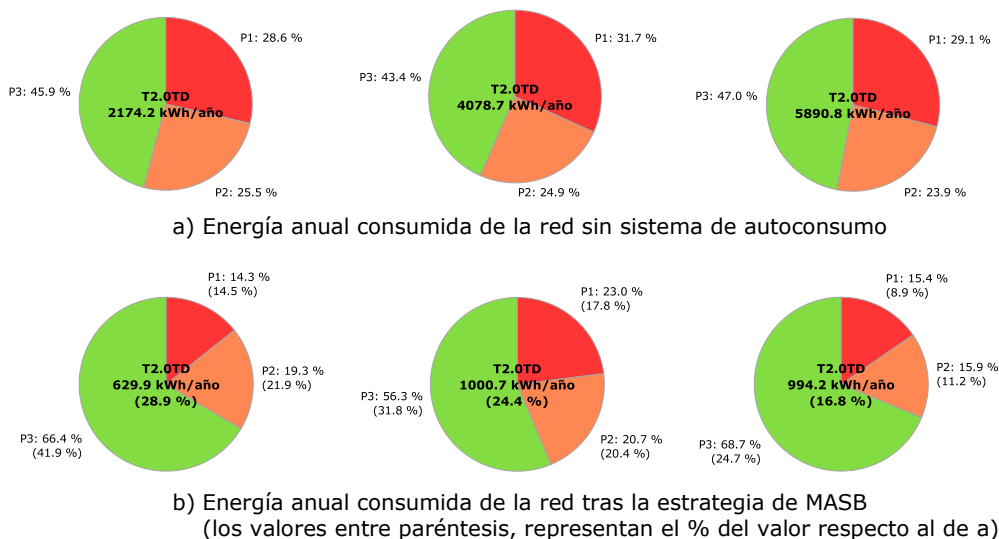
En las Tablas 4.25, 4.26 y 4.27, se observa la variación de los criterios de calidad de evaluación de cada uno de los objetivos principales, apoyadas por las Figuras 4.20, 4.21 y 4.22, en las que se observan los perfiles medios minutales anuales de las variables principales del nodo eléctrico (Figura 4.13), para las tres viviendas, respectivamente:

1. **Coste energía:** En las tres viviendas se observa cómo existe un elevado grado de *Autosuficiencia* (71,1, 75,6 y 83,2 %), que indican la cobertura de consumo realizada por la energía fotovoltaica autogenerada, es decir, es la energía global que se ha dejado de consumir de la red al haber instalado el sistema de autoconsumo, gestionado por la estrategia energética de MASB.

Que este índice sea consecutivamente mayor para cada una de las viviendas de estudio, obedece a que su perfil, Tipo 1, 2 y 3 (Apartado 3.4.2), sea cada vez más idóneo a la integración de un sistema de autoconsumo fotovoltaico con acumulación, puesto que el aprovechamiento directo de la energía fotovoltaica autogenerada es cada vez mayor en cada una de las viviendas, al amoldarse mejor la campana media de generación, con el nivel medio de consumo energético dentro de ella (Figuras 4.20, 4.21 y 4.22).

Así mismo, por la distribución anteriormente comentada del perfil medio intercambiado con la red con respecto a los tramos horarios de los tres periodos de la tarifa 2.0TD (AI.4), se observa una reducción de los consumos energéticos por periodos que varía entre las vivien-

das (Figura 4.19), si bien en todas ellas la reducción máxima se da en el *Consumo red P1* y *P2*, respectivamente, que es uno de los objetivos prioritarios. El *Consumo red P3* se reduce incrementalmente en todas las viviendas, cuyo valor energético será tomado como punto de partida a nivel comparativo en las futuras estrategias.



**Figura 4.19** Distribución de la energía anual consumida de la red P1/P2/P3 T2.0TD, estrategia MASB viviendas 1, 2 y 3 (de izquierda a derecha)

A nivel de facturación, el traslado de la reducción del consumo energético anteriormente comentado, apoyado por el mecanismo de compensación simplificada (Apartados AI.3.4 y 4.4.4) aplicado a la energía inyectada en cada uno de los periodos (*Inyección red P1/P2/P3*), junto con la reducción del nivel de potencia contratada (*Potencia contratada*), supone una considerable reducción del coste total de facturación (*Coste total facturación*) para cada una de las viviendas del 61,6, 60,9 y 74,4 %, respectivamente para las viviendas 1, 2 y 3.

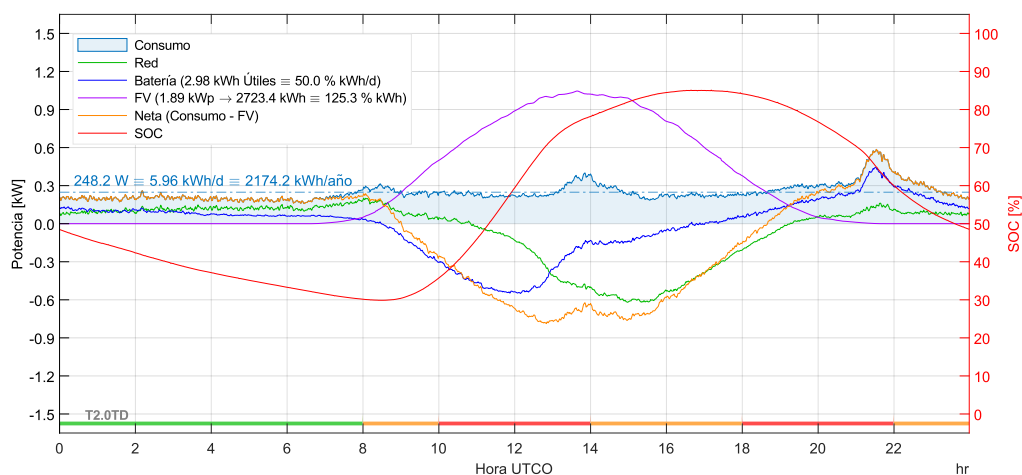
A nivel económico global (*Coste total con EE. RR.*), en el que se tiene en cuenta el coste anualizado de los equipos de autoconsumo (Apartado 4.5.4), aunado al ahorro de facturación alcanzado (*Coste total facturación*), se obtiene un ahorro por vivienda del -3,4, 2,7 y 12,5 %. Esto pone de manifiesto la idoneidad económica real de cada una de las viviendas de cara a la integración de un sistema de autoconsumo con el dimensionado seleccionado (Apartado 4.6.2).

Objetivos principales	Criterios de calidad	Estrategia	
		Sin EE. RR.	MASB
<b>1. Coste energía</b>	Autosuficiencia [%] ↑	n.a.	71,1
	Consumo red P1/P2 [kWh] ↓	622/554	89,9/122 (-85,5/-77,9 %)
	Consumo red P3 [kWh] ↑	998	419 (-58,0 %)
	Coste total facturación [€] ↓	477	183 (-61,6 %)
	Coste total con EE. RR. [€] ↓	477	493 (+3,4 %)
<b>2. Perfil potencia</b>	Potencia contratada [kW] ↓	3,3	2,7 (-18,2 %)
	Pot. max cons/inj red [kW] ↓	5,56/n.a.	4,60/1,62 (-17,3/n.a. %)
	Variabilidad perfil potencia red [%] ↓	11,6	16,5 (+42,2 %)
<b>3. Ciclado batería</b>	Ciclos equiv. batería [ciclos] ↓	n.a.	205
	Vida útil batería [años] ↑	n.a.	11,6
	Inyección red P1/P2 [kWh] ↑	n.a./n.a.	235/473

**Tabla 4.25** Criterios de calidad de la estrategia de MASB-Vivienda 1:

**Código de colores:**

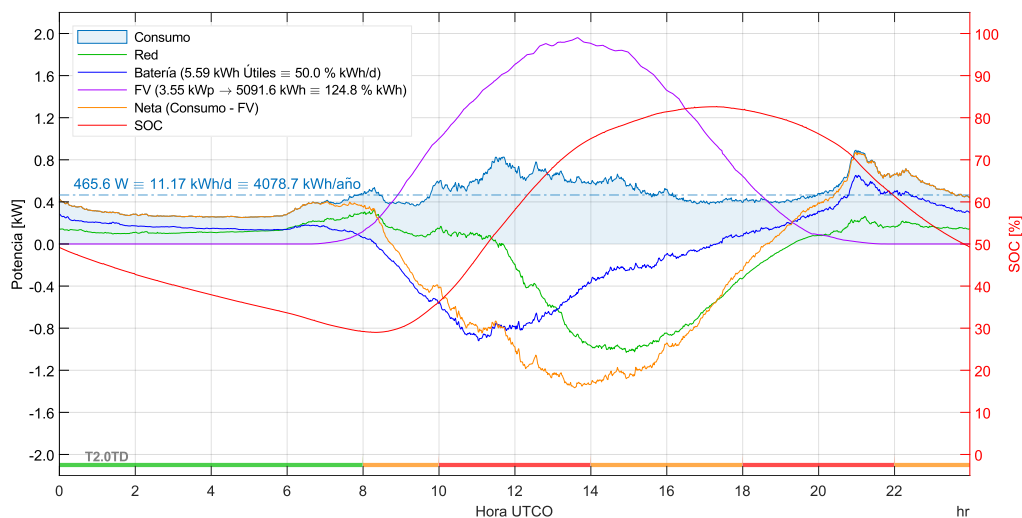
- **Número:** verde: mejora, rojo: empeora.
- **Fondo:** verde: mejora destacable, rojo: empeoramiento destacable.



**Figura 4.20** Media anual de los perfiles minutales estrategia de MASB-Vivienda 1

Objetivos principales	Criterios de calidad	Estrategia	
		Sin EE. RR.	MASB
<b>1. Coste energía</b>	Autosuficiencia [%] ↑	n.a.	75,6
	Consumo red P1/P2 [kWh] ↓	1294/1014	230/207 (-82,2/-79,6 %)
	Consumo red P3 [kWh] ↑	1771	564 (-68,2 %)
	Coste total facturación [€] ↓	856	335 (-60,9 %)
	Coste total con EE. RR. [€] ↓	856	833 (-2,7 %)
<b>2. Perfil potencia</b>	Potencia contratada [kW] ↓	5,1	4,9 (-3,9 %)
	Pot. max cons/inj red [kW] ↓	8,54/n.a.	7,38/3,18 (-13,6/n.a. %)
	Variabilidad perfil potencia red [%] ↓	12,8	17,7 (+38,3 %)
<b>3. Ciclado batería</b>	Ciclos equiv. batería [ciclos] ↓	n.a.	204
	Vida útil batería [años] ↑	n.a.	11,8
	Inyección red P1/P2 [kWh] ↑	n.a./n.a.	409/811

**Tabla 4.26** Criterios de calidad de la estrategia de MASB-Vivienda 2

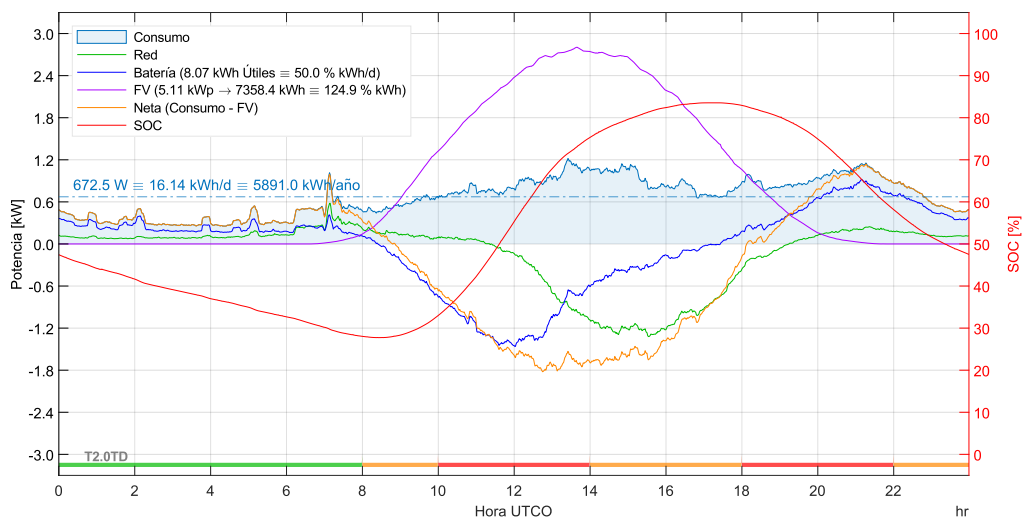


**Figura 4.21** Media anual de los perfiles minutales estrategia de MASB-Vivienda 2



Objetivos principales	Criterios de calidad	Estrategia	
		Sin EE. RR.	MASB
1. Coste energía	Autosuficiencia [%] ↑	n.a.	83,2
	Consumo red P1/P2 [kWh] ↓	1712/1409	153/158 (-91,1/-88,8 %)
	Consumo red P3 [kWh] ↑	2770	684 (-75,3 %)
	Coste total facturación [€] ↓	1100	282 (-74,4 %)
	Coste total con EE. RR. [€] ↓	1100	963 (-12,5 %)
2. Perfil potencia	Potencia contratada [kW] ↓	5,1	4,2 (-17,6 %)
	Pot. max cons/inj red [kW] ↓	7,81/n.a.	6,71/4,43 (-14,1/n.a. %)
	Variabilidad perfil potencia red [%] ↓	17,1	22,6 (+32,2 %)
3. Ciclado batería	Ciclos equiv. batería [ciclos] ↓	n.a.	211
	Vida útil batería [años] ↑	n.a.	11,4
	Inyección red P1/P2 [kWh] ↑	n.a./n.a.	481/1138

**Tabla 4.27** Criterios de calidad de la estrategia de MASB-Vivienda 3



**Figura 4.22** Media anual de los perfiles minutales estrategia de MASB-Vivienda 3

Así, en la primera vivienda se obtiene un ahorro negativo, en la segunda ya se obtiene un cierto beneficio, y en la tercera sí se obtiene un ahorro notable. De esta forma, exclusivamente con base a este criterio y con esta estrategia de gestión energética, en la primera vivienda no sería recomendable instalar este sistema de autoconsumo, en la segunda podría ser interesante y, en la tercera, sería recomendable.

La diferencia del resultado anterior para cada una de las viviendas se deriva principalmente del nivel de consumo energético global que se da en cada una de ellas (Tabla 3.3). Esto se debe a que el nivel de ahorro alcanzado en la facturación final (*Coste total facturación*), relativizado con respecto a los costes fijos derivados de los equipos de autoconsumo a instalar (Apartado 4.5.2), se compensa a partir de un cierto nivel mínimo de consumo anual, que dependerá de los costes de los equipos según el dimensionado elegido y su vida útil.

A modo de resumen, todos los criterios de calidad son favorables, tanto desde el punto de vista del usuario, como desde el de integración en red, salvo la excepción vista sobre el *Coste total con EE. RR.* en la Vivienda 1 (Tabla 4.25) y por un reducido margen para la Vivienda 2 (Tabla 4.26).

2. **Perfil potencia:** El nivel de la potencia contratada resultante (*Potencia contratada*), se ve reducido en las tres viviendas, si bien la reducción en las viviendas 1 y 3, es superior al obtenido en la segunda, que deriva principalmente del nivel de consumo mantenido que se da en esta vivienda en días concretos, que no puede ser cubierto en su totalidad por la batería (Apartado 4.6.1, Tabla 4.18).

En cualquier caso, se observa cómo el término fijo por el nivel de potencia necesaria a contratar (*Potencia contratada*) se ve reducido en todas las viviendas, lo que ayuda a reducir el coste de facturación final (*Coste total facturación*) si bien, en la Vivienda 2, al reducirse la Potencia contratada en menor medida, la reducción final del *Coste total facturación* y por ende el del *Coste total con EE. RR.* es algo inferior al que se podría llegar a alcanzar.

El nivel de potencia máxima consumida de red (*Pot. Max cons red*) se ve reducido en las tres viviendas en un 17,7, 13,6 y 14,1 %, lo cual es favorable, tanto desde el punto de vista del usuario como, sobre

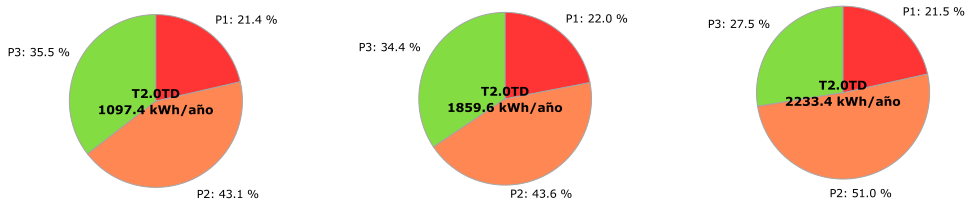
todo, desde el de integración en red. Por otro lado, se observa cómo el nivel de potencia inyectada a red (*Pot. max iny red*), está acotada en todas las viviendas por debajo del de consumo, que indica indirectamente que el dimensionado de los equipos de autoconsumo son correctos.

Por el contrario, el criterio de cuantificación de la distorsión del perfil de potencia intercambiado con la red, se ve empeorado en todas las viviendas en un 42,2, 38,3 y 32,2 %, lo cual es desfavorable, principalmente desde el punto de vista de integración en red. En cualquier caso, este incremento está supeditado por la propia integración del sistema de autoconsumo, ya que en los momentos en los que la batería se carga al 100 %, ésta ya no es capaz de filtrar la variabilidad del excedente de la generación fotovoltaica.

3. **Ciclado batería:** Respecto a los criterios de calidad referentes a la cuantificación del ciclado de la batería, en todas las viviendas de estudio se obtienen valores similares del número de ciclos equivalentes (*Ciclos equiv. batería*), que superan por poco los 200 ciclos anuales. Este número de ciclos se corresponde con un valor adecuado dada la vida útil de las mismas.

La vida útil de la batería (*Vida útil batería*) determinada por la degradación por calendario y ciclado (Apartado 4.5.2), en todas las viviendas está cerca de los 12 años que, unido al criterio anterior, ratifican que la estrategia de MASB está haciendo un uso correcto de la batería.

Los valores de inyección de energía a red en los periodos P1 y P2 (*Inyección red P1/P2*) (Figura 4.23), denotan en cierta medida el desajuste temporal medio entre las horas de generación fotovoltaica y el consumo relativo (Figuras 4.20, 4.21 y 4.22), indicando el nivel de excedente que no se puede autoconsumir directamente, ni tampoco puede ser almacenado en la batería para poder autoconsumirlo posteriormente y que, por lo tanto, es inyectado a la red. Este comportamiento se observa gráficamente en el desplazamiento del perfil medio de potencia de intercambiado con la red (Figuras 4.20, 4.21 y 4.22), en el que el rango horario de máxima inyección se encuentra en torno a las 14:30 h, cubriendo mayoritariamente el segundo tramo del periodo P2 y parte del primer y algo del segundo tramo del periodo P1.



**Figura 4.23** Distribución de la energía anual inyectada a la red P1/P2/P3 T2.0TD, estrategia MASB viviendas 1, 2 y 3

Desde el punto de vista del usuario, la reducción de estos valores significaría un mejor aprovechamiento directo de la energía autogenerada, que siempre es el objetivo primordial de cualquier sistema de autoconsumo, aun cuando esta energía excedentaria que se inyecte a red sea aprovechada como una contraprestación económica mediante el mecanismo de compensación simplificada.

# 5

## ESTRATEGIA DE GESTIÓN ENERGÉTICA

### 5.1 INTRODUCCIÓN

La estrategia de Máxima Autosuficiencia Básica (MASB) vista en el Apartado 4.3, se basa en una gestión energética sencilla cuyo único objetivo es el de optimizar el consumo directo de la energía autogenerada (autosuficiencia). En principio, esta característica es buena para el usuario, si bien no permite acomodar el consumo a los periodos tarifarios. Además, no permite limitar ni las derivadas ni el valor máximo de la potencia intercambiada con la red, por lo que no representa una buena opción desde el punto de vista de integración en red de los sistemas de autoconsumo.

En el otro extremo se encuentra la estrategia de Media Móvil Centrada de 24 horas ( $MMC_{24h}$ ) del estado del arte [37], con la que se obtienen muy buenos resultados desde el punto de vista de integración en red, lográndose una potencia intercambiada con la red a lo largo del día prácticamente constante. Por contra, no diferencia entre los periodos tarifarios y para su correcto funcionamiento requiere una capacidad útil de batería equivalente al consumo medio diario (24 h), lo que resulta económicamente inviable.

Como punto intermedio, en esta tesis se ha diseñado una estrategia de gestión energética basada en la de MMC que permite trabajar con la capacidad de la batería obtenida según el método de dimensionado propuesto (Apartado 4.7, Tabla 4.23), que es capaz de limitar tanto el valor máximo como las derivadas de la potencia intercambiada con la red y que adecúa el consumo de la red en función de los periodos tarifarios.

## 5.2 ESTRATEGIA DE GESTIÓN ENERGÉTICA PROPUESTA

### 5.2.1 INTRODUCCIÓN

Como base de la estrategia de gestión energética propuesta, se va a usar la de  $MMC_{24h}$  [37], que fue diseñada para obtener el máximo filtrado en el perfil de la potencia diaria intercambiada con la red. Sin embargo, en lugar de utilizar una batería con capacidad para almacenar 24 horas de consumo medio, que hace que el sistema sea económicamente inviable, se va a utilizar la batería obtenida con el método de dimensionado propuesto en esta tesis (Tabla 4.23), utilizado en la estrategia de referencia de MASB (Apartado 4.3.2), que se corresponde con 12 horas de almacenamiento del consumo medio.

Como se ha reducido la capacidad útil de almacenamiento de la batería ( $C_{bat\_util}$ ) de 24 a 12 horas, igualmente se debe reducir, para evitar cargas y descargas totales de la batería, la ventana de trabajo de la media móvil de 24 a 12 horas ( $MMC_{12h}$ ).

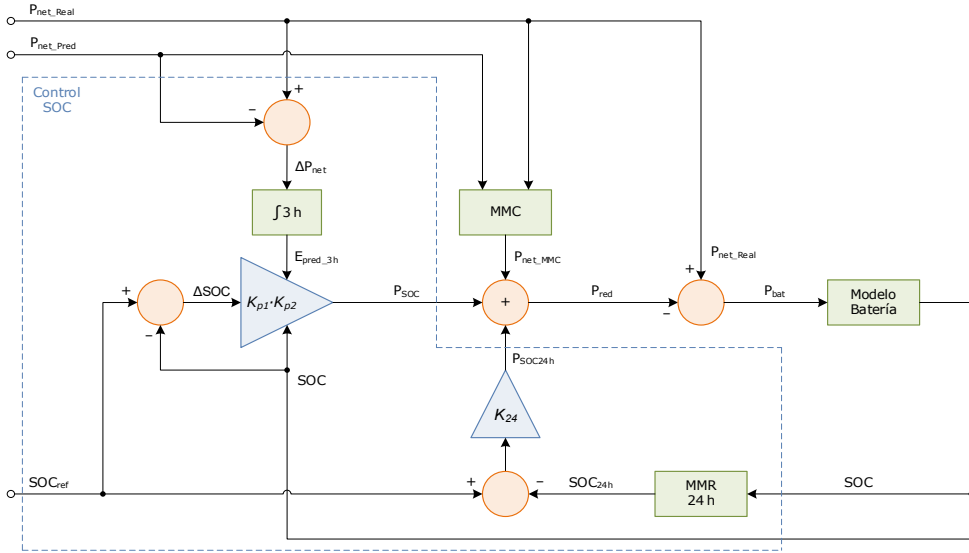
Para reducir y aplanar el perfil de potencia intercambiado con la red, la estrategia de  $MMC_{12h}$  asigna inicialmente a la potencia de red el valor resultante del filtro de Media Móvil Centrada de 12 horas ( $MMC_{12h}$ ), aplicado a las potencias netas reales y de predicción. Por otro lado, y con el fin de mantener el estado de carga de la batería (SOC) dentro de los límites permitidos, se incluyen dos lazos de control del SOC útil de la batería.

El primer lazo de control, actúa para mantener el valor medio del SOC diario en función de la variación media del SOC de las últimas 24 horas, y el segundo, actúa en función del error de predicción acumulado en las últimas 3 horas y de la capacidad útil de la batería, según la desviación instantánea del SOC sobre el de referencia. Con este segundo lazo se pretende compensar las desviaciones elevadas por errores de predicción y por los desequilibrios energéticos.

## 5.2.2 DESCRIPCIÓN DE LA ESTRATEGIA BASE

### ESQUEMA DE CONTROL Y DIAGRAMA DE FLUJO

En la Figura 5.1, se muestra el diagrama completo del control del SOC, formado por dos ramas independientes, una en función del valor medio del SOC ( $P_{SOC24h}$ ) y otra en función del valor instantáneo del SOC ( $P_{SOC}$ ).



**Figura 5.1** Diagrama de bloques del control de la estrategia de MMC basado en la predicción (Fuente: [37]):

**MMC:** Filtro de media móvil centrada, Ecuación (5.3).

**MMR 24 h:** Filtro de media móvil retrasada de 24 horas, Ecuación (5.5).

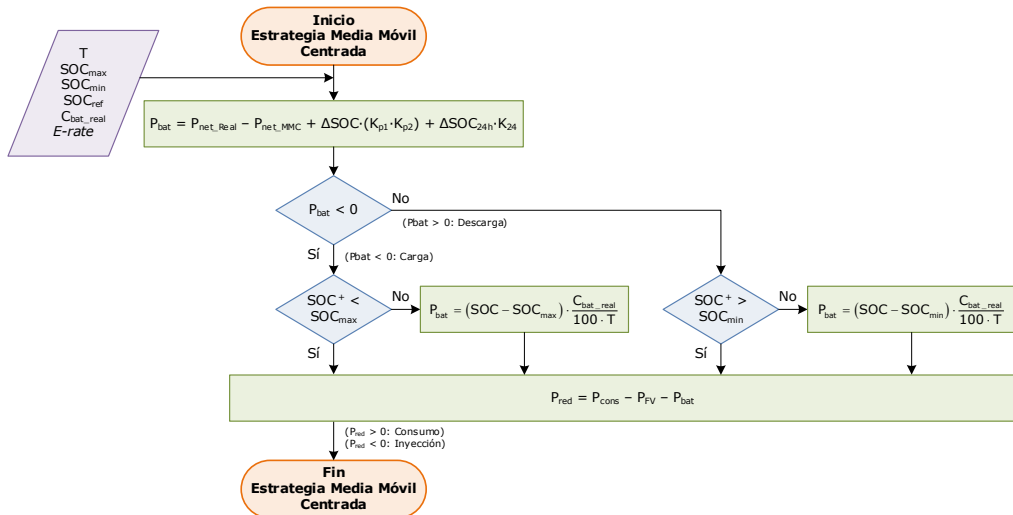
**f3 h:** Cálculo del error acumulado de predicción de 3 horas, Ecuación (5.8).

**Modelo Bateria:** Modelo de variación del SOC de la batería, Nota 1.

La rama de control del valor medio del SOC se basa en un control proporcional ( $K_{24}$ ) del valor medio del SOC útil a 24 horas ( $SOC_{24h}$ ), con el objetivo de mantener el SOC medio diario de la batería en torno al  $SOC_{ref} = 50\%$  del SOC útil.

La segunda rama de control del SOC, está basada en un control de tipo proporcional ( $K_{p1} \cdot K_{p2}$ ) para compensar el error de la predicción, con el que en función del valor instantáneo del SOC útil ( $SOC$ ) y de la relación entre la capacidad útil de la batería ( $C_{bat\_util}$ ) y el error de predicción energético de la potencia neta acumulado durante las tres últimas horas ( $E_{pred\_3h}$ ), se busca evitar la variabilidad de actuación del control instantáneo.

La estrategia de gestión de MMC, se basa en el diagrama de flujo de la Figura 5.2, correlativo con el anterior esquema de control de Figura 5.1.



**Figura 5.2** Diagrama de flujo de la estrategia de MMC:

SOC<sup>+</sup>: Estimación del valor del SOC en el siguiente ciclo de ejecución ( $T$ ), tras el aporte previo teórico de  $P_{bat}$ .

Las premisas y ajustes fundamentales de la ejecución cíclica ( $T = 1$  min) son las siguientes:

1. La consigna de potencia de la batería ( $P_{bat}$ ) es la suma de la acción conjunta de los lazos de control del valor medio, Ecuación (5.4) y del valor instantáneo del SOC, Ecuación (5.9), más la diferencia entre la potencia neta real ( $P_{net\_Real}$ ) y el filtro de MMC aplicado a la potencia neta ( $P_{net\_MMC}$ ), Ecuación (5.3):

$$P_{bat} = K_{p1} \cdot K_{p2} \cdot (SOC_{ref} - SOC) + K_{24} \cdot (SOC_{ref} - SOC_{24h}) + P_{net\_Real} - P_{net\_MMC} \quad (5.1)$$

donde,  $P_{net\_Real}$  es la potencia neta real ( $P_{cons} - P_{FV}$ ) y  $P_{net\_Pred}$  es la potencia neta de predicción ( $P_{cons\_Pred} - P_{FV\_Pred}$ ), en kW.

El valor de  $P_{bat}$  se limita si se supera el valor límite de potencia permitida ( $E-rate = 0,6$ ).

2. Si la potencia resultante de la batería es en carga ( $P_{bat} < 0$ ), se estima el SOC resultante en el siguiente ciclo de ejecución ( $T$ ), y si supera el



SOC máximo permitido ( $SOC_{max} = 100\%$ ), se limita la potencia de carga de la batería ( $P_{bat}$ ) para que no lo supere.

3. Si, por el contrario, la potencia resultante de la batería es en descarga o nula ( $P_{bat} \geq 0$ ), se estima igualmente el SOC resultante en el siguiente ciclo de ejecución ( $T$ ), y si supera el SOC mínimo permitido ( $SOC_{min} = 20\%$ ), se limita la potencia de descarga de la batería ( $P_{bat}$ ) para que no lo supere.
4. En el siguiente paso se determina la potencia de red resultante del sumatorio de potencias del nodo eléctrico ( $P_{red} = P_{net\_Real} - P_{bat}$ , Figura 4.13), tras la consigna previa teórica de  $P_{bat}$ .

### PREDICCIÓN DE LA GENERACIÓN FOTOVOLTAICA Y DEL CONSUMO

En [37] se determina la predicción de generación fotovoltaica a partir de los datos de las variables<sup>1</sup> de predicción meteorológicas descargadas del servidor de Meteogalicia [164] (irradiancia global horizontal:  $swflx$  [ $W/m^2$ ] y temperatura ambiente:  $temp$  [K]). Este es un servidor de datos THREDDS (*Thematic Realtime Environmental Distributed Data Service*), que dispone de datos para toda la península ibérica con una resolución temporal horaria y una resolución espacial de  $12 \times 12$  km, cuyos datos se actualizan cada 12 horas con un horizonte temporal de 4 días [165].

De entre los servicios ofrecidos por este servidor, en [37] se optó por el servicio *NetCDF Subset* [166], [167], que permite hacer peticiones URL, en las que, de acuerdo con la parametrización aceptada, se han de especificar todos los ajustes pertinentes: servidor, modelo de los datos, fecha y hora, horizonte temporal, localización, tipo de archivo de salida, etc. Por ejemplo, introduciendo la siguiente URL en un navegador web:

```
http://mandeo-01.meteogalicia.es/thredds/ncss/grid/modelos/WRF\_HIST/d02/2023/04/wrf\_arw\_det\_history\_d02\_20230420\_1200.nc4?var=swflx&var=temp&latitude=42.800113&longitude=-1.634612&time\_start=2023-04-20T00%3A00%3A00Z&time\_duration=04d&accept=csv\_file
```

<sup>1</sup> El servidor de Meteogalicia ofrece un total de 43 variables meteorológicas [196].

se obtendrá un archivo de datos de tipo *csv* (valores separados por comas) (*04\_wrf\_arw\_det\_history\_d02\_20230420\_1200.csv*), que contendrá los datos de predicción horarios ofrecidos por el servidor de Meteogalicia THREDDS obtenidos a través del servicio NCSS, con una resolución espacial del  $12 \times 12$  km (*wrf\_arw\_det\_history\_d02\_20230420\_1200.nc4*), de las variables de irradiancia global horizontal (*swflx*) y temperatura ambiente (*temp*), para la localización geográfica de la microrred de la UPNA en el edificio de Los Pinos ( $42,800113^\circ$ ,  $-1,634612^\circ$ ), con un horizonte horario de 4 días a partir del 20/04/2022 00 h.

Mediante esta operativa, se han obtenido los datos de predicción horarios del año de estudio (2019) de la irradiancia global horizontal (*swflx*) y de la temperatura ambiente (*temp*). A partir de estos datos se ha determinado la potencia de generación fotovoltaica minatural de predicción en kW ( $P_{FV\_Pred}$ ) para cada vivienda de estudio (Apartado 3.4.2), de acuerdo con los datos ya vistos de las instalaciones (Tabla 4.1), aplicando el procedimiento de cálculo en dos pasos (Apartado 4.2), visto anteriormente según las Ecuaciones (4.1) y (4.2), sustituyendo  $G_h$  por *swflx* y  $T_{ext}$  por *temp* en  $^\circ\text{C}$ .

Desde el 27 de abril del 2022, Meteogalicia ofrece también los datos de un nuevo modelo de predicción con las mismas características ya comentadas, pero con una resolución espacial mejorada para toda la península de  $5 \times 5$  km (en vez de  $12 \times 12$  km) y una actualización de los datos cada 24 horas (en vez de 12 horas) [168]. Los datos de este nuevo modelo se han integrado en la validación experimental de las estrategias (AII.3.1).

En cuanto a la predicción de los perfiles de demanda del consumo ( $P_{cons\_Pred}$ ), se basa en que las viviendas presentan un patrón diario, siendo los consumos similares a los del día anterior. Por ello y por sencillez, en [37] se escoge la predicción por persistencia, adoptando el perfil de consumo del día anterior para el día siguiente, de tal forma que en un momento dado la potencia consumida se predice que será la misma que la del día anterior a la misma hora.

De los resultados de este método de predicción de la demanda de consumo aplicado en la estrategia de MMC, se llega a la conclusión de que existe una clara correlación diaria, si bien, se da una cierta dispersión cada vez mayor entre los datos con un periodo de muestreo menor de los perfiles. Por ello, en esta tesis se ha optado por mejorar el nivel de correlación de la predicción del consumo para todas las estrategias analizadas, teniendo en cuenta que la

base temporal de los estudios de simulación de la tesis son minutales, a diferencia de la base temporal quinceminutal usada en [37].

El método de predicción diaria de consumo por persistencia se ha parametrizado, de acuerdo con las siguientes opciones:

1. **Modo cálculo predicción:** modo del cálculo de predicción por persistencia (0 o 1);
  - 0:** predicción por persistencia de las próximas 24 h igual a las del día previo.
  - 1:** similar a 0 pero diferenciando por tipo de días (laborables y festivos) y eligiendo más de un día previo para el cálculo.
2. **Número de días previos:** número de días previos para calcular la media de la predicción por persistencia de las próximas 24 h (1-6).
3. **Tipo de días previos a los festivos entre semana:** selección del tipo de días previos utilizados a los días festivos entre semana para hacer la media (0, 1 o 2);
  - 0:** mismos días de la semana (lunes, martes, miércoles, jueves o viernes).
  - 1:** domingos.
  - 2:** sábados y domingos.

Para los días de entre semana (lunes a viernes), se utiliza el número de días previos del mismo tipo, obviando los sábados, domingos y días festivos nacionales. Para los días de fin de semana (sábados y domingos), se utiliza el número de días previos del mismo tipo.

Para evaluar el grado de mejora alcanzado en función de la combinación de los ajustes previos, se ha utilizado el índice estandarizado de correlación de Pearson (*corr*):

$$\text{corr}(P_{\text{cons}}, P_{\text{cons\_Pred}}) = \frac{\text{cov}(P_{\text{cons}}, P_{\text{cons\_Pred}})}{\sigma_{P_{\text{cons}}} \cdot \sigma_{P_{\text{cons\_Pred}}}} \quad (5.2)$$

donde  $P_{cons}$  es el perfil minatural de consumo real,  $P_{cons\_Pred}$  es el perfil minatural de consumo de predicción,  $cov()$  es la covarianza y  $\sigma$  es la desviación estándar, siendo todos los valores de potencia en kW.

Después de valorar los resultados de las correlaciones obtenidas para todas las posibles combinaciones de ajuste del cálculo de la predicción por persistencia, aplicado sobre los perfiles de consumo minatural de las tres viviendas de estudio (Apartado 3.4), se determinó que el siguiente ajuste es con el que mejores resultados globales se obtiene:

1. **Modo cálculo predicción = 1:** diferenciación entre laborables y festivos y uso de varios días previos para el cálculo.
2. **Número de días previos = 5:** número de días previos para calcular la media de la predicción por persistencia de las próximas 24 horas.
3. **Tipo de días previos a los festivos entre semana = 1 (domingos):** la predicción del consumo en días festivos entre semana se hace basándose en los últimos festivos y domingos.

Con estos ajustes, con los que se tiene en cuenta el tipo y número de días previos de la semana, se consigue mejorar notablemente la predicción de [37] por persistencia del consumo en las tres viviendas (Tabla 5.1).

Vivienda	<i>corr</i> Inicial [37]	<i>corr</i> Propuesta	Mejora Predicción (%)
1	0,1629	0,2152	<b>32,1</b>
2	0,2133	0,3341	<b>56,6</b>
3	0,4187	0,4560	<b>8,9</b>

**Tabla 5.1** Mejoras del método de predicción de consumo por persistencia

### CÁLCULO DE LA MEDIA MÓVIL CENTRADA DE LA POTENCIA NETA

Para minimizar la capacidad necesaria de almacenamiento energético, es necesario realizar la media móvil centrada (MMC) para lo cual son necesarios datos futuros, es decir, predecir la generación y el consumo.

El cálculo de la MMC ( $P_{net\_MMC}$ ) para un instante dado ( $i$ ), se obtiene a partir de la potencia neta real ( $P_{net\_Real}$ ) y la potencia neta de predicción ( $P_{net\_Pred}$ ) de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$\begin{aligned}
 P_{net\_MMC} &= \frac{2}{N} \cdot \left( \sum_{i=1}^{-N/2} P_{net\_Real_i} + \sum_{i=1}^{N/2} P_{net\_Pred_i} \right) \\
 &= \frac{2}{N} \cdot \left[ \sum_{i=1}^{-N/2} (P_{cons_i} - P_{FV_i}) + \sum_{i=1}^{N/2} (P_{cons\_Pred_i} - P_{FV\_Pred_i}) \right]
 \end{aligned} \tag{5.3}$$

donde  $N$  es el número de datos para realizar la MMC, que es dependiente de la resolución del muestreo de los datos disponibles ( $N = 1440$ , para una MMC de 24 h con muestreo minatural),  $P_{cons}$  es la potencia consumida real,  $P_{FV}$  es la potencia fotovoltaica real,  $P_{cons\_Pred}$  es la potencia consumida de predicción y  $P_{FV\_Pred}$  es la potencia fotovoltaica de predicción, todas ellas en kW.

### LAZOS DE CONTROL DEL SOC

El control del SOC está formado por dos ramas (Figura 5.1), una en función del valor medio del SOC ( $P_{SOC24h}$ ) y otra en función del valor instantáneo del SOC ( $P_{SOC}$ ) [37].

La rama de control del valor medio del SOC (Figura 5.1) está basada en un control de tipo proporcional del valor medio del SOC útil a 24 horas ( $SOC_{24h}$ ), con el objetivo de mantener la batería en torno al 50 % del SOC útil ( $SOC_{ref}$ ), de tal forma que se permite oscilar al SOC pero siempre en torno al valor de referencia. Esta componente de control de la batería está dada por la siguiente ecuación:

$$P_{SOC24h} = K_{24} \cdot (SOC_{ref} - SOC_{24h}) \tag{5.4}$$

donde  $K_{24}$  es la ganancia de control proporcional,  $SOC_{ref}$  es el SOC útil de referencia (50 %), y  $SOC_{24h}$  es el valor medio del SOC de las 24 horas previas, calculado a partir de un filtro de media móvil retrasada ( $MMR_{24h}$ ), de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$SOC_{24h} = \frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N SOC_i \tag{5.5}$$

donde  $N$  es el número de datos a filtrar en las 24 horas, y  $SOC$  es el valor instantáneo del SOC útil de la batería.

El valor de la ganancia proporcional del lazo de control ( $K_{24}$ ), se calcula a partir del modelo lineal de la función de transferencia en lazo abierto ( $FT$ ), para lo cual se aproxima la  $MMR_{24h}$  por un filtro paso bajo de primer orden con una constante de tiempo de 12 horas, de acuerdo con [37].

La función de transferencia linealizada en lazo abierto se expresa como:

$$\begin{aligned} FT(s) &= K_{24} \cdot MMR_{24h}(s) \cdot C_{bat\_util}(s) \\ &= K_{24} \cdot \frac{1}{\tau \cdot s + 1} \cdot \frac{100}{3600 \cdot C_{bat\_util} \cdot s} \end{aligned} \quad (5.6)$$

donde  $C_{bat\_util}$  es la capacidad útil de la batería en kWh, y  $\tau$  es la constante de tiempo en segundos del filtro paso bajo de primer orden de aproximación la  $MMR_{24h}$ .

La ecuación analítica para la determinación del valor de la ganancia proporcional del lazo de control ( $K_{24}$ ), en función del margen de fase ( $MF$ ) impuesto ( $|FT(s) = 1|$ ), es igual a:

$$\begin{aligned} K_{24} &= \sqrt{\left(\frac{\omega_c}{1/\tau}\right)^2 + 1} \cdot \frac{C_{bat\_util} \cdot \omega_c}{100/3600} \\ &= \sqrt{\tan^2(90 - MF) + 1} \cdot \frac{C_{bat\_util} \cdot \tan(90 - MF)/\tau}{100/3600} \end{aligned} \quad (5.7)$$

donde  $\omega_c$  es la pulsación de corte en rad/s, y  $K_{24}$  está dado en kW/%.

La segunda rama de control del SOC, la rama de control del valor instantáneo (Figura 5.1), está basada en un control de tipo proporcional en función del valor instantáneo del SOC útil ( $SOC$ ) y de la relación entre la capacidad útil de la batería ( $C_{bat\_util}$ ) y el error de predicción energético de la potencia neta acumulado durante las tres últimas horas ( $E_{pred\_3h}$ ), en kWh, con el que se evita la variabilidad de actuación del control instantáneo.

$$E_{pred\_3h} = \frac{3}{N} \cdot \sum_{i=1}^N (P_{net\_Real_i} - P_{net\_Pred_i}) \quad (5.8)$$

donde  $N$  es el número de datos a filtrar para 3 horas, que es dependiente de la resolución del muestreo de los datos disponibles ( $N = 180$ , para un muestreo minuter),  $P_{net\_Real}$  es la potencia neta real instantánea ( $P_{cons} - P_{FV}$ ), y  $P_{net\_Pred}$  es la potencia neta de predicción instantánea ( $P_{cons\_Pred} - P_{FV\_Pred}$ ), todas ellas en kW.

El objetivo de este segundo lazo de control es el de evitar que los errores en la predicción terminen cargando o descargando por completo la batería y,

como consecuencia, se pierda el control de la potencia intercambiada con la red.

La componente de control de la batería ( $P_{SOC}$ ) en kW, está dada por la siguiente ecuación:

$$P_{SOC} = K_{p1} \cdot K_{p2} \cdot (SOC_{ref} - SOC) \quad (5.9)$$

donde  $K_{p1}$  es la constante de control proporcional, que solo actúa a partir de un cierto error de predicción acumulado en las últimas 3 horas ( $E_{pred\_3h}$ ), en función de la desviación del SOC con respecto al SOC de referencia<sup>2</sup> ( $SOC_{ref}$ ),  $K_{p2}$  es la constante de control proporcional que actúa atenuando la acción de control conjunta en función del error absoluto de predicción acumulado ( $|E_{pred\_3h}|$ ) con respecto a la capacidad útil de la batería ( $C_{bat\_util}$ ), y  $SOC$  es el valor instantáneo del SOC útil de la batería.

Las ecuaciones que determinan el valor de la constante proporcional  $K_{p1}$  en kW/%, a partir del error de predicción acumulado ( $E_{pred\_3h}$ ) y del SOC son:

$$\begin{aligned} K_{p1} &= K_{p\_SOC} \cdot \frac{(SOC_{ref} - SOC)}{SOC_{ref}} & \text{si: } E_{pred\_3h} > 0 \text{ \& } SOC \leq SOC_{ref} \\ K_{p1} &= K_{p\_SOC} \cdot \frac{(SOC - SOC_{ref})}{SOC_{ref}} & \text{si: } E_{pred\_3h} < 0 \text{ \& } SOC > SOC_{ref} \\ K_{p1} &= 0 & \text{si: } \begin{cases} E_{pred\_3h} > 0 \text{ \& } SOC > SOC_{ref} \\ E_{pred\_3h} < 0 \text{ \& } SOC \leq SOC_{ref} \\ E_{pred\_3h} = 0 \end{cases} \end{aligned} \quad (5.10)$$

donde  $K_{p\_SOC}$  es la ganancia proporcional del lazo de control instantáneo del SOC en kW/%,  $SOC_{ref}$  es el SOC útil de referencia (50 %) y  $SOC$  es el valor instantáneo del SOC útil de la batería. Por lo tanto, el valor de  $K_{p1}$  puede oscilar entre 0 y  $K_{p\_SOC}$ .

Por otro lado, la acción de control es atenuada por el valor de  $K_{p2}$  (que toma valores entre 0 y 1) siempre que el nivel del error absoluto de predicción acumulado ( $|E_{pred\_3h}|$ ) sea reducido con respecto al de la capacidad útil de la batería ( $C_{bat\_util}$ ):

<sup>2</sup> Si se tiene más energía que la predicha ( $E_{pred\_3h} < 0$ ) y el SOC está por debajo de su referencia, o si se tiene menos energía que la predicha ( $E_{pred\_3h} > 0$ ) y el SOC está por encima de su referencia, no hace falta compensar el error, Ecuación (5.10).

$$\begin{aligned}
 K_{p2} &= \frac{|E_{pred\_3h}|}{0,25 \cdot C_{bat\_util}} & \text{si: } \frac{|E_{pred\_3h}|}{C_{bat\_util}} < 0,25 \\
 K_{p2} &= 1 & \text{si: } \frac{|E_{pred\_3h}|}{C_{bat\_util}} \geq 0,25
 \end{aligned}
 \tag{5.11}$$

donde  $C_{bat\_util}$  es la capacidad útil de la batería en kWh.

### SIMULACIÓN DE LAS VIVIENDAS DE ESTUDIO - ESTRATEGIA DE MMC<sub>12h</sub>

En primer lugar, se calcula la ganancia proporcional ( $K_{24}$ ) del lazo de control del valor medio del SOC, para una batería de 12 h del consumo medio de las viviendas de estudio (Tabla 4.23), aplicando la Ecuación (5.7), obteniéndose los valores reflejados en la Tabla 5.2.

En segundo lugar, por simulación y utilizando predicción real, se ajusta la ganancia proporcional mínima ( $K_{p\_soc}$ ) del lazo de control instantáneo del SOC, para cada dimensionado de las viviendas de estudio (Tabla 4.23), con la que se logra minimizar el número de veces que el SOC se encuentra por debajo del mínimo permitido ( $SOC_{min} = 20\%$ ), y cuyos resultados se presentan en la Tabla 5.2.

Vivienda	FV [kWp]	Batería Útil (12 h) [kWh]	MF [°]	$K_{24}$ [kW/%]	$K_{p\_soc}$ [kW/%]
1	1,89	2,98		<b>0,00213</b>	<b>0,081</b>
2	3,55	5,59	55	<b>0,00398</b>	<b>0,492</b>
3	5,11	8,07		<b>0,00575</b>	<b>0,950</b>

**Tabla 5.2** Ajuste de las ganancias de los lazos de control proporcional del valor medio e instantáneo del SOC de la estrategia de MMC<sub>12h</sub> ( $K_{24}$  y  $K_{p\_soc}$ )<sup>3</sup>

### RESULTADOS DE LA ESTRATEGIA DE MMC<sub>12h</sub>

Tras ejecutar la estrategia de MMC<sub>12h</sub> para cada una de las viviendas de estudio, se obtienen los nuevos valores de los criterios de calidad, que se muestran junto a los obtenidos para el mismo dimensionado con la estrategia MASB (Apartado 4.8.2), en las Tablas 5.3, 5.4 y 5.5, apoyados por las Figuras 5.3,

<sup>3</sup> Para la estrategia de MMC<sub>24h</sub>, el lazo de control del valor medio del SOC se mantiene inalterado, manteniendo las mismas ganancias proporcionales  $K_{24}$  (Tabla 5.2). Sin embargo, al aumentar la ventana de la MMC de 12 a 24 horas y usar el doble de capacidad de batería útil (24 h), los valores para las ganancias proporcionales del lazo de control instantáneo del SOC ( $K_{p\_soc}$ ), serían las siguientes: 0,041, 0,048 y 0,080 kW/%, respectivamente.



5.4 y 5.5, en las que se observan los perfiles medios minutales de las variables principales del nodo eléctrico (Figura 4.13), para las tres viviendas, respectivamente. En estas tablas y figuras se puede observar que:

1. **Coste energía:** Respecto a los criterios de calidad referentes a la cuantificación del coste de la energía, cabe destacar que, para las tres viviendas de estudio, se reduce en un 23,9, 26,7 y 27,9 % el nivel del índice de *Autosuficiencia* entre la estrategia de MASB y la de MMC<sub>12h</sub>.

Dado que la base de gestión de las estrategias es completamente diferente, los balances de energía intercambiada con la red difieren completamente, en concreto, los balances de la energía consumida en los periodos P1 y P2 (*Consumo red P1/P2*) para cada una de las viviendas, se incrementan notablemente, lo cual no cumple con el objetivo económico de cara al usuario ni de integración en red.

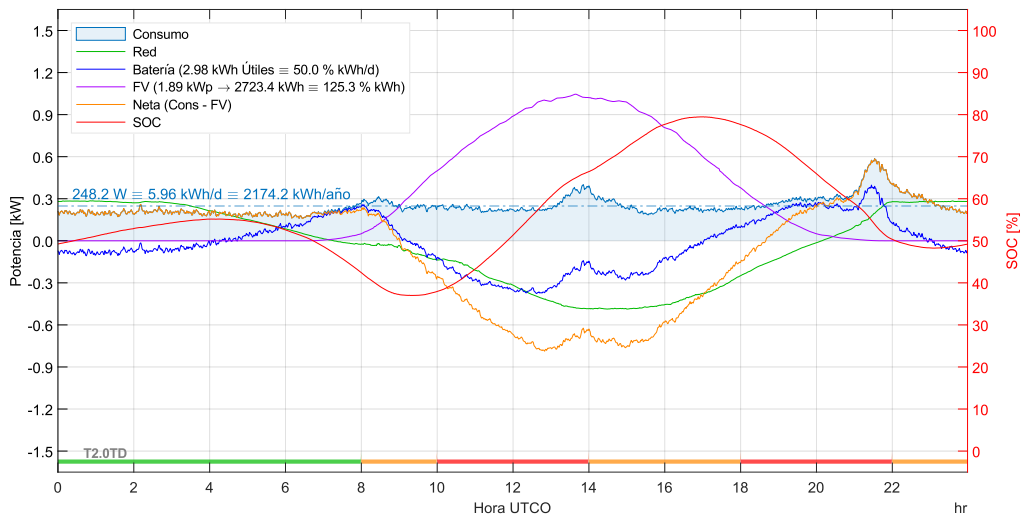
No obstante, lo más destacable es el aumento del coste de facturación (*Coste total facturación*) en las viviendas con los perfiles de tipo 2 y 3, con un incremento del 28,9 y 105 %, respectivamente. Este incremento se debe, principalmente, al aumento de la potencia contratada. De hecho, con la estrategia MMC<sub>12h</sub> base, los sistemas de autoconsumo no resultarían viables económicamente (*Coste total con EE. RR.*), dado que el coste anual es superior en todas ellas (ahorros anuales negativos) con respecto a no instalar ningún sistema de autoconsumo.

2. **Perfil potencia:** Con la estrategia MMC<sub>12h</sub> base, en la Vivienda 1 la potencia contratada resultante (*Potencia contratada*) se reduce en un 22,2 % respecto a la vivienda sin ningún sistema de autoconsumo. Sin embargo, en las viviendas 2 y 3 se incrementa en un 16,3 y un 105 %, respectivamente, repercutiendo en el incremento del coste total de la facturación (*Coste total facturación*).

Así mismo, salvo en la Vivienda 1 en la que se reducen, en las viviendas 2 y 3 se incrementa el valor absoluto de las potencias máximas minutales de consumo e inyección (*Pot. max cons/inj red*) y sobre todo el nivel de distorsión del perfil de potencia intercambiado con la red (*Variabilidad del perfil de potencia red*), que aumenta en un 16,4 y 28,1 %, respectivamente.

Objetivos principales	Criterios de calidad	Estrategia		
		Sin EE. RR.	MASB	MMC <sub>12h</sub>
1. Coste energía	Autosuficiencia [%] ↑	n.a.	71,1	54,1 (-23,9 %)
	Consumo red P1/P2 [kWh] ↓	622/554	89,9/122 (-85,5/-77,9 %)	180/235 (+100/+92,6 %)
	Consumo red P3 [kWh] ↑	998	419 (-58,0 %)	711 (+69,7 %)
	Coste total facturación [€] ↓	477	183 (-61,6 %)	187 (+2,2 %)
	Coste total con EE. RR. [€] ↓	477	493 (+3,4 %)	503 (+2,0 %)
2. Perfil potencia	Potencia contratada [kW] ↓	3,3	2,7 (-18,2 %)	2,1 (-22,2 %)
	Pot. max cons/inj red [kW] ↓	5,56/n.a.	4,60/1,62 (-17,3/n.a. %)	2,99/2,36 (-35,0/+45,7 %)
	Variabilidad perfil potencia red [%] ↓	11,6	16,5 (+42,2 %)	15,6 (-5,5 %)
3. Ciclado batería	Ciclos equiv. batería [ciclos] ↓	n.a.	205	234 (+14,1 %)
	Vida útil batería [años] ↑	n.a.	11,6	11,2 (-3,4 %)
	Inyección red P1/P2 [kWh] ↑	n.a./n.a.	235/473	478/510 (+103/+7,8 %)

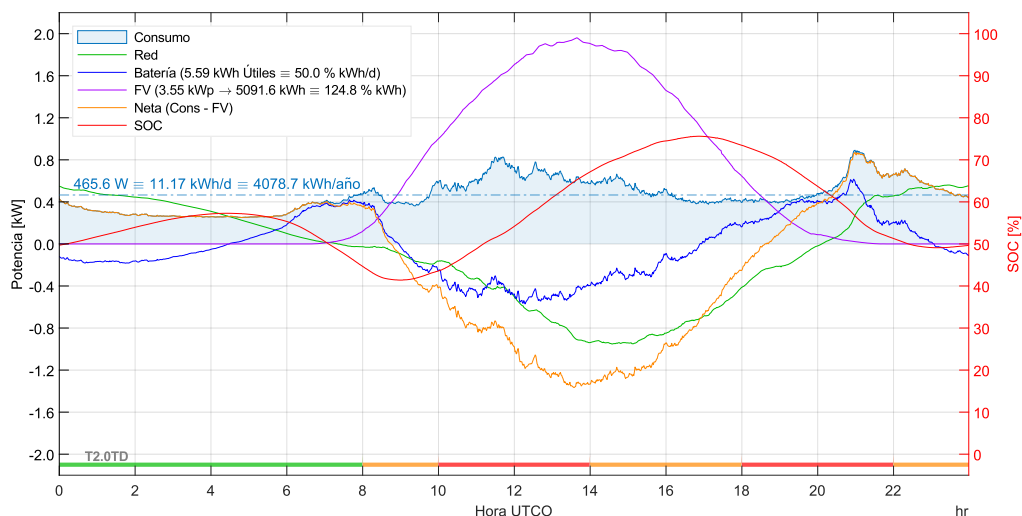
**Tabla 5.3** Criterios de calidad de la estrategia de MMC<sub>12h</sub>-Vivienda 1



**Figura 5.3** Media anual de los perfiles minutales estrategia de MMC<sub>12h</sub>-Vivienda 1

Objetivos principales	Criterios de calidad	Estrategia		
		Sin EE. RR.	MASB	MMC <sub>12h</sub>
<b>1. Coste energía</b>	Autosuficiencia [%] ↑	n.a.	75,6	55,4 (-26,7 %)
	Consumo red P1/P2 [kWh] ↓	1294/1014	230/207 (-82,2/-79,6 %)	421/447 (+83,0/+116 %)
	Consumo red P3 [kWh] ↑	1771	564 (-68,2 %)	1215 (+115 %)
	Coste total facturación [€] ↓	856	335 (-60,9 %)	432 (+28,9 %)
	Coste total con EE. RR. [€] ↓	856	833 (-2,7 %)	909 (+9,1 %)
<b>2. Perfil potencia</b>	Potencia contratada [kW] ↓	5,1	4,9 (-3,9 %)	5,7 (+16,3 %)
	Pot. max cons/inj red [kW] ↓	8,54/n.a.	7,38/3,18 (-13,6/n.a. %)	6,65/6,60 (-9,9/+108 %)
	Variabilidad perfil potencia red [%] ↓	12,8	17,7 (+38,3 %)	20,6 (+16,4 %)
<b>3. Ciclado batería</b>	Ciclos equiv. batería [ciclos] ↓	n.a.	204	216 (+5,9 %)
	Vida útil batería [años] ↑	n.a.	11,8	12,7 (+7,6 %)
	Inyección red P1/P2 [kWh] ↑	n.a./n.a.	409/811	891/972 (+118/+19,9 %)

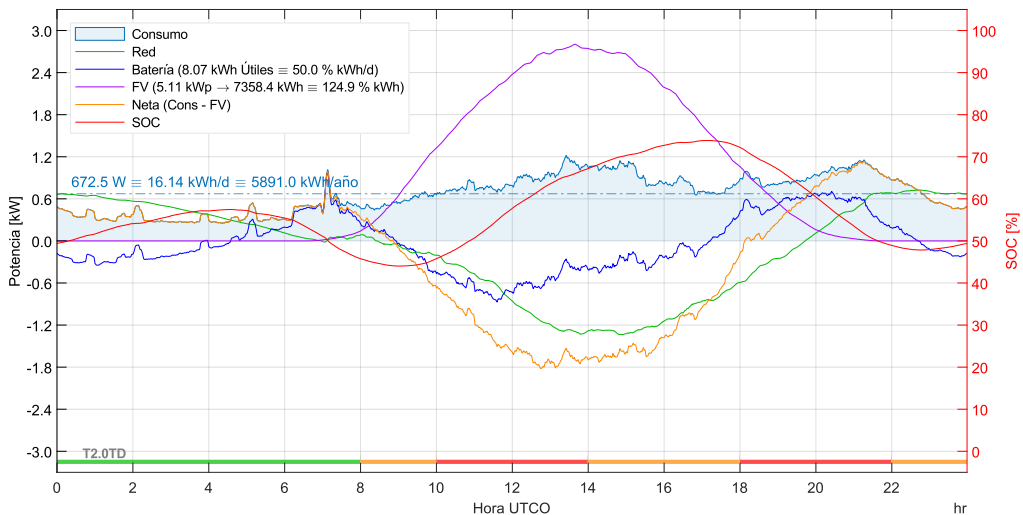
**Tabla 5.4** Criterios de calidad de la estrategia de MMC<sub>12h</sub>-Vivienda 2



**Figura 5.4** Media anual de los perfiles minutales estrategia de MMC<sub>12h</sub>-Vivienda 2

Objetivos principales	Criterios de calidad	Estrategia		
		Sin EE. RR.	MASB	MMC <sub>12h</sub>
<b>1. Coste energía</b>	Autosuficiencia [%] ↑	n.a.	83,2	60,0 (-27,9 %)
	Consumo red P1/P2 [kWh] ↓	1712/1409	153/158 (-91,1/-88,8 %)	505/566 (+230/+258 %)
	Consumo red P3 [kWh] ↑	2770	684 (-75,3 %)	1645 (+140 %)
	Coste total facturación [€] ↓	1100	282 (-74,4 %)	577 (+105 %)
	Coste total con EE. RR. [€] ↓	1100	963 (-12,5 %)	1211 (+25,8 %)
<b>2. Perfil potencia</b>	Potencia contratada [kW] ↓	5,1	4,2 (-17,6 %)	8,6 (+105 %)
	Pot. max cons/inj red [kW] ↓	7,81/n.a.	6,71/4,43 (-14,1/n.a. %)	11,28/10,38 (+68,1/+134 %)
	Variabilidad perfil potencia red [%] ↓	17,1	22,6 (+32,2 %)	29,1 (+28,8 %)
<b>3. Ciclado batería</b>	Ciclos equiv. batería [ciclos] ↓	n.a.	211	209 (-0,9 %)
	Vida útil batería [años] ↑	n.a.	11,4	13,2 (+15,8 %)
	Inyección red P1/P2 [kWh] ↑	n.a./n.a.	481/1138	1330/1395 (+177/+22,6 %)

**Tabla 5.5** Criterios de calidad de la estrategia de MMC<sub>12h</sub>-Vivienda 3



**Figura 5.5** Media anual de los perfiles minutales estrategia de MMC<sub>12h</sub>-Vivienda 3

Este comportamiento no obedece al objetivo principal de la estrategia de obtener un filtrado máximo del perfil de la potencia diaria intercambiada con la red, con el fin de reducir el término fijo de la factura y mejorar la integración en red.

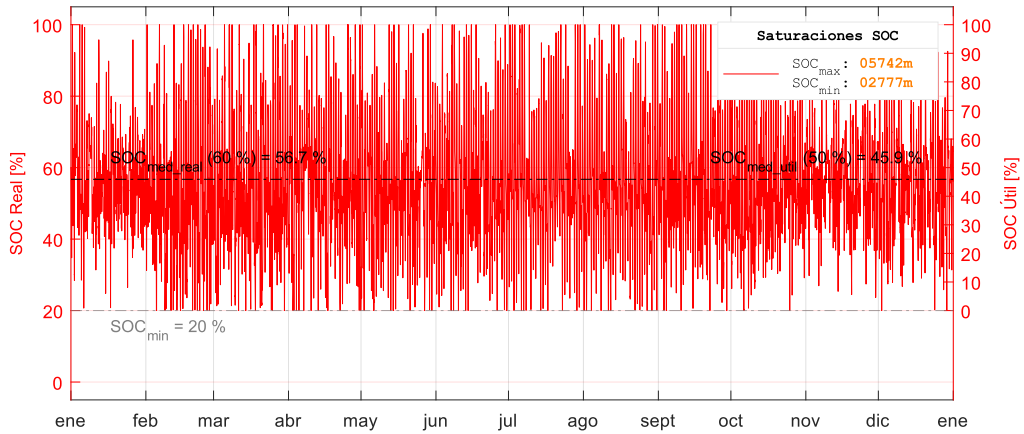
3. **Ciclado batería:** Respecto a los criterios de calidad referentes a la cuantificación del ciclado (*Ciclos equiv. batería*) y vida útil de la batería (*Vida útil batería*) por degradación, se observa cómo paulatinamente se va haciendo menos uso de la batería en las viviendas, y en consecuencia va aumentando la vida útil de las mismas.

Respecto a la estrategia de MASB, salvo en la Vivienda 1 en la que empeora un poco (3,4 %), en las viviendas 2 y 3 mejora el objetivo, aumentando paulatinamente los años de vida útil en un 7,6 y 15,8 %.

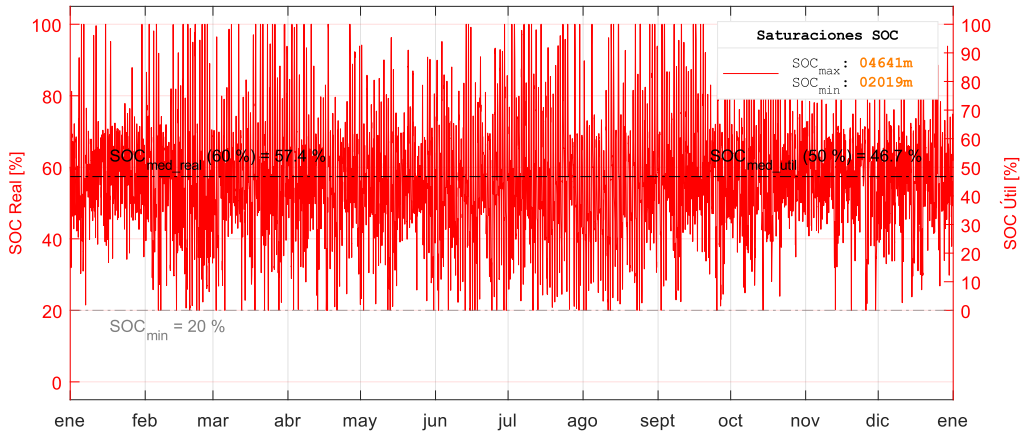
El incremento de los valores de inyección de energía a red en los periodos P1 y P2 (*Inyección red P1/P2*), denotan en gran medida el desajuste temporal medio resultante entre las horas de generación fotovoltaica y el consumo relativo (casación), tras la aplicación de la estrategia de MMC<sub>12h</sub> (Figuras 5.3, 5.4 y 5.5). En P1, se dan unos elevados incrementos de inyección del 103, 118 y 177 %, y en P2 del 7,8, 19,9 y 22,6 %, que en gran medida compensan los respectivos incrementos de consumo en P1 y P2 (*Consumo red P1/P2*).

Sorprendentemente, en las viviendas 2 y 3, se necesita aumentar la potencia contratada al instalar un sistema de EE. RR. con almacenamiento y con la estrategia de gestión MMC<sub>12h</sub> base. Este comportamiento desvirtúa los resultados del coste total de facturación (*Coste total facturación*) y del coste global del sistema (*Coste total con EE. RR.*). Con el objetivo de entender el porqué de este comportamiento, se ha analizado la evolución anual del SOC resultante de las simulaciones de la estrategia de MMC<sub>12h</sub>, para las tres viviendas de estudio, según los ajustes previos de las ganancias de los lazos de control (Tabla 5.2).

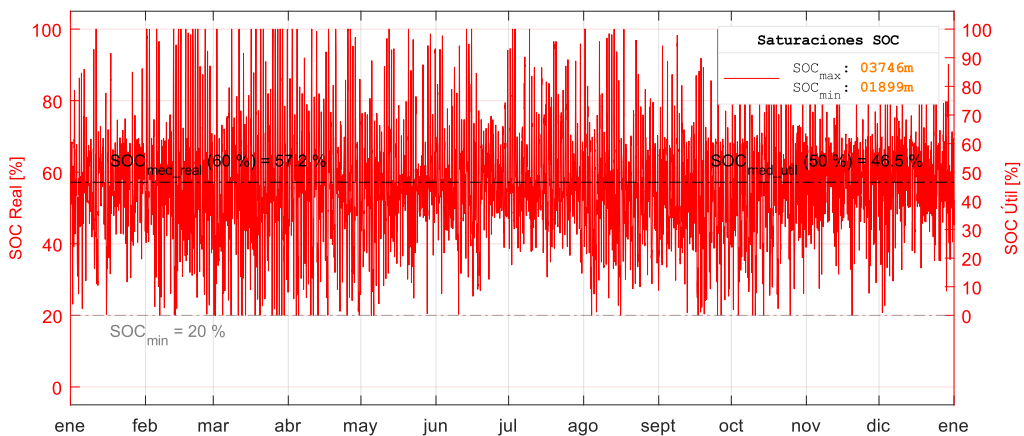
En las Figuras 5.6, 5.7 y 5.8, se observa la evolución resultante del perfil del SOC real y útil de las viviendas de estudio, indicándose sus valores de referencia (60 y 50 %, respectivamente) y los valores medios anuales, así como el límite del SOC mínimo ( $SOC_{min} = 20\%$ ) y los minutos en los que se han alcanzado los límites del  $SOC_{max}$  y del  $SOC_{min}$ . En estas gráficas se puede apreciar cómo, en muchas ocasiones, la batería se llega a cargar del todo ( $SOC_{max}$ ) o alcanza el  $SOC_{min}$  permitido. Una vez que el SOC alcanza uno de estos límites se pierde el control de la potencia de la red, lo que justifica el hecho de que ésta alcance grandes valores.



**Figura 5.6** Evolución anual del SOC estrategia de MMC<sub>12h</sub>-Vivienda 1



**Figura 5.7** Evolución anual del SOC estrategia de MMC<sub>12h</sub>-Vivienda 2



**Figura 5.8** Evolución anual del SOC estrategia de MMC<sub>12h</sub>-Vivienda 3

En la Tabla 5.6 se cuantifican las ocasiones en las que el SOC alcanza los límites del rango de operación (Figuras 5.6, 5.7 y 5.8), tanto por llegar a cargarse por completo la batería ( $SOC_{max}$ ) como por descargarse hasta el mínimo permitido ( $SOC_{min} = 20\%$ ), momentos en los cuales se limita la potencia de carga y descarga de la batería ( $P_{bat}$ ), respectivamente, perdiéndose el control de la potencia intercambiada con la red ( $P_{red}$ ).

Vivienda	Limitación $SOC_{max}$ (100 %)		Limitación $SOC_{min}$ (20 %)	
	[min]	[%]	[min]	[%]
<b>1</b>	5742	1,1	2777	0,5
<b>2</b>	4641	0,9	2019	0,4
<b>3</b>	3746	0,7	1899	0,4

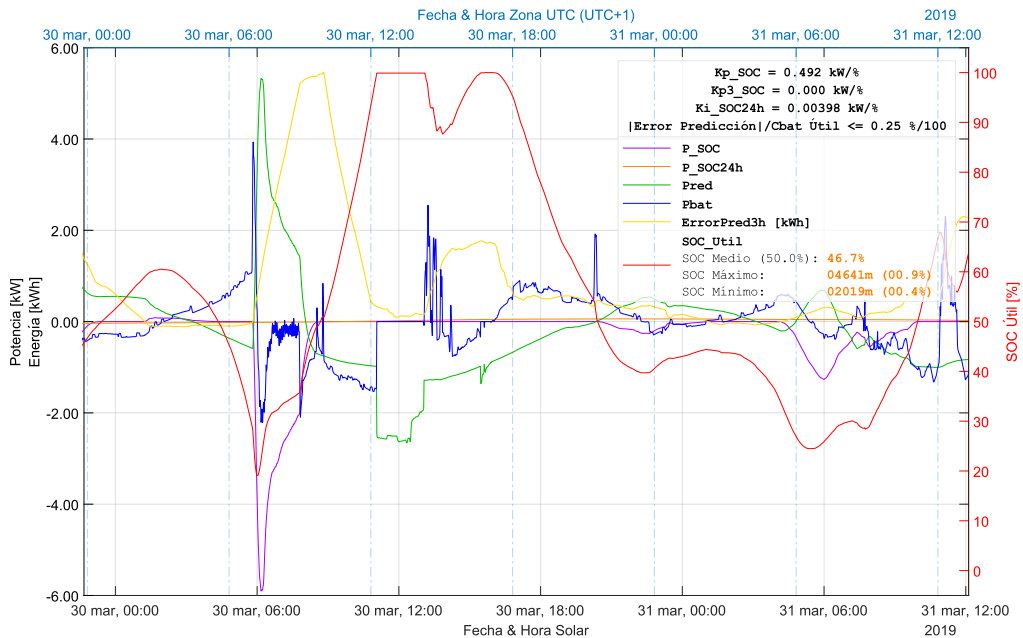
**Tabla 5.6** Control de las limitaciones del rango operación del SOC ( $SOC_{max} = 100\%$  y  $SOC_{min} = 20\%$ ) estrategia MMC<sub>12h</sub>

Las saturaciones en el nivel máximo del SOC ( $SOC_{max}$ ), pueden ser indirectamente controladas limitando la potencia fotovoltaica, pudiendo así controlar la potencia de inyección a red. Por lo tanto, este hecho, salvo por perder algo de generación, no supondría un mayor inconveniente. Por el contrario, las saturaciones en el nivel mínimo del SOC ( $SOC_{min}$ ) suponen un serio inconveniente, ya que no pueden ser gestionadas y en consecuencia ha de ser la red la que pase a aportar la potencia necesaria en estos casos.

Para entender en qué casos se produce esta pérdida de control y poder mejorar la estrategia, a continuación, se analiza la respuesta de la acción del lazo de control instantáneo del SOC, Ecuación (5.9), para la Vivienda 2<sup>4</sup>, durante un año y con datos minutales (Figura 5.7).

Como ejemplo representativo de uno de estos momentos, en la Figura 5.9 se muestra, para la Vivienda 2, cómo el 30 de marzo sobre las 11 h el SOC llega al límite máximo permitido ( $SOC_{max} = 100\%$ ), momento en el cual la potencia de la batería ( $P_{bat}$ ) que estaba cargándose, pasa bruscamente a cero. En ese momento, la potencia de la red ( $P_{red}$ ) que mantenía un valor suave de inyección de aproximadamente 1 kW, pasa abruptamente a 2,5 kW de inyección, aproximadamente.

<sup>4</sup> El comportamiento y el análisis es análogo para las viviendas 1 y 3.



**Figura 5.9** Evolución de las acciones de los lazos de control del SOC útil (saturación  $SOC_{max}$ ) estrategia de  $MMC_{12h}$ -Vivienda 2

El hecho de que no se reduzca anticipadamente la potencia de carga de la batería antes de llegar al nivel del  $SOC_{max}$ , se debe a que la acción del lazo de control instantáneo del SOC no actúa entre las 8:40 h y las 20:25 h aproximadamente, es decir, el valor de  $P_{SOC}$  es nulo, tal como se puede observar en la Figura 5.9.

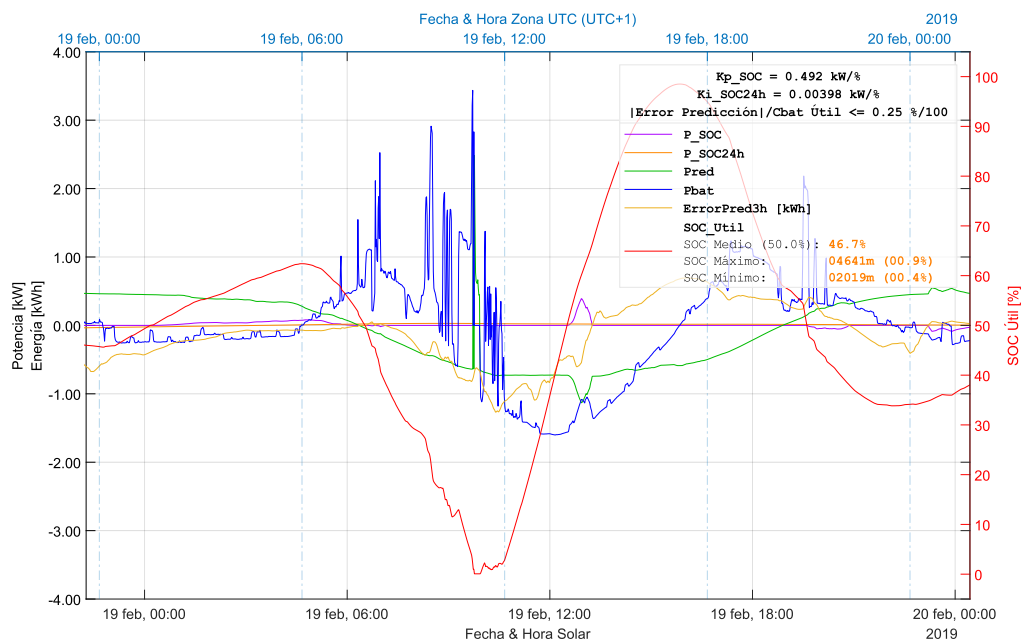
Analizando la definición de la acción de control de la ganancia proporcional  $K_{p1}$ , Ecuación (5.10), se comprueba que ésta se ve anulada en los casos en los que se considera que la carga de la batería es suficiente para hacer frente al error de predicción [37], Ecuación (5.12):

$$K_{p1} = 0 \quad \text{si:} \quad \begin{cases} E_{pred\_3h} > 0 \ \& \ SOC > SOC_{ref} \\ E_{pred\_3h} < 0 \ \& \ SOC \leq SOC_{ref} \\ E_{pred\_3h} = 0 \end{cases} \quad (5.12)$$

El primer caso es el que se da en el análisis anterior de la Figura 5.9, ya que entre ese rango horario de 8:40 h a 20:25 h aproximadamente, el valor del SOC está por encima del de referencia ( $SOC_{ref} > 50\%$ ) y el error de predicción acumulado es mayor que cero ( $E_{pred\_3h} > 0$ ).



Esta pérdida de control de la potencia de red también se da cuando se alcanza el límite del SOC mínimo permitido ( $SOC_{min} = 20\%$ ), tal como puede observarse en la Figura 5.10.



**Figura 5.10** Evolución de las acciones de los lazos de control del SOC útil (saturación  $SOC_{min}$ ) estrategia de  $MMC_{12h}$ -Vivienda 2

En esta Figura 5.10 se muestra la evolución de las diferentes variables durante la mañana del día 19 de febrero. Como se puede observar, sobre las 9:45h, el SOC alcanza su límite mínimo permitido y la potencia de la batería ( $P_{bat}$ ) pasa bruscamente a cero, por lo que la potencia de la red ( $P_{red}$ ) que mantenía un valor suave de inyección de aproximadamente 0,6 kW, pasa abruptamente a 2,8 kW de consumo, aproximadamente.

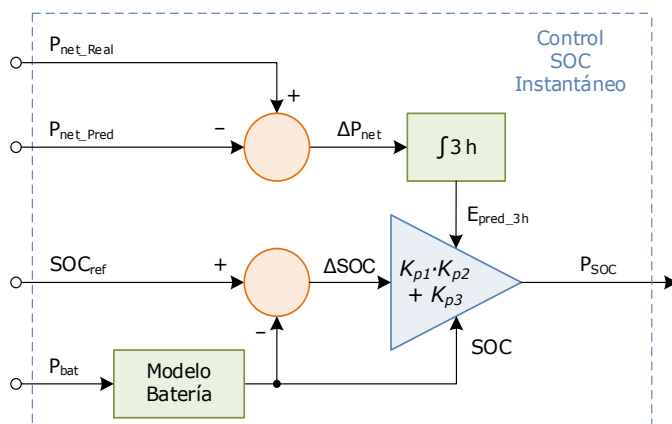
El hecho de que no se reduzca anticipadamente la potencia de descarga de la batería antes de llegar al nivel del  $SOC_{min}$ , se debe nuevamente a que la acción del lazo de control instantáneo del SOC no actúa, tal como se puede observar en la Figura 5.10, siendo nulo el valor de  $P_{SOC}$  entre las 7:10h y las 12:30h, aproximadamente. Esto se explica nuevamente por qué en este rango horario, el valor del SOC está por debajo del de referencia ( $SOC_{ref} < 50\%$ ) y el error de predicción acumulado es menor de cero ( $E_{pred\_3h} < 0$ ).

En definitiva, tal y como está definida la acción de control de la ganancia proporcional  $K_{p1}$  del lazo de control instantáneo del SOC, Ecuación (5.12), se

producen pérdidas de control que posibilitan que se alcancen los límites de SOC, con la consiguiente pérdida de control de la potencia de la red.

### 5.2.3 CONTROL ROBUSTO DEL SOC

Con el objetivo de que la estrategia de MMC<sub>12h</sub> no pierda el control de la potencia intercambiada con la red por alcances incontrolados de los límites definidos del rango de operación del SOC (Tabla 5.6), se ha modificado el lazo de control del valor instantáneo del SOC útil, añadiendo una ganancia proporcional  $K_{p3}$ , que mantenga en todo momento un nivel de acción permanente, de tal forma que nunca se pierda el control del SOC (Figura 5.11).



**Figura 5.11** Diagrama de bloques modificado del lazo de control instantáneo del SOC de la estrategia de MMC basado en la predicción

Por tanto, la componente de control de la batería ( $P_{SOC}$ ) en kW, estaría dada por la siguiente ecuación:

$$P_{SOC} = (K_{p1} \cdot K_{p2} + K_{p3}) \cdot (SOC_{ref} - SOC) \quad (5.13)$$

donde  $K_{p1}$  es la variable de control que actúa a partir de un cierto error de predicción acumulado ( $E_{pred\_3h}$ ), en función de la desviación del SOC con respecto al SOC de referencia ( $SOC_{ref}$ ) y proporcionalmente a la ganancia  $K_{p\_SOC}$ ,  $K_{p2}$  es la variable de control que actúa ponderando la acción de control conjunta en función del error absoluto de predicción acumulado ( $|E_{pred\_3h}|$ ) con respecto a la capacidad útil de la batería ( $C_{bat\_util}$ ) y  $K_{p3}$  es la nueva ganancia de control proporcional que actúa permanente en función de la desviación del SOC con respecto al SOC de referencia.

La sintonización del lazo, es decir, la determinación de  $K_{p\_SOC}$  y  $K_{p3}$  se realiza en dos pasos:

1. En primer lugar, anulando la acción de control  $K_{p1} \cdot K_{p2}$  ( $K_{p1} \cdot K_{p2} = 0$ ), y utilizando predicción perfecta ( $P_{net\_Pred} = P_{net\_Real}$ ), se busca el valor mínimo de  $K_{p3}$  con el que se logra que el SOC nunca llegue a alcanzar el SOC mínimo ( $SOC_{min} = 20\%$ ).
2. En segundo lugar, manteniendo constante la acción de control  $K_{p3}$  determinada en el paso anterior y, habilitando la acción de control  $K_{p1} \cdot K_{p2}$  con predicción real, se busca el valor mínimo de  $K_{p\_SOC}$  con el que se logra que el SOC nunca llegue a alcanzar el SOC mínimo ( $SOC_{min} = 20\%$ ).

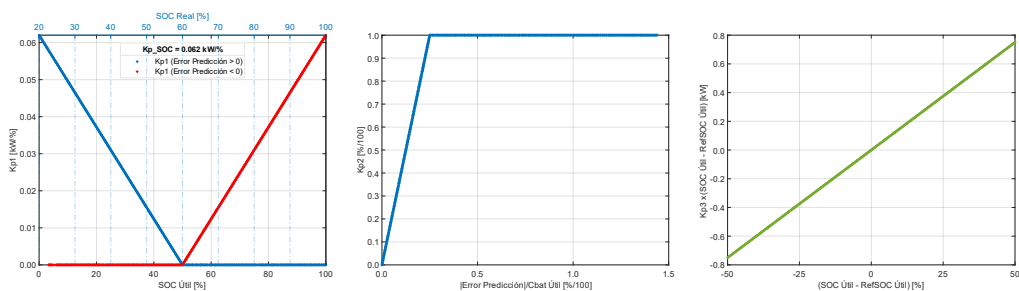
El resultado de este ajuste para cada una de las viviendas se presenta en la Tabla 5.7.

Vivienda	FV [kWp]	Batería		$K_{24}$ [kW/%]	$K_{p\_SOC}$ [kW/%]	$K_{p3}$ [kW/%]
		Útil (12 h) [kWh]				
1	1,89	2,98	0,00213	<b>0,001</b>	<b>0,030</b>	
2	3,55	5,59	0,00398	<b>0,012</b>	<b>0,040</b>	
3	5,11	8,07	0,00575	<b>0,062</b>	<b>0,015</b>	

**Tabla 5.7** Ajuste de las ganancias del lazo de control proporcional del valor instantáneo del SOC MMC<sub>12h</sub><sup>Kp3</sup> ( $K_{p\_SOC}$  y  $K_{p3}$ )

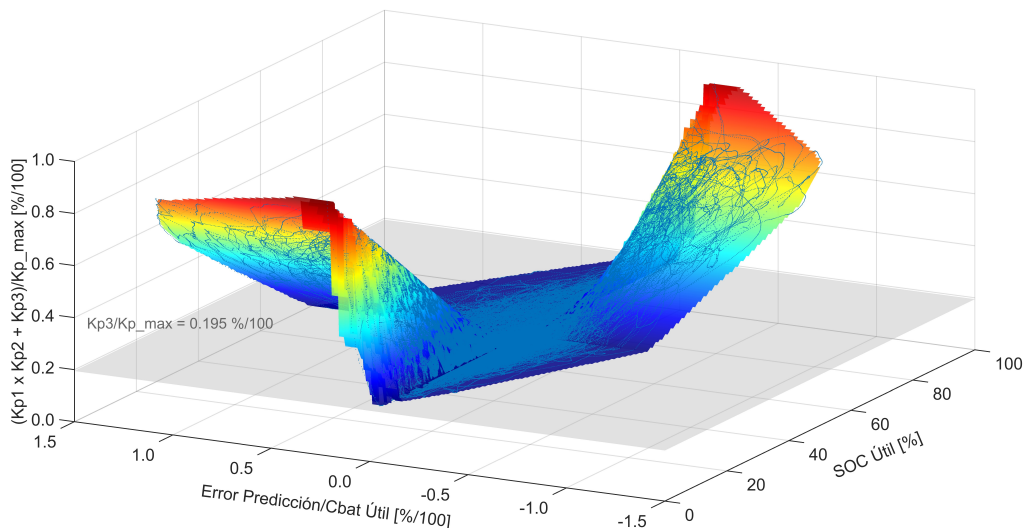
A modo de ejemplo, en la Figura 5.12 se observa la evolución anual de las ganancias proporcionales de control instantáneo del SOC útil para la Vivienda 3<sup>5</sup>. En la izquierda, se ve la acción de control  $K_{p1}$  en kW/%, en función del signo del error de predicción acumulado ( $E_{pred\_3h} > 0$ : azul,  $E_{pred\_3h} < 0$ : rojo) y del SOC útil instantáneo, Ecuación (5.10). En el centro, se ve la acción atenuadora entre 0 y 1 dada por el valor de  $K_{p2}$ , siempre que el nivel del error absoluto de predicción acumulado con respecto a la capacidad útil de la batería sea inferior al 25 % ( $|E_{pred\_3h}|/C_{bat\_util} < 0,25$ ), Ecuación (5.11). Y en la derecha, se ve la nueva acción de control permanente  $K_{p3}$  en kW/%, en función de la desviación del SOC útil instantáneo (SOC) con respecto al SOC de referencia ( $SOC_{ref}$ ).

<sup>5</sup> El comportamiento y el análisis es análogo para las viviendas 1 y 2.



**Figura 5.12** Evolución anual de las ganancias proporcionales  $K_{p1}$ ,  $K_{p2}$  y  $K_{p3}$  del lazo de control instantáneo de SOC útil estrategia de MMC<sub>12h</sub><sup>Kp3</sup>-Vivienda 3

La evolución del producto normalizado de la acción de control instantánea del SOC útil dada por  $(K_{p1} \cdot K_{p2} + K_{p3})$ , puede observarse en la Figura 5.13, en la que se ve cómo la acción de control conjunta actúa de acuerdo con las definiciones establecidas, Ecuación (5.13). En esta Figura 5.13 puede observarse el nivel relativo de la acción permanente de control instantáneo ( $K_{p3}/K_{p\_max}$ ). Sobre este nivel de acción (plano gris), actúa adicionalmente el control de tipo proporcional ( $K_{p1} \cdot K_{p2}$ ) en función del valor instantáneo del SOC útil (SOC) y del error de predicción de la potencia neta acumulado en 3 horas ( $E_{pred\_3h}$ ), relativo a la capacidad útil de la batería ( $C_{bat\_util}$ ), Ecuación (5.9).



**Figura 5.13** Evolución del producto normalizado de la acción de control conjunta de  $(K_{p1} \cdot K_{p2} + K_{p3})$  del lazo de control instantáneo de SOC útil estrategia de MMC<sub>12h</sub><sup>Kp3</sup>-Vivienda 3:

**Código de colores:**

- **Puntos azul claro:** acciones reales de control conjunta.
- **Superficie color:** superficie interpolada a las acciones reales de control.

Analizado la evolución anual del SOC resultante de las simulaciones de la estrategia de  $MMC_{12h}^{Kp3}$ , para las tres viviendas de estudio (Figuras 5.14, 5.15 y 5.16), según los ajustes previos de las ganancias de los lazos de control (Tabla 5.7), se observa cómo al añadir la ganancia proporcional  $K_{p3}$ , que mantiene en todo momento un nivel de acción permanente, se logra el objetivo de que el SOC nunca llegue a alcanzar el mínimo permitido ( $SOC_{min} = 20\%$ ). Además, nunca se llega a alcanzar el  $SOC_{max}$ , salvo por muy pocos minutos en la Vivienda 3 (Tabla 5.8).

Vivienda	Limitación $SOC_{max}$ (100 %)		Limitación $SOC_{min}$ (20 %)	
	[min]	[%]	[min]	[%]
<b>1</b>	0	0		
<b>2</b>	0	0	0	0
<b>3</b>	341	$\approx 0$		

**Tabla 5.8** Control de las limitaciones del rango operación del SOC ( $SOC_{max} = 100\%$  y  $SOC_{min} = 20\%$ ) estrategia  $MMC_{12h}^{Kp3}$

Observando la evolución de los perfiles del SOC de las viviendas de estudio (Figuras 5.14, 5.15 y 5.16), se aprecia claramente, cómo la estrategia de  $MMC_{12h}^{Kp3}$  evita las cargas y descargas totales de la batería en todos los casos, manteniendo el valor medio del SOC en torno al valor de referencia ( $SOC_{ref}$ ). Sin embargo, como se puede apreciar en las figuras, se reducen excesivamente las excursiones del SOC, es decir, se hace un uso muy bajo de la capacidad útil disponible de las baterías. Esto se debe a la restricción impuesta de no alcanzar en ningún momento el  $SOC_{min}$  (20%), por lo que se limita desmesuradamente la operatividad de la batería por muy pocos instantes en los cuales el SOC se acerca al  $SOC_{min}$ , principalmente en las viviendas 1 y 2.

Aun así, el hecho de lograr mantener controlado en todo momento el SOC y que éste no llegue a alcanzar el  $SOC_{min}$ , deriva en que no se pierda el control de la potencia de la batería ( $P_{bat}$ ) y, por ende, el control de la potencia de la red ( $P_{red}$ ). En consecuencia, en las tres viviendas de estudio se reduce notablemente la potencia contratada (*Potencia contratada*), pasando de 2,1, 5,7 y 8,6 kW a 1,7, 2,9 y 4,1 kW. Así mismo, se mejora el uso de la batería, que en conjunto supone una reducción del coste de facturación y sobre todo del coste global del sistema de autoconsumo (*Coste total con EE. RR.*), que pasa a ser de 442, 712 y 958 €, haciendo que todos los sistemas sean económicamente viables.

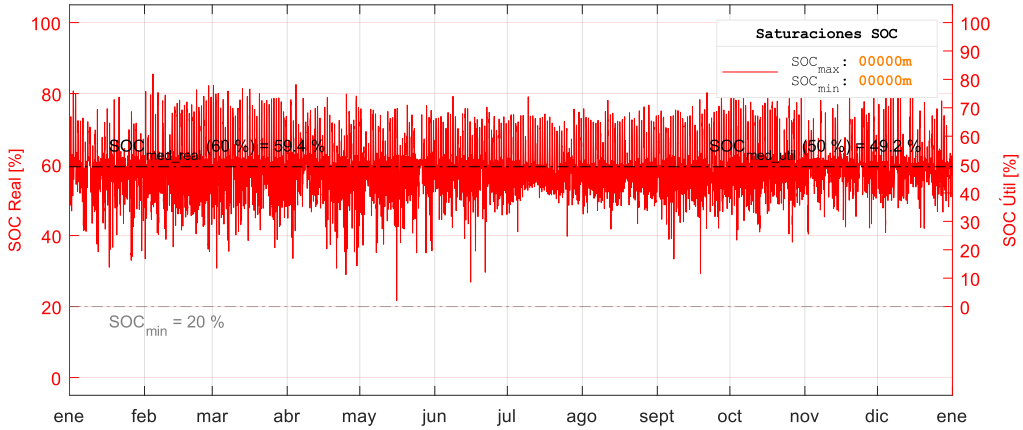


Figura 5.14 Evolución anual del SOC estrategia de MMC<sub>12h</sub><sup>Kp3</sup>-Vivienda 1

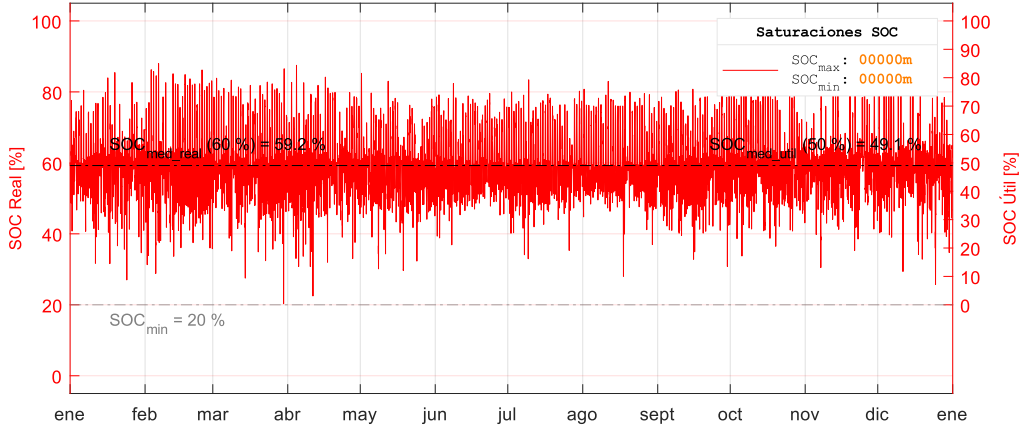


Figura 5.15 Evolución anual del SOC estrategia de MMC<sub>12h</sub><sup>Kp3</sup>-Vivienda 2

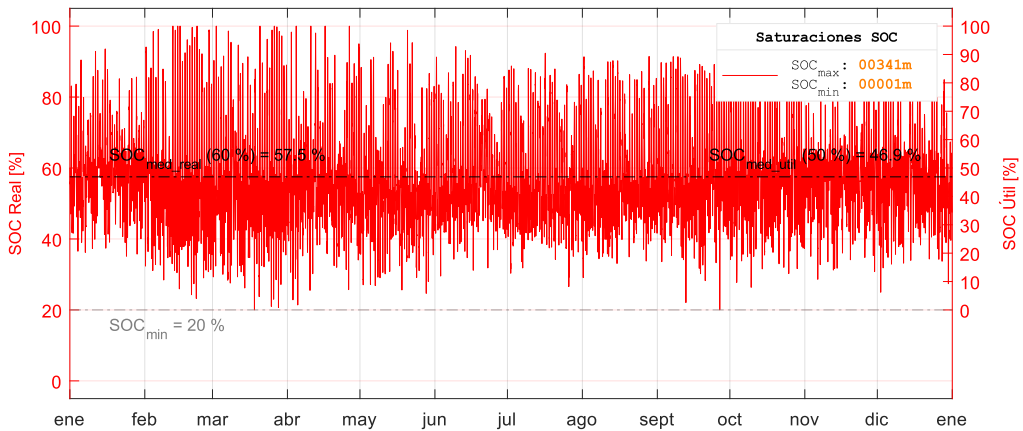


Figura 5.16 Evolución anual del SOC estrategia de MMC<sub>12h</sub><sup>Kp3</sup>-Vivienda 3

### 5.2.4 CAMBIO DE PARÁMETROS DE CONTROL DEL SOC

Vista que la restricción impuesta de no superar nunca el  $SOC_{min}$  (20 %), es demasiado taxativa (Figuras 5.14, 5.15 y 5.16) e impide un correcto uso de la capacidad útil disponible de la batería, se ha optado por mitigar este comportamiento, proponiéndose las siguientes modificaciones:

1. **Relajar el nivel del SOC mínimo:** Como se puede observar en las Figuras 5.14, 5.15 y 5.16, los minutos a lo largo del año en los que el nivel del SOC ronda el nivel mínimo son muy reducidos, por lo que condicionan un nivel de ajuste de la ganancia proporcional de acción permanente  $K_{p3}$  demasiado elevada.

Por ello, se ha optado por reducir el nivel del SOC mínimo permitido ( $SOC_{min}$ ) del 20 al 5 %, condicionado a que se demuestre por simulación que la batería apenas se encontrará por debajo del 20 % del SOC.

2. **Aumentar el nivel del SOC de referencia útil:** Por otro lado, y en consonancia con el ajuste anterior, se ha optado por mantener el SOC real de referencia ( $SOC_{ref\_real}$ ) en el 60 %, aumentando en consecuencia el nivel del SOC útil de referencia ( $SOC_{ref}$ ) del 50 al 57,9 %.

El objetivo del ajuste es el de desplazar el SOC medio a un valor superior, de forma que la restricción por alcances del SOC mínimo permitido ( $SOC_{min} = 5\%$ ) se vea reducida inherentemente y, al mismo tiempo, se disponga de un nivel de carga media superior. Por contra, esta medida reducirá en cierta medida el aprovechamiento de la energía fotovoltaica disponible (se podrá llegar más veces a cargar del todo la batería).

Tras la variación de estos parámetros, se han recalculado las ganancias del lazo de control proporcional del SOC útil medio ( $K_{24}$ ), Ecuación (5.7), teniendo en consideración el incremento de la capacidad útil de la batería al haberse reducido el SOC mínimo (Tabla 5.9).

Así mismo, por simulación, de acuerdo con los pasos anteriormente descritos para la sintonización de las ganancias del lazo de control instantáneo del valor del SOC útil (Apartado 5.2.3), se han vuelto a ajustar las constantes  $K_{p\_SOC}$  y  $K_{p3}$  para las viviendas de estudio, con el objetivo de que el SOC nunca llegue a alcanzar el mínimo permitido ( $SOC_{min} = 5\%$ ), Tabla 5.9.

Vivienda	FV [kWp]	Batería Útil (14,3 h) [kWh]	$K_{24}$ [kW/%]	$K_{p\_SOC}$ [kW/%]	$K_{p3}$ [kW/%]
1	1,89	3,54	<b>0,00252</b>	<b>0,006</b>	<b>0,010</b>
2	3,55	6,34	<b>0,00473</b>	<b>0,012</b>	<b>0,025</b>
3	5,11	9,58	<b>0,00684</b>	<b>0,020</b>	<b>0,014</b>

**Tabla 5.9** Ajuste de las ganancias de los lazos de control proporcional del valor medio e instantáneo del SOC  $MMC_{12h}^{SOC}$  ( $K_{24}$ ,  $K_{p\_SOC}$  y  $K_{p3}$ )

Como se puede observar en la Tabla 5.10, tras ejecutar la estrategia de  $MMC_{12h}$  para las viviendas de estudio, tras haber relajado el límite mínimo del SOC al 5% ( $SOC_{min}$ ) y aumentado el SOC útil de referencia al 57,9% ( $SOC_{ref}$ ), este se mantiene en el nivel de consigna y prácticamente no se da uso al colchón energético adicional del  $\approx 19\%$ , tal y como se deseaba, utilizándose únicamente en momentos esenciales (Figuras 5.17, 5.18 y 5.19). Así mismo, aun trabajando con un SOC útil de referencia más elevado, el SOC máximo ( $SOC_{max}$ ) se alcanza puntualmente, por lo que prácticamente no se pierde en ningún momento el control de la potencia de la red ( $P_{red}$ ) a partir de la batería ( $P_{bat}$ ).

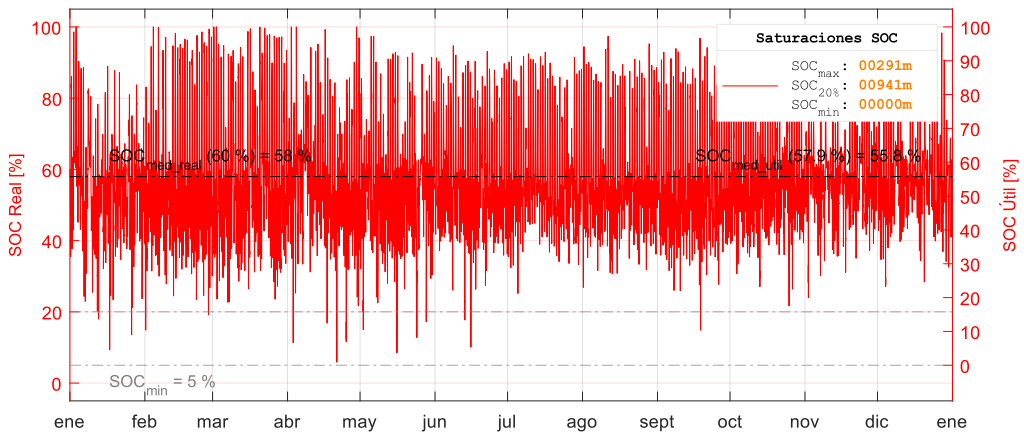
Vivienda	Limitación SOC <sub>max</sub> (100%)		Superación SOC (< 20%)		Limitación SOC <sub>min</sub> (5%)	
	[min]	[%]	[min]	[%]	[min]	[%]
1	291		<b>941</b>	0,2		
2	60	$\approx 0$	<b>500</b>	0,1	0	0
3	3224		<b>2589</b>	0,5		

**Tabla 5.10** Control de las limitaciones del rango de operación del SOC ( $SOC_{max} = 100\%$  y  $SOC_{min} = 5\%$ ) estrategia  $MMC_{12h}^{SOC}$

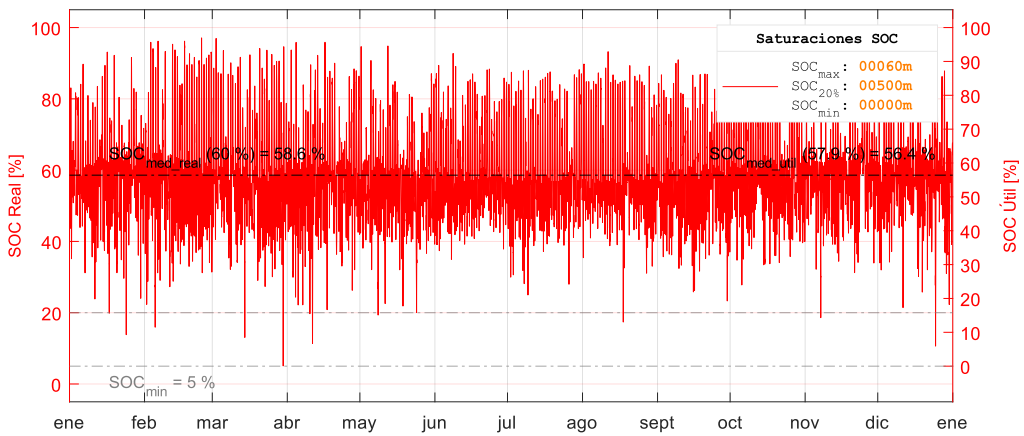
Como consecuencia, el nivel de potencia contratada resultante se ve reducido en las viviendas 2 y 3 en un 6,9 y 17,1%, respectivamente, manteniéndose inalterado en la Vivienda 1. Así mismo, se reduce en todas las viviendas el nivel de distorsión del perfil de potencia intercambiado con la red (*Variabilidad del perfil de potencia red*) en un 16,4, 9,2 y 10,7%.

Por el contrario, al hacerse un mayor uso de la batería, se reduce su vida útil (*Vida útil batería*), y aunque se mejora el coste total de facturación (*Coste total facturación*) en un 11,7, 9,9 y 14,4%, no termina por compensar el uso adicional que se hace de la batería para lograrlo, incrementándose el coste global del sistema (*Coste total con EE. RR.*) en un 5,4, 2,1 y 1,5%.

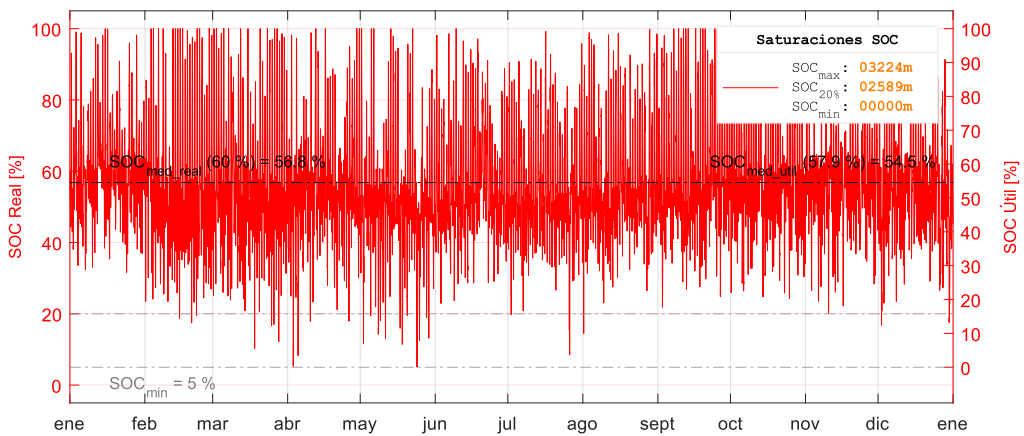




**Figura 5.17** Evolución anual del SOC estrategia de MMC<sub>12h</sub><sup>SOC</sup>-Vivienda 1



**Figura 5.18** Evolución anual del SOC estrategia de MMC<sub>12h</sub><sup>SOC</sup>-Vivienda 2

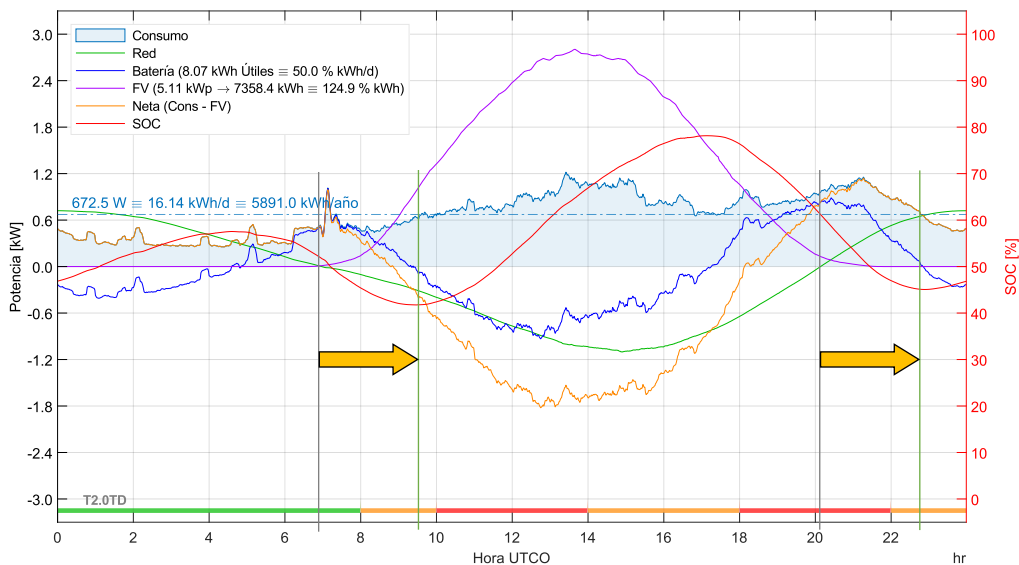


**Figura 5.19** Evolución anual del SOC estrategia de MMC<sub>12h</sub><sup>SOC</sup>-Vivienda 3

### 5.2.5 DESCENTRAJE DE LA VENTANA DE MEDIA MÓVIL

Por otro lado, y con el objetivo de desplazar la curva de la potencia intercambiada con la red, trasladando el consumo hacia los periodos tarifarios con mayores peajes, al contrario de los de inyección, se propone utilizar la media móvil descentrada de la potencia neta ( $P_{net\_MMD}$ ), aunque manteniendo la ventana de 12 horas de conformidad con la capacidad útil disponible de la batería. En primer lugar, se debe establecer el desfase que mejor se adecua a los objetivos deseados, de carácter económico y de integración en red, los cuales están interrelacionados entre sí.

Analizando las curvas medias de potencia de red ( $P_{red}$ ) de la estrategia de  $MMC_{12h}^{Kp3}$ , el desplazamiento teórico idóneo sería aquel que retrasara esta curva en torno a 2 horas, de forma que, se incrementase el consumo en P3, reduciéndolo en P1 y P2, tal como se muestra a modo de ejemplo en la Figura 5.20, correspondiente a la Vivienda 3<sup>6</sup>.



**Figura 5.20** Media anual de los perfiles minutales estrategia de  $MMC_{12h}^{SOC}$ -Vivienda 3

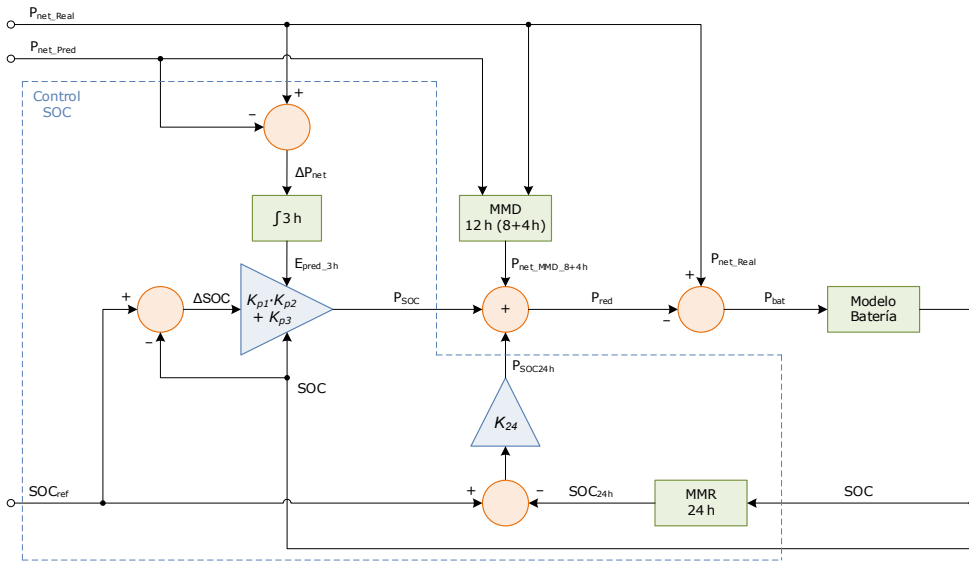
El cálculo de la MMD ( $P_{net\_MMD\_x+yh}$ ) para un instante dado ( $i$ ), se obtiene a partir de la potencia neta real ( $P_{net\_Real}$ ) y la potencia neta de predicción ( $P_{net\_Pred}$ ), de acuerdo con la siguiente ecuación:

<sup>6</sup> En la Figura 5.34 se observa el desplazamiento finalmente obtenido de la curva media de la potencia de red, tras aplicar el descentraje de la ventana de media móvil ( $MMD_{8+4h}$ ).

$$\begin{aligned}
 P_{net\_MMD\_x+yh} &= \frac{X}{N} \cdot \sum_{i=1}^{-X} P_{net\_Real_i} + \frac{Y}{N} \cdot \sum_{i=1}^Y P_{net\_Pred_i} \\
 &= \frac{X}{N} \cdot \sum_{i=1}^{-X} (P_{cons_i} - P_{FV_i}) + \frac{Y}{N} \cdot \sum_{i=1}^Y (P_{cons\_Pred_i} - P_{FV\_Pred_i})
 \end{aligned}
 \tag{5.14}$$

donde  $N = X + Y$  es el número de datos para realizar la MMD, que es dependiente de la resolución del muestreo de los datos disponibles ( $N = 720$ , para una MMD de 12 h con muestreo minatural),  $X$  es el número de datos reales (pasados) para realizar la MMD ( $X = 480$ , para una MMD de 8 + 4 h con muestreo minatural) e  $Y$  es el número de datos de predicción (futuros) para realizar la MMD ( $Y = 240$ , para una MMD de 8 + 4 h con muestreo minatural).

El diagrama de bloques de control de la estrategia de media móvil descentrada de 8 + 4 h ( $MMD_{8+4h}$ ), sería el de la Figura 5.21.



**Figura 5.21** Diagrama de bloques del control, estrategia de  $MMD_{8+4h}$  basado en la predicción:

**MMD 12 h (8+4 h):** Filtro de media móvil descentrada, Ecuación (5.14).

De los análisis llevados a cabo para distintos desplazamientos, con el que mejores resultados globales se han obtenido para las tres viviendas de estudio, ha sido el de 8 + 4 h ( $P_{net\_MMD\_8+4h}$ ). Para ello, y de acuerdo con la Ecuación (5.14), se toman los datos reales de la potencia neta de las 8 horas previas

( $P_{net\_Real}$ ), más los datos de predicción de la potencia neta de las 4 horas siguientes ( $P_{net\_Pred}$ ), pasando a denominarse la estrategia como  $MMD_{8+4h}$ .

Al modificar el cálculo de la media móvil de la potencia neta ( $P_{net\_MMD\_8+4h}$ ), es necesario nuevamente volver a ajustar por simulación las ganancias del lazo de control instantáneo del valor del SOC ( $K_{p\_SOC}$  y  $K_{p3}$ ), cuyos resultados se presentan en la Tabla 5.11.

Vivienda	FV [kWp]	Batería		$K_{24}$ [kW/%]	$K_{p\_SOC}$ [kW/%]	$K_{p3}$ [kW/%]
		Útil (14,3 h) [kWh]				
1	1,89	3,54	0,00252	<b>0,008</b>	<b>0,014</b>	
2	3,55	6,34	0,00473	<b>0,016</b>	<b>0,021</b>	
3	5,11	9,58	0,00684	<b>0,014</b>	<b>0,011</b>	

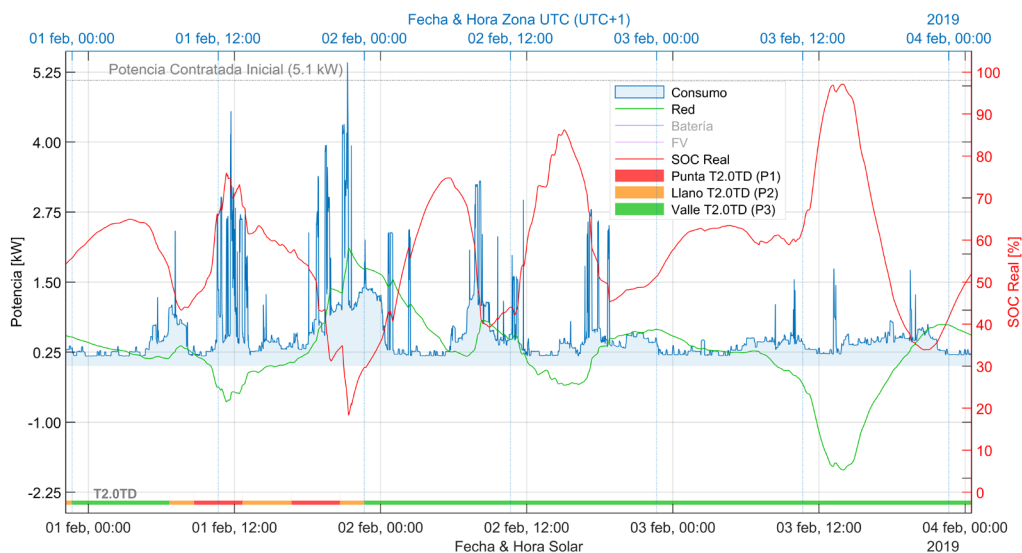
**Tabla 5.11** Ajuste de las ganancias del lazo de control proporcional del valor instantáneo del SOC  $MMD_{8+4h}$  ( $K_{p\_SOC}$  y  $K_{p3}$ )

### 5.2.6 PEAK SHAVING

Por el propio principio de funcionamiento de la estrategia de media móvil, se debería conseguir un perfil de potencia intercambiado con la red suficientemente atenuado. Sin embargo, la actuación del control del SOC instantáneo hace que la evolución del perfil minutil diario de la potencia intercambiada con la red presente ciertos picos que no dejan reducir la potencia contratada. Estos picos podrían llegar a reducirse haciendo un mejor uso de la batería o limitando la generación fotovoltaica en el caso de la inyección.

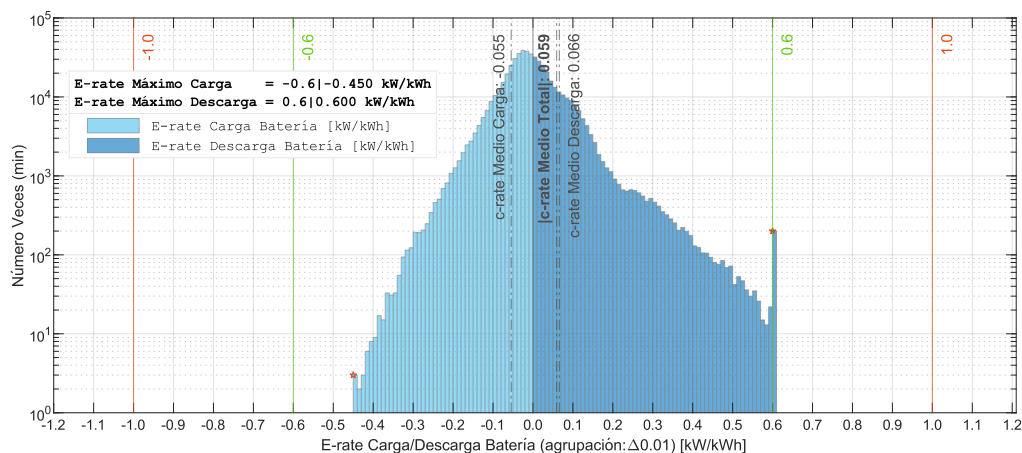
Por ejemplo, tal y como se puede ver en la Figura 5.22, el 1 de febrero en torno a las 21:20 h se da un consumo máximo de la red de aproximadamente 2,1 kW. Sin embargo, este pico podría llegar a reducirse descargando un poco más la batería, ya que el SOC se encuentra en torno al 20 %. Por otro lado, el 3 de febrero en torno a las 13:50 h se da un pico en la potencia inyectada a red de aproximadamente 1,8 kW. De igual manera, este pico podría haberse reducido derivando el excedente para cargar la batería, ya que el SOC se encuentra en torno al 85 %.

Para limitar el nivel de consumo de la red ( $P_{red}$ ), se propone integrar dentro de la estrategia de MMD, un control de *peak shaving* que actuará cuando la potencia intercambiada con la red tienda a superar el valor de la potencia contratada (rama derecha Figura 5.24).



**Figura 5.22** Evolución de las variables de la estrategia de  $MMD_{8+4h}^{PS}$  Vivienda 2

Además, tras analizar la solicitud de la potencia de descarga de las baterías (Figura 5.23), se ha observado que en diversas ocasiones el factor limitante en el filtrado del pico de consumo, se debe a la limitación de la potencia máxima de descarga de la batería (*E-rate*).

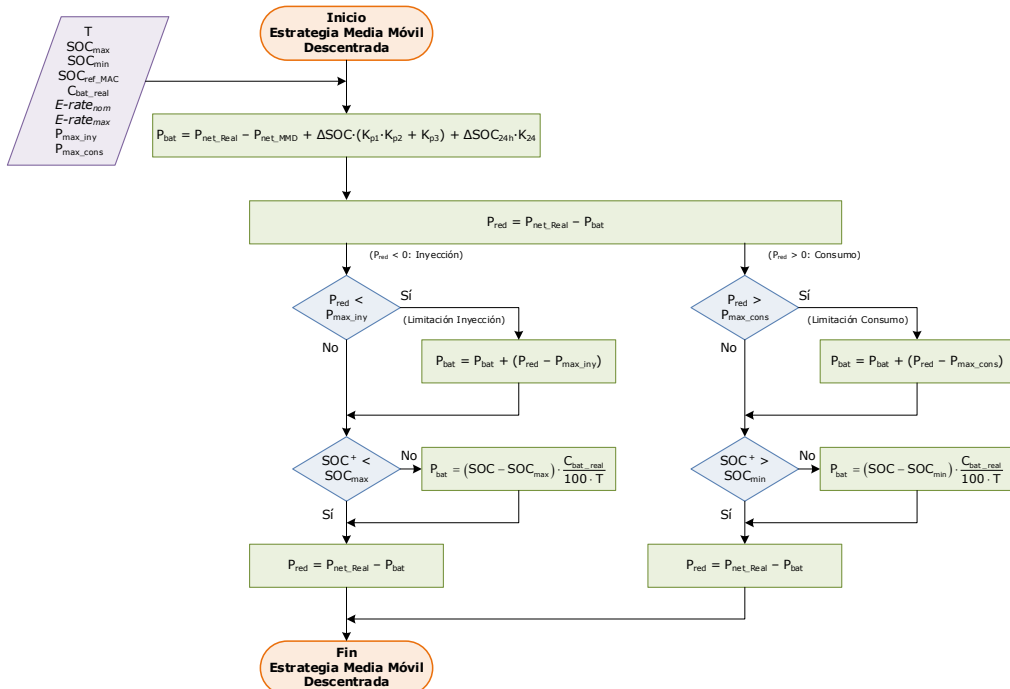


**Figura 5.23** Histograma *E-rates* carga/descarga estrategia de  $MMD_{8+4h}^{PS}$  Vivienda 2

Para intentar evitar esta limitación, cuando se habilita la función de *peak shaving*, se aumenta el límite del *E-rate* de descarga de 0,6 ( $E-rate_{nom}$ ) a 1,2

$(E\text{-rate}_{max})^7$ , permitiendo que se filtren un mayor número de picos de consumo elevados, lo que posibilitará mantener la potencia consumida de la red dentro del límite establecido ( $P_{max\_cons}$ ).

En cuanto a la limitación de la potencia inyectada a red, se toma el mismo límite establecido para la potencia consumida ( $P_{max\_iny} = P_{max\_cons}$ ), con el objetivo de limitar simétricamente el nivel máximo absoluto de la potencia intercambiada con la red. Si llega a este nivel de potencia ( $P_{max\_iny}$ ) y la batería se encuentra por debajo del límite máximo del SOC ( $SOC_{max}$ ), se deriva el exceso de potencia sobre el nivel de  $P_{max\_iny}$  a cargar la batería (rama izquierda Figura 5.24). Si esta no es capaz de absorber todo el exceso de potencia, se reduce el punto de potencia máxima del inversor (MPPT), perdiendo en este caso potencia fotovoltaica disponible.

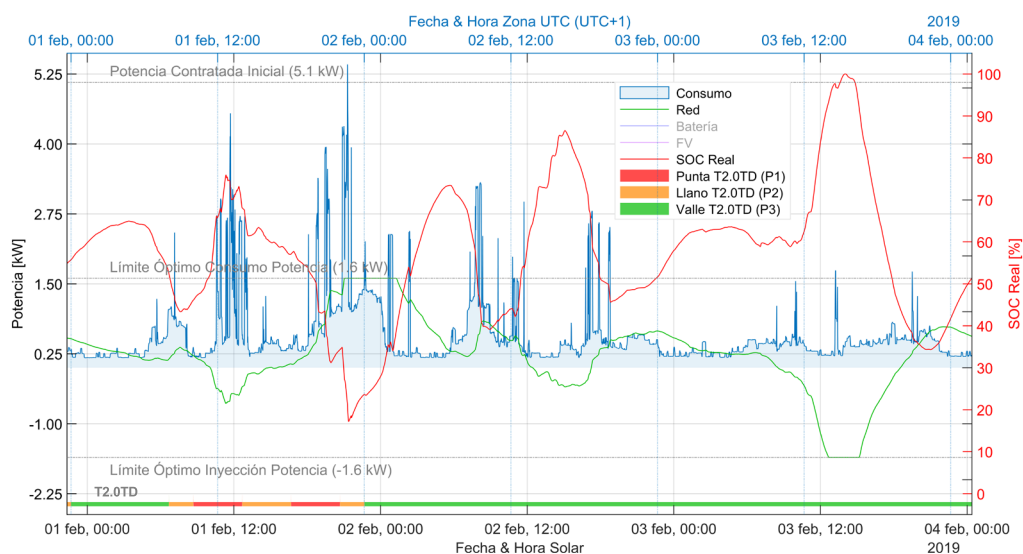


**Figura 5.24** Diagrama de flujo de la estrategia de  $MMD_{8+4h}^{PS}$  con limitación de la potencia máxima de red:

$SOC^+$ : Estimación del valor del SOC en el siguiente ciclo de ejecución ( $T$ ), tras el aporte previo teórico de  $P_{bat}$ .

<sup>7</sup> De acuerdo con el análisis de las hojas de características técnicas analizadas, para un amplio rango de baterías comerciales, admiten de media un valor momentáneo de  $E\text{-rate}$  máximo en torno a 1,2.

A modo de ejemplo, tras ejecutar la estrategia de  $MMD_{8+4h}^{PS}$  con la nueva funcionalidad del *peak shaving* ajustada a 1,6 kW, se puede ver en la Figura 5.25 que la potencia máxima intercambiada con la red queda limitada a 1,6 kW. Esto se puede observar el 1 de febrero en torno a las 21:20 h, en el que se daba un consumo máximo de la red de aproximadamente 2,1 kW (Figura 5.22). De igual forma, el 3 de febrero en torno a las 13:50 h se daba un nivel de inyección máximo a red de aproximadamente 1,8 kW, que también se ha limitado a 1,6 kW. En este caso, el excedente fotovoltaico se deriva para cargar la batería, llegando a alcanzarse casi el 100 % del SOC máximo permitido.



**Figura 5.25** Evolución de las variables de la estrategia de  $MMD_{8+4h}^{PS}$  con limitación de la potencia contratada en 1,6 kW Vivienda 2

En la Tabla 5.12 se pueden observar los niveles mínimos de potencia contratada, el nivel de *E-rate* máximo alcanzado en descarga y la energía fotovoltaica perdida por no haberse podido derivar la potencia para cargar la batería, tras ejecutar la estrategia de MMD de 8 + 4 horas con *peak shaving* ( $MMD_{8+4h}^{PS}$ ) para los perfiles de consumo anuales de las viviendas de estudio (Apartado 3.4.2).

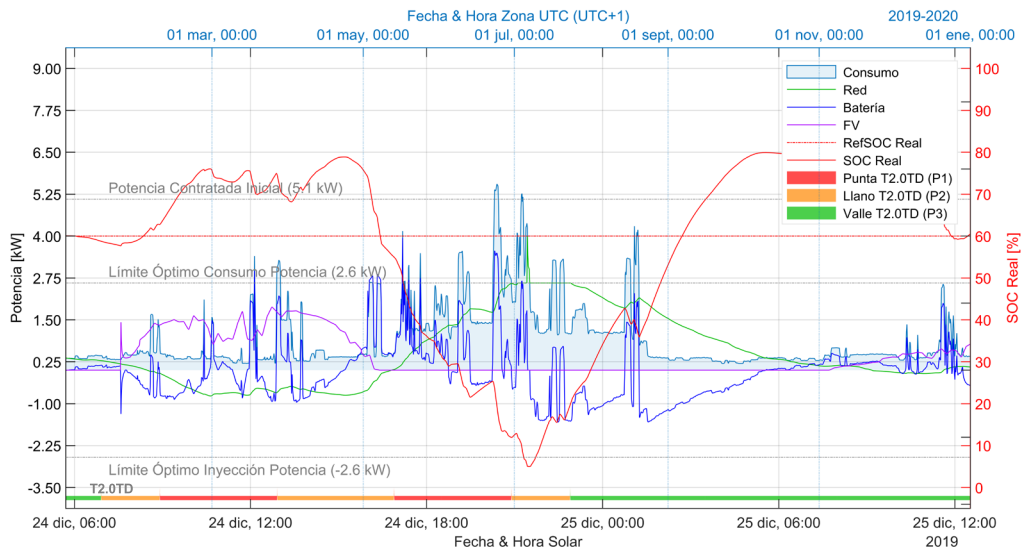
En esta Tabla 5.12 se comprueba cómo con la integración del *peak shaving*, se consigue reducir la potencia contratada en todas las viviendas con respecto a la mínima alcanzada previamente ( $MMD_{8+4h}$ ). Concretamente, en las viviendas 1 y 3, se logra una reducción de un 64,7 y 55,9 % mientras que en la Vivienda 2, solo se reduce un 3,7 %.

Vivienda	Potencia contratada (MMD <sub>8+4h</sub> ) [kW]	$P_{max\_cons}^{min}, P_{max\_in}^{min}$ [kW]	E-rate <sub>max</sub> descarga alcanzado	Energía FV perdida [kWh/año]
1	1,7	0,6 (-64,7 %)	1,17	240,8 (≈ 8,8 %)
2	2,7	2,6 (-3,7 %)	0,69	0,45 (≈ 0,0 %)
3	3,4	1,5 (-55,9 %)	0,60	458,9 (≈ 6,2 %)

**Tabla 5.12** Resultados de la integración de la limitación de la potencia máxima de red MMD<sub>8+4h</sub><sup>PS</sup>

### 5.2.7 MODO ALTO CONSUMO

Analizando la evolución de los perfiles minutales de potencia en la Vivienda 2 a lo largo del año de simulación, se observa que el motivo de la baja reducción del nivel de potencia contratada, se debe a unos pocos días en los que se dan consumos elevados que se salen de lo habitual, a los cuales la batería no es capaz de hacer frente. Por ejemplo, en la Figura 5.26, el 24 de diciembre, día de Nochebuena, a lo largo de la tarde y la noche se da un consumo muy elevado y totalmente fuera de lo común.



**Figura 5.26** Evolución de las variables de la estrategia de MMD<sub>8+4h</sub><sup>PS</sup> con limitación de la potencia contratada en 2,6 kW Vivienda 2

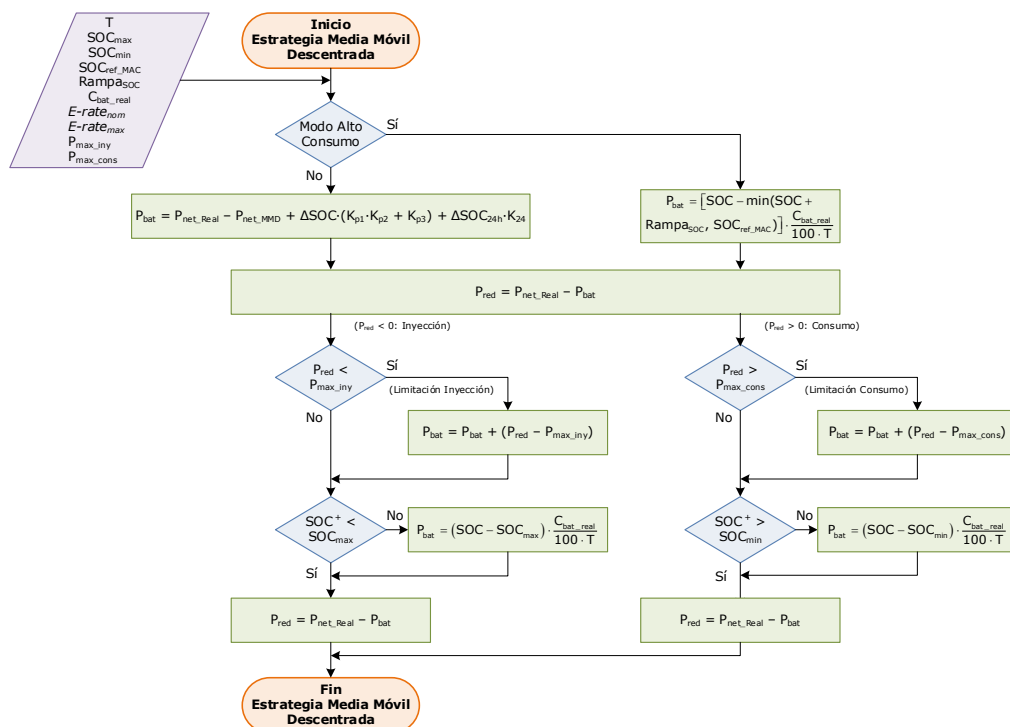
En torno a las 21:25 h, el nivel del SOC baja hasta el mínimo permitido ( $SOC_{min} = 5\%$ ), momento en el cual, la potencia de la batería pasa a cero y,



por lo tanto, se da un pico de consumo de la red de casi 4 kW. A partir del análisis del perfil anual de potencia intercambiada con la red, el programa de determinación de la potencia óptima contratada (Apartado 4.6.1), devuelve el valor de 2,6 kW.

Observando la evolución del SOC antes de llegar al SOC mínimo (Figura 5.26), se ve que si hubiera llegado a este instante con un nivel de carga superior, es posible que el pico de consumo lo hubiera podido filtrar la batería por completo, de modo que probablemente se hubiera podido reducir aún más el nivel de la potencia contratada.

Para actuar en consecuencia, de acuerdo con la descripción anterior del origen de dicha limitación, se ha integrado en la estrategia un nuevo modo de gestión, denominado Modo Alto Consumo (MAC) -  $MMD_{8+4h}^{MAC}$ , con el objetivo de que la estrategia sea capaz de reducir al mínimo la potencia contratada, tal como se puede observar en su diagrama (Figura 5.27).



**Figura 5.27** Diagrama de flujo de la estrategia de  $MMD_{8+4h}^{MAC}$ :

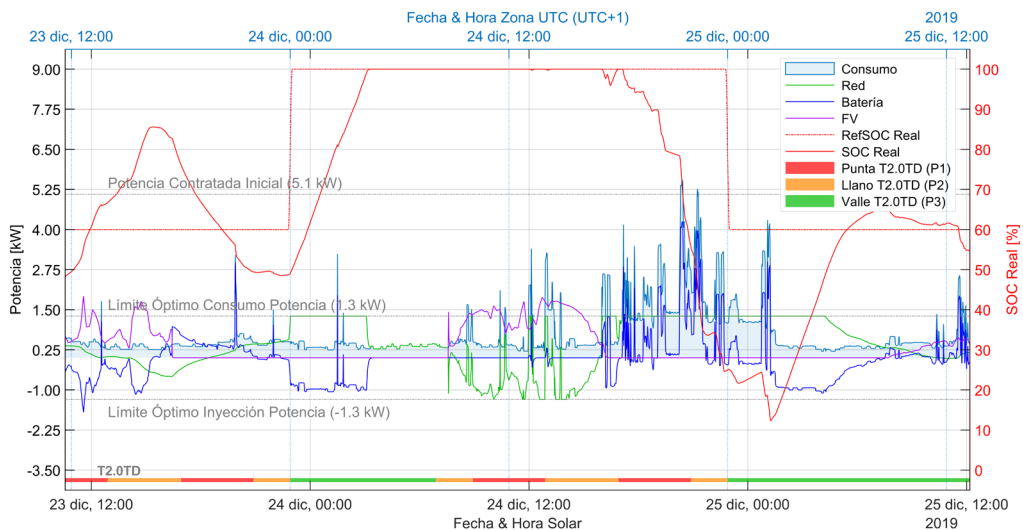
$SOC^{+}$ : Estimación del valor del SOC en el siguiente ciclo de ejecución ( $T$ ), tras el aporte previo teórico de  $P_{bat}$ .

El MAC (que se podría activar voluntariamente o mediante un control externo) se encargará de cargar la batería al 100 % ( $SOC_{ref\_MAC}$ ) mediante una rampa de 2 horas ( $Rampa_{SOC}$ ) en las horas previas a un predecible evento de alto consumo, con el objetivo de almacenar la energía necesaria para filtrar los picos de consumo de la red.

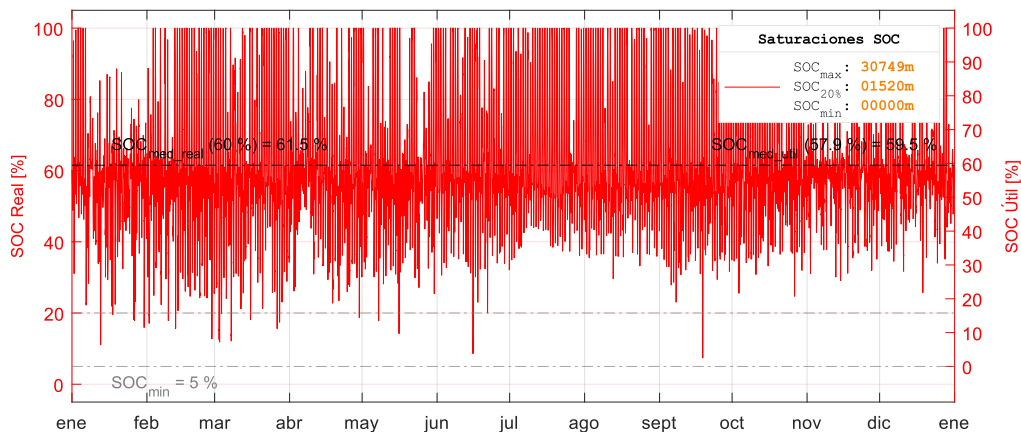
En la Tabla 5.13 se puede observar la reducción alcanzada del nivel mínimo de potencia contratada para la Vivienda 2 tras la activación del MAC. En la Figura 5.28 se muestra la evolución de las principales variables de la Vivienda 2 para todo el 24 de diciembre, en la que se puede observar cómo la batería es capaz de filtrar por completo el pico de consumo de red que se daba en torno a las 21:26 h (Figura 5.26).

Vivienda	Potencia contratada (MMD <sub>8+4h</sub> <sup>PS</sup> ) [kW]	$P_{max\_cons}^{min}$ , $P_{max\_iny}^{min}$ [kW]	E-rate máximo descarga alcanzado	Energía FV perdida [kWh/año]
1	0,6	0,6 (0%)	1,17	240,8 (≈ 8,8%)
2	2,6	1,3 (-50%)	0,87	234,4 (≈ 4,6%)
3	1,5	1,5 (0%)	0,60	458,9 (≈ 6,2%)

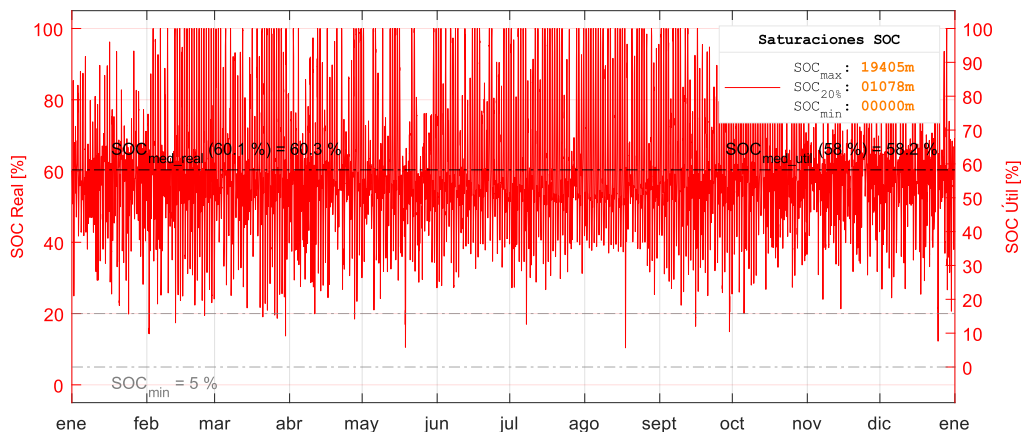
**Tabla 5.13** Resultados de la integración de la limitación de la potencia máxima de red MMD<sub>8+4h</sub><sup>MAC</sup> Vivienda 2, con el MAC habilitado



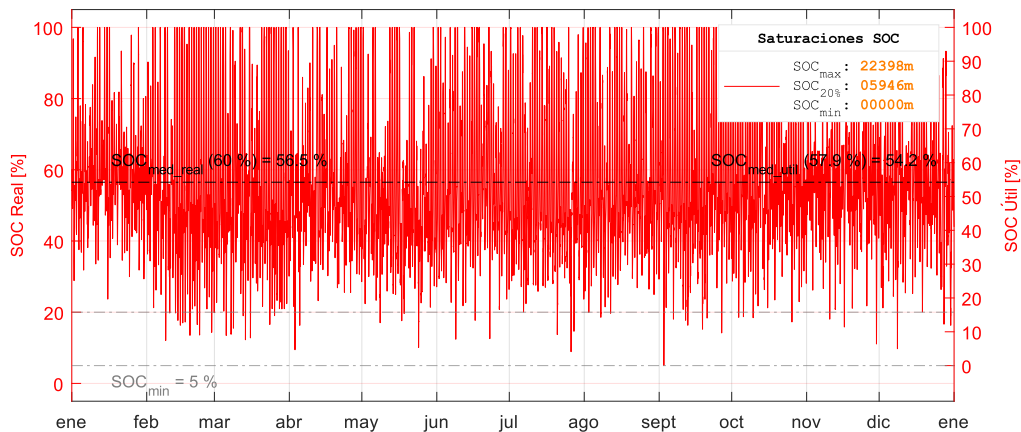
**Figura 5.28** Evolución de las variables de la estrategia de MMD<sub>8+4h</sub><sup>MAC</sup> Vivienda 2, con limitación de potencia contratada en 1,3 kW, con el MAC habilitado



**Figura 5.29** Evolución anual del SOC estrategia de MMD<sub>8+4h</sub><sup>MAC</sup>-Vivienda 1



**Figura 5.30** Evolución anual del SOC estrategia de MMD<sub>8+4h</sub><sup>MAC</sup>-Vivienda 2



**Figura 5.31** Evolución anual del SOC estrategia de MMD<sub>8+4h</sub><sup>MAC</sup>-Vivienda 3

Como se puede ver en la Tabla 5.14, una vez implementadas todas las funcionalidades en la estrategia de gestión energética, que a partir de ahora se llamará simplemente estrategia  $MMD_{8+4h}$ , la generación fotovoltaica se ve limitada en torno al 5 % del tiempo (Figuras 5.29, 5.30 y 5.31). Cabe destacar que la pérdida de generación fotovoltaica por limitación de la potencia máxima inyectada ( $P_{max\_iny}$ ), no supera en ninguna de las viviendas el 9 % (Tabla 5.13).

Igualmente, al limitar la potencia máxima consumida ( $P_{max\_cons}$ ), se incrementan los minutos en los que el SOC baja del 20 % (Tabla 5.14). En cualquier caso, el tiempo máximo en el que el SOC permanece por debajo de este nivel no supera el 1,1 %, por lo que se puede afirmar que los resultados obtenidos con las mejoras introducidas, son comparables con los de la estrategia de MASB, limitada a un DOD del 80 % (Apartado 4.3).

Vivienda	Limitación SOC <sub>max</sub> (100 %)		Superación SOC (< 20 %)		Limitación SOC <sub>min</sub> (5 %)	
	[min]	[%]	[min]	[%]	[min]	[%]
<b>1</b>	<b>30749</b>	5,9	<b>1520</b>	0,3		
<b>2</b>	<b>19405</b>	3,7	<b>1078</b>	0,2	0	0
<b>3</b>	<b>22398</b>	4,3	<b>5946</b>	1,1		

**Tabla 5.14** Control de las limitaciones del rango de operación del SOC ( $SOC_{max} = 100\%$  y  $SOC_{min} = 5\%$ ) estrategia de  $MMD_{8+4h}^{MAC}$

### 5.3 RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Los resultados de los criterios de calidad obtenidos con la estrategia final de gestión energética, con todas las funcionalidades descritas en los puntos previos ( $MMD_{8+4h}$ ), se muestran en las Tablas 5.15, 5.16 y 5.17<sup>8</sup>, apoyados por las Figuras 5.32, 5.33 y 5.34, en las que se observan los perfiles medios minutaes de las variables principales del nodo eléctrico (Figura 4.13), para las tres viviendas, respectivamente. Los principales resultados son los siguientes:

1. **Coste energía:** Con la estrategia propuesta, en todas las viviendas de estudio mejoran todos los criterios de calidad referentes a la cuantificación del coste de la energía, salvo el del índice de autosuficiencia

<sup>8</sup> En estas tablas se muestran a su vez los resultados obtenidos sin instalar ningún sistema de autoconsumo (*Sin EE.RR.*), y los de las anteriores estrategias de MASB (*MASB*) y de MMC de 24 horas (*MMC<sub>24h</sub>*) y 12 horas (*MMC<sub>12h</sub>*).

La variación relativa de los resultados de los criterios de calidad de las estrategias, están referidos a los de la estrategia de *MASB*, salvo en ésta, que lo están a la de *Sin EE.RR.*

(*Autosuficiencia*) y el consumo de red en P1 y P2 (*Consumo red P1/P2*).

La *Autosuficiencia* se reduce en un 32,6, 30,6 y 25 % con respecto a la estrategia de MASB dado que, a diferencia de la estrategia de MASB, la estrategia de MMD<sub>8+4h</sub> no prioriza el aprovechamiento directo de la energía autogenerada. Aun así, se obtienen unos elevados índices de autosuficiencia del 47,9, 52,5 y 62,4 %, que son crecientes en función de la respectiva tipología del perfil de consumo de cada vivienda. Esto se debe a que se tiene un mayor nivel de consumo cuando se dispone de generación fotovoltaica.

El *Consumo red P1/P2* se incrementa notablemente en todas las viviendas, sobre todo en el P2. Sin embargo, el balance neto de inyección a red que se da en el P1 en la estrategia de MMD<sub>8+4h</sub> es de 405, 732 y 1054 kWh, que con respecto a los 145, 179 y 328 kWh de la estrategia de MASB, suponen un incremento del 179, 309 y 221 %, respectivamente. Este incremento, tras aplicar el mecanismo de compensación simplificada, compensa el incremento del coste por la energía consumida.

Además, este aumento de la inyección de energía en P1, apoya de forma distribuida la operación de la red eléctrica en uno de los periodos horarios de mayor demanda nacional. Por el contrario, el balance neto de inyección a red que se da en el P2 en la estrategia de MMD<sub>8+4h</sub> con respecto a la de MASB, se reduce aproximadamente en un 40, 20 y 26 %, respectivamente.

Por otro lado, se potencia el consumo en P3 (*Consumo red P3*) en el que además de cubrir el consumo se aprovecha para cargar la batería. De esta forma, la estrategia ayuda nuevamente a mejorar la integración en red de estos sistemas, aplanando la curva media de consumo nacional.

Otro de los aspectos destacables, es la notable reducción del coste de facturación total (*Coste total facturación*) en las tres viviendas analizadas, con reducciones, respecto a la estrategia de MASB, de un 33,3, 36,1 y 29,8 %, respectivamente. Esto se debe, por un lado, al desplazamiento logrado de la curva media de consumo y, sobre todo, al aplanamiento y reducción de su valor medio, que permite reducir significativamente las potencias contratadas.

Por otro lado, en todas las viviendas se alcanza el mínimo coste global del sistema (*Coste total con EE. RR.*) de las estrategias de estudio, reduciéndose en un 9,7, 14,5 y 7,3 %, con respecto a la estrategia de MASB, y de un 6,7, 16,8 y 18,8 % con respecto a no instalar ningún sistema de autoconsumo. Gracias a esta reducción, todos los dimensionados analizados son viables económicamente al obtenerse un nivel de ahorro anual positivo.

2. **Perfil potencia:** El nivel de potencia contratada resultante (*Potencia contratada*) en todas las viviendas se ha reducido notablemente, representando una reducción con respecto a la potencia contratada de la estrategia de MASB de un 77,8, 73,5 y 64,3 %, y con respecto a la inicial sin sistema de autoconsumo de un 81,8, 74,5 y 70,6 %. Este es uno de los aspectos fundamentales que contribuyen a la reducción del coste total de la facturación (*Coste total facturación*) y a la mejora de la integración de estos sistemas en la red.

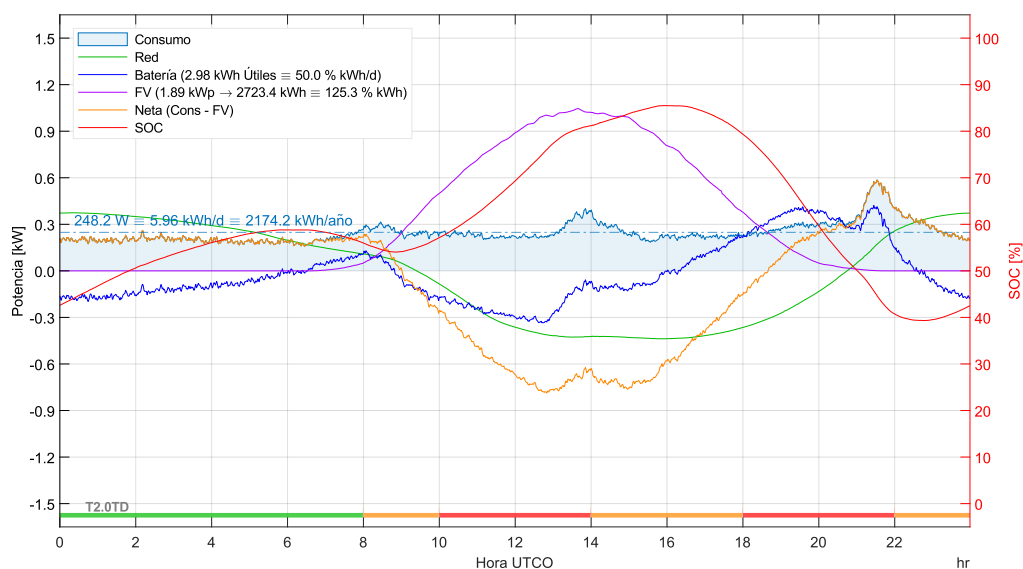
Así mismo, salvo un pico reducido de consumo en la Vivienda 3, en todas las viviendas se reducen al mismo nivel de la potencia contratada (*Potencia contratada*) los niveles de potencias máximas minutales de consumo e inyección (*Pot. max cons/inj red*). E igualmente, se reduce al mínimo el nivel de distorsión del perfil de potencia intercambiado con la red (*Variabilidad del perfil de potencia red*), salvo en la Vivienda 2 en la que se incrementa en un 2,8 %.

Todos estos factores aunados ponen de manifiesto la mejora notable en la integración del sistema en red con la estrategia de gestión propuesta.

3. **Ciclado batería:** Respecto a los criterios de calidad referentes a la cuantificación del ciclado (*Ciclos equiv. batería*) y vida útil de la batería (*Vida útil batería*) por degradación, en todas las viviendas se ven ligeramente perjudicados al hacerse un mayor uso de la batería. Si bien aun cuando se realiza un mayor ciclado (9,8, 11,3 y 15,2 %), la reducción de la vida útil no es muy destacable, siendo del 3,4, 0 y 1,8 %. En cualquier caso, como se ha visto anteriormente, el ahorro que se consigue con este mayor uso de la batería compensa el incremento de coste relacionado con esta reducción en la vida útil de la misma.

Objetivos principales	Criterios de calidad	Estrategia				
		Sin EE. RR.	MASB	MMC24h	MMC12h	MMD8+4h
1. Coste energía	Autosuficiencia [%] ↑	n.a.	71,1	72,0 (+1,3 %)	54,1 (-23,9 %)	47,9 (-32,6 %)
	Consumo red P1/P2 [kWh] ↓	622/554	89,9/122 (-85,5/-77,9 %)	174/160 (+93,5/+31,1 %)	180/235 (+100/+92,6 %)	146/256 (+62,4/+110 %)
	Consumo red P3 [kWh] ↑	998	419 (-58,0 %)	341 (-18,6 %)	711 (+69,7 %)	932 (+122 %)
	Coste total facturación [€] ↓	477	183 (-61,6 %)	189 (+3,3 %)	187 (+2,2 %)	122 (-33,3 %)
	Coste total con EE. RR. [€] ↓	477	493 (+3,4 %)	668 (+35,5 %)	503 (+2,0 %)	445 (-9,7 %)
2. Perfil potencia	Potencia contrat. [kW] ↓	3,3	2,7 (-18,2 %)	2,4 (-11,1 %)	2,1 (-22,2 %)	0,6 (-77,8 %)
	Pot. max cons/iny red [kW] ↓	5,56/n.a.	4,60/1,62 (-17,3/n.a. %)	3,97/1,37 (-13,7/-15,4 %)	2,99/2,36 (-35,0/+45,7 %)	0,60/0,60 (-86,9/-62,9 %)
	Variabilidad. Perf. Pot. red [%] ↓	11,6	16,5 (+42,2 %)	8,4 (-49,1 %)	15,6 (-5,5 %)	15,2 (-7,9 %)
3. Ciclado batería	Ciclos equiv. batería [ciclos] ↓	n.a.	205	207 (+1,0 %)	234 (+14,1 %)	225 (+9,8 %)
	Vida útil batería [años] ↑	n.a.	11,6	11,5 (-0,9 %)	11,2 (-3,4 %)	11,2 (-3,4 %)
	Inyección red P1/P2 [kWh] ↑	n.a./n.a.	235/473	215/263 (-8,5/-44,4 %)	478/510 (+103/+7,8 %)	551/466 (+134/-1,5 %)

**Tabla 5.15** Criterios de calidad de la estrategia de MMD<sub>8+4h</sub>-Vivienda 1



**Figura 5.32** Media anual de los perfiles minutales estrategia de MMD<sub>8+4h</sub>-Vivienda 1

Objetivos principales	Criterios de calidad	Estrategia				
		Sin EE. RR.	MASB	MMC24h	MMC12h	MMD8+4h
1. Coste energía	Autosuficiencia [%] ↑	n.a.	75,6	75,9 (+0,4 %)	55,4 (-26,7 %)	52,5 (-30,6 %)
	Consumo red P1/P2 [kWh] ↓	1294/1014	230/207 (-82,2/-79,6 %)	324/266 (+40,9/+28,5 %)	421/447 (+83,0/+116 %)	278/429 (+20,9/+107 %)
	Consumo red P3 [kWh] ↑	1771	564 (-68,2 %)	534 (-5,3 %)	1215 (+115 %)	1584 (+181 %)
	Coste total facturación [€] ↓	856	335 (-60,9 %)	275 (-17,9 %)	432 (+28,9 %)	214 (-36,1 %)
	Coste total con EE. RR. [€] ↓	856	833 (-2,7 %)	1042 (+25,1 %)	909 (+9,1 %)	712 (-14,5 %)
2. Perfil potencia	Potencia contrat. [kW] ↓	5,1	4,9 (-3,9 %)	3,0 (-38,8 %)	5,7 (+16,3 %)	1,3 (-73,5 %)
	Pot. max cons/iny red [kW] ↓	8,54/n.a.	7,38/3,18 (-13,6/n.a. %)	4,09/2,32 (-44,6/-27,0 %)	6,65/6,60 (-9,9/+108 %)	1,30/1,30 (-82,4/-59,1 %)
	Variabilidad. Perf. Pot. red [%] ↓	12,8	17,7 (+38,3 %)	8,1 (-54,2 %)	20,6 (+16,4 %)	18,2 (+2,8 %)
3. Ciclado batería	Ciclos equiv. batería [ciclos] ↓	n.a.	204	196 (-3,9 %)	216 (+5,9 %)	227 (+11,3 %)
	Vida útil batería [años] ↑	n.a.	11,8	12,3 (+4,2 %)	12,7 (+7,6 %)	11,8 (0 %)
	Inyección red P1/P2 [kWh] ↑	n.a./n.a.	409/811	383/440 (-6,4/-45,7 %)	891/972 (+118/+19,9 %)	1010/915 (+147/+12,8 %)

Tabla 5.16 Criterios de calidad de la estrategia de MMD8+4h-Vivienda 2

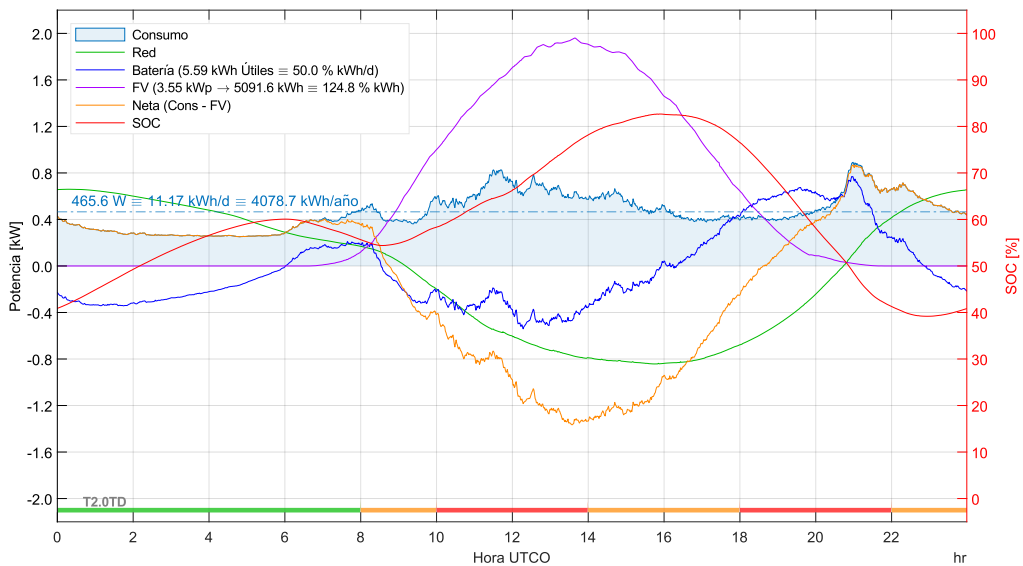
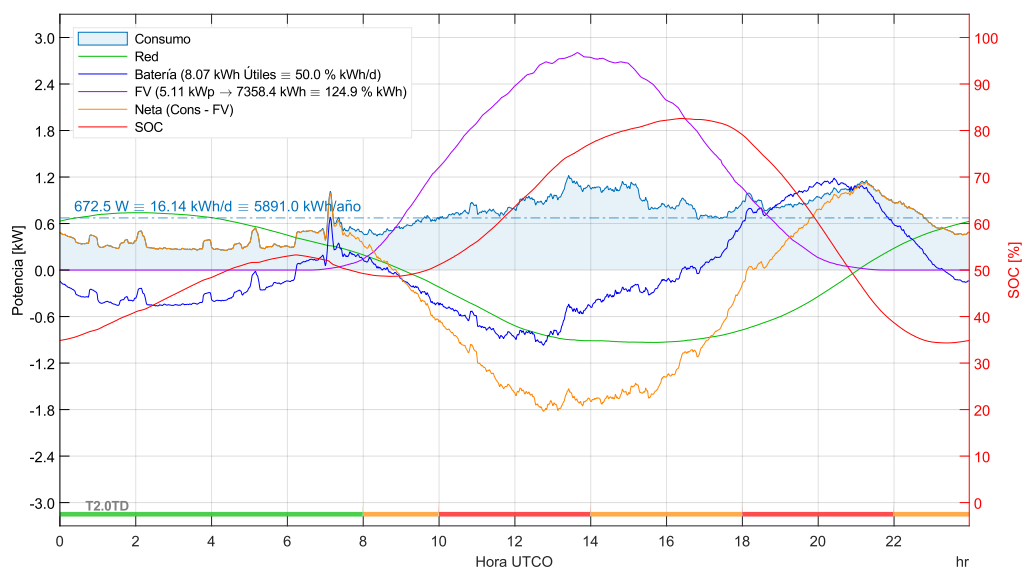


Figura 5.33 Media anual de los perfiles minutales estrategia de MMD8+4h-Vivienda 2



Objetivos principales	Criterios de calidad	Estrategia				
		Sin EE. RR.	MASB	MMC24h	MMC12h	MMD8+4h
1. Coste energía	Autosuficiencia [%] ↑	n.a.	83,2	80,5 (-3,2%)	60,0 (-27,9%)	62,4 (-25,0%)
	Consumo red P1/P2 [kWh] ↓	1712/1409	153/158 (-91,1/-88,8%)	331/258 (+116,3/+63,3%)	505/566 (+230/+258%)	195/364 (+27,5/+130%)
	Consumo red P3 [kWh] ↑	2770	684 (-75,3%)	665 (-2,8%)	1645 (+140%)	2033 (+197%)
	Coste total facturación [€] ↓	1100	282 (-74,4%)	260 (-7,8%)	577 (+105%)	198 (-29,8%)
	Coste total con EE. RR. [€] ↓	1100	963 (-12,5%)	1263 (+31,2%)	1211 (+25,8%)	893 (-7,3%)
2. Perfil potencia	Potencia contrat. [kW] ↓	5,1	4,2 (-17,6%)	2,8 (-33,3%)	8,6 (+105%)	1,5 (-64,3%)
	Pot. max cons/iny red [kW] ↓	7,81/n.a.	6,71/4,43 (-14,1/n.a.%)	3,89/3,34 (-42,0/-24,6%)	11,28/10,38 (+68,1/+134%)	2,10/1,50 (-68,7/-66,1%)
	Variabilidad. Perf. Pot. red [%] ↓	17,1	22,6 (+32,2%)	11,7 (-48,2%)	29,1 (+28,8%)	20,9 (-7,5%)
3. Ciclado batería	Ciclos equiv. batería [ciclos] ↓	n.a.	211	184 (-12,8%)	209 (-0,9%)	243 (+15,2%)
	Vida útil batería [años] ↑	n.a.	11,4	13,0 (+14,0%)	13,2 (+15,8%)	11,2 (-1,8%)
	Inyección red P1/P2 [kWh] ↑	n.a./n.a.	481/1138	541/677 (-12,5/-40,5%)	1330/1395 (+177/+22,6%)	1249/1088 (+160/-4,4%)

**Tabla 5.17** Criterios de calidad de la estrategia de MMD<sub>8+4h</sub>-Vivienda 3



**Figura 5.34** Media anual de los perfiles minutales estrategia de MMD<sub>8+4h</sub>-Vivienda 3

Por todo lo visto anteriormente, se puede decir que la estrategia finalmente desarrollada en la tesis, la de  $MMD_{8+4h}$ , presenta un buen comportamiento tanto desde el punto de vista del usuario como el de integración en red.

Desde el punto de vista del usuario, aun con menor índice de autosuficiencia y mayor ciclado de la batería, se consigue que todos los sistemas analizados sean rentables basándose en una importante reducción de la facturación anual (principalmente debido a la notable reducción de la potencia contratada), logrando además la mejor viabilidad económica global, consiguiéndose que todos los sistemas analizados sean económicamente viables.

Además, desde el punto de vista de integración en red, esta estrategia de gestión desplaza y aplanada la curva de consumo, potenciando la inyección de energía a red en P1 y el consumo en P3, reduciendo notablemente los picos de potencia intercambiados con la red, así como la distorsión del perfil de la potencia intercambiado con la misma.

Como conclusión, se puede afirmar que con el uso de la estrategia de gestión energética de  $MMD_{8+4h}$  desarrollada en la tesis, se mejoran todos los parámetros de integración en red de los sistemas de autoconsumo, apoyando a la gestión de la red de forma distribuida, y además, se obtienen los mejores resultados económicos desde el punto de vista del usuario, haciendo que todos los sistemas estudiados, independientemente de su consumo energético medio, sean económicamente viables sin ningún tipo de ayuda.

# 6

## VALIDACIÓN EXPERIMENTAL DE LAS ESTRATEGIAS DE GESTIÓN ENERGÉTICA

### 6.1 INTRODUCCIÓN

La estrategia de MMD desarrollada en el capítulo anterior se ha validado experimentalmente en el Laboratorio de Almacenamiento y Microrredes de la UPNA, situado en la primera planta del edificio Los Pinos del Campus de Arrosadía (Figura 6.1). En concreto, se ha implementado la estrategia en la microrred del laboratorio, cuyo sistema completo de control y monitorización fue recientemente renovado.

Esta microrred lleva sirviendo desde el año 2012 como plataforma de divulgación y experimentación de microrredes, orientadas a la mejora de la integración y aprovechamiento de energías renovables, bajo el uso de diferentes estrategias de control y elementos de almacenamiento energético.



**Figura 6.1** Situación de la microrred en el edificio Los Pinos (Campus Arrosadía)

Para ello, la microrred está diseñada desde un principio para que su uso y programación sea modular y abierto, permitiendo que se puedan utilizar los elementos disponibles de forma independiente. Además, se pueden evaluar distintos equipos de diversos fabricantes, bien sean productos finales o prototipos, que aunado a que se puede trabajar paralelamente emulando elementos reales, aporta una gran flexibilidad experimental a la microrred.

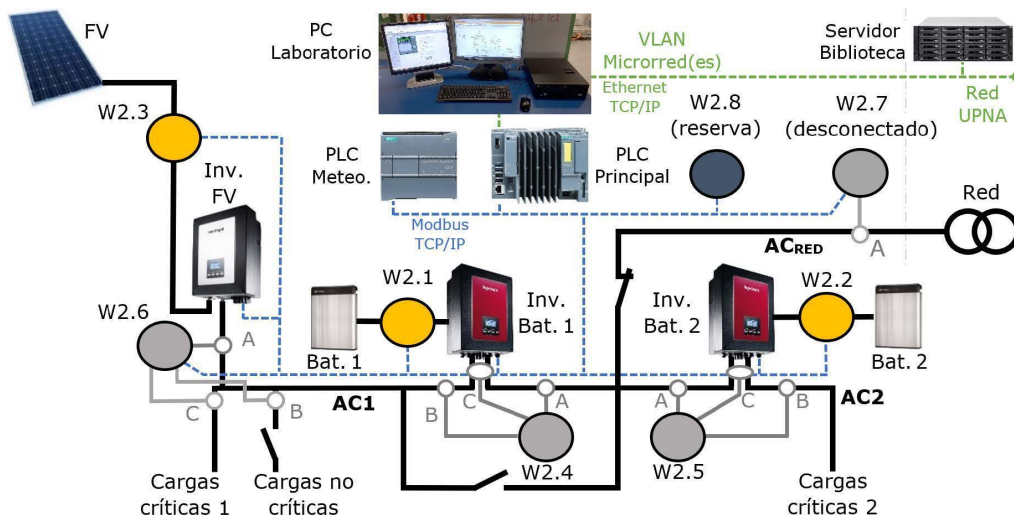
En este capítulo se describen los elementos principales utilizados de la microrred, su programación y los resultados experimentales obtenidos.

## 6.2 DESCRIPCIÓN DE LA MICRORRED

La microrred actual está basada en la instalación original [37], que a lo largo de los años ha ido sufriendo diversos cambios y actualizaciones [155], que principalmente han sido las siguientes:

- Desinstalación de la turbina eólica de 6 kW.
- Desinstalación del banco de baterías de plomo-ácido de 36 kWh útiles, instaladas en el sótano del edificio, sustituyéndose por nuevas baterías de ámbito residencial, entre las que se han probado modelos de BYD, LG y BeePlanet (Apartado 6.2.3).
- Sustitución del inversor híbrido trifásico de 30 kW, por tres inversores monofásicos independientes de 6 kW. Dos híbridos con entradas de batería y fotovoltaica, y uno para el campo fotovoltaico (Figura 6.5).
- Sustitución del sistema de control y monitorización, basado en un ordenador industrial PXI de National Instruments, programado en LabVIEW (PXI-NI/LabVIEW), por un sistema basado en Controlador Lógico Programable (PLC, por sus siglas en inglés) de SIEMENS, más el registro de datos mediante servidor central.

La configuración esquemática de todos los elementos de potencia, medida y comunicación de la microrred actual se corresponde con la mostrada en la Figura 6.2, cuyos componentes principales, quedan definidos en la Tabla 6.1.



**Figura 6.2** Diagrama esquemático de potencia y comunicación de la microrred

Referencia	Medida	Fabricante	Modelo
<b>Inv. FV</b>	--	INGETEAM	INGECON SUN 1Play 6TL
<b>Inv. Bat. 1 y 2</b>	--	INGETEAM	INGECON SUN STORAGE 1Play 6TL
<b>FV</b>	--	BP Solar	BP 585
<b>Bat. 1</b>	--	BeePlanet	BeeBattery home 4 kWh
<b>Bat. 2</b>	--	LG Chem	RESU 3.3 kWh
<b>W2.1, .2 y .3</b>	1 DC	FRER	QUBO 96 <sub>DC</sub>
<b>W2.4 y .5</b>	3 AC	ABB	M2M
<b>W2.6, .7 y .8</b>	3 AC	YOKOGAWA	PR300

**Tabla 6.1** Componentes principales de la microrred

Como puede observarse en la Figura 6.2, la microrred está compuesta de un campo fotovoltaico (*FV*) conectado al inversor fotovoltaico (*Inv. FV*). A su salida en AC están conectadas las *Cargas críticas 1* (no gestionables) y las *Cargas no críticas* (que se pueden conectar o desconectar mediante un relé telemandado). A este bus, denominado *AC1*, está conectada la salida del primer inversor de baterías (*Inv. Bat. 1*). La red eléctrica (*AC<sub>RED</sub>*), puede conectarse o desconectarse mediante un relé telemandado del bus *AC2*, al que están conectadas las dos entradas de red de los inversores de baterías (*Inv. Bat. 1 y 2*), que puede puentearse con el bus *AC1* mediante un relé telemandado, si se quiere prescindir del primer inversor de baterías. La salida del segundo inversor de baterías (*Inv. Bat. 2*) forma el segundo bus de AC (*AC2*), y en él se conectarían las *Cargas críticas 2*.

Cada uno de los inversores de baterías gestiona una batería independientemente, y a pesar de que disponen de una entrada para campo fotovoltaico, no se están usando.

Las variables eléctricas principales que están midiendo los vatímetros y los inversores<sup>1</sup>, se almacenan cada segundo en un servidor central, situado en el centro de datos en la planta baja de la biblioteca de la universidad, al cual se tiene acceso a través de internet mediante una aplicación web desarrollada por la empresa EOSOL [169], con la que se pueden monitorizar los datos en tiempo real y consultar los registrados, etc. (EMPRO) [170].

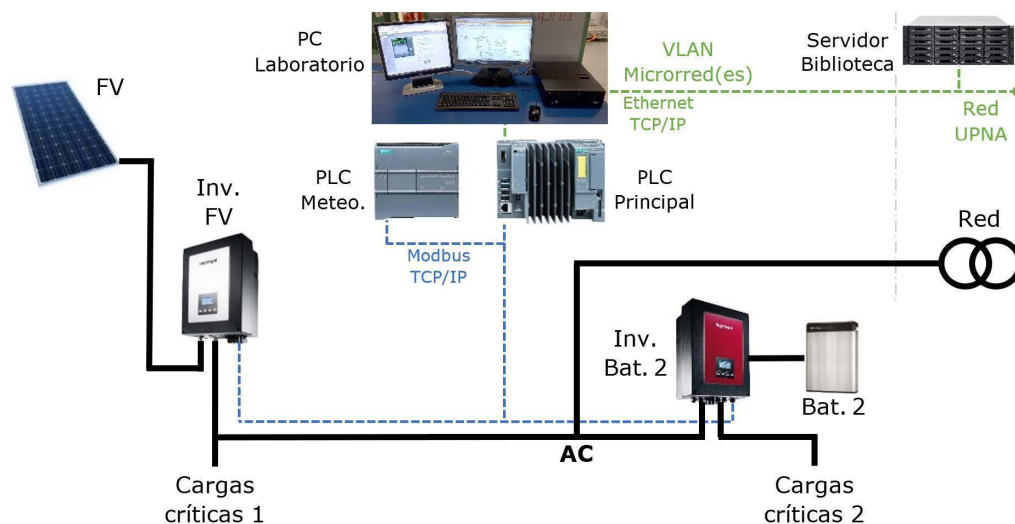
<sup>1</sup> En la implementación real de las estrategias, se han usado las medidas de potencia en AC y DC de los inversores, aunque se ha comprobado que estas medidas son coherentes con las de los vatímetros correspondientes.



Los tres inversores son controlados independientemente mediante un PLC central, en el cual se cargan las estrategias de gestión energética previamente desarrolladas. A su vez existe un PLC secundario (Apartado 6.2.5), el cual se encarga de gestionar las señales meteorológicas de los equipos de medida instalados en el tejado de Los Pinos, junto a los paneles fotovoltaicos.

Todos los inversores, vatímetros y los PLC pertenecen a una red interna VLAN<sup>2</sup>, bajo un protocolo de comunicación Modbus TCP/IP (Figura 6.2).

En la Figura 6.3 se muestra la configuración esquemática simplificada de los equipos de potencia y comunicación de la microrred (Figura 6.2), utilizados en los ensayos experimentales de la tesis.



**Figura 6.3** Configuración esquemática de potencia y comunicación de la microrred, utilizada en los ensayos experimentales de la tesis

### 6.2.1 CAMPO FOTOVOLTAICO

Está formado por 48 paneles BP 585 [171], instalados en el tejado del edificio Los Pinos, con orientación sur y una inclinación de 30° (Figuras 6.1 y 6.4). Su potencia nominal en condiciones estándar de medida (STC, por sus siglas en inglés) es de 4080 Wp, aunque tras más de 20 años en funcionamiento, se ha comprobado que su potencia actual es de 3600 Wp.

<sup>2</sup> A esta misma red pertenecen los equipos de la nueva microrred situada en el edificio del Aulario de la UPNA, en el Campus de Arrosadía, que se puso en marcha a finales del año 2021, con la finalidad de desarrollar estrategias de gestión energética para la estación de carga ultrarrápida de la línea 9 del autobús urbano (RENFE-UPNA), instalada en 2019 [197], [198].



**Figura 6.4** Instalación paneles fotovoltaicos microrred en el tejado del edificio Los Pinos

Los paneles forman dos *strings* en paralelo, de 24 paneles en serie cada uno, que suman una tensión total en circuito abierto de 530,4 V, y una corriente total de cortocircuito de 10 A.

## 6.2.2 INVERSORES DE POTENCIA

### INVERSOR FOTOVOLTAICO

El campo fotovoltaico está conectado al primer MPPT del inversor fotovoltaico (MPPT1) INGTEAM, INGECON SUN 1Play 6TL (Inv. FV) [172], encargado de gestionarlo (centro de la Figura 6.5). Es un inversor que siempre ha de trabajar conectado a una red.

### INVERSOR BATERÍA

El inversor empleado para gestionar la batería utilizada es el segundo inversor de baterías (Inv. Bat. 2), INGTEAM, INGECON SUN STORAGE 1Play 6TL [173], que aparece en la derecha de la Figura 6.5.

Se trata de un inversor híbrido, que puede trabajar tanto generando la red en modo aislado, como conectado a ella, que es el modo de trabajo de las estrategias desarrolladas en la tesis.





**Figura 6.5** Inversores de potencia microrred (de izquierda a derecha: Bat. 1, FV, Bat 2)

### 6.2.3 BATERÍA

La batería de iones de litio utilizada en los ensayos experimentales (Bat. 2), que actualmente está asociada al segundo inversor de baterías, es una LG Chem, RESU3.3 [174], mostrada en la Figura 6.6, cuyas características eléctricas principales son las indicadas en la Tabla 6.2.



**Figura 6.6** Batería LG Chem RESU3.3

Característica eléctrica	Valor	Notas
Capacidad nominal energía	3,3 kWh	25 °C
Capacidad útil energía	2,9 kWh	DOD 90 % ( <i>C-rate</i> = 0,2)
Capacidad nominal batería	63 Ah	
Rango de tensión	42,0...58,8 V	
Tensión nominal	51,8 V	
Corriente máxima de carga/descarga	71,4 A	
Corriente de pico	78,6 A	3 s
Potencia máxima de carga/descarga	3,0 kW	
Potencia de pico	3,3 kW	3 s
Rendimiento conjunto de carga/descarga	> 95 %	
Comunicación	CAN 2.0B	

**Tabla 6.2** Características eléctricas principales de la batería LG Chem RESU3.3

#### 6.2.4 CARGA PROGRAMABLE

En el laboratorio se dispone de una carga electrónica de 7,5 kW que puede reproducir los perfiles de consumo a partir de una consigna externa. Sin embargo, con el objetivo de evitar la pérdida energética asociada, en lugar de utilizar esta carga, se ha optado por emular el consumo.

#### 6.2.5 ESTACIÓN METEOROLÓGICA

En el lado oeste de los soportes de la instalación de los paneles fotovoltaicos (Figura 6.7), están situados los sensores de medición de las señales meteorológicas, utilizadas, entre otras cosas, para poder determinar la producción teórica máxima del campo fotovoltaico.



**Figura 6.7** Instalación sensores variables meteorológicas microrred

Las señales de salida de todos los sensores son convertidas localmente a 4-20 mA, siendo cableadas a la tarjeta de entradas analógicas SM 1234 del PLC SIEMENS, S7-1214C [175] (Figura 6.8), que se encarga exclusivamente de leer y convertir estas señales, para ponerlas a disposición del PLC de control principal y del servidor, a través de la red VLAN (Figura 6.2).

Las medidas recogidas por el PLC y los sensores utilizados son los siguientes<sup>3</sup>:

- **Irradiancia en el plano de los paneles fotovoltaicos [ $W/m^2$ ]:** Con un pequeño panel calibrado cortocircuitado, se determina el valor de la irradiancia a partir de la corriente de cortocircuito mediante un simple modelo lineal (se desprecia la influencia de la temperatura).
- **Temperatura de los paneles fotovoltaicos [ $^{\circ}C$ ]:** Se mide usando una termorresistencia Pt100, colocada detrás de uno de los paneles.
- **Temperatura ambiente [ $^{\circ}C$ ]:** Usando otra termorresistencia Pt100, distanciada de cualquier fuente de calor y protegida del sol por una carcasa especial, se mide la temperatura del aire exterior.
- **Velocidad del viento a la altura de los paneles fotovoltaicos [ $m/s$ ]:** Se utiliza un anemómetro colocado en el tejado del edificio.

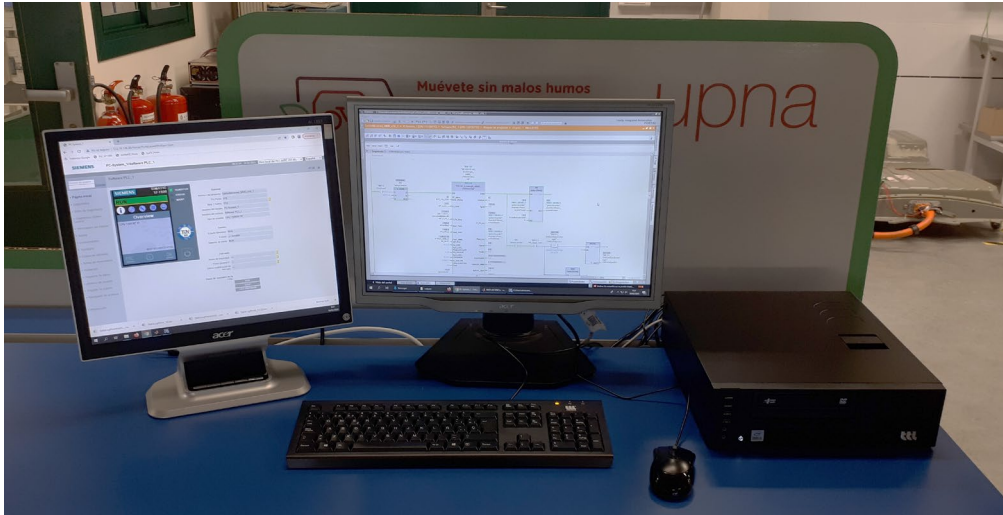


**Figura 6.8** PLC de lectura y conversión de las variables meteorológicas de la microrred

<sup>3</sup> Las salidas de los sensores están conectadas a sendos convertidores de señal, a cuyas salidas de 4-20 mA están conectadas a los canales de entrada 0...3 de la tarjeta analógica del PLC, respectivamente

### 6.2.6 PC DE PROGRAMACIÓN Y MONITORIZACIÓN

Dentro del propio Laboratorio de Almacenamiento y Microrredes se encuentra instalado un PC comercial n.º 68983 (Figura 6.9).



**Figura 6.9** PC de programación, control y monitorización de la microrred

En este equipo con Windows 10, están instalados MATLAB/Simulink R2021a y, TIA Portal v16, para el desarrollo, programación, ejecución y monitorización de las estrategias de gestión energética, así como la gestión de los datos de predicción (Anexo II).

### 6.3 PROGRAMACIÓN Y MONITORIZACIÓN DE LA MICRORRED

En Anexo II se describen los aspectos principales para la programación de la microrred, su monitorización y la integración de los datos meteorológicos de predicción y los perfiles de consumo en el PLC.

En el primer apartado (AII.1), se describen los pasos a dar para implementar una estrategia de control energético desarrollada en Simulink, en el nuevo sistema de control descrito en el Apartado 6.2, basado en un PLC central que actúa como un Sistema de Gestión Energética (EMS, por sus siglas en inglés).

En el segundo apartado (AII.2), se describen las opciones actuales para poder monitorizar los datos en tiempo real y consultar los datos históricos de la microrred. La primera opción, que fue desarrollada por EOSOL dentro de la última actualización de todo el sistema de control de la microrred (Apartado

6.2), se basa en la herramienta web denominada EMPRO (AII.2.1), que se apoya en el registro de las variables de los equipos de la microrred predefinidas por EOSOL en un servidor central (Figura 6.2).

La segunda opción (AII.2.2), se ha desarrollado a lo largo de esta tesis para evitar un inconveniente de EMPRO, que impide el registro de otras variables que no sean las que previamente hayan sido prefijadas por EOSOL, y que pueden ser fundamentales para la depuración y monitorización del desempeño real de las estrategias. Estas variables internas del PLC pueden ser, por ejemplo, las consignas de potencia enviadas a los inversores, las variables de predicción o los perfiles de consumo. Por todo ello, se ha implementado un sistema flexible de registro de datos interno en el propio PLC, registrándose las variables que se consideran de mayor interés para el análisis posterior que se quiera realizar, el cual se ha implementado para que se realice de forma automática en MATLAB.

Por último, en el apartado (AII.3), se describe todo el nuevo desarrollo llevado a cabo en la tesis para integrar en el PLC los datos de las variables de predicción meteorológica descargadas del servidor de Meteogalicia (AII.3.1), y los perfiles de consumo real y de predicción (AII.3.2), necesarios para poder trabajar con estrategias energéticas que trabajen con predicción como la de MMD.

## **6.4 RESULTADOS EXPERIMENTALES**

### **6.4.1 CONSIDERACIONES PRÁCTICAS**

#### **INTRODUCCIÓN**

Con el objetivo de validar la estrategia de gestión energética con predicción (MMD), presentada en el Capítulo 5, se muestran en este apartado los pasos llevados a cabo.

En primer lugar, para poner en marcha la microrred y comprobar que todos los equipos responden correctamente a las consignas y sus retornos se comportan según lo esperado, se ha integrado la estrategia de Máxima Auto-suficiencia Básica (MASB), la cual es más sencilla de implementar, siendo su respuesta perfectamente conocida de antemano.

Posteriormente, se ha pasado a integrar la estrategia de MMD, en la cual se ha incorporado toda la gestión de predicción (Apartado 5.2.2) y cálculo de

potencias netas y sus medias móviles finalmente adoptadas de 8 + 4 h (Apartado 5.2.5).

Los programas de simulación de MATLAB de las estrategias ensayadas en la microrred se han integrado en sendos modelos de Simulink, para posteriormente integrarlas en el PLC, según lo descrito en AII.1.3. Además, se ha eliminado del modelo de simulación el bloque que simula la batería, pasando a leerse el SOC real directamente del inversor (BMS) asociado a la batería utilizada (Apartado 6.2.3), con una resolución de un punto porcentual.

Por otra parte, todos los cálculos dependientes del intervalo temporal de ejecución de las estrategias se han reajustado de la base minutal con la que se venía trabajando en simulación, a la base segundal de ejecución real, cambiando el parámetro previsto de entrada a las funciones (p. ej. Figura 6.12).

En todo momento, el PLC principal de control (AII.1.2) actúa como un EMS central externo a los inversores (Apartado 6.2.2), para lo cual los inversores se han ajustado en los siguientes modos de operación:

- **Inversor fotovoltaico:** *Modo autoconsumo OFF, %  $P_{nom} = 100\%$*
- **Inversor batería:** *Soporte de Red,  $SOC_{max} = 100\%$ ,  $SOC_{min} = 5\%$*

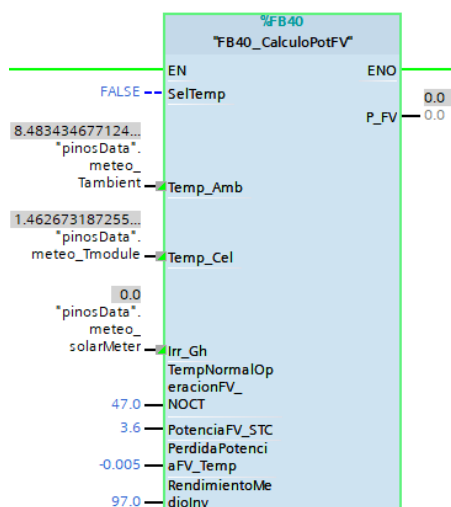
Con esta configuración, los inversores siguen a las consignas de potencia externas que le lleguen del PLC, manteniendo en todo momento un control interno adicional sobre las posibles consignas inviables o fuera de rango.

### CÁLCULO DE LA POTENCIA FOTOVOLTAICA DISPONIBLE

Para contrastar que la potencia aportada por el inversor fotovoltaico se corresponde con lo que debería aportar cuando se le consigna ir al punto de MPPT, se ha programado el PLC para calcular la potencia teórica fotovoltaica que hay disponible en la microrred de Los Pinos (FB40) en tiempo real (Figura 6.10).

Como parámetros de entrada de la función, han de ajustarse los valores de la localización de la instalación, y los parámetros de la instalación fotovoltaica, con los que poder calcular la generación fotovoltaica de los paneles instalados (Figura AII.48).

Como variables meteorológicas de entrada, se están leyendo los valores de la irradiancia orientada sobre el plano de los paneles fotovoltaicos y el de la temperatura de estos, variables disponibles a partir de los sensores instalados en la propia microrred (Apartado 6.2.5).



**Figura 6.10** Función de cálculo del campo fotovoltaico disponible (FB40)

La potencia fotovoltaica así calculada, se puede observar en la Figura AII.40, denotada como  $FV\_Real$ , la cual, como se puede comprobar, tiene una buena correlación con la medida por el inversor fotovoltaico  $FV\_Disp$ .

## 6.4.2 ESTRATEGIA DE MÁXIMA AUTOSUFICIENCIA BÁSICA

### INTRODUCCIÓN

La implementación real de la estrategia de gestión energética de MASB, se basa en el diagrama de flujo representado en la Figura 4.1, cuyas premisas y ajustes fundamentales de la ejecución cíclica ( $T = 1$  s) son las siguientes:

1. Si existe energía fotovoltaica ( $P_{FV}$ ), se destina a cubrir el consumo instantáneo demandado ( $P_{cons}$ ).
2. Si existe excedente fotovoltaico sobre el consumo ( $P_{cons} - P_{FV} < 0$ ), se destina a cargar la batería ( $P_{bat} < 0$ ) hasta llegar al SOC máximo permitido ( $SOC_{max} = 100\%$ ), considerando los límites máximos de potencia permitidos ( $E\text{-rate}$ ,  $I_{max\_inv\_bat} \cdot V_{bat}^4$ ).

Si sigue existiendo excedente, se inyecta en la red ( $P_{red} < 0$ ), limitando la potencia máxima del inversor fotovoltaico ( $P_{FV\_inv} = P_{FV} + (P_{red} - P_{max\_iny})$ ) si la potencia inyectada a la red tiende a superar la potencia contratada ( $P_{max\_iny} = -1$  kW).

<sup>4</sup> Tensión instantánea de la batería leída por el PLC del inversor.

- Si no existe excedente fotovoltaico porque no es capaz de cubrir todo el consumo ( $P_{cons} > P_{FV}$ ), se descarga la batería ( $P_{bat} > 0$ ) para cubrir ese déficit siempre que no se llegue al SOC mínimo permitido ( $SOC_{min} = 20\%$ ), considerando los límites máximos de potencia permitidos ( $E-rate, I_{max\_inv\_bat} \cdot V_{bat}$ ).

Si hay déficit que no lo puede aportar la batería, se absorbe de la red ( $P_{red} > 0$ ).

- Si la potencia de red es mayor o igual que el límite de inyección a red ( $P_{red} \geq P_{max\_iny}$ ), se aumenta controladamente en rampa el punto de operación del inversor fotovoltaico ( $P_{FV\_inv} = P_{FV} + Rampa_{inv\_FV} \cdot T$ ):

$$P_{FV\_inv} = \min \left[ P_{FV} + \max(0, P_{red} - P_{max\_iny}), P_{FV} + 0,05 \cdot P_{nom\_inv\_FV}, P_{nom\_inv\_FV} \right] \tag{6.1}$$

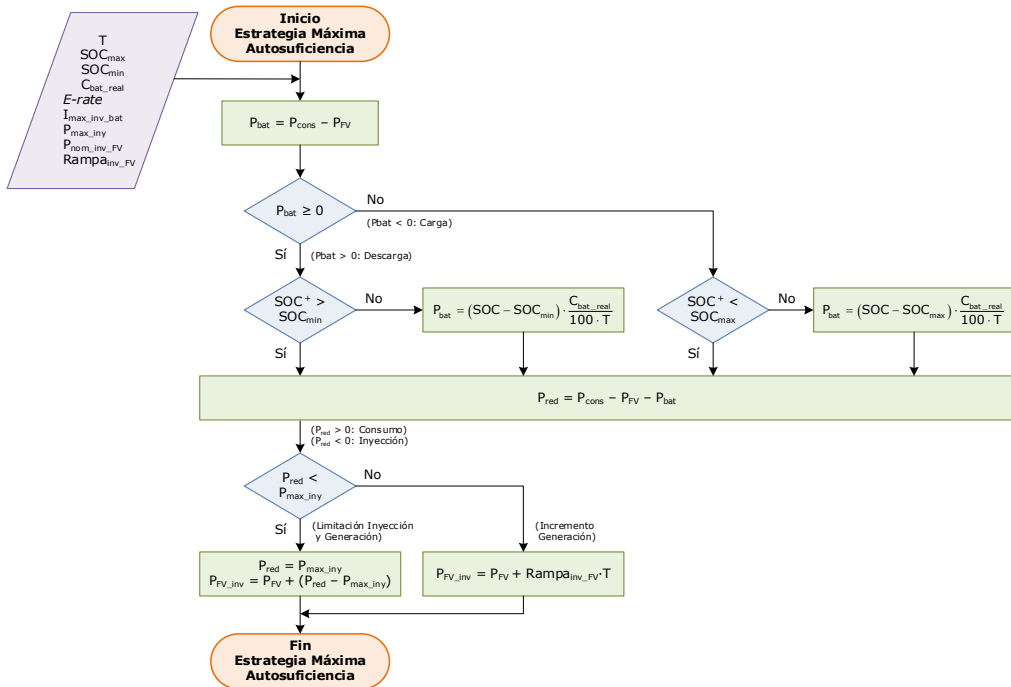


Figura 6.11 Diagrama de flujo de la estrategia de MASB:

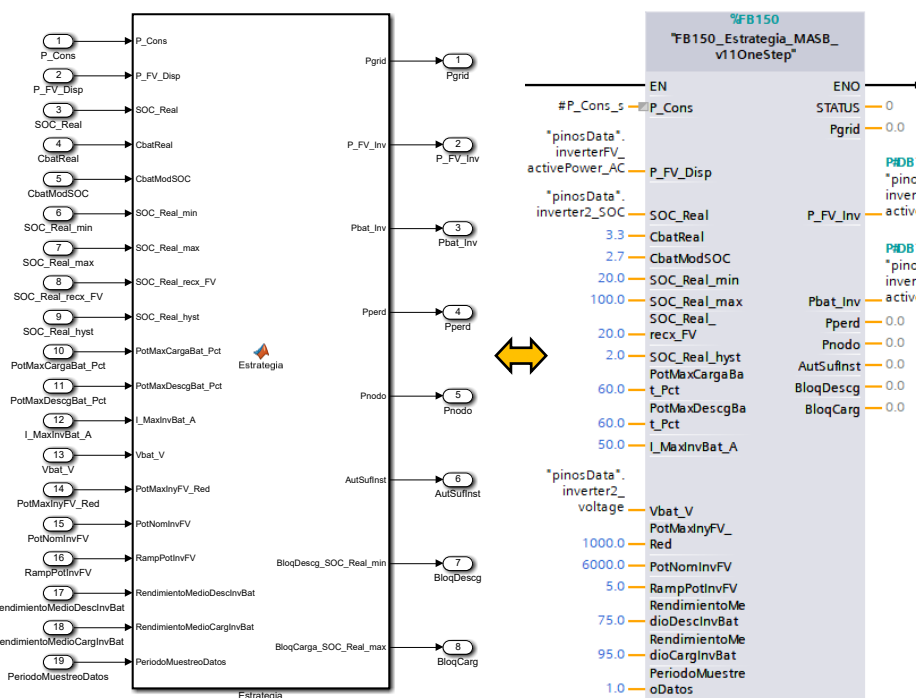
SOC<sup>+</sup>: Estimación del valor del SOC en el siguiente ciclo de ejecución (T), tras el aporte previo teórico de  $P_{bat}$ .



## INTEGRACIÓN EXPERIMENTAL MODELO ESTRATEGIA MASB DE SIMULINK EN EL PLC

Una vez depurados los bloques de control en Simulink, el siguiente paso consiste en integrarlos en el programa de control en el PLC, de acuerdo con lo indicado en AII.1.3, para validar la estrategia experimentalmente.

En la Figura 6.12 puede verse la correspondencia entre el modelo de la estrategia de MASB en Simulink y el bloque equivalente de la función ya integrado en el programa del PLC.



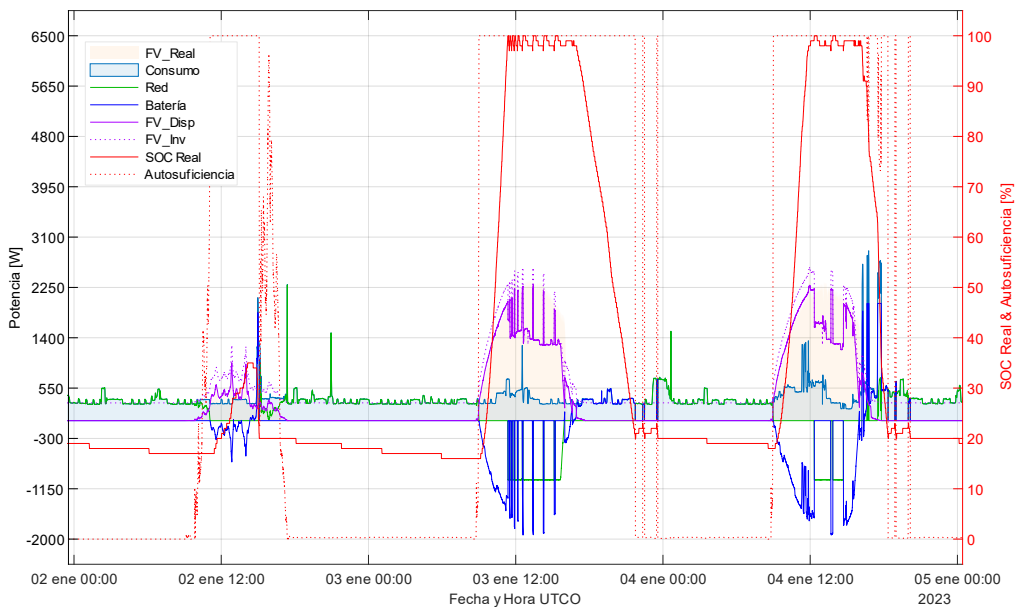
**Figura 6.12** Correspondencia del modelo de la función de la estrategia MASB vs. bloque de la función del PLC

Los parámetros de entrada al bloque de la función se corresponden con los de simulación, y la asignación de las variables de entrada y salida, con refresco segundal, son las siguientes:

- **P\_Cons:** Valor del perfil de potencia consumida (AII.3).
- **P\_FV\_Disp:** Potencia fotovoltaica disponible en AC del inversor.
- **SOC\_Real:** SOC real batería, leída del inversor de la batería (BMS).

- **Vbat\_V\_PotMaxInyFV\_Red:** Tensión batería, inversor (BMS).
- **P\_FV\_Inv:** Consigna potencia activa en AC del inversor fotovoltaico.
- **Pbat\_Inv:** Consigna potencia activa en AC del inversor batería.

En la Figura 6.13 se observa cómo la respuesta temporal de las variables principales de la estrategia, obtenida a partir de los datos secundales registrados por el PLC (AII.2.2), se ajusta correctamente a las premisas especificadas, en función del perfil de consumo y del campo fotovoltaico disponible.



**Figura 6.13** Resultados del ensayo experimental en el PLC de la estrategia de MASB

En estos tres días de ejemplo mostrados en la Figura 6.13, se observa cómo durante los periodos en los que no existe generación fotovoltaica, la batería se descarga aportando la potencia necesaria para cubrir la demanda de consumo, siempre que el SOC no llegue al mínimo permitido (20 %), manteniendo el control de limitación de la potencia máxima permitida ( $E\text{-rate}$ ,  $I_{max\_inv\_bat} \cdot V_{bat}$ ), hecho que por ejemplo se da el tercer día a las 16:35 h aproximadamente.

Cuando la generación fotovoltaica y la batería no son capaces de cubrir todo el consumo demandado, como el primer día a las 10:45 h aproximadamente, el déficit de potencia es aportado absorbiéndolo de la red.

Durante las horas de generación del segundo y tercer día, se observa cómo dicha generación se destina a cubrir toda la demanda de consumo existente y, si existe excedente, este se usa para cargar la batería si esta no ha alcanzado el SOC máximo permitido (100%), manteniendo el control de limitación de la potencia máxima permitida ( $E\text{-rate}$ ,  $I_{max\_inv\_bat} \cdot V_{bat}$ ). Si sigue existiendo excedente, lo cual se da a partir de las 11:20 h y 12:30 h aproximadamente, del segundo y tercer día, respectivamente, este se inyecta a la red mientras no se supere la limitación de potencia (1 kW) y, en caso de hacerlo, se reajusta el punto de operación del inversor fotovoltaico reduciendo su potencia.

El segundo y tercer día se dio una alta generación fotovoltaica, por lo que se pudo cubrir con ella (bien de forma directa o a través de la batería) todo el consumo ( $Autosuficiencia = 100\%$ ) a lo largo de aproximadamente un total de 12 h 45 min y de 9 h 20 min, respectivamente, a diferencia del primer día, en el que la generación fue muy inferior y solo se pudo cubrir todo el consumo durante un total de 4 h aproximadamente.

### CORRELACIÓN RESULTADOS EXPERIMENTALES PLC VS. SIMULACIÓN MODELO ESTRATEGIA MASB EN SIMULINK

Para poder comparar los resultados reales de la estrategia a partir de los datos secundales registrados por el PLC (AII.2.2) con los resultados esperados por simulación, basándose en los mismos datos del perfil de consumo y generación fotovoltaica, se han integrado todos ellos en un programa conjunto (Figura 6.14).

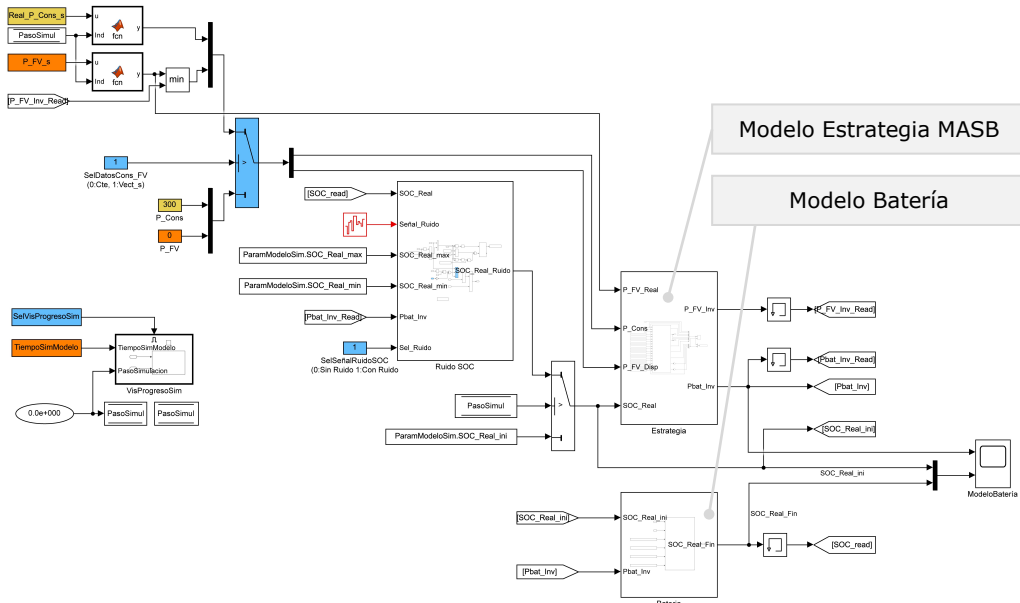
```

1  %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
2
3  % LLAMADA SECUENCIAL EJECUCIÓN SUBPROGRAMAS CHEQUEO ESTRATEGIA MASB
4  % (DATOS SIMULACIÓN A PARTIR DE LOS DATOS REALES REGISTRADOS EN EL PLC,
5  % vs DATOS REALES REGISTRADOS EN EL PLC)
6
7  % (RESOLUCIÓN SEGUNDAL)
8
9
10 % AUTOR: Carlos Galilea Gil (INGEPEP)
11 % FECHA: 01/02/2023
12 % VERSIÓN: 18
13
14 %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
15
16

```

**Figura 6.14** Script del programa de análisis de la correlación de los resultados experimentales del PLC vs. a los de simulación del modelo de la estrategia de MASB en Simulink

Este programa ejecuta el modelo de Simulink mostrado en la Figura 6.15, en el que los valores del perfil de consumo y generación fotovoltaica se corresponden con los registrados secundalmente por el PLC.



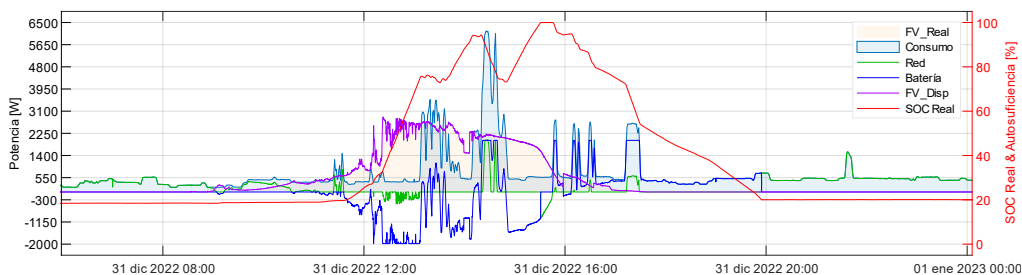
**Figura 6.15** Modelo base de Simulink de simulación de la estrategia de MASB

Este programa ofrece entre otros datos comparativos las gráficas mostradas en las Figuras 6.16 y 6.17.

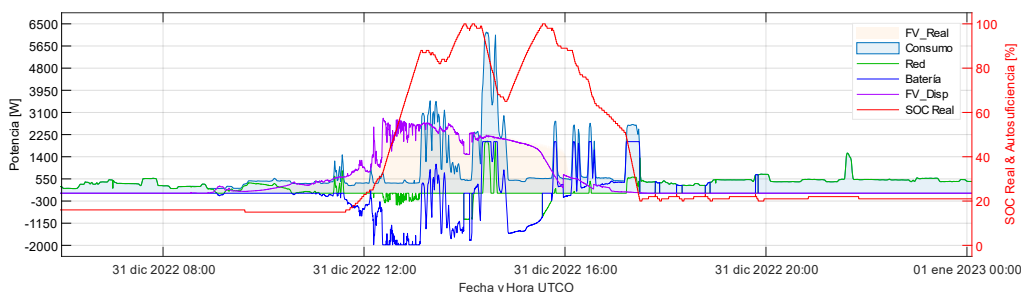
En la Figura 6.16 se muestra un día concreto de una serie de varios días correlativos de ensayos experimentales, en el que se observa, principalmente, diferencias entre la evolución del SOC real y el esperado por simulación.

Este resultado quiere decir que el modelo de batería utilizado en la simulación en Simulink no refleja el comportamiento real de la evolución de los valores del SOC, que el BMS de la batería está estimando constantemente.

En todas las simulaciones de MATLAB se ha utilizado un modelo simple simétrico, con un rendimiento conjunto de carga y descarga del 95 %, y con una base de capacidad igual a la nominal de la batería (Nota 1), que es de 3,3 kWh (Tabla 6.2).



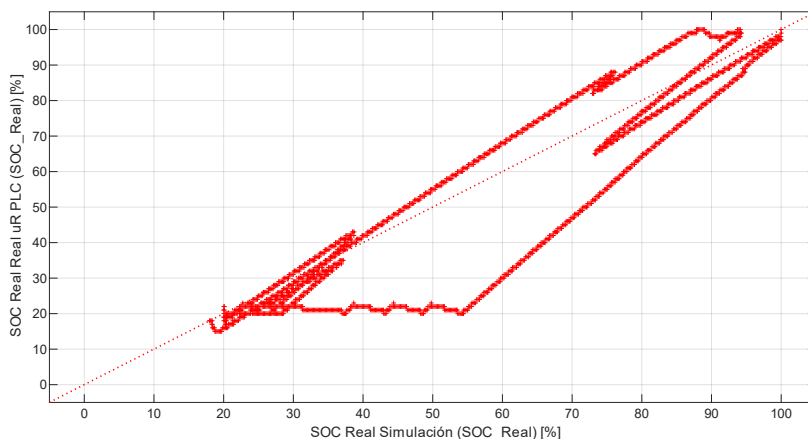
a) Resultados Simulink a partir de los datos registrados por el PLC



b) Resultados reales registrados por el PLC

**Figura 6.16** Correlación de los resultados experimentales vs. a los de simulación de la estrategia de MASB (modelo original batería)

A partir de este modelo de batería, se obtiene el perfil de evolución del SOC mostrado en la Figura 6.16a, el cual difiere sustancialmente con respecto a la evolución real mostrada en la Figura 6.16b, que queda claramente reflejado en la gráfica de correlación entre ellos (Figura 6.17).



**Figura 6.17** Correlación del SOC de los resultados experimentales vs. a los de simulación de la estrategia de MASB (modelo original batería)

Como se puede observar en las figuras, las variaciones del SOC real son más rápidas que las obtenidas en simulación. Esto puede deberse a una capacidad real inferior a la nominal o a eficiencias reales distintas a las simuladas, así como al comportamiento dinámico de la batería. Dada la discrepancia tan notable, se ha decidido modificar el modelo de la batería que se venía usando para las simulaciones en Simulink.

En primer lugar, se ha buscado mediante prueba y error a partir de los datos experimentales, cuál es la capacidad base de la batería que mejor se ajusta al comportamiento real de la evolución del SOC. El valor obtenido de esta capacidad ha sido de 2,7 kWh<sup>5</sup>. En segundo lugar, partiendo de esa capacidad base 2,7 kWh para el modelado de la evolución del SOC ( $C_{bat\_modSOC}$ ), se han buscado cuáles son los valores de los rendimientos de carga y descarga que mejor reproducen la evolución real del perfil del SOC para los datos experimentales disponibles, obteniéndose un modelo asimétrico con un rendimiento en descarga inferior al de carga.

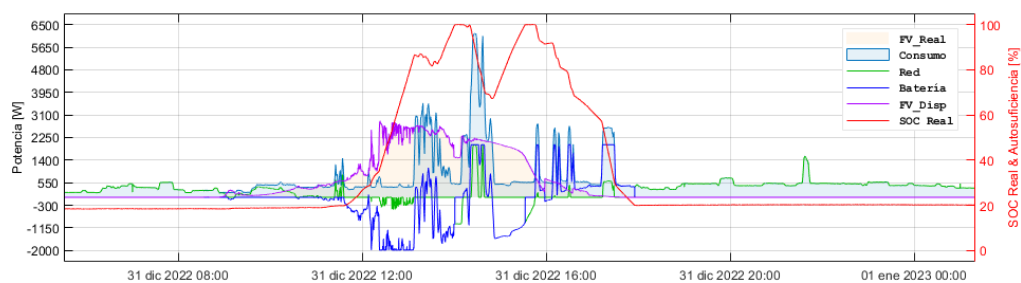
Reajustando el modelo de la batería conforme a los parámetros anteriores, se ha vuelto a simular para los mismos datos reales registrados por el PLC, obteniéndose los resultados mostrados en las Figuras 6.18 y 6.19.

Comparando las Figuras 6.16a y 6.18a, se puede advertir cómo la evolución del SOC usando el modelo mejorado de la batería, presenta una mayor correlación que se acerca mucho más al comportamiento real, la cual queda reflejada en la Figura 6.19, observándose como disminuye la dispersión con respecto a la Figura 6.17.

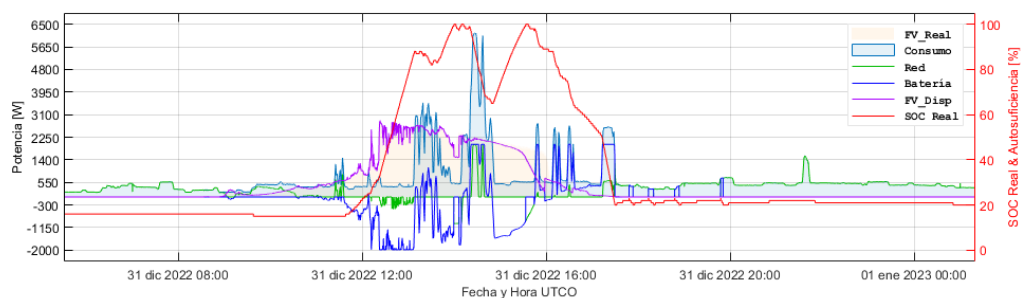
A partir de este punto se mantienen para todas las simulaciones del resto de los ensayos experimentales, los parámetros de capacidad base y rendimientos del modelo mejorado de la batería.

---

<sup>5</sup> De acuerdo con la garantía de funcionamiento del fabricante de la batería utilizada en los ensayos experimentales (Apartado 6.2.3), la capacidad útil indicada en la hoja de características (Tabla 6.2), está obtenida en unos ensayos de carga y descarga con unos *C-rates* de 0,2, de tal forma que se aleja del desempeño real, y de ahí puede derivarse esa variación de la capacidad base.

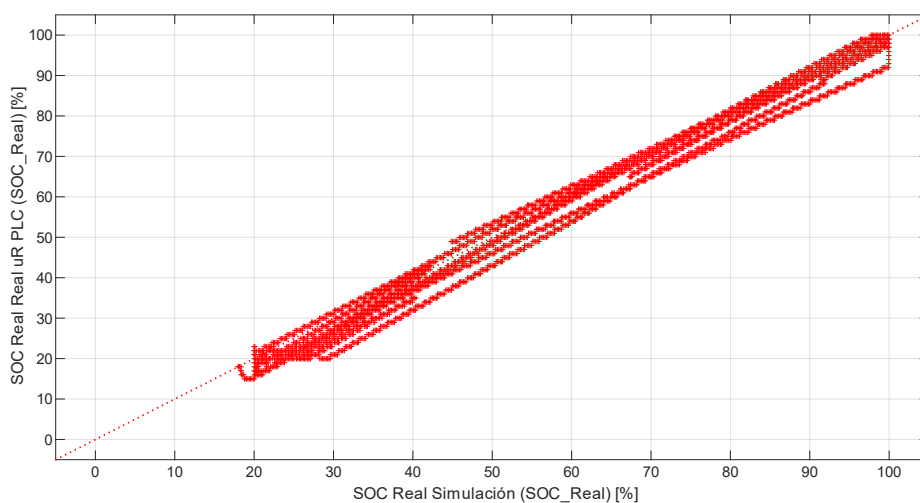


a) Resultados Simulink a partir de los datos registrados por el PLC



b) Resultados reales registrados por el PLC

**Figura 6.18** Correlación de los resultados experimentales vs. a los de simulación de la estrategia de MASB (modelo mejorado batería)



**Figura 6.19** Correlación del SOC de los resultados experimentales vs. a los de simulación de la estrategia MASB (modelo mejorado batería)

### 6.4.3 ESTRATEGIA DE MEDIA MÓVIL DESCENTRADA

#### INTRODUCCIÓN

Una vez puesta en marcha la microrred y chequeado el correcto funcionamiento de todos sus equipos (Apartado 6.4.2), se ha implementado la estrategia energética de MMD propuesta en la tesis (Apartado 5.2).

Para poder chequear que la respuesta real de la estrategia se corresponde con la de simulación en MATLAB, es imprescindible que todos los factores de dimensionado principales sean semejantes, siendo la capacidad de la batería uno de los de mayor importancia.

Dado que el campo fotovoltaico disponible es igual al del dimensionado óptimo, y el perfil de consumo con el que trabaja el PLC, es el mismo que el de la vivienda analizada (AII.3.2), no es necesario realizar ninguna adaptación de la microrred en este sentido. Si embargo, la batería disponible en la microrred es de menor capacidad que la simulada, por lo que se ha optado por emular la capacidad útil no disponible en la microrred (*CoefEmulacionBat*, Figura 6.22), para poder comparar en igualdad de condiciones los ensayos reales de la estrategia de MMD, con respecto a los teóricos de simulación en MATLAB.

El dimensionado óptimo de la capacidad de la batería, determinado para la segunda vivienda analizada (Apartado 4.7.2), supone una capacidad útil de aproximadamente 6,65 kWh, lo cual, teniendo en cuenta que la capacidad base real determinada es de 2,7 kWh (Apartado 6.4.2), supondría la aplicación de un coeficiente de emulación de 2,4.

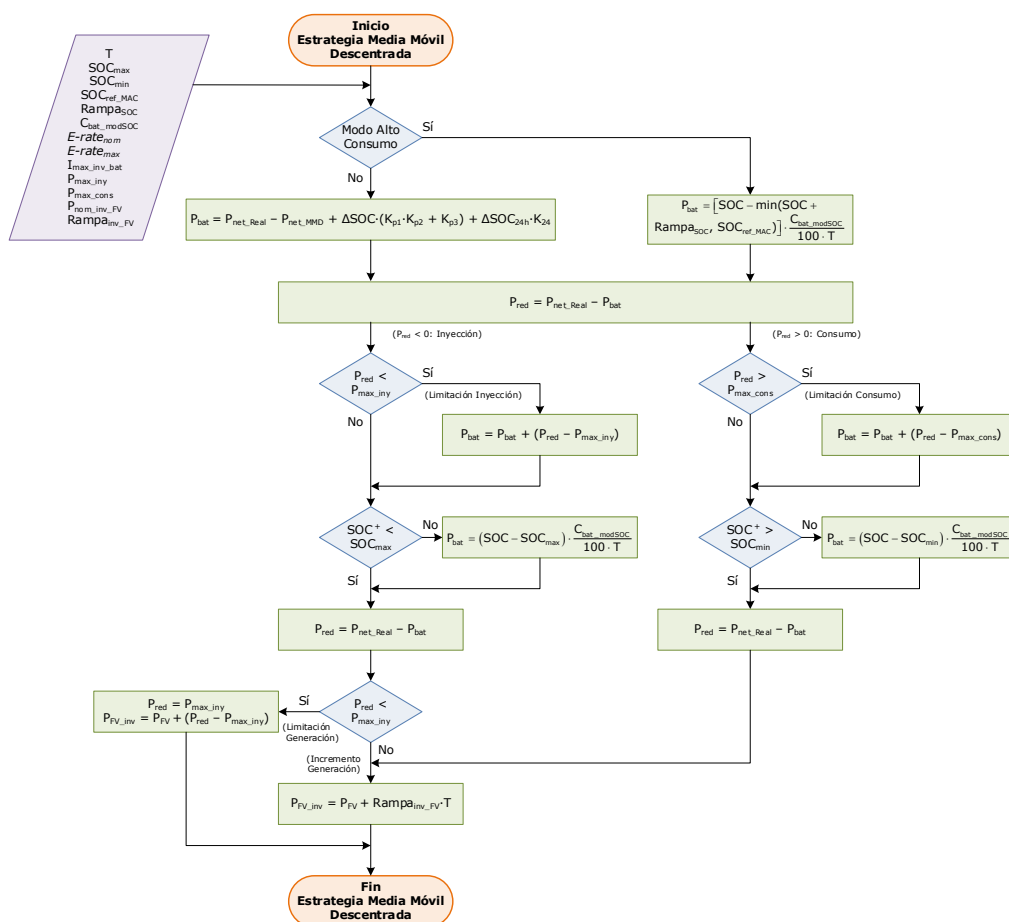
La implementación real de la estrategia de gestión energética de MMD, está basada en el diagrama de flujo representado en la Figura 6.20, cuyas premisas y ajustes fundamentales de la ejecución cíclica ( $T = 1$  s) son las siguientes:

1. Si se encuentra activo el Modo Alto Consumo ( $MAC = 1$ ), se inhiben los lazos de control del SOC, prevaleciendo siempre la carga de la batería en rampa ( $P_{bat} < 0$ ), hasta alcanzar el SOC de referencia del MAC ( $SOC_{ref\_MAC} = 100\%$ ):

$$P_{bat} = \left[ SOC - \min(SOC + Rampa_{SOC}, SOC_{ref\_MAC}) \right] \cdot C_{bat\_modSOC} / T \quad (6.2)$$

donde  $Rampa_{SOC}$  equivalente a una variación del SOC en % según el periodo ( $T$ ), para que la batería se cargue del 0 al 100 % en 2 horas.





**Figura 6.20** Diagrama de flujo de la estrategia de MMD:

$SOC^+$ : Estimación del valor del SOC en el siguiente ciclo de ejecución ( $T$ ), tras el aporte previo teórico de  $P_{bat}$ .

- Si el MAC no está activo ( $MAC = 0$ ), lo cual representa el modo normal de funcionamiento de esta estrategia, la consigna de potencia de la batería ( $P_{bat}$ ) se determina de acuerdo con la salida de los lazos de control del SOC (Apartados 5.2.2 y 5.2.3).
- En el siguiente paso se determina la potencia de red resultante del sumatorio de potencias del nodo eléctrico ( $P_{red} = P_{net\_Real} - P_{bat}$ ), tras la consigna previa teórica de  $P_{bat}$ .
- Posteriormente, si la potencia inyectada a la red supera la potencia máxima permitida ( $P_{max\_inv} = -1,3 \text{ kW}$ ), el excedente se deriva a car-

gar la batería ( $P_{bat} < 0$ ) hasta llegar al SOC máximo permitido ( $SOC_{max} = 100\%$ ), considerando el valor mínimo de los límites máximos nominales de potencia permitidos ( $E-rate_{nom} = 0,6, I_{max\_inv\_bat} \cdot V_{bat}$ ).

Si se sigue superando ( $P_{red} < P_{max\_iny}$ ), se limita la potencia máxima de salida del inversor fotovoltaico ( $P_{FV\_inv} = P_{FV} + (P_{red} - P_{max\_iny})$ ) y, si no, se aumenta controladamente en rampa el punto de operación del inversor fotovoltaico ( $P_{FV\_inv} = P_{FV} + Rampa_{inv\_FV} \cdot T$ ):

$$P_{FV\_inv} = \min \left[ P_{FV} + \max(0, P_{red} - P_{max\_iny}), P_{FV} + 0,05 \cdot P_{nom\_inv\_FV}, P_{nom\_inv\_FV} \right] \quad (6.3)$$

5. En el caso de que la potencia consumida de la red supere la potencia contratada ( $P_{red} > P_{max\_cons} = 1,3 \text{ kW}$ ), se descarga la batería ( $P_{bat} > 0$ ) para cubrir ese déficit siempre que no se llegue al SOC mínimo permitido ( $SOC_{min} = 5\%$ ), considerando el valor mínimo de los límites máximos de potencia permitidos ( $E-rate_{max} = 1,2, I_{max\_inv\_bat} \cdot V_{bat}$ ), en el que el  $E-rate$  se ha aumentado para filtrar con la batería en la medida de los picos rápidos de consumo, para no trasladarlos a la red.

Si hay parte del déficit que no lo puede aportar la batería, se absorbe de la red ( $P_{red} > 0$ ).

### INTEGRACIÓN EXPERIMENTAL MODELO ESTRATEGIA MMD DE SIMULINK EN EL PLC

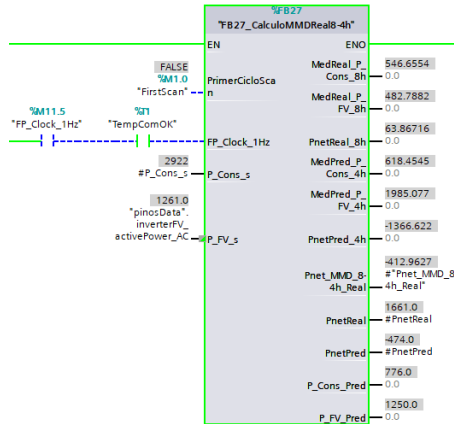
A diferencia de la anterior estrategia de MASB, en la de MMD sí se necesita predicción de generación y consumo, y el cálculo de la media de las potencias netas reales y de consumo, con el descentraje horario correspondiente.

En AII.3.1 se ve el paso de los datos de predicción peticionados en el PC al servidor de Meteogalicia, al PLC, y el posterior cálculo de la generación horaria y segundal, realizado en los bloques de función FB152 (Figura AII.46) y FB26 (Figura AII.47), respectivamente. En AII.3.2 se ve la integración de los perfiles de consumo real y de predicción segundales en el PLC, hecho en los bloques de función FB100 (Figura AII.51) y FB102 (Figura AII.52), respectivamente.

A partir de los datos segundales anteriores de consumo y generación, real y de predicción, se ha implementado en el PLC un nuevo bloque de función (FB27), en el que se integran los subprogramas necesarios para calcular la

media móvil descentrada de la potencia neta real ( $P_{net\_MMD\_8-4h\_Real}$ ) de entrada a la estrategia, obtenida a partir del cálculo de las medias móviles ponderadas de la potencia neta real  $P_{netReal\_8h}$  y de predicción  $P_{netPred\_4h}$  (Figura 6.21).

Una vez depurado y chequeado que el comportamiento de la estrategia es correcto en simulación, el siguiente paso es el de integrar su modelo en el PLC, según lo indicado en AII.1.3, para ejecutarla experimentalmente en la realidad, y ver si su respuesta sigue siendo correcta ante todas las casuísticas.



**Figura 6.21** Función de cálculo de la media móvil de la potencia neta real (FB27)

En la Figura 6.22 puede verse la correspondencia entre el modelo de la estrategia de MMD en Simulink y el bloque equivalente de la función ya integrado en el programa del PLC.

Los parámetros de entrada al bloque de la función se corresponden con los de simulación, y la asignación de las variables de entrada y salida, con refresco segundal, son las siguientes:

- **$P\_Cons$ :** Valor del perfil de potencia consumida (AII.3.2).
- **$P\_FV\_Disp$ :** Potencia fotovoltaica disponible en AC del inversor.
- **$Real\_Pnet$ :** Potencia neta real ( $P\_Cons - P\_FV\_Disp$ ).
- **$Pred\_Pnet$ :** Potencia neta de predicción ( $P\_Cons\_Pred - P\_FV\_Pred$ ).
- **$Pnet\_MMD\_xyh\_Real$ :** Media móvil descentrada de la potencia neta real  $[x/(x + y) \cdot P_{net\_xh\_Real} + y/(x + y) \cdot P_{net\_yh\_Pred}]$ .
- **$SOC\_Real$ :** SOC real batería, leída del inversor de la batería (BMS).

- **CoefEmulacionBat:** Coeficiente de emulación de la batería real.
- **SelModoAltoConsumo:** Selector de habilitación del MAC.
- **Vbat\_V\_PotMaxInyFV\_Red:** Tensión de la batería, inversor (BMS).
- **ModoCargaBatInv\_CV:** Inversor de batería en modo de carga a tensión constante (CV).
- **P\_FV\_Inv:** Consigna potencia activa en AC del inversor fotovoltaico.
- **Pbat\_Inv:** Consigna potencia activa en AC del inversor batería (posteriormente dividida por el *CoefEmulacionBat*).

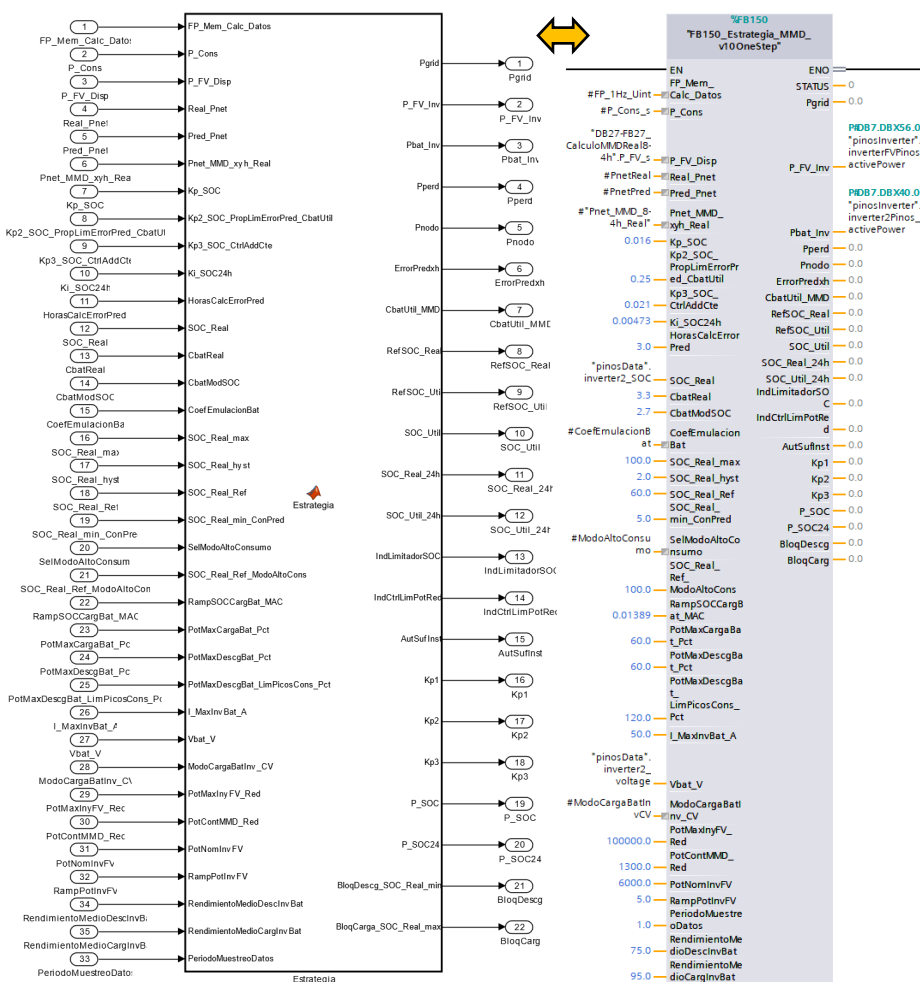
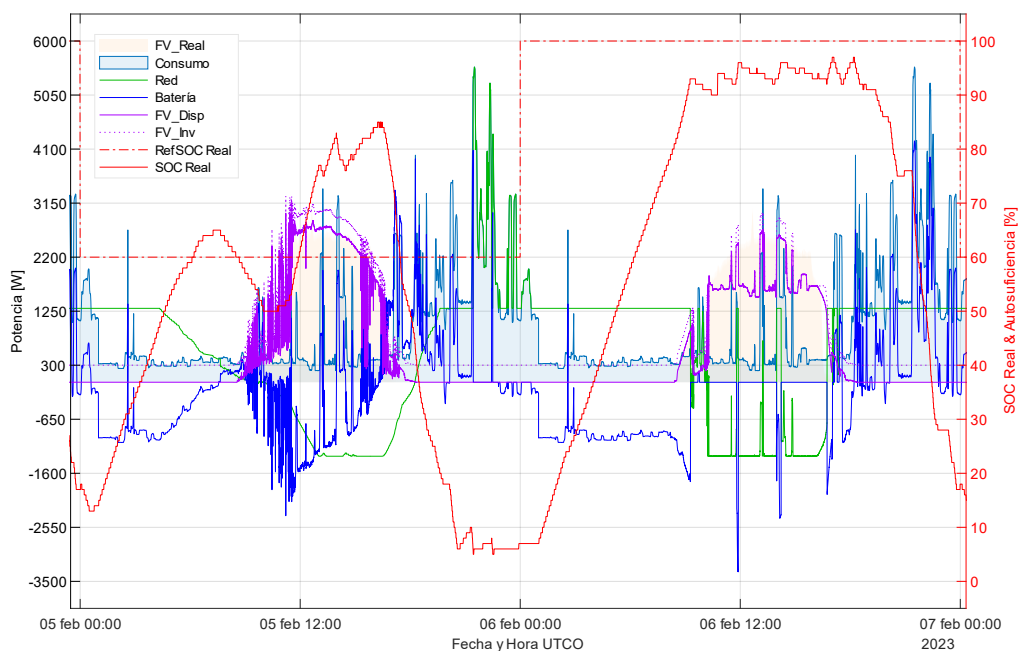


Figura 6.22 Correspondencia modelo función estrategia MMD vs. bloque de función PLC

En la Figura 6.23 se observa cómo la respuesta temporal de las variables principales de la estrategia, obtenida a partir de los datos secundales registrados por el PLC (AII.2.2), se ajusta correctamente a las premisas especificadas, en función de los perfiles de consumo y del campo fotovoltaico disponible.

El perfil de consumo de los dos días mostrados en la Figura 6.23 es el mismo, e igual al del consumo del 24/12/2019 de la segunda vivienda analizada, si bien el primer día está desactivado el MAC y en el segundo está activado.

En el siguiente subapartado, se analiza la correlación entre los datos reales obtenidos en los ensayos y los resultados de simulación, basándose en los mismos datos de entrada. A partir de los resultados de este análisis inicial, se integra en el control de la estrategia el estado de carga a tensión constante del inversor (CV), analizándose las respuestas finales en el Apartado 6.4.4.



**Figura 6.23** Resultados del ensayo experimental en el PLC de la estrategia de MMD

### **CORRELACIÓN RESULTADOS EXPERIMENTALES PLC VS. SIMULACIÓN MODELO ESTRATEGIA MMD EN SIMULINK**

Al igual que en la estrategia de MASB, para poder contrastar los resultados reales de la estrategia a partir de los datos secundales registrados por el PLC (AII.2.2), con respecto a los resultados esperados por simulación, basándose

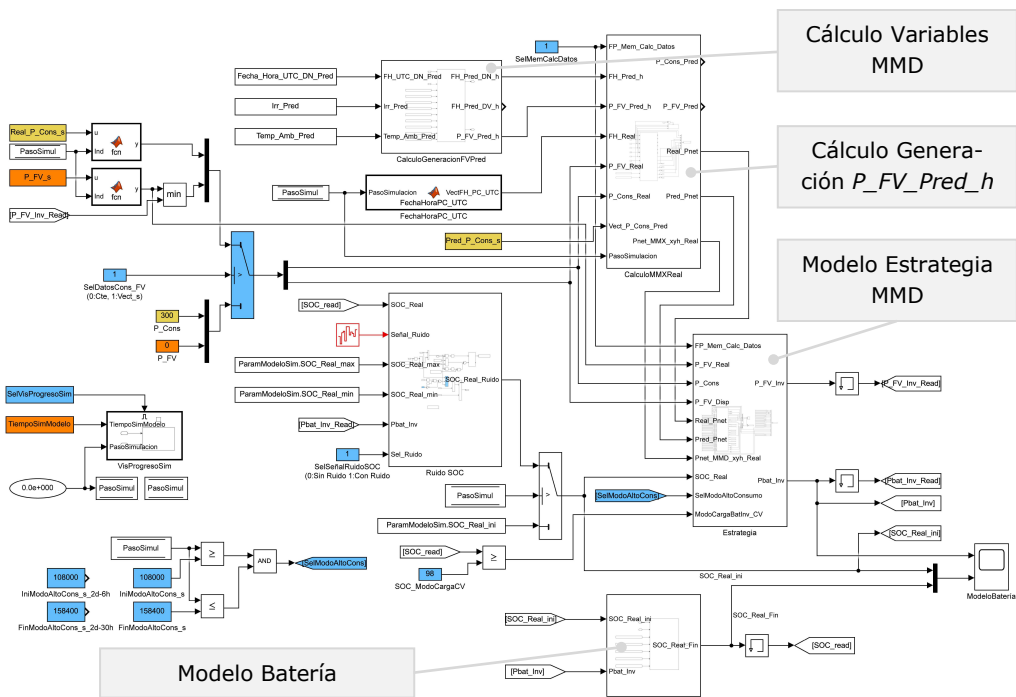
en los mismos datos del perfil de consumo real y de predicción, así como los de generación fotovoltaica, se han integrado todos ellos en un programa conjunto (Figura 6.24).

```

1 %*****
2 %
3 % Llamada secuencial ejecución subprogramas chequeo estrategia masb
4 % (datos simulación a partir de los datos reales registrados en el PLC,
5 % vs datos reales registrados en el PLC)
6 %
7 % (Resolución segundal)
8 %
9 %
10 % AUTOR: Carlos Galilea Gil (INGEPEP)
11 % FECHA: 01/02/2023
12 % VERSIÓN: 07
13 %
14 %*****
  
```

**Figura 6.24** Script del programa de análisis de la correlación de los resultados experimentales del PLC vs. a los de simulación del modelo de la estrategia de MMD en Simulink

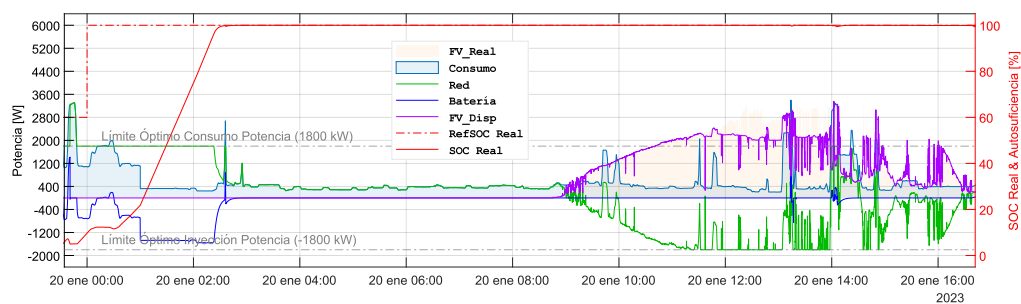
Este programa ejecuta el modelo de Simulink mostrado en la Figura 6.25, en el que los valores de los perfiles de consumo y generación fotovoltaica reales y de predicción se corresponden con los registrados segundalmente por el PLC.



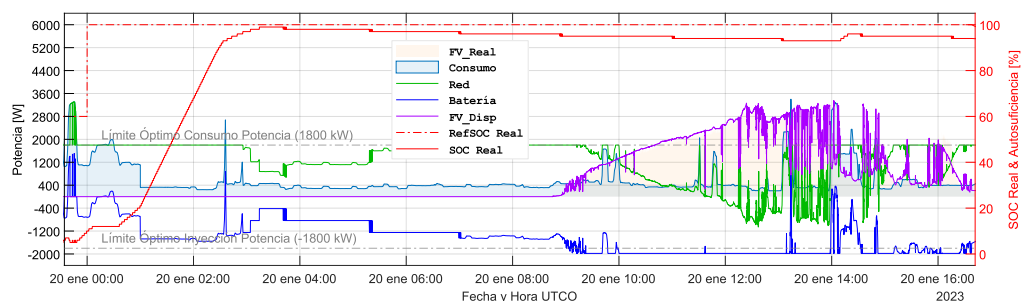
**Figura 6.25** Modelo base de Simulink simulación de la estrategia de MMD

En la Figura 6.26 se muestra parte de un día concreto de una serie de varios días correlativos de ensayos experimentales, en el que se puede observar principalmente la diferencia entre la evolución del SOC real y ante todo en la potencia en carga de la batería, con respecto a las obtenidas por simulación en los momentos en los que el SOC está cercano al 100 %.

Las diferencias anteriormente observadas, que están relacionadas entre sí, son debidas a que el inversor entra independientemente en modo de carga a tensión constante (CV) cuando la tensión de la batería alcanza un nivel de  $57,7V^6$ , obviando las consignas externas de potencia de batería que le llegan desde el PLC (Figura 6.27). Hasta ahora, como en este caso, no se contemplaba este modo de carga a CV en la estrategia, por lo que seguía consignando la potencia de carga de batería necesaria para alcanzar el SOC de referencia, que en MAC es del 100 % (Figura 6.26b).



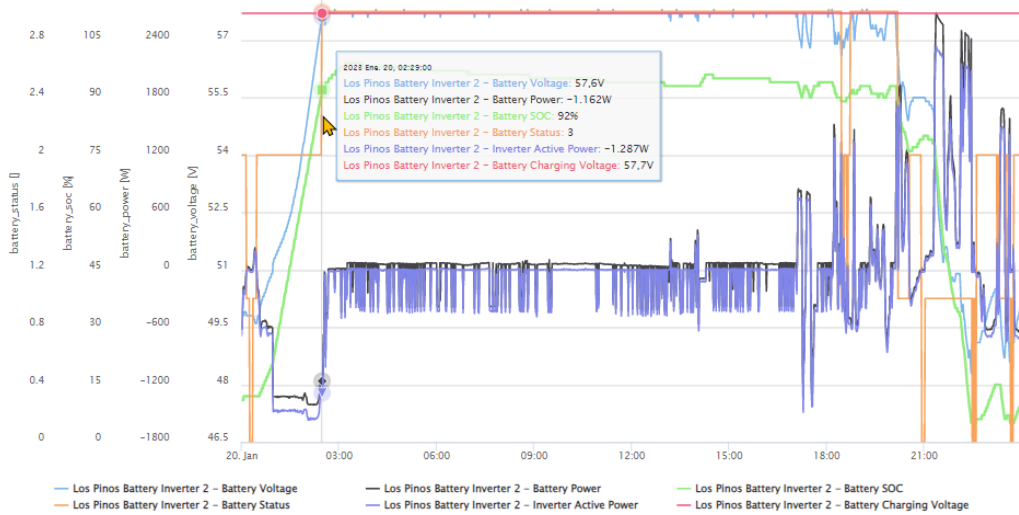
a) Resultados Simulink a partir de los datos registrados por el PLC



b) Resultados reales registrados por el PLC

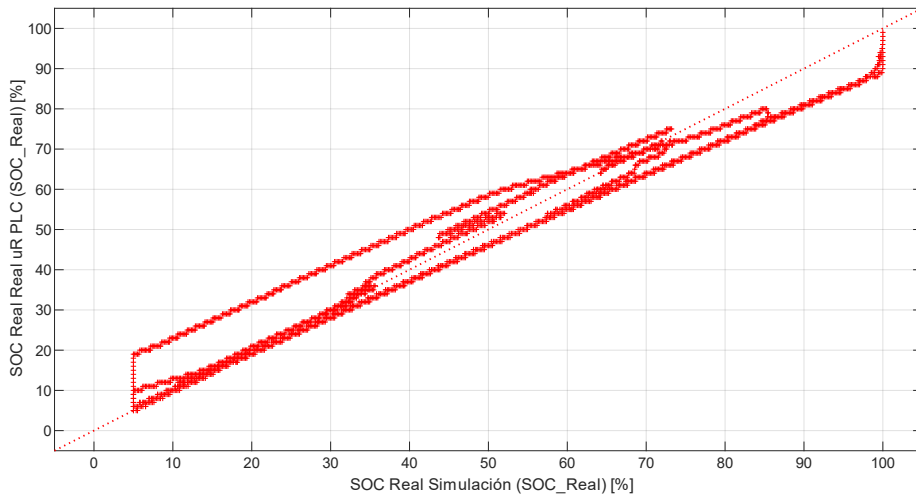
**Figura 6.26** Correlación de los resultados experimentales vs. a los de simulación de la estrategia de MMD (sin control de carga a tensión constante)

<sup>6</sup> El inversor entra en un lazo de control PI buscando mantener constante este nivel de tensión de la batería, que es un valor invariable enviado por el BMS al inversor.



**Figura 6.27** Análisis modo carga CV batería ensayo experimental estrategia MMD (EMPRO)

Estas diferencias entre la evolución de los perfiles reales y los de simulación de la potencia del inversor de control de la batería y, por tanto, del SOC para los días registrados del ensayo experimental, llevadas a una misma gráfica para ver su correlación temporal, pone de manifiesto que si no se contempla en la estrategia el modo de carga a CV, no permite obtener el reflejo necesario del comportamiento real del sistema batería-inversor, y en consecuencia se pierde la necesaria correlación de la consigna de potencia de carga de la batería, reflejada en la evolución del SOC real (Figura 6.28).



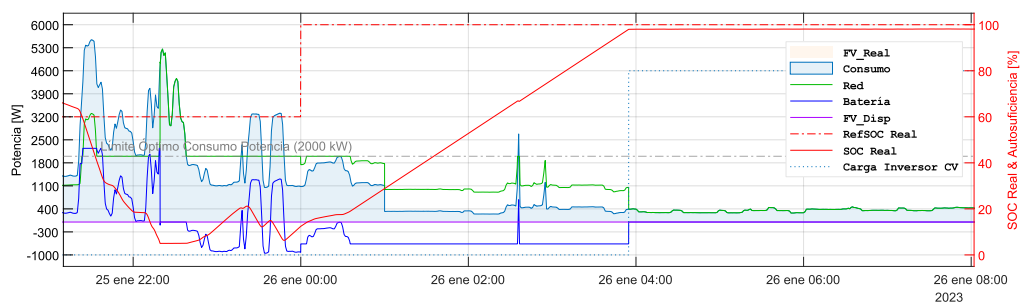
**Figura 6.28** Correlación del SOC de los resultados experimentales vs. a los de simulación de la estrategia de MMD (sin control de carga a tensión constante)



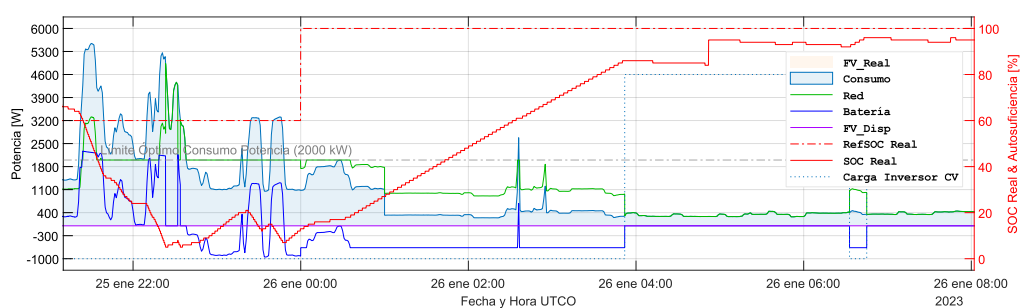
Visto el origen del comportamiento anterior, se ha optado por integrar en la estrategia el control del modo de carga del inversor de batería a CV, con el fin de poder obtener en simulación el comportamiento real de las estrategias.

Para ello, se ha modificado el programa de lectura de las variables del inversor en el PLC implementado por EOSOL, añadiendo la lectura del modo de operación de la batería-inversor (Apartado 6.2.3). En el modelo global de Simulink (Figura 6.25), se ha supuesto que se entra en este modo cuando el SOC real de la batería alcanza el 98 %. La estrategia de MMD se ha modificado, para que cuando la batería-inversor se encuentre en modo de carga a CV, la consigna de potencia hacia la batería se anule.

Volviendo a realizar otro ensayo experimental, y su correspondiente simulación con los datos reales registrados por el PLC, se obtienen los resultados de las Figuras 6.29 y 6.30.

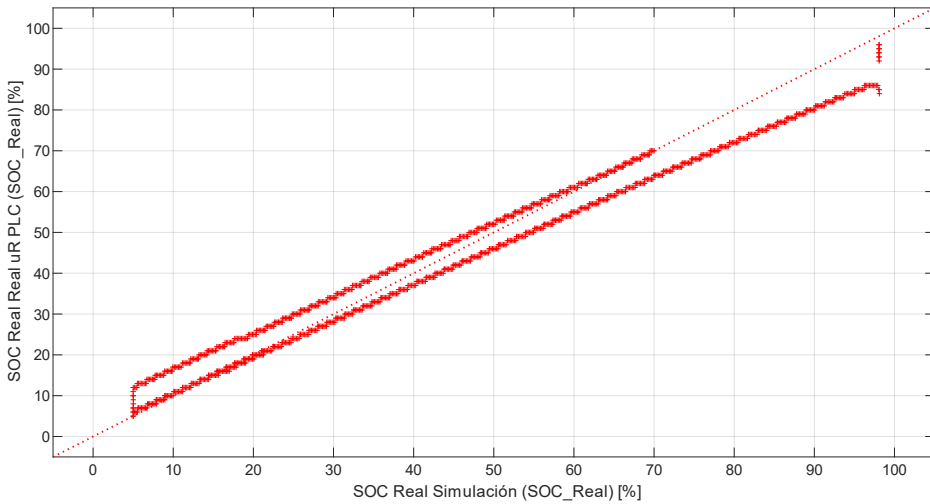


a) Resultados Simulink a partir de los datos registrados por el PLC



b) Resultados reales registrados por el PLC

**Figura 6.29** Correlación de los resultados experimentales vs. a los de simulación de la estrategia de MMD (con control de carga a tensión constante)



**Figura 6.30** Correlación del SOC de los resultados experimentales vs. a los de simulación de la estrategia de MMD (con control de carga a tensión constante)

Comparando las Figuras 6.26a y 6.29a, se puede advertir claramente como la evolución del SOC controlando el estado del inversor en modo de carga a CV, presenta una correlación que se acerca bastante al comportamiento real, el cual queda acentuado en mayor medida en la Figura 6.30, en la que se muestra la correlación entre los SOC para todos los días de simulación, aproximándose los puntos en torno a la recta de correlación teórica. A pesar de todo, quedarían pendientes por entender y modelar algunos fenómenos reales de la batería, como el escalón libre que presenta el valor del SOC en la Figura 6.29b, poco antes de las 5 h del segundo día.

A partir de este punto se mantienen para todas las simulaciones del resto de los ensayos experimentales, el control de estado del inversor en modo de carga a CV.

#### 6.4.4 RESULTADOS EXPERIMENTALES ESTRATEGIA MMD

##### RESULTADOS ESTRATEGIA MMD CON MAC DESHABILITADO

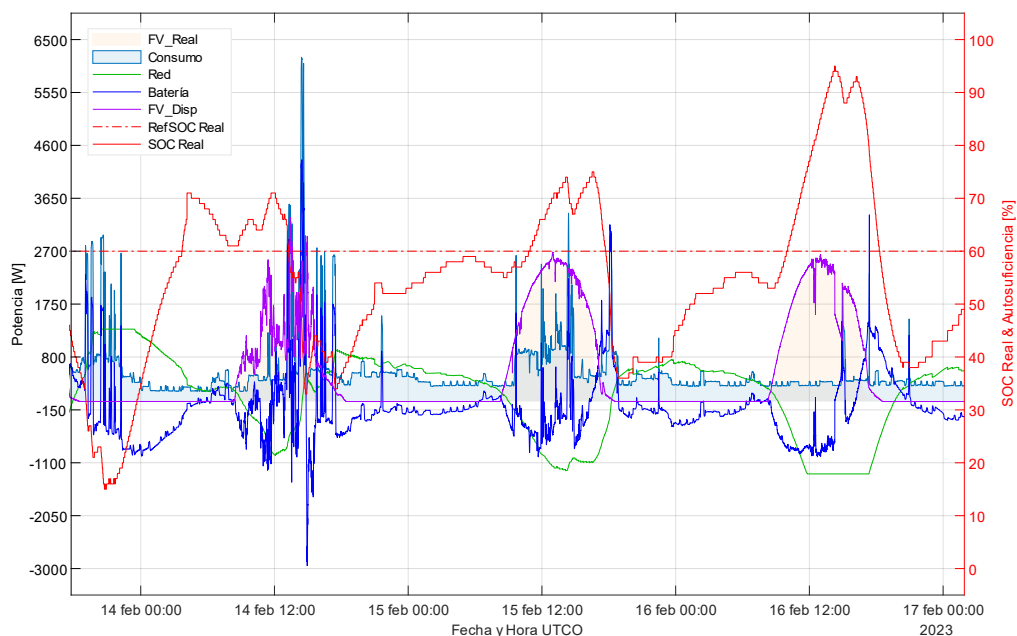
En primer lugar, la estrategia se ha ejecutado manteniendo siempre desactivado el MAC, durante 7 días ininterrumpidos con el fin de chequear su desempeño en condiciones reales con un perfil de consumo diario variable, manteniendo la limitación del nivel de potencia óptima contratada igual a 1300 W.

El perfil de consumo real (*Consumo*) y de predicción desde el inicio de la simulación, son los correspondientes a los perfiles de la segunda vivienda ana-

lizada desde el 01/01/2019. La generación fotovoltaica ha sido la real de esos días (*FV\_Dis*), así como el de predicción, calculado a partir de los datos del servidor de Meteogalicia (AII.3.1).

En la Figura 6.31 se muestran 4 de estos días en los que se observa cómo la estrategia se comporta de acuerdo con las premisas establecidas en el diagrama de flujo (Figura 6.20), de tal forma que la gestión de la potencia de la batería (*Batería*) logra mantener al SOC oscilando dentro de los límites establecidos y en torno a una referencia media del 60% (*RefSOC Real*), y sin superarse los límites de la potencia intercambiada con la red ( $\pm 1300$  W).

Siempre que no exista limitación de la potencia de red, por superación del límite ajustado de  $\pm 1300$  W, el perfil de ésta evoluciona de forma suave (*Red*), siendo la batería la que va filtrando en gran medida las fluctuaciones del perfil de consumo (*Consumo*) y de la fotovoltaica disponible (*FV\_Real*).



**Figura 6.31** Zoom resultados experimentales de la estrategia MMD sin MAC

Los días 14 y 15 la estrategia de MMD se ha ejecutado libremente en todo momento sin restricciones por las limitaciones anteriores de la potencia de red. Durante la madrugada del día 14, ante una baja predicción de generación fotovoltaica, la consigna de carga de la batería fue mayor que la del día 15, obteniéndose una evolución suave del perfil de potencia de red (*Red*), absor-

biendo la batería (*Batería*) las variaciones de la generación fotovoltaica (*FV\_Disp*), y aportando en los momentos necesarios la potencia necesaria para filtrar los picos de consumo.

Sobre las 21 h del día 13, al existir un consumo con escalones que superan los 2700 W (*Consumo*), la estrategia de MMD al estar el SOC en valores bajos (*SOC Real* < 35 %), tiende a demandar de la red una potencia superior a los 1300 W, por lo que el control de la estrategia se conmuta, de manera que se mantiene el límite de consumo de red en 1300 W hasta aproximadamente las 23:30 h de ese día, filtrando en este rango temporal el excedente de los picos de consumo con la batería (*Batería*). En este caso, el nivel de potencia de descarga de la batería no ha exigido que se superase el  $E\text{-rate}_{nom}$  de 0,6 (1980 W), pero la estrategia lo habría permitido hasta llegar al  $E\text{-rate}_{max}$  de 1,2 (3960 W) ajustado para filtrar picos hasta el límite mínimo del 5% de SOC, manteniendo siempre un límite de control redundante de la potencia de descarga en función de la tensión instantánea de la batería.

El día 16, poco antes de las 12 h, al existir mucha generación fotovoltaica (*FV\_Real*), esta se aprovecha siempre que se puede, haciendo trabajar al inversor fotovoltaico en el punto de máxima potencia (*FV\_Disp*). La estrategia de MMD evoluciona libremente controlando la consigna de la batería (*Batería*), hasta que la potencia inyectada a red llega al límite de 1300 W (*Red*), momento en el cual se vuelve a conmutar el control de la estrategia, manteniendo la inyección máxima a red en 1300 W hasta las 17:20 h, reduciendo la potencia de salida del inversor fotovoltaico a lo largo de este tramo horario, en función de la potencia de la batería y del consumo.

Vistas las respuestas de la estrategia en los dos casos de estudio, y en particular en cada caso concreto en los que se permuta internamente su control, queda validada la robustez de la estrategia y su correlación con el desarrollo por simulación descrito en el Capítulo 5, permitiendo en todo momento una evolución suave y controlada del perfil de potencia intercambiado con la red, manteniendo a su vez un control permanente de la evolución del SOC, basado en la medida móvil descentrada de la potencia neta real, nutrida de los datos de predicción de consumo y generación.

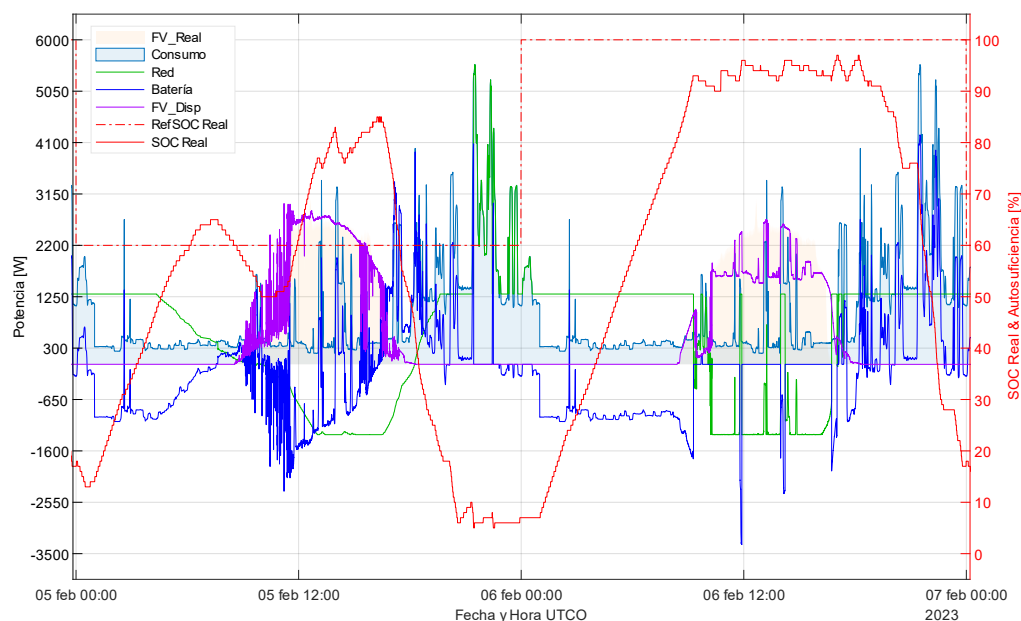
### **RESULTADOS ESTRATEGIA MMD CON MAC HABILITADO EN DÍAS ALTERNOS**

La finalidad de este ensayo fue la de comprobar el funcionamiento del MAC, aplicado a un día con un nivel de consumo muy superior al habitual, de forma que, si no se aplicara esta variante de la estrategia, la batería llegaría a des-

cargarse y el consumo de la red aumentaría por encima del nivel deseado de la potencia contratada. En el caso de la segunda vivienda analizada, esto ocurre el día 24 de diciembre.

Para ello, la estrategia se ha ejecutado alternando diariamente la activación del MAC, manteniéndose el mismo perfil de consumo diario real, correspondiente al 24 de diciembre de 2019 (*Consumo*) y de predicción de consumo para todos los días. Por el contrario, el campo fotovoltaico disponible ha sido el real de esos días (*FV\_Dis*), así como el de predicción aportado por Meteogalicia. La microrred estuvo trabajando en estas condiciones durante varios días.

Tomando dos de esos días como ejemplo (Figura 6.32), se observa cómo durante el primer día en el que el MAC está deshabilitado (*RefSOC Real* = 60%), la estrategia se ejecuta correctamente de acuerdo a las premisas establecidas en el diagrama de flujo (Figura 6.20), de forma que la gestión de la potencia de la batería (*Batería*) es dependiente de los lazos de control del SOC útil (Apartados 5.2.2 y 5.2.3), mientras no se superen los límites de la potencia óptima intercambiada con la red ( $\pm 1300$  W). Siempre que no exista limitación de la potencia de red, el perfil de ésta evoluciona de forma suave (*Red*), siendo la batería la que va filtrando las fluctuaciones del perfil de consumo y de la fotovoltaica disponible.



**Figura 6.32** Zoom resultados experimentales de la estrategia de MMD con MAC en días alternos

Hasta las 20:45 h aproximadamente, la batería ha sido capaz de filtrar todos los picos de red por encima de los 1300 W. Sin embargo, a partir de ese momento el SOC real de la batería alcanza el nivel mínimo permitido (5 %), por lo que la red ha de hacer frente a todo el consumo desde este momento, al no haber generación fotovoltaica. En consecuencia, se llegan a alcanzar picos superiores a los 5500 W, superando notablemente el límite de los 1300 W.

Por el contrario, durante el segundo día, en el que el MAC está permanentemente habilitado, la estrategia se ejecuta igualmente de forma correcta de acuerdo las premisas establecidas en el diagrama de flujo (Figura 6.20), es decir, intentando mantener siempre cargada la batería al nivel del SOC de referencia del MAC ( $RefSOC_{Real} = 100\%$ ), y filtrando los picos de consumo que supongan un exceso de consumo de la potencia de red por encima del límite permitido (1300 W).

En la (Figura 6.32) se observa cómo a lo largo de la madrugada se carga la batería manteniendo siempre un límite de consumo de red de 1300 W, hasta que entra en modo de carga a CV, en el cual la consigna de potencia hacia la batería se anula, evolucionando el SOC en función del control integrado en el inversor de carga a CV, hasta salir de este modo en el que se vuelve a recargar la batería si el SOC real está por debajo del de referencia. La inyección a red está siempre limitada a 1300 W, limitando, si es necesario, la potencia de salida del inversor fotovoltaico.

Aproximadamente a partir de las 17:45 h deja de haber generación fotovoltaica ( $FV_{Real}$ ), por lo que la red apoyada por la batería, han de hacer frente a todo el consumo futuro. Como se puede observar, en todo momento la potencia de red ( $Red$ ) alcanza como máximo los 1300 W, siendo capaz la batería ( $Batería$ ) de ir filtrando el diferencial con respecto al consumo ( $Consumo$ ). En consecuencia, el MAC en este día y en todos los días ensayados cumple con su funcionalidad, permitiendo limitar la potencia de red en todo momento a 1300 W.

# 7

## CONCLUSIONES Y LÍNEAS FUTURAS

### 7.1 CONCLUSIONES

**E**l cambio de los hábitos de consumo y del sistema energético son ineludibles para poder continuar con el estilo de vida de la creciente sociedad actual y venidera. Estos cambios cada vez son más apremiantes si se quiere frenar el cambio climático que ya está manifestando sus consecuencias, las cuales perjudican enormemente a la sociedad en general, tanto a nivel económico como de salubridad.

Una de las formas más sostenibles y viables para contribuir a lograr un equilibrio medioambiental, pasa por sustituir mayoritariamente las fuentes de generación basadas en combustibles fósiles por energías de origen renovable, integrándolas a pequeña y gran escala dentro del mix del sistema eléctrico. Por otro lado, no es menos importante la concienciación ciudadana para que apoyen al sistema, variando en la medida de lo posible sus hábitos de consumo, en primer lugar, reduciendo su nivel de consumo y, en segundo, desplazando sus consumos de las horas con déficit de generación renovable a las de

exceso, contribuyendo a aplanar el perfil de la curva global de consumo residual.

En este contexto tienen una importante cabida los sistemas de autoconsumo fotovoltaico individual o colectivo con almacenamiento. Estos sistemas permiten incrementar el uso de las energías renovables, reduciendo intrínsecamente el consumo de la red y, además, desplazar la energía de las horas solares al segundo de los picos de máximo consumo de la curva global. En esta tesis se ha trabajado en el desarrollo de estrategias de control para la gestión energética de estos sistemas. Para el diseño de estas estrategias se ha tenido en cuenta tanto la optimización de la instalación desde un punto de vista económico como su integración en el sistema eléctrico en su conjunto.

Para poder acometer este diseño, en primer lugar se ha examinado la evolución del marco regulatorio del autoconsumo, analizando en detalle la regulación actual en España, la cual, tras derogar el anterior marco normativo, ha pasado a potenciar el autoconsumo. Para ello, se eliminan los peajes y cargos de la energía autoconsumida, se permite asimismo compensar la energía excedentaria que se vierta a la red, se promueve el derecho al autoconsumo colectivo de proximidad, y se reducen los trámites administrativos.

En segundo lugar, se han categorizado las diferentes tipologías de los perfiles de consumo residencial, a partir del análisis de los perfiles de consumo de diversas viviendas, obtenidos dentro del ámbito del proyecto de investigación ARALAR [86]. Tras este análisis se han identificado tres tipologías principales, en función de la estructura familiar (número de hijos), de los horarios de trabajo y del tipo de vivienda.

Una vez definidas estas tres tipologías de perfil, se ha establecido una metodología de diseño para determinar los dimensionados de la generación fotovoltaica y la capacidad de almacenamiento de los sistemas de autoconsumo que serían necesarios instalar. Este dimensionado se lleva a cabo en función de diversos criterios subjetivos como son el nivel de ahorro obtenido o la autosuficiencia, determinados éstos basándose en unos índices, como el nivel de autosuficiencia medio anual, el ahorro económico anual o el nivel de autarquía potencial. Para este dimensionado se ha aplicado la estrategia básica del estado del arte de máxima autosuficiencia y se han evaluado los perfiles de consumo minutal disponibles de las viviendas de estudio que se corresponden con las tres tipologías relevantes identificadas previamente. Además, se ha empleado la tarificación basándose en los costes medios del último año esta-



ble, previo a las actuales fluctuaciones del mercado eléctrico debidas a las incertidumbres geopolíticas.

Este análisis ha puesto de manifiesto que las baterías son el equipo con mayor peso relativo sobre el coste anual ponderado, no solo derivado de su elevado coste unitario, sino también debido a su baja vida útil. Dada su importancia, se ha estimado la vida útil de las baterías de forma dinámica, basándose en la degradación por calendario y ciclado para cada dimensionado. Por otro lado, también se han determinado la potencia óptima a contratar y la potencia nominal del inversor necesario a instalar para cada dimensionado, con el fin de obtener unos costes optimizados, que a su vez sean realistas con su posible implantación técnica.

A partir del nivel de ahorro anual obtenido en la facturación de la energía eléctrica y del coste anualizado del sistema de autoconsumo, se ha valorado la viabilidad económica real de cada instalación. Se ha llegado a la conclusión de que en todos los casos, sin aplicación de ningún tipo de ayuda o subvención, los sistemas con mayor beneficio económico son los que prescinden de equipos de almacenamiento, si bien este escenario podría cambiar a futuro con la esperada reducción de sus costes, el aumento de su vida útil y ante posibles cambios tarifarios (que ya han comenzado) en los que el precio de la energía eléctrica pase a valores muy bajos en horas solares y muy altos en el pico de consumo tras la puesta de sol. No obstante, se han encontrado puntos de dimensionado con almacenamiento que permiten, manteniendo su viabilidad económica, una cierta gestionabilidad de la generación fotovoltaica autogenerada, con la que se puede mejorar notablemente el nivel de autosuficiencia, pasando del 30-40 % al 60-70 %, aproximadamente.

Por otro lado, se ha demostrado que para que el ahorro anual obtenido por facturación sea capaz de compensar los costes fijos derivados de los equipos de autoconsumo y su instalación, sobre todo si disponen de almacenamiento, es importante que el nivel medio de consumo anual sea de al menos 3000 kWh/año aproximadamente, si bien es dependiente del tipo de perfil de consumo. En cualquier caso, a mayores consumos medios anuales, mayor es la capacidad de almacenamiento de la que se puede disponer, lo que permite a su vez un mayor nivel de gestión energética y una mayor autosuficiencia. En consecuencia, para poder determinar la idoneidad del dimensionado de un sistema de autoconsumo, es imprescindible analizar el consumo de la vivienda, no solo basándose en su valor medio anual, como es habitual en las ofertas que suelen presentarse comercialmente, sino por su perfil horario de con-

sumo. Nótese que en el caso de poder aplicarse ayudas y/o subvenciones, los resultados anteriores se desvirtúan notablemente, haciéndose económicamente viables sistemas de autoconsumo con almacenamiento para viviendas con niveles de consumo medio inferiores.

Para abordar el diseño de las estrategias de gestión, y con el fin de poder comparar los resultados obtenidos en las tres tipologías de vivienda, se ha optado por un dimensionado único para los tres casos que, aunque no óptimo, resulta razonable en los tres casos. Esto ha permitido estudiar la idoneidad de las estrategias en función del nivel y tipología de consumo de cada vivienda, posibilitando a su vez un análisis comparable de la viabilidad económica. Tras analizar los resultados de los dimensionados previos, se eligió como dimensionado de referencia, aquel que permite una generación igual al 125 % del consumo anual y una capacidad de baterías igual a 12 horas del consumo medio anual, que corresponde, en potencia fotovoltaica, a valores cercanos al óptimo y, en almacenamiento, algo coherente con las necesidades de la red y del usuario (desplazar la generación de las horas solares a las nocturnas). Además, los valores resultantes de este dimensionado son compatibles con la ratio generación/almacenamiento máxima subvencionable.

Una vez seleccionado el dimensionado de referencia, se ha evaluado una de las estrategias del estado del arte, la estrategia de MMC con predicción, desarrollada en la propia universidad [37]. Esta estrategia fue diseñada con el único objetivo de aplanar todo lo posible el perfil de potencia diario intercambiado con la red. En principio, este comportamiento se alinea con los objetivos de esta tesis, ya que de forma indirecta, tiende a desplazar la generación solar hacia las horas nocturnas (horas más caras) y a reducir los picos de consumo, es decir, de la potencia contratada. Sin embargo, a la luz de los resultados obtenidos, se han podido identificar puntos de mejora de la estrategia. El primero está relacionado con el hecho de que trate de imponer una potencia prácticamente constante a lo largo de todo el día, cuando lo ideal sería potenciar el consumo de la red en las horas baratas en detrimento de las caras. El segundo tiene que ver con el hecho de que el funcionamiento óptimo de esta estrategia, es decir, la capacidad para mantener la potencia prácticamente constante a lo largo de las 24 horas, requiere de una batería muy superior a la seleccionada para este trabajo, al haber utilizado además criterios económicos. Con el objetivo de solventar estas carencias se han diseñado diversas modificaciones, hasta llegar a la estrategia de media móvil descentrada finalmente propuesta en este trabajo y denominada estrategia MMD. El proceso de diseño de esta nueva estrategia se puede resumir en los siguientes puntos:

- Se modifica el lazo de control instantáneo del SOC, para que la batería nunca llegue a descargarse por completo y, de esta manera, impedir que se pierda indirectamente el control de la potencia de la red.
- En apoyo a la anterior medida, se opta por aumentar el nivel del SOC útil de referencia. Con esto se consigue una mayor capacidad energética para hacer frente a los posibles picos de consumo, con la única pega de perder algo más de generación cuando no se puede inyectar más potencia en la red y la batería está completamente cargada.
- Se varía la ventana horaria de la MMC optando finalmente por una ventana de 12 horas, que es la que mejor se adecua a la capacidad real de la batería. Como consecuencia, el nuevo perfil de la potencia intercambiada con la red ya no es plano sino fluctuante.
- Para adecuar este perfil a los periodos tarifarios actuales, se pasa de la media móvil centrada de 12 horas a una media móvil descentrada de 8 + 4 horas, es decir, pasando finalmente de una estrategia de MMC de 24 horas ( $MMC_{24h}$ ), a una de MMD de 12 horas ( $MMD_{8+4h}$ ).
- En apoyo a la reducción de los picos de potencia intercambiados con la red, se ha integrado en la propia estrategia un control de *peak shaving*, con el que se intenta limitar tanto el nivel máximo de la potencia consumida de la red como la inyectada, al valor de potencia contratada óptima según el método de dimensionado. Para limitar la potencia consumida se utilizan las baterías y para limitar la inyección, además de las baterías, se complementa en caso necesario con la limitación de la generación fotovoltaica.
- Aun con las nuevas implementaciones descritas en el punto anterior, se dan casos particulares para días muy especiales con perfiles de consumo muy superiores a los habituales (Nochevieja, Navidad, etc.), algunos de ellos previsibles, a los cuales la estrategia de gestión energética no es capaz de hacer frente sin superar la potencia contratada.

Para afrontar a esta situación se diseñó un nuevo modo de funcionamiento denominado "Modo Alto Consumo" (MAC). En este modo, que podría ser activado por el usuario o por un sistema de control externo cuando se prevé un alto consumo en las próximas horas, se prioriza la carga de la batería con el fin de disponer de la energía almacenada

necesaria para poder hacer frente al previsible alto nivel de consumo. Este modo, además de ayudar al usuario, ya que le permite no sobrepasar la potencia contratada, ayuda a la red, puesto que alivia los momentos de mayor consumo, pasando parte del mismo a las horas o días previos.

Una vez diseñada la estrategia propuesta se ha comprobado por simulación su correcto funcionamiento y, así mismo, su superioridad con respecto a las del estado del arte, basándose en una serie de criterios tanto económicos, que benefician al propietario, como técnicos, que benefician la integración de la energía fotovoltaica en la red.

Finalmente, una vez analizadas las estrategias de gestión energética mediante simulación, se ha validado experimentalmente la estrategia propuesta. La validación se ha llevado a cabo en la microrred instalada en el Laboratorio de Almacenamiento y Microrredes de la UPNA. Los resultados obtenidos son satisfactorios, siendo en gran medida correlativos los perfiles de potencia de intercambiado con la red y la batería a los obtenidos por simulación, confirmando que esta estrategia puede ser integrada en un sistema de autoconsumo real. Además, ha demostrado una respuesta altamente estable a pesar de las desventajas propias de un entorno de ejecución real frente a uno simulado, como la resolución de las medidas, el valor del SOC y su comportamiento imprevisto, derivado de la propia dinámica de la batería y de su modelo integrado en el BMS.

Esta tesis ha demostrado que un correcto dimensionado en función de la tipología del perfil de consumo, junto a una adecuada estrategia de gestión, puede lograr que un sistema de autoconsumo fotovoltaico con almacenamiento sea viable desde el punto de vista del usuario, favoreciendo a la vez la integración de generación fotovoltaica en la red.

## 7.2 CONTRIBUCIONES

Además del trabajo presentado en este documento, el trabajo desarrollado a lo largo de la presente tesis doctoral ha dado lugar, por el momento, a las siguientes contribuciones:

### CONTRATO PREDOCTORAL

La investigación presentada en esta tesis ha contado con financiación pública durante el último trienio por un contrato predoctoral, concedido por la Universidad Pública de Navarra. La "Convocatoria de Contratos Pre-doctorales de la

Universidad Pública de Navarra para el año 2020" fue publicada el 26 de noviembre de 2019, bajo la Resolución 2306/2019 y concedida el 1 de julio de 2020.

### CONTRIBUCIONES A CONGRESOS INTERNACIONALES

- C. Galilea, J. Pascual, A. Berrueta, A. Ursúa, L. Marroyo: "*Economic analysis of residential PV self-consumption systems with Li-ion batteries under different billing scenarios*". In *19<sup>th</sup> IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2019 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe, IEEEIC/I&CPS Europe 2019*, Genoa (Italy), 2019.

### PARTICIPACIÓN EN PROYECTOS DE I+D FINANCIADOS EN CONVOCATORIAS PÚBLICAS

- "Convertidores electrónicos avanzados para la integración en red de sistemas fotovoltaicos y eólicos", Plan Estatal de I+D+i del Ministerio de Economía y Competitividad, DPI2016-80641-R, 2016-2020.
- "Almacenamiento Renovable Avanzado de Litio para Autoconsumo Residencial interconectado (ARALAR)", proyecto estratégico de I+D del Gobierno de Navarra, financiado por el Gobierno de Navarra y la Universidad Pública de Navarra, código 0011-1411-2017-000021, 2017-2019.

En el proyecto participaron un consorcio de empresas (JOFEMAR, INGETEAM, ISF e IBERDROLA) y organismos de investigación (CENER, CEMITEC y la UPNA).

- "*UPNA Green, Smart & Sustainable Campus*", financiado por el Gobierno de Navarra, Comisión Europea a través del NextGeneration-EU, Ministerios MITMA y MITECO, 2021-2024.

### COLABORADOR DE TRABAJOS FIN DE ESTUDIOS

- "*Optimization of a residential self-consumption system with PV and Li-ion battery*", Steven Abdelmassih, TFM MEDSOL Erasmus+, UPNA, 2019.
- "Análisis económico del autoconsumo fotovoltaico residencial colectivo", Pablo De la Portilla Planillo, TFG en Ingeniería en Tecnologías Industriales, UPNA, 2020.

- “Proyecto de instalación solar fotovoltaica para autoconsumo colectivo en una comunidad de propietarios de Pamplona”, Mikel Montero Barrenechea, TFG en Ingeniería en Tecnologías Industriales, UPNA, 2022.

### **SEMINARIOS Y CURSOS IMPARTIDOS**

- “Dimensionado y estrategias de gestión energética para autoconsumo residencial”, Seminario interno del grupo de investigación INGEPER, UPNA, 2019.
- “RD 244/2019 Autoconsumo y estructura nueva factura eléctrica”, Seminario interno del grupo de investigación INGEPER, UPNA, 2020.
- “Nuevas tarifas eléctricas 01/06/2021-Circular 3/2020, CNMC”, Seminario interno del grupo de investigación INGEPER, UPNA, 2021.
- “Ayudas al autoconsumo (RD 477/2021) y limitación del precio al gas (RDL 10/2022)”, Seminario interno del grupo de investigación INGEPER, UPNA, 2022.
- “Estudio de la normativa vigente y requisitos de legalización en instalaciones de autoconsumo fotovoltaico”, Módulo II AUTOCONSUMO, curso de formación para desempleados del Colegio de Graduados en Ingeniería e Ingenieros Técnicos Industriales de Navarra (CITIN), 2019.
- “Estudio de la normativa vigente y requisitos de legalización en instalaciones de autoconsumo fotovoltaico”, Módulo II AUTOCONSUMO, curso de formación para desempleados del Colegio de Graduados en Ingeniería e Ingenieros Técnicos Industriales de Navarra (CITIN), 2020.

### **ELABORACIÓN DE MATERIAL DOCENTE**

- Material docente relativo al autoconsumo, incluido en apuntes y prácticas de la asignatura “Sistemas de energías renovables”, Grado en Ingeniería Eléctrica y Electrónica, UPNA.

## 7.3 LÍNEAS FUTURAS

### 7.3.1 INTEGRACIÓN DE LOS SISTEMAS DE AUTOCONSUMO DENTRO DEL MARCO REGULATORIO DE APOYO Y REGULACIÓN DE LA RED

Debido al crecimiento de la potencia instalada de los sistemas de generación basados en energías renovables (Capítulo 1) y, en particular, al gran auge de los sistemas de autoconsumo fotovoltaico, ante todo si se sobredimensiona la generación, hará necesario que los mismos tengan un papel activo en el control de estabilidad de red, haciéndose necesaria la implementación de sistemas de almacenamiento que permitan ayudar en la gestión de la red.

Hasta hace pocos años, la responsabilidad de mantener la estabilidad de la red mediante inercia, regulación primaria, secundaria y terciaria, etc., recaía en las grandes centrales hidroeléctricas y térmicas. Así, en un inicio, los grandes parques renovables, aún minoritarios en el mix eléctrico, lejos de dar ningún servicio, se desconectaban ante variaciones fuertes de tensión o frecuencia, agravando, en ocasiones, el problema. Poco a poco, conforme fueron incrementando su participación en el mix, se les fue exigiendo mayores capacidades para salvar estas perturbaciones de la red hasta hacerlos partícipes activos en la gestión de la misma, trabajo que sigue actualmente en progreso.

De forma paralela, las pequeñas instalaciones de autoconsumo, hasta ahora minoritarias en la red, están pasando a ser una parte notable del mix eléctrico español (unos 5,2 GW al finalizar 2022 y con vistas a duplicarse o triplicarse en 2023) y, por lo tanto, es esperable que requisitos similares a los que se han ido pidiendo a los grandes parques eólicos y fotovoltaicos, se vayan pidiendo también a los pequeños sistemas de autoconsumo, tarea que podría llevarse a cabo de forma inapreciable para el dueño de la instalación mediante actualizaciones de *firmware* de los inversores.

En este contexto, cabría investigar qué papel concreto deberían de tener estas pequeñas instalaciones de autoconsumo, viendo si es necesario modificar el marco regulatorio para que incluso pudiesen participar en servicios remunerados de la red, e incentivando el uso del almacenamiento, haciendo más atractiva su instalación, en un futuro en que, por otro lado, el precio de mercado en las horas de elevada producción solar, unida a una alta cobertura conjunta mediante energías renovables, ya se está viendo reducido considerablemente.

### **7.3.2 DESARROLLO DE NUEVAS ESTRATEGIAS DE GESTIÓN ENERGÉTICA CON PREDICCIÓN BASADAS EN EL CONTROL DE LOS PERIODOS TARIFARIOS**

Partiendo de la estrategia de MASB (Apartado 4.3), y teniendo en consideración parte de las mejoras implementadas en la estrategia de MMD (Apartado 5.2), sería interesante desarrollar una estrategia con predicción basada en el control energético, en función de los periodos tarifarios que se establezcan y sus tramos asociados, teniendo en cuenta la evolución dinámica que adopte el precio final del término variable de la energía.

Con la estrategia de MMD se consigue desfasar el perfil medio diario de la potencia intercambiada con la red, logrando que el área de mayor consumo case mayoritariamente con el periodo valle de la actual tarifa 2.0TD (AI.4), y que el área de menor consumo se desplace intentando trasladar el consumo del periodo punta al llano (AI.4). Además, por la propia funcionalidad intrínseca de la estrategia y de las mejoras introducidas, se ha conseguido reducir sustancialmente el nivel de potencia contratada con respecto a la estrategia de MASB (Apartado 4.6, Tabla 4.19).

Previsiblemente, dado el auge de la potencia instalada de los sistemas de generación basados en energías renovables, es de esperar que la cobertura mediante estas fuentes de generación de la curva de energía demandada sea cada vez mayor, precisamente en los tramos horarios del periodo punta de la actual tarifa 2.0TD (AI.4), por lo que se prevé que estos periodos se tengan que redefinir, y que en consecuencia la estrategia de MMD ya no presente las bondades actuales.

Por ello, una estrategia genérica, que esté estructurada para que tenga en consideración los posibles tramos horarios de la tarifa vigente en cada momento, cuyo núcleo se base en el cómputo y gestión de los niveles energéticos de consumo y generación, reales y de predicción, así como en las previsibles premisas que le puedan llegar desde el operador de red en un futuro próximo, para apoyar en el mantenimiento de la calidad de red, se entiende como una vía de continuación a la estrategia de MMD desarrollada en la tesis.

### **7.3.3 ESTUDIO DE LA PARTICIPACIÓN DE LOS SISTEMAS DE AUTOCONSUMO DENTRO DE LAS COMUNIDADES ENERGÉTICAS**

Los nuevos marcos regulatorios permiten el autoconsumo colectivo que puede pasar a formar parte de las denominadas Comunidades Energéticas o Comunidad de Energías Renovables, que están llamadas a ser una de las figuras más



relevantes para empoderar a la ciudadanía en el nuevo modelo energético, siendo un instrumento más en su transición.

Estas comunidades tienen entidad jurídica, alrededor de las cuales se organizan personas y entidades, públicas o privadas, del entorno próximo, para cooperar unidas en una actividad relacionada con el sector energético con el fin de prestar servicios, u otros beneficios socioeconómicos y medioambientales, a sus miembros o a la comunidad local, sin ánimo de lucro.

En este contexto es fundamental analizar la integración de los sistemas de autoconsumo individual, con o sin almacenamiento, dentro del conjunto de la comunidad, estudiando cuál ha de ser la gestión energética óptima para que en su conjunto maximice la viabilidad de estos sistemas para el conjunto de los miembros que conformen la comunidad, sin dejar de lado el apoyo a la red.

#### **7.3.4 INTEGRACIÓN DEL VEHÍCULO ELÉCTRICO**

Actualmente y de cara al futuro se está potenciando el uso de los vehículos eléctricos. Esto conlleva, a nivel local, a que el perfil de consumo de la vivienda pueda variar sustancialmente por la recarga de las baterías del vehículo que, principalmente, se hará en horario nocturno.

Por lo tanto, se prevé que consolidarán nuevos perfiles de consumo adicionales muy distintos a las tipologías ya identificadas (Apartado 3.3.2), lo cual abre las puertas al estudio del dimensionado y estrategias de gestión nuevas para este nuevo tipo de perfil.



# Anexo I

## ANÁLISIS DEL RD 900/2015 Y RD 244/2019 DE AUTOCONSUMO, Y DE LA TARIFA 2.0TD

### AI.1 INTRODUCCIÓN

**E**n el presente Anexo se muestra un resumen de los aspectos considerados de mayor interés de los dos últimos Reales Decretos de regulación del autoconsumo en España.

En primer lugar, en el apartado (AI.2) se muestra la Tabla AI.1, en la que se subdividen los tipos de autoconsumo regulados por el RD 900/2015 [87], pasando a continuación a indicarse las cuestiones de mayor relevancia asociadas con diversos conceptos, según el tipo de autoconsumo.

Si bien la mayor parte del RD 900/2015 está modificada o derogada por la actual regulación, se incluye aquí por considerarse de interés de cara a poder comparar la evolución regulatoria.

En segundo lugar, en el apartado (AI.3) se incluye un desglose de los puntos considerados de mayor interés sobre la regulación actual del autoconsumo, de acuerdo con el RD 244/2019 [32]. Para cada uno de los puntos se incluye un pequeño resumen y/o reseña de los aspectos más relevantes [32], [113], [114].

## AI.2 RD 900/2015

CONCEPTO	TIPO 1	TIPO 2
Actividad Administrativa del Titular	Suministro con Autoconsumo	
Subtipo Instalación	Tipo 1A	Tipo 2A
	Tipo 1B	Tipo 2B
	Artículo 9.3 Ley 24/2013	
Potencia Contratada Suministro	$P_{Cont} \leq 10kW$	$P_{Cont}: \text{Sin límite}$ $\Sigma P_{Gen}: \text{Sin límite}$
	BT: $10kW < P_{Cont} \leq 100kW$ AT: $P_{Cont} \leq 100kW$	$P_{Cont}: \text{Sin límite}$ $\Sigma P_{Gen}: \text{Sin límite}$
	Siempre $\Sigma P_{Generación} (kWp) \leq P_{Contratada} (\text{máxima})$	
	IBERDROLA: Para que la instalación este regulada por el RD900/2015, el $\Sigma P_{Generación} > 0kWp$	
Nivel Tensión Conexión	Baja Tensión	Baja Tensión o Alta Tensión
Vertido Energía Excedentaria a la Red	Permitido	
	→ Pago estudios ≈150€	-
Tributación Energía Excedentaria Vertida a la Red	No se Retribuye (No hay Venta)	
	Excedentes Vertidos a la Red Eléctrica de Suministro Sin Contraprestación Económica	
	Si se Retribuye (Hay Venta "Pool") (pago peaje de Generación 0,5€/MWh y Impuesto IVPEE 7%)	
	RD413/2014 - ETU/130/2017, Ley 15/2012 (se retribuye en base al Vertido Horario Neto a la Red - VH)	
Instalación Baterías	Permitidas	
	RD900/2015 Artículo 5.5: Siempre se pueden instalar en el circuito de generación, o en el de consumo si existe contador de medida RD900/2015 DT10 <sup>9</sup> : «[...] los elementos de acumulación se instalarán de tal forma que compartirán equipo de medida y protecciones con la instalación de generación» → Salvo derogación de la DT10 <sup>9</sup> , solo se pueden instalar las baterías en el circuito de generación	
Funcionamiento Modo Isla (SAI)	IBERDROLA: Permitido	
	Siempre y cuando sea para alimentar exclusivamente los propios consumos del autoconsumidor, para lo cual ha de existir una apertura física de la conexión con la red de distribución, mediante un interruptor motorizado operado remotamente por el inversor ante un fallo de la red (SAI)	
Compensación Saldos Energéticos (Balance Neto)	RD900/2015: No Permite el Balance Neto de ningún tipo de Saldos Energéticos con la Red Eléctrica	
	Los balances de Autoconsumo Horario (AH) y Demanda Horaria de la Red (DH), se realizan por periodos horarios, de forma que con los equipos se pueden compensar horariamente los flujos de energía con la red, salvo en el caso de que la instalación disponga de un dispositivo de inyección cero que impida el vertido instantáneo de energía a red	
Autoconsumo Compartido	RD900/2015 Artículo 4.3: No Permita el Autoconsumo Compartido (Artículo Derogado Pleno Sentencia TC 68/2017)	
	Aunque se ha derogado el artículo que impedía el autoconsumo de carácter residencial, hoy en día todavía no es posible ejecutar una instalación de autoconsumo compartido con derecho a ley, dado que el RD900/2015 de autoconsumo, tan solo reconoce dos caminos para tramitar una instalación de autoconsumo, el RD1699/2011 y el RD1955/2000, y en ninguno de los dos casos hay manera de solicitar un punto de conexión para varios consumidores que comparten una instalación de generación.	
	Es de esperar que en un futuro próximo en base a esta sentencia, de alguna forma implique que se den más competencias a las Comunidades Autónomas, que permita precisamente la implantación de estas tipologías de instalaciones de autoconsumo compartido/distribuido (de momento hay que esperar a que se realicen los cambios normativos que lo permitan legalmente)	
Titularidad de la Instalación	Mismo Titular	Igual o Distinto Titular
	para las instalaciones de generación y de consumo	para las instalaciones de generación y de consumo
	Si hay varias instalaciones de generación, deben ser del mismo titular	
	El contrato que se suscriba con la comercializadora debe reflejar expresamente la modalidad de autoconsumo a la que se acoge. El tiempo de permanencia en la modalidad de autoconsumo elegida, será como mínimo de un año desde la fecha del contrato	
Sujetos	Un solo Sujeto CONSUMIDOR	Dos Sujetos: 1. PRODUCTOR: RAIPRE 2. CONSUMIDOR
		Un solo Sujeto: 1. PRODUCTOR: RAIPRE = CONSUMIDOR

Requisitos Técnicos de Conexión	RD1699/2011		RD1699/2011 ( $\leq 100\text{kW}$ y BT) RD1955/2000 ( $> 100\text{kW}$ o AT) RD413/2014 (RAIPRE)	
	MT 3.53.01, Edición 05, Marzo 2016: Condiciones técnicas de la instalación de producción eléctrica conectada a la red de IBERDROLA distribución eléctrica, S.A.U.			
Desequilibrio Máximo kW Generación entre Fases	RD1699/2011 Artículo 12: Si la potencia nominal de la instalación de generación a conectar a la red de distribución es superior a 5kW, la conexión de la instalación a la red será trifásica, con un desequilibrio entre fases inferior a 5kW → "Limitación Generación Máxima Monofásica a 5kW"			
	RD1699/2011 Anexo I.1.b: Excepcionalmente se podrán instalar potencias superiores de generación, en instalaciones conectadas a la red de tensión $\leq 1\text{kV}$ , siempre que se dispongan de un sistema acreditado de antivertido de energía.  (También se puede limitar a 5kW el vertido de los inversores monofásicos conectados a una red trifásica, ante la caída de alguno de ellos)	No existe la excepción anterior para modalidades Tipo 1.  (Si se seguiría pudiendo limitar a 5kW el vertido de los inversores monofásicos conectados a una red trifásica, ante la caída de alguno de ellos)		
Inscripción Registro Instalación Autoconsumo	Registro Administrativo Autoconsumo RDL 9/2013 (MINETUR)		Registro Administrativo Autoconsumo (MINETUR) y Registro de Producción (RAIPRE)	
	Inscripción por el Titular o el Instalador (Sección 1ª)	Inscripción por el Titular o el Instalador (Sección 2ª)	Inscripción por el Titular (Sección 2ª)	
	Inscripción por medios electrónicos, en el plazo máximo de un mes desde la formalización o modificación del contrato de acceso			
Tramitación Administrativa	Abreviada RD1699/2011 Capítulo II	Simplificada RD1699/2011	Compleja RD1955/2000	Simplificada RD1699/2011 (Ídem Tipo 1B)
	Exentos de Autorización Administrativa			
Inspecciones Autoconsumo	<ul style="list-style-type: none"> <li>Realizadas por el Estado + CCAA</li> <li>Planes de inspección específicos para distintos tipos de autoconsumo y energía eléctrica vendida</li> <li>Los fraudes considerados en el RD900/2015 Artículo 25, serán tratados de acuerdo al Título X la Ley 24/2013</li> </ul>			
Sanciones	<ul style="list-style-type: none"> <li>Se aplica un procedimiento específico a los incumplimientos del RD900/2015 Artículo 25</li> <li>La sanción no podrá ser superior al 10% del importe anual neto de la cifra de negocios del sujeto infractor</li> <li>Sanciones Leves, Graves o Muy Graves: Grave o Muy Grave → Económica + Posible Suspensión del Suministro</li> </ul>			
Pago Depósitos de Aavales Acceso a Red	Exentas		P > 10kW: 10€/kW (RD1955/2000 Artículo 66 bis)	
	RD1955/2000 Artículo 66 bis (P $\leq 10\text{kW}$ o Instalaciones no Consideradas de Producción)		RD1074/2015 (Real Decreto "Escoba")	
Estudios de Acceso y Conexión y Derechos de Acometida	0€ → Con Inyección Cero (UNE 217001 $\approx 700\text{€}$ )	$\approx 260\text{€}$	0 - 10kW: $\approx 150\text{€}$ 10 - 100kW: $\approx 260\text{€}$	
	$\approx 150\text{€}$ → Sin Inyección Cero		100 - 10.000kW: $\approx 450\text{€}$ > 10.000kW: $\approx 820\text{€}$	-
	Coste Distribuidoras por realizar el Informe para Conceder el Punto de Acceso y Conexión (RD1048/2013), y los Derechos de Acometida de Generación (RD1699/2011). IBERDROLA: Solo dará derechos, si $\Sigma G_{generación}$ , instalaciones conectadas al nodo común (sin simultaneidad) < ½ Potencia máxima diseño nodo			
Contrato de Acceso	Contrato Único de Acceso con Distribuidor (Consumidor)		Dos Contratos: 1. Acceso con Distribuidor (Consumidor) 2. Servicios Auxiliares (Generador)	Contrato Único de Acceso (Ídem Tipo 1)
Instalación Equipos de Medida	<ul style="list-style-type: none"> <li>Contador en Punto Frontera (bidireccional)</li> <li>Contador en Generación (bidireccional)</li> <li>Contador Opcional (unidireccional) en Consumidor (obligatorio si se instalan baterías en este circuito)</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>Contador en Generación (bid.)</li> <li>Contador en Consumo (unid.)</li> <li>Contador Opcional en Punto Frontera (bidireccional)</li> </ul>	Ídem Tipo 1
	RD900/2015, RD1699/2011, RD1110/2007: Todos los Equipos de Medida han de estar Conectados lo Más Próximo posible al Punto Frontera, y tendrán una capacidad de medida de resolución al menos horaria			
	Todos los equipos de medida han de cumplir con la misma precisión y requisitos de comunicación, correspondientes a los exigibles del Punto Frontera de Consumidor		Todos los equipos de medida han de cumplir con la misma precisión y requisitos de comunicación, correspondientes a la más exigente de las que correspondieran a los distintos puntos de medida por separado	
	IBERDROLA: Los servidores de telegestión con los que se comunican los contadores, gestionan la sincronización horaria de los mismos una vez por semana, sincronizándolos nuevamente si la diferencia horaria es superior a 30" (la hora de los servidores esta sincronizada con la hora exacta Española). Los balances energéticos los realizan a la hora en punto, guardando también un totalizador diario.			
Potencia de Aplicación de Cargos kW (PAC)	Contador Punto Frontera + Generación		PAC = PC <sub>PFFPA</sub>	Ídem Tipo 1
	No Gestionable (Instalaciones de Tecnología → Eólica y FV Sin Baterías)	PAC = PF <sub>PFFPA</sub>		
	Gestionable →	PAC = PF <sub>PFFPA</sub> + Max <sub>Gen</sub>		
	Contador Punto Frontera + Generación + Opcional			
	PAC = PC <sub>PFFPA</sub>			
PAC: Potencia de Aplicación de Cargos PF <sub>PFFPA</sub> : Potencia de Facturación de los Peajes de Acceso calculada en el Punto Frontera (PF) PC <sub>PFFPA</sub> : Potencia de Facturación de los Peajes de Acceso calculada en el Punto del Consumidor (PF) Max <sub>Gen</sub> : Potencia Máxima de Generación (Maxímetro - CuartoHorario)				
RD900/2015 Artículo 3.m: Potencia Requerida por la instalación del Consumidor en un Periodo Tarifario				

CONCEPTO		TIPO 1		TIPO 2		
Potencia a Facturar, Peajes de Acceso Consumidor Asociado kW (PF)		Pf = P <sub>Cont</sub> (Tarifa 2.0)	BT: P <sub>Cont</sub> > 15kW (T. 3.0) AT: P <sub>Cont</sub> ≤ 450kW (T. 3.1)	BT: P <sub>Cont</sub> > 15kW (T. 3.0) AT: P <sub>Cont</sub> ≤ 450kW (T. 3.1)	Ídem Tipo 1	
			BT: 10 < P <sub>Cont</sub> ≤ 15kW (T. 2.1)	AT: P <sub>Cont</sub> > 450kW (T. 6.X)		
			Pf = P <sub>Cont</sub>			
RD1164/2001 (BT≤1kW, AT>1kW): <b>Potencia Facturada al Consumidor en el Punto Frontera a efectos del cálculo de los Peajes de Acceso (Termino de Potencia para el Contrato del Consumidor Asociado)</b>						
Cargos Fijos kW (CF)	Definitivo (Artículo 17)	CF ≡ PAC		<b>Dos Facturaciones Independientes</b>	Ídem Tipo 1	
		1. Consumidor: potencia facturada contador consumo 2. Serv. Auxil.: potencia facturada contador generador (CHSA>0kWh)				
	Periodo Transitorio (En Vigor) (DT 1ª y Anexo I)	<b>CF ≡ PAC - Pf [kW]</b> Coste Fijo en función de la Potencia Contratada y la Potencia Instalada $CF(€) = CF(kW) \times Coste_{cf} (€/kW \text{ año}) - ETU/1282/2017$				
		<b>Sin Contador Opcional</b>		<b>Sin Contador Opcional</b>		Ídem Tipo 1
		CF = 0C: Tarifas 2.0 o 2.1 (Sin Máxímetro) CF = 0C: Instalaciones No Gestionables		CF = 0C		
		CF ≠ 0C ≡ M <sub>XGen</sub> Tarifa 2.0 (Con Máxímetro)	CF ≠ 0C ≡ M <sub>XGen</sub> Tarifa 2.1, 3.0 o 3.1 (Con Máxímetro)			
<b>Con Contador Opcional</b>		<b>Con Contador Opcional</b>				
CF = 0C: Tarifas 2.0 o 2.1 (Sin Máxímetro)		CF = 0C (Generador Consume)				
CF ≠ 0C ≡ PAC - Pf Tarifa 2.0 (Con Máxímetro)		CF ≠ 0C ≡ PAC - Pf Tarifa 2.1, 3.0 o 3.1 (Con Máxímetro)		CF ≠ 0C ≡ PAC - Pf (Generador Genera)		
Cargos Variables kWh (CV)	Definitivo (Artículo 17)	Se aplica sobre la DH + AH Demanda Horaria de Energía de la Red + Energía Autoconsumida proveniente de la Generación		<b>Dos Facturaciones Independientes</b>	Ídem Tipo 1	
		1. Energía Consumida por el Consumidor 2. Energía Consumida por los Servicios Auxiliares (Generador)				
	Periodo Transitorio (En Vigor) (DT 1ª y Anexo I)	<b>CV ≡ AH (Autoconsumo Horario) [kWh]</b> Consumo Horario Neto Calculado de energía eléctrica del Consumidor, Proveniente de instalaciones internas de Generación $CV(€) = CV(kWh) \times Coste_{cv} - ETU/1282/2017$				
CV = 0C		CV ≡ AH				
<ul style="list-style-type: none"> <li>· Mallorca y Menorca: Reducidos</li> <li>· Canarias, Ibiza, Formentera, Ceuta y Melilla: Exentos</li> <li>· Cogeneración Existente: Exentos hasta 31/12/2019 (también quedan exentas de los CFs)</li> </ul>						

**Tabla AI.1** Resumen del RD 900/2015 de regulación previa del autoconsumo

## AI.3 RD 244/2019

### AI.3.1 INTRODUCCIÓN

A continuación se desglosa en detalle los aspectos considerados de mayor interés de la regulación vigente sobre autoconsumo, es decir, del RD 244/2019.

### AI.3.2 ¿QUIÉN ES QUIÉN EN EL AUTOCONSUMO? (ART. 3)

#### CONSUMIDOR ASOCIADO

Es el consumidor de energía eléctrica en un punto de suministro que tiene asociadas instalaciones (generadoras) próximas de red interior o instalaciones próximas a través de red. Puede estar asociado a un autoconsumo individual o colectivo.

**TITULAR INSTALACIÓN AUTOCONSUMO**

Será aquel que se inscriba como titular de una instalación de generación en los registros de autoconsumo:

- En las instalaciones sin excedentes, el titular será el consumidor. En el caso de autoconsumos colectivos, la titularidad será repartida entre todos los consumidores asociados.
- En las instalaciones con excedentes, el titular será el sujeto productor.

**PRODUCTOR ASOCIADO**

- En las instalaciones sin excedentes esta figura no existe.
- En las instalaciones con excedentes podrá ser uno de los consumidores asociados u otra persona física o jurídica, y ejercerá como titular de la instalación.
- En las instalaciones con excedentes no acogidas a compensación, será quien aparezca inscrito como productor en el Registro Administrativo de Instalaciones de Energía Eléctrica (RAIPRE) y, por tanto, realice la venta de la energía excedentaria.

**PROPIETARIO DE LA INSTALACIÓN DE GENERACIÓN DE AUTOCONSUMO**

En cualquier modalidad de autoconsumo, podrá ser una persona física o jurídica diferente del Productor o Consumidor.

En consecuencia, es posible que el propietario sea una empresa de servicios energéticos, una comunidad de propietarios, etc.

**EMPRESAS DISTRIBUIDORAS**

Son las propietarias de la red de distribución de energía eléctrica que prestan el servicio de distribución y son responsables de su gestión, operación y mantenimiento. Son responsables de analizar y, en su caso, aceptar o denegar las solicitudes de acceso y conexión.

Responsables de proporcionar a las empresas comercializadoras, los datos necesarios para que se pueda realizar la facturación y liquidación de la energía y de los peajes, etc.

## EMPRESAS COMERCIALIZADORAS

Realizan la venta de energía a los consumidores a través de los contratos de suministro que se firman con ellos.

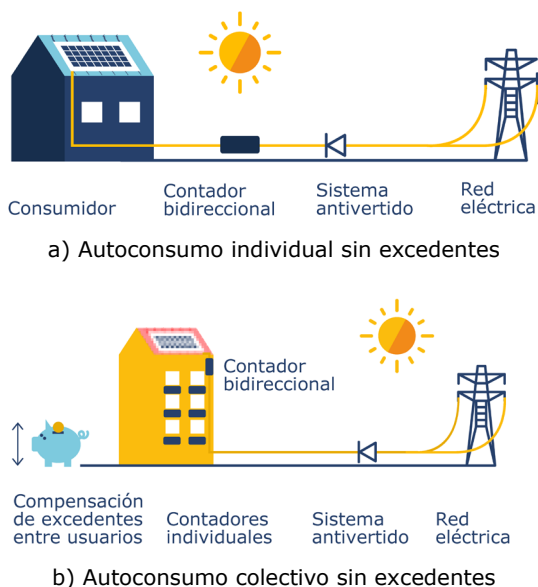
Las comercializadoras de mercado libre, ofertan y negocian con sus clientes el suministro de la energía eléctrica al precio que libremente se pacte. Las comercializadoras de referencia (CoR), están obligadas a ofertar el suministro al Precio Voluntario al Pequeño Consumidor (PVPC).

### AI.3.3 MODALIDADES DE AUTOCONSUMO (ART. 4.1 Y 4.2)

Existen tres modalidades de autoconsumo, que pueden ir modificándose si es necesario (AI.3.14):

#### A) AUTOCONSUMO SIN EXCEDENTES

En la Figura AI.1 se muestran las modalidades de autoconsumo sin excedentes, que tienen las siguientes características:



**Figura AI.1** Modalidades de autoconsumo sin excedentes (Fuente: [176])

- No existe límite de potencia.
- Es imperativo la instalación de un sistema o control de antivertido de energía a la red, que cumpla con la norma UNE 217001:2015 IN, según la ITC-BT-40 [121].



- Existe solo un tipo de sujeto, el consumidor, que es el titular de la instalación de generación. En el caso de autoconsumos colectivos, la titularidad será repartida entre todos los consumidores asociados.

## B) AUTOCONSUMO CON EXCEDENTES

- Las instalaciones pueden autoconsumir e inyectar la energía excedentaria a la red.
- Existen dos sujetos, el consumidor y el productor<sup>1</sup>.

### B.1) ACOGIDA A COMPENSACIÓN

Se pueden acoger a compensación de excedentes (mecanismo de compensación simplificada) de forma voluntaria, suscribiendo un contrato de compensación.

Las condiciones principales que se tienen que cumplir para poder acogerse a compensación son las siguientes (Tabla AI.2):

<b>Autoconsumo COLECTIVO</b>  Varios consumidores asociados	<b>Instalación Generación PRÓXIMA en RED INTERIOR</b> Conexión Red Interior	<b>SIN excedentes ACOGIDA a compensación</b>  Mecanismo antivertido	<b>CONSUMIDOR</b> Titular del suministro <b>PRODUCTOR</b> No existe <b>TITULAR INSTALACIÓN</b> Consumidor <b>PROPIETARIO</b> Puede ser diferente
<b>Autoconsumo INDIVIDUAL</b>  Un consumidor asociado  <hr/> <b>Autoconsumo COLECTIVO</b>  Varios consumidores asociados		<b>CON excedentes ACOGIDA a compensación</b>  ✓ Fuente renovable (sol, viento y agua)  ✓ Potencia de producción ≤100 kW  ✓ Si aplica, contrato único suministro consumo asociado - servicios auxiliares  ✓ Contrato compensación excedentes  ✓ No hay otro régimen retributivo	<b>CONSUMIDOR</b> Titular del suministro  <b>PRODUCTOR</b> Titular de la instalación  <b>TITULAR INSTALACIÓN</b> El inscrito en el registro de autoconsumo  <b>PROPIETARIO</b> Puede ser diferente

**Tabla AI.2** Configuraciones permitidas de autoconsumo con excedentes acogidas a compensación

- Que la fuente de energía primaria sea de origen renovable.
- Que la potencia total de las instalaciones de producción asociadas no sea superior a 100 kW.

<sup>1</sup> Pueden ser personas físicas o jurídicas diferentes.

- Que la instalación de producción no esté sujeta a la percepción de un régimen retributivo adicional o específico, como instalación de generación.

Como requisito fundamental en todos los casos anteriores para poder acogerse de forma voluntaria al mecanismo de compensación simplificada (AI.3.4), es que la instalación o instalaciones de generación deben estar conectadas en red interior al consumidor o consumidores (AI.3.6):

- Autoconsumo individual con excedentes (Figura AI.2a).
- Autoconsumo colectivo sin excedentes (Figura AI.1b).
- Autoconsumo colectivo con excedentes (Figura AI.2b).



**Figura AI.2** Modalidades de autoconsumo con excedentes acogidos a compensación (Fuente: [176])

En el caso particular de instalaciones de autoconsumo colectivas (AI.3.5) con excedentes a través de red (AI.3.6), también se podrán acoger al mecanismo de compensación simplificada, cuando además de los requisitos ya comentados (Tabla AI.2), se puedan considerar despreciables los Servicios Auxiliares de Producción (SAP) (AI.3.7). Para ello, al menos uno de los consumidores asociados a la instalación de generación, ha de estar conectado en red interior con la misma (AI.3.6):

- Autoconsumo colectivo con excedentes, con la instalación de generación en red interior y a través de red (AI.3.6, Figura AI.4c).

## B.2) NO ACOGIDA A COMPENSACIÓN

Resto de las instalaciones de autoconsumo con excedentes que no cumplan con alguno de los requisitos para pertenecer a la modalidad anterior (b.1), o que voluntariamente opten por no acogerse a ella (Figura AI.3).



**Figura AI.3** Modalidades de autoconsumo con excedentes no acogidos a compensación (Fuente: [176])

En este último caso, los excedentes se venderán en el mercado eléctrico, para lo cual han de cumplir con una serie de requisitos:

- Firmar un contrato de compraventa de energía eléctrica.
- Pago de un peaje de 0,5€/MWh por la energía inyectada a la red.
- Pago de un 7 % por el Impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica (IVPEE).
- Inscripción en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica (RAIPRE).

**AI.3.4 MECANISMO DE COMPENSACIÓN SIMPLIFICADA (ART. 14)**

No es un balance neto energético, sino que es un mecanismo de compensación económico en euros entre los saldos de la energía horaria consumida y la energía horaria excedentaria vertida a la red (art. 14.3), que se ajusta a una política de remuneración del tipo *Net Billing* (NB), Apartado 2.2.

Si el contrato de suministro eléctrico está firmado con una comercializadora libre, el acuerdo de valoración de la energía excedentaria será el pactado entre las partes. Si, por el contrario, el contrato de suministro eléctrico está firmado con una comercializadora según el Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC), los términos de valoración del precio horario de la energía consumida y excedentaria están definidos por el propio RD 244/2019:

$$E_{fact} = [E_{cons} \cdot (PVPC - Peaje) - E_{iny} \cdot (Pmh - CDSVh)] + E_{cons} \cdot Peaje \quad (AI.1)$$

donde  $E_{fact}$  es el valor final en cada periodo de facturación de la energía en euros, tras la aplicación del mecanismo de compensación simplificada,  $E_{cons}$  es la energía horaria consumida,  $E_{iny}$  es la energía horaria inyectada,  $PVPC$  es el término total del precio de la energía (coste de la energía más el peaje y otros cargos),  $Peaje$  es coste del peaje,  $Pmh$  es el precio medio horario de la energía en el mercado mayorista (*pool*), y  $CDSVh$  son los costes de desvíos horarios.

- La compensación se realiza por periodo de facturación (máximo un mes), considerando los periodos tarifarios (T2.0TD: punta, valle y llano, AI.4).

Esto supone que no puede existir una compensación de saldos estacional, más allá de un mes.

- El saldo económico del balance del primer término de la Ecuación (AI.1) entre el coste de la energía consumida (sin peajes) y la valoración de la energía inyectada, nunca puede ser negativo.

En tal caso, en ese periodo de facturación solamente se pagaría el coste del peaje por la energía consumida de la red, de acuerdo con el segundo sumando de la Ecuación (AI.1), ya que nunca se pueden compensar estos costes fijos por el pago de los peajes de acceso (véase ejemplo 4.4.4).

- De acuerdo con la Ecuación (AI.1), no se aplican peajes ni impuestos a la energía excedentaria, solo se aplican a la energía consumida.

### **AI.3.5 AUTOCONSUMO INDIVIDUAL O COLECTIVO (ART. 4.3)**

#### **AUTOCONSUMO INDIVIDUAL**

Existe un solo consumidor asociado a una instalación de producción.

#### **AUTOCONSUMO COLECTIVO**

Existen varios consumidores asociados a una o varias instalaciones de producción próximas (en red interior o a través de red), con la misma modalidad de autoconsumo:

- Es necesario que los consumidores asociados firmen un acuerdo mutuo con los criterios de reparto de la energía autogenerada en función de unos coeficientes de reparto estáticos ( $\beta_i$ ), acordados voluntariamente o por defecto, en función de sus potencias contratadas.
- De acuerdo con la DF 5.<sup>a</sup>, la Orden TED/1247/2021 [137], estableció la opción de un reparto dinámico horario para todos los días del año entre los consumidores asociados, que permita un óptimo reparto de la energía en función de su perfil previsto de consumo (siempre el  $\sum_h \beta_i = 1$ , y acuerdo pactado entre todos los consumidores asociados).

En la propia Orden se abre la opción futura a la implementación dinámica *ex post*, en vez de *ex ante* definida anteriormente, que automáticamente ajustaría al máximo la ponderación del reparto de la energía autogenerada ( $\beta_i$ ), de acuerdo con el consumo horario real de cada autoconsumidor asociado.

- Adicionalmente, si se acogen a compensación, es necesario firmar un contrato de compensación simplificada entre productor y consumidores (con excedentes), o un acuerdo de reparto entre los consumidores (sin excedentes)<sup>2</sup>.

Ambos documentos deben contener el mismo acuerdo de reparto y se han de remitir a la compañía distribuidora de forma individual por cada consumidor, indicando la modalidad de autoconsumo elegida.

- Un consumidor no puede estar asociado a más de una modalidad de autoconsumo, pero sí a más de una instalación de producción.

---

<sup>2</sup> Existe la posibilidad de constituir una comunidad de energías renovables, que podrá actuar como representante de los consumidores.

**AI.3.6 INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN PRÓXIMAS (ART. 3)**

Son las instalaciones de producción o generación próximas a las de consumo y asociadas a las mismas, destinadas a generar energía eléctrica para suministrar a uno o más consumidores acogidos a cualquiera de las modalidades de autoconsumo.

**PRÓXIMAS EN RED INTERIOR (ART. 3.G.I)**

Se denominan Próximas en Red Interior si cumplen con alguna de las siguientes condiciones (Figura AI.4a):

- Que estén conectadas a la red interior<sup>3</sup> del consumidor(es) asociado(s).
- Que estén unidas a estos a través de líneas directas: enlace directo entre generación y consumo (art. 3.f, art. 42 Ley 24/2013 [125]).

El autoconsumo colectivo podrá ser con o sin excedentes (Tabla AI.3).

Autoconsumo INDIVIDUAL  Un consumidor asociado	Instalación Generación PRÓXIMA en RED INTERIOR  Conexión Red Interior	SIN excedentes (individual) Mecanismo antivertido	CONSUMIDOR Titular del suministro <b>PRODUCTOR</b> No existe <b>TITULAR INSTALACIÓN</b> Consumidor <b>PROPIETARIO</b> Puede ser diferente
		SIN excedentes ACOGIDA a compensación (colectivo) Mecanismo antivertido	
Autoconsumo COLECTIVO  Varios consumidores asociados	Instalación Generación PRÓXIMA a TRAVÉS DE RED  <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Conexión a red BT del mismo centro de transformación</li> <li>o Distancia en planta entre contadores de generación y consumos &lt; 500 m, o 2000 m siendo FV en cubierta, suelo industrial o estructuras con otro uso</li> <li>o Todos misma referencia catastral (14 primeros dígitos)</li> </ul>	CON excedentes ACOGIDA a compensación <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Fuente renovable (sol, viento y agua)</li> <li>✓ Potencia de producción ≤ 100 kW</li> <li>✓ Si aplica, contrato único suministro consumo asociado -servicios auxiliares</li> <li>✓ Contrato compensación excedentes</li> <li>✓ No hay otro régimen retributivo</li> </ul>	CONSUMIDOR Titular del suministro <b>PRODUCTOR</b> Titular de la instalación <b>TITULAR INSTALACIÓN</b> El inscrito en el registro de autoconsumo <b>PROPIETARIO</b> Puede ser diferente
		CON excedentes NO ACOGIDA a compensación  Resto de instalaciones con excedentes	CONSUMIDOR Titular del suministro <b>PRODUCTOR</b> Titular de la instalación <b>TITULAR INSTALACIÓN</b> El inscrito en el RAIPRE <b>PROPIETARIO</b> Puede ser diferente
		CON excedentes NO ACOGIDA a compensación  Instalaciones con excedentes	CONSUMIDOR Titular del suministro <b>PRODUCTOR</b> Titular de la instalación <b>TITULAR INSTALACIÓN</b> El inscrito en el RAIPRE <b>PROPIETARIO</b> Puede ser diferente

**Tabla AI.3** Resumen de las modalidades y de las diferentes opciones de autoconsumo

<sup>3</sup> A efectos de autoconsumo, la red interior del consumidor incluye toda la red eléctrica hasta el punto frontera con la red de distribución o transporte, incluyendo las instalaciones de enlace, es decir, hasta la Caja General de Protección (CGP), incluidas estas.

**PRÓXIMAS A TRAVÉS DE RED (ART. 3.G.II, III Y IV)**

Se denominan Próximas a Través de Red (de distribución) si cumplen con alguna de las siguientes condiciones (Figura AI.4b):

- Si están conectadas a cualquiera de las redes de BT derivadas del mismo centro de transformación.
- Cuando consumidores y generación estén conectados a una distancia en planta entre los contadores de medida de consumo y generación inferior a 500 metros.

Tendrá la misma consideración la planta de generación exclusivamente fotovoltaica, que esté ubicada en su totalidad en la cubierta de una o varias edificaciones, en suelo industrial o en estructuras artificiales existentes o futuras cuyo objetivo principal no sea la generación de electricidad, y que se conecte al consumidor o consumidores con una distancia en planta inferior a 2000 metros.

- Si los consumidores y la generación están ubicados en una misma referencia catastral (14 primeros dígitos):
  - ❖ **Urbana:** Finca/parcela (cinco dígitos) y hoja del plano (dos letras, cuatro dígitos y una letra).
  - ❖ **Rústica:** Provincia (dos dígitos), municipio (tres dígitos), sector (una letra), polígono (tres dígitos) y parcela (cinco dígitos).
- Cuando exista transferencia de energía a través de la red de distribución, los consumidores asociados deberán satisfacer una cuantía por la utilización de dicha red, que será determinada por la CNMC (pagos por el uso de la red).

El autoconsumo colectivo a través de red solo podrá ser con excedentes, y no acogida a compensación (Tabla AI.3):

- Los consumidores asociados pactarán y firmarán la forma de reparto de energía.
- El sujeto productor (generador), inscrito en el RAIPRE, firmará un contrato de venta de energía, por lo que no pueden acogerse a compensación:

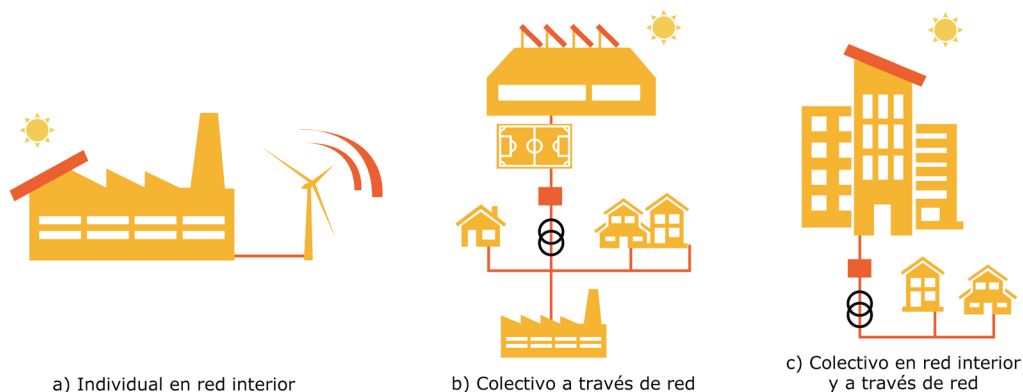
Solo se le remunera la venta de energía (al precio pactado con la comercializadora) por el balance horario entre energía horaria vertida a la red de distribución, y la energía autoconsumida por los consumidores.

Si los consumidores asociados, consumen a nivel horario toda la energía generada, no existirá energía excedentaria y, por lo tanto, no habrá remuneración por venta de energía, ni el pago asociado por los impuestos de generación y el peaje de acceso a la red.

### PRÓXIMA EN RED INTERIOR Y A TRAVÉS DE RED (ART. 3.G.I)

Se da un caso particular para las instalaciones de autoconsumo colectivas (AI.3.5) con excedentes acogidas a compensación (AI.3.3), en las que la instalación de generación se conecta a uno o varios de los consumidores asociados en red interior, y a los demás a través de red (Figura AI.4c).

Esta topología, que en las primeras versiones del RD 244/2019 [32] no estaba claramente definida, facilita enormemente el despliegue del autoconsumo colectivo en entornos comunitarios en los que existan zonas con elevados potenciales de generación mediante paneles fotovoltaicos, como puedan ser las cubiertas de los colegios o polideportivos, cuya energía excedentaria pueda ser compartida con otros consumidores asociados a dichas instalaciones.



**Figura AI.4** Diferentes configuraciones de instalaciones de producción de autoconsumo próximas, en red interior y a través de red (Fuente: [114])

### AI.3.7 SERVICIOS AUXILIARES DE PRODUCCIÓN (ART. 3.J)

Los Servicios Auxiliares de Producción (SAP), que son los suministros de energía eléctrica necesarios para prever el servicio básico de las instalaciones de producción, se pueden considerar despreciables, por lo que no será necesario



realizar un contrato de suministro particular, cuando se cumplan las siguientes condiciones:

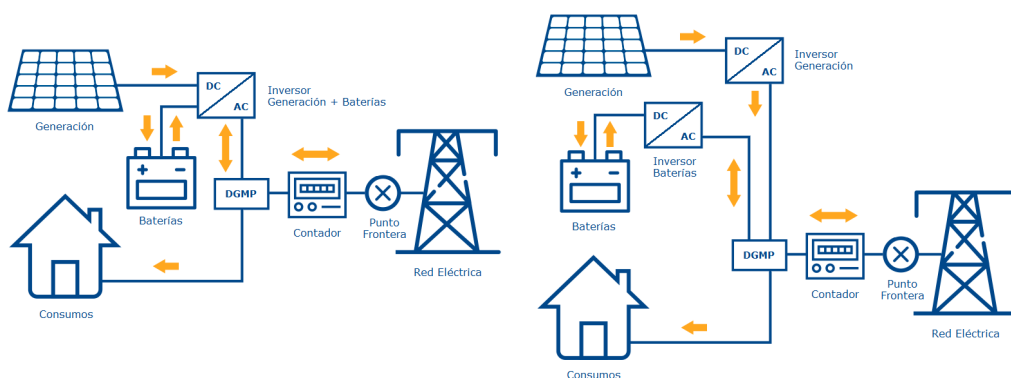
- La instalación sea próxima en red interior.
- Las instalaciones de generación sean de tecnologías renovables y su potencia instalada sea inferior a 100 kW.
- La energía anual consumida por los SAP, sea inferior al 1% de la energía neta generada por la instalación.

Cuando los SAP no son despreciables (art. 8.4), se podrá realizar un contrato conjunto de suministro y de acceso al del consumidor asociado, cuando se cumplan las siguientes condiciones:

- Las instalaciones de producción estén conectadas en la red interior del consumidor.
- El consumidor y los titulares de las instalaciones de producción sean la misma persona física o jurídica.

### AI.3.8 SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO (ART. 5.7)

- Se pueden instalar en todas las modalidades de autoconsumo.
- Han de disponer de las protecciones según el REBT [121].
- Se instalarán de forma que compartan el equipo de medida que registre la generación neta, el del punto frontera o el del consumidor asociado (Figura AI.5).



**Figura AI.5** Configuraciones de las instalaciones de autoconsumo con baterías

### **AI.3.9 POTENCIA FOTOVOLTAICA INSTALADA VS. CONTRATADA (ART. 3.H)**

- Se corresponderá con la potencia máxima del inversor (suma si hay más de uno), considerándose como tal la potencia nominal en régimen permanente del inversor hacia las cargas de CA.

Desaparece la restricción impuesta por el RD 900/2015 [87], por lo que se puede instalar más potencia de generación que la potencia contratada.

- Se pueden conectar instalaciones de generación monofásicas de hasta 15 kW (DF 4.<sup>a</sup>), si es superior a 15 kW la conexión será trifásica, con un desequilibrio entre fases inferior a 5 kW.
- Se permite la instalación directa de kits enchufables  $\leq 0,8$  kVA con sus protecciones (DF 2.<sup>a</sup>).
- Se puede contratar la potencia en escalones de 100 W, desde 0,1 kW hasta 15 kW (art. 16 RDL 15/2018 [146]).

### **AI.3.10 EQUIPOS DE MEDIDA A INSTALAR (ART. 10-12)**

Los puntos de medida de las instalaciones acogidas a las modalidades de autoconsumo se ajustarán a los requisitos y condiciones establecidos por el RD 1110/2007 [122]:

- De forma general solo hará falta un contador de medida bidireccional en el Punto Frontera (PF) (art. 10.2).
- Excepcionalmente, en ciertos casos se permite que el contador de medida se ubique fuera del PF (DT 9.<sup>a</sup>), si se cumple alguna de las siguientes condiciones:
  - ❖ Cuando la ubicación suponga una inversión superior al 10 % de la instalación de generación.
  - ❖ Cuando el lugar donde se ubica el PF esté en una fachada o espacio catalogado como de especial protección por las normas urbanísticas del ayuntamiento.

En todos los casos se ha de garantizar el acceso físico y la medida al encargado de la lectura, remitiendo un escrito en el que se permita y detalle el acceso para la lectura, mantenimiento e inspección.

- Adicionalmente, las instalaciones de generación han de disponer de otro contador en cualquiera de los siguientes casos (art. 10.3):
  - ❖ Cuando se realice autoconsumo colectivo.
  - ❖ Cuando la instalación de generación sea una instalación próxima a través de red.
  - ❖ Con excedentes no acogidos a compensación con varios contratos de suministro.
  - ❖ Cuando la tecnología de generación no sea renovable, cogeneración o residuos.
  - ❖ En instalaciones con potencia nominal  $\geq 12$  MVA.
- Para la modalidad de autoconsumo individual con excedentes no acogida a compensación (art. 10.4), potestativamente pueden acogerse a instalar un contador que registre el consumo y otro bidireccional que registre la generación.
- Si existe más de una instalación de generación y son de distintos titulares, se instalará un contador para cada una de ellas (art. 10.5).

### **AI.3.11 PERMISOS DE ACCESO Y CONEXIÓN (ART. 7)**

#### **INSTALACIONES DE GENERACIÓN EXENTAS (ART. 7.B.I Y II)**

- Instalaciones de autoconsumo sin excedentes, incluidas las de más de 100 kW (si el consumidor asociado ya tiene permiso).
- Instalaciones de autoconsumo con excedentes  $\leq 15$  kW, en suelo urbanizado y que no tengan régimen retributivo de generación.

#### **INSTALACIONES DE GENERACIÓN OBLIGADAS (ART. 7.B.III)**

- Instalaciones de autoconsumo con excedentes  $> 15$  kW, han de tener un permiso por sus instalaciones de consumo, y también uno para cada instalación de producción próximas y asociadas a las de consumo (próximas de red interior o a través de red)<sup>4</sup>.

---

<sup>4</sup> Las instalaciones de generación con potencia menor o igual de 100 kW se acogerán a los procedimientos del RD 1699/2011 [148], y las de más de 100 kW a los del RD 1955/2000 [119].

### **AI.3.12 CONTRATOS DE ACCESO Y CONTRATOS CON LA COMERCIALIZADORA (ART. 8)**

Con carácter general, cada uno los consumidores que dispongan de contrato de acceso para sus instalaciones de consumo que quieran acogerse a cualquiera de las modalidades de autoconsumo, o en caso de estar ya acogido a una modalidad de autoconsumo regulada, cuando se modifique la potencia instalada de la instalación de generación, deberán comunicar dicha circunstancia a la empresa distribuidora, directamente o a través de la empresa comercializadora:

- La empresa distribuidora, dispondrá de un plazo de diez días desde la recepción de dicha comunicación para modificar el correspondiente contrato de acceso existente, para reflejar este hecho y para su remisión al consumidor.
- El consumidor dispondrá de un plazo de diez días desde su recepción para notificar a la empresa distribuidora cualquier disconformidad.
- En caso de no hacerse dicha notificación, se entenderán tácitamente aceptadas las condiciones recogidas en dicho contrato.

Para los consumidores con contrato existente conectados en BT, con una instalación generadora de autoconsumo < 100 kW y en BT (art. 8.1):

- El contrato de acceso será realizado de oficio por la distribuidora, que se encargará de informar a la comercializadora:
  - ❖ Las comunidades autónomas (CC. AA.) remitirán a las empresas distribuidoras en 10 días las autorizaciones de explotación.
  - ❖ La distribuidora dispondrá de 5 días hábiles para remitir la modificación del contrato a la comercializadora y al consumidor, informando de las características del modelo de autoconsumo, coeficientes de reparto, etc.
  - ❖ El consumidor dispondrá de 10 días para notificar cualquier disconformidad.
  - ❖ En caso de no hacerse dicha notificación, se entenderán tácitamente aceptadas las condiciones recogidas en dicho contrato.

El resto de las instalaciones de autoconsumo, o puntos nuevos de suministro (art. 8.2):

- Han de suscribir un contrato de acceso con la empresa distribuidora directamente o a través de la comercializadora<sup>5</sup>.

### **AI.3.13 REGISTRO ADMINISTRATIVO DE AUTOCONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA (ART. 19 Y 20)**

#### **CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES (ART. 19)**

- Será telemático, declarativo, público y de acceso gratuito.
- Permitirá el seguimiento de la actividad del autoconsumo: Objetivos EE. RR. y sostenibilidad económica.
- Contendrá dos secciones:
  - a) Autoconsumo sin excedentes.
  - b) Autoconsumo con excedentes: b.i) con compensación, b.ii) y b.iii) sin compensación.

#### **INSCRIPCIÓN (ART. 20)**

- Instalaciones generadoras de autoconsumo < 100 kW, consumidores conectados en BT y generación en BT, será de oficio por parte de las CC. AA.
- Las CC. AA. comunicarán mensualmente las altas y bajas producidas.
- Anualmente, antes del 31 de marzo, los gestores de las redes de transporte y distribución, remitirán por vía electrónica la información agregada relativa a las instalaciones de autoconsumo (DA 2.<sup>a</sup>).

### **AI.3.14 PERMANENCIA O MODIFICACIÓN DE LA MODALIDAD DE AUTOCONSUMO (ART. 8.5)**

El tiempo de permanencia en la modalidad de autoconsumo elegida, será como mínimo de cuatro meses, desde la fecha de alta, modificación del contrato o contratos de acceso:

---

<sup>5</sup> El contrato con la comercializadora ha de reflejar la modalidad de autoconsumo, sin que puedan rechazar las modificaciones del contrato de los autoconsumidores sujetos a PVPC.

- El cambio de sin excedentes a con excedentes, o viceversa, implicará la adaptación técnica de la instalación a la nueva modalidad, añadiendo o retirando, según el caso, el mecanismo de antivertido.
- Aunque las modificaciones no impliquen un cambio físico de dispositivos, deberán comunicarse a la C. A. para que realice las modificaciones pertinentes en el registro, y a la distribuidora (directamente o a través de la comercializadora), para que se aplique el cambio a la nueva modalidad.
- Si ya se dispone de una instalación con excedentes y se desea acogerse a compensación simplificada o renunciar a ella, supone un cambio de la modalidad de autoconsumo, que se ha de notificar al igual que en el punto anterior.

### **AI.3.15 MODIFICACIÓN DE LOS ACUERDOS DE AUTOCONSUMOS COLECTIVOS**

El valor de los coeficientes de reparto ( $\beta_i$ ) podrá ser modificado con una periodicidad no inferior a cuatro meses, previa comunicación al encargado de la lectura correspondiente con la antelación suficiente:

- Cualquier modificación deberá ser suscrita por todos los consumidores simultáneamente.
- Si se quiere incluir un consumidor asociado nuevo o eliminar un consumidor ya existente, deberá comunicarse a la comunidad autónoma (C. A.) para que ésta realice las modificaciones pertinentes en el registro.
- Además, deberá firmarse un nuevo acuerdo de reparto de energía entre todos los consumidores asociados y remitirlo nuevamente de forma individual a la compañía distribuidora (directamente o a través de la comercializadora de cada consumidor), para que se modifiquen los coeficientes de reparto que corresponden a cada consumidor asociado.
- Las activaciones de la modalidad de autoconsumo se irán realizando a medida que se activen las solicitudes que realicen los distintos comercializadores, excepto en el caso de modificaciones de autoconsumos existentes, en cuyo caso todas las modificaciones se realizarán con la misma fecha, coincidente con la activación de la última solicitud recibida.

### AI.3.16 HITOS EN LA TRAMITACIÓN ADMINISTRATIVA DE LAS INSTALACIONES DE AUTOCONSUMO

La puesta en marcha de una instalación de autoconsumo conlleva una serie de trámites y procedimientos; previos a la instalación<sup>6</sup> (Tabla AI.4), durante la instalación (Tabla AI.5) y posteriores a la instalación (Tablas AI.6 y AI.7), que hay que tratar ante distintas administraciones (local, autonómica y estatal) y las compañías eléctricas distribuidoras y/o comercializadoras [113].

Dependiendo de las características de la instalación de autoconsumo, principalmente de la modalidad y del rango de potencia, algunos de estos hitos no son requeribles o se simplifican.

#### PROCEDIMIENTO PREVIO A LA EJECUCIÓN DE LAS INSTALACIONES DE AUTOCONSUMO

Procedimiento	Potencia/Tensión	SIN Excedentes	CON Excedentes
Diseño de la Instalación	≤ 10 kW BT	Memoria Técnica de Diseño (instalador autorizado)	
	> 10 kW BT	Proyecto Técnico Firmado (técnico titulado competente) y Visado (inst. en edificio)	
	AT	Proyecto Técnico Firmado y Visado (técnico titulado competente)	
Procedimiento	Potencia/Tensión	SIN Excedentes	CON Excedentes
Permisos de Acceso y Conexión, Auales (40 €/kW) y CAU <sup>1</sup>	≤ 15 kW BT (suelo urbanizado)	Exentas	Exentas
	> 15 kW BT		Permisos de Acceso y Auales
	AT		
Procedimiento	Potencia	SIN Excedentes	CON Excedentes
Licencia de Obra ICIO <sup>2</sup>	---	Solicitar Permiso de Obras según la Normativa Municipal	
Procedimiento	Potencia/Tensión	SIN Excedentes	CON Excedentes
Autorización Administrativa Previa	≤ 100 kW BT	Exentas	
	> 100 kW BT	Solicitud de Autorización Previa ante la Comunidad Autónoma	
	AT		

**Tabla AI.4** Procedimiento previo a la ejecución de las instalaciones de autoconsumo:

- 1: Código de Autoconsumo (CAU): CUPS + A000 o 1FA000.
- 2: Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras (ICIO).

<sup>6</sup> Antes de iniciar el proceso, se ha de consultar si el emplazamiento elegido tiene algún tipo de restricción de carácter medioambiental, urbanístico o por infraestructura, que impida ubicar en ese lugar la instalación de generación.

**PROCEDIMIENTO DE EJECUCIÓN DE LAS INSTALACIONES DE AUTOCONSUMO**

Procedimiento	Potencia/Tensión	SIN Excedentes <sup>1</sup>	CON Excedentes
Ejecución	≤ 100 kW BT	Se Ejecutarán de acuerdo al REBT	
	> 100 kW BT	Se Ejecutarán de acuerdo al RAT	
	AT		

**Tabla AI.5** Procedimiento de ejecución de las instalaciones de autoconsumo:

- <sup>1</sup>: Estas instalaciones han de dotarse de un sistema antivertido que impida la inyección a red de la energía eléctrica no autoconsumida (ITC-BT-40), que han de cumplir con la normativa específica (UNE 217001:2015 IN).

**PROCEDIMIENTO ADMINISTRATIVO POSTERIOR A LA EJECUCIÓN DE LAS INSTALACIONES DE AUTOCONSUMO**

Procedimiento	Potencia	SIN Excedentes	CON Excedentes
Licencia de Actividad	---	Exentas	Las no acogidas a Compensación Simplificada
Procedimiento	Potencia/Tensión	SIN Excedentes	CON Excedentes
Inscripción en el Registro Autónomo <sup>1</sup>	≤ 100 kW BT	Exentas	
	> 100 kW BT	Inscripción en el Registro Autonómico de Autoconsumo (de oficio por las CC. AA.)	
	AT		
Procedimiento	Potencia	SIN Excedentes	CON Excedentes
Inscripción en el Registro Administrativo	---	Inscripción en el Registro Administrativo de Autoconsumo (procedimiento entre Administraciones)	
Procedimiento	Potencia	SIN Excedentes	CON Excedentes
Inscripción en el RAIPRE <sup>2</sup> (PRETOR)	≤ 100 kW	Exentas	CON Compen.
	> 100 kW		SIN Compen.
			Exentas
			SÍ

**Tabla AI.6** Procedimiento administrativo posterior a la ejecución de las instalaciones de autoconsumo:

- <sup>1</sup>: Tramitación y registro administrativo de las instalaciones de autoconsumo de energía eléctrica de la C. A. correspondiente<sup>7</sup>.  
<sup>2</sup>: Registro Administrativo de Instalaciones Productoras de Energía Eléctrica (RAIPRE)<sup>8</sup>.

<sup>7</sup> Comunidad Foral de Navarra:

- Tramitación y registro administrativo de instalaciones de autoconsumo de energía eléctrica [188].

Comunidad Autónoma de La Rioja:

- Tramitación y registro administrativo de instalaciones de autoconsumo de energía eléctrica [190].



## PROCEDIMIENTO TÉCNICO POSTERIOR A LA EJECUCIÓN DE LAS INSTALACIONES DE AUTOCONSUMO

Procedimiento	Potencia/Tensión	SIN Excedentes	CON Excedentes
Certificación de la Instalación	≤ 10 kW BT	Certificado de Instalación firmado por el <b>Instalador Autorizado</b>	
	> 10 kW BT	Certificado de Instalación firmado por el <b>Instalador Autorizado</b> y Certificado final de obra firmado por un <b>Técnico competente</b>	
	AT		
Procedimiento	Potencia/Tensión	SIN Excedentes	CON Excedentes
Autorización Explotación	≤ 100 kW BT	Exentas (certificado instalación C.A.)	
	> 100 kW BT	Depende de la CC. AA. (Consultar trámite CC. AA.)	<b>Sí</b> (Consultar trámite CC. AA.)
	AT		
Procedimiento	Potencia/Tensión	SIN Excedentes	CON Excedentes
Contrato de Acceso	≤ 100 kW BT	Exentas	Realizada de Oficio
	> 100 kW BT		Comunicarse con la Distribuidora
	AT		

**Tabla AI.7** Procedimiento técnico posterior a la ejecución de las instalaciones de autoconsumo

### AI.3.17 INSPECCIÓN INICIAL, PERIÓDICAS Y DE SEGUIMIENTO (ART. 22)

#### INSPECCIÓN INICIAL

En general, en las instalaciones ejecutadas al amparo del REBT [121], no es necesario un trámite de inspección inicial. Algunas, sin embargo, sí precisan dicha inspección por un Organismo de Control (OCA/EICI/ECA) en función de su potencia y ubicación:

- Locales de pública concurrencia.
- Locales mojados o a la intemperie con una potencia mayor de 25 kW.

En las instalaciones ejecutadas al amparo del RAT [128], sí es necesario un trámite de inspección inicial, según indica la ITC-AT-23:

#### INSPECCIONES PERIÓDICAS

- Cada 5 años en el caso de BT.
- Cada 3 años en el caso de AT.

<sup>8</sup> Comunidad Foral de Navarra:

- Tramitación de instalaciones de producción de energía eléctrica [199].

Comunidad Autónoma de La Rioja:

- Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica [200].

## **INSPECCIONES DE SEGUIMIENTO**

La Administración General del Estado y/o en colaboración con los órganos competentes de las CC.AA., pueden llevar a cabo planes de inspección y seguimiento de la aplicación de las condiciones económicas de los suministros acogidos a las modalidades de autoconsumo.

## **AI.4 TARIFA 2.0TD**

### **AI.4.1 INTRODUCCIÓN**

A consecuencia de la trasposición de diversas regulaciones europeas, la Circular 3/2020 de la CNMC, de 15 de enero [35], reguló por ley la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad, en la que se redefinió la estructura de todas las tarifas de energía eléctrica, para todos los niveles de potencia y tensiones.

Una de las principales modificaciones generales es la separación de los peajes de los cargos, reduciéndose los peajes y cargos fijos por potencia contratada, y aumentándose los cargos variables por energía consumida:

- Los peajes por transporte y distribución los establece la CNMC por nivel de tensión y potencia.
- Los cargos los establece el Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico (MITECO).

Como objetivos troncales en los que se basan las nuevas tarificaciones, caben destacar los siguientes:

- Mejora de la eficiencia en el uso de la red de transporte y distribución.
- Potenciar el autoconsumo.
- Potenciar la electrificación del consumo de energía.

Dentro del ámbito residencial la tarifa de aplicación es la denominada 2.0TD, y su estructuración se fundamenta en promover la reducción del consumo general, incentivando la adaptación de los hábitos de consumo (prosumidor), trasladando los consumos de las horas caras hacia las baratas, con el fin de aplanar la curva de consumo general. Para ello, aumenta el coste del término variable por energía consumida, penalizando los costes de consumo

durante los periodos más caros, y a su vez reduce el coste del término fijo por potencia contratada.

La aplicación en el tiempo de las nuevas tarifas fue la siguiente:

- La circular 3/2020 de la CNMC, de 15 de enero de 2020 [35]:
  - ❖ Fijaba un periodo de transición hasta el 01/11/2020.
  - ❖ Se preveía que no entrase en vigor hasta finales de 2020 o principios de 2021.
  - ❖ Hasta su entrada en vigor se prorrogaban los peajes de 2019.
- La Circular 7/2020 de la CNMC, de 22 de julio, pospuso la entrada en vigor hasta el 1 de abril de 2021 [177].
- La Resolución 18/03/2021 de la CNMC, estableció los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad [178]:
  - ❖ De aplicación a partir del 1 de junio de 2021.
- La Orden TED/371/2021, de 19 de abril, estableció los precios de los cargos del sistema eléctrico y de los pagos por capacidad [179]:
  - ❖ De aplicación a partir del 1 de junio de 2021.

Tras los retrasos en su implantación, finalmente entró en vigor de forma automática para los usuarios el 1 de junio de 2021, y aunque la aplicación de la nueva tarificación supuso un cambio importante en la estructura tarifaria y un gran revuelo popular, de acuerdo con los estudios realizados en la tesis, el cambio no ha supuesto una variación reseñable en términos de facturación anual con respecto a las tarificaciones previas acogidas a la tarifa 2.0DHA, siempre y cuando su nivel de potencia contratada fuese correcto. En todos los casos estudiados el incremento total no superó el 12 %, siendo más reducido cuanto menor es el nivel de consumo anual, que normalmente va también ligado a un nivel de potencia contratada inferior.

En los siguientes apartados se describen los aspectos más importantes de la tarifa 2.0TD, comparándolos con los de las tarifas previas residenciales (2.0X, [120]).

#### **AI.4.2 AGRUPACIÓN DE LAS TARIFAS DE ACCESO RESIDENCIALES**

En el ámbito residencial las tarifas previas de baja tensión [120]:

- 2.0A, 2.0DHA y 2.0DHS: Potencia contratada  $\leq 10$  kW.
- 2.1A, 2.1DHA y 2.1DHS: Potencia contratada  $\leq 15$  kW.

Fueron reagrupadas en la nueva y única tarifa 2.0TD<sup>9</sup>, que abarca hasta los 15 kW de potencia contratada y 1 kV (nivel de tensión en AC: NT0).

#### **AI.4.3 REDEFINICIÓN DE LOS PERIODOS DE DISCRIMINACIÓN HORARIA**

Los periodos de facturación o de discriminación horaria del término de energía de las tarifas residenciales previas ya enumeradas [120]:

- 2.0A y 2.1A: Un periodo diario; P1.
- 2.0DHA y 2.1DHA: Dos periodos diarios; P1 (punta) y P2 (llano).
- 2.0DHS y 2.1DHS: Tres periodos diarios; P1 (punta), P2 (llano) y P3 (valle).

En la tarifa 2.0TD, se redefinieron los periodos de discriminación horaria, en función de si los días son o no laborables y festivos no nacionales (Figura AI.6):

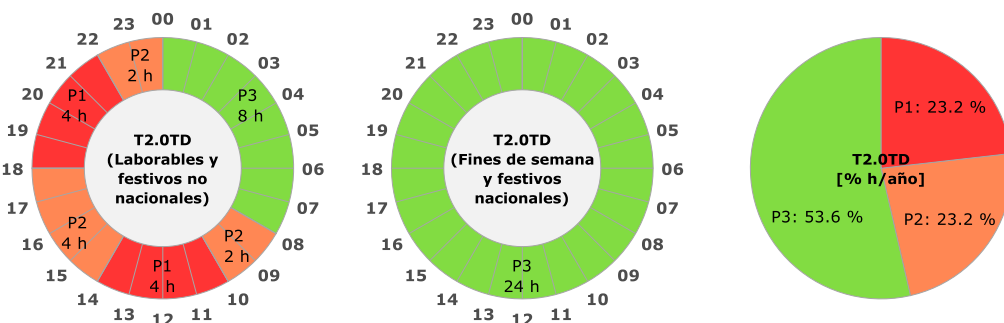
- Días laborables y festivos no nacionales: Tres periodos diarios; P1 (punta), P2 (llano) y P3 (valle), formando seis tramos horarios<sup>10</sup>:
  - ❖ P1: 10-14 h y 18-22 h (8 h).
  - ❖ P2: 8-10 h, 14-18 h y 22-24 h (8 h).
  - ❖ P3: 0-8 h (8 h).
- Fines de semana y festivos nacionales: Un periodo diario; P3 (valle).

Los periodos P1, P2 y P3, representan aproximadamente un 23,2, 23,2 y un 53,6 %, respectivamente, del total de horas anuales.

---

<sup>9</sup> En el caso de suministros con autoconsumo, la denominación de la tarifa es 2.0TDA.

<sup>10</sup> Península, Canarias y Baleares.



**Figura AI.6** Periodos de discriminación horaria del término de energía de la tarifa 2.0TD

A diferencia de las tarifas previas en las que los periodos variaban 1 hora en función de la estacionalidad (invierno/verano) [120], en la tarifa 2.0TD no existe tal variación, ya que están referidos al horario local u oficial (UTC+1: invierno, UTC+2: verano).

#### AI.4.4 POTENCIAS CONTRATADAS

En las tarifas residenciales previas ya enumeradas, solo existía la posibilidad de contratar un único nivel de potencia (un solo periodo) [120], sin embargo, en la tarifa 2.0TD cabe la posibilidad de contratar dos niveles de potencia diarios diferenciados, en función de si los días son o no laborables y festivos no nacionales (Figura AI.7):

- Días laborables y festivos no nacionales: Dos periodos diarios; P1-P2 (punta-llano) y P3 (valle)<sup>11</sup>:
  - ❖ P1-P2: 0-8 h (8 h).
  - ❖ P3: 8-24 h (16 h).
- Fines de semana y festivos nacionales: Un periodo diario; P3 (valle).

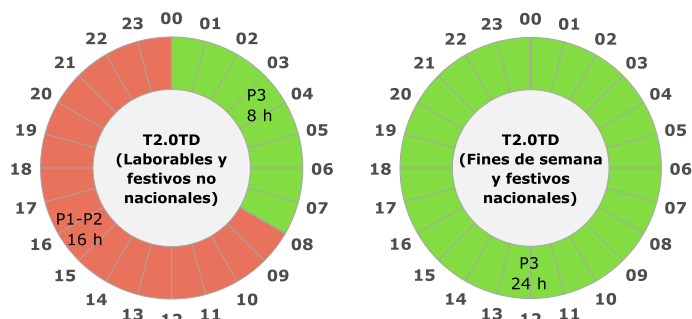
La potencia contratada para los periodos P1-P2 puede ser diferente a la del periodo P3, sin restricción<sup>12</sup>, ya que no existe el criterio de potencias crecientes, por lo que, dado el caso, la potencia contratada P1-P2 puede ser infe-

<sup>11</sup> Península, Canarias y Baleares.

<sup>12</sup> Los niveles de potencia contratables P1-P2 y P3, pueden ir desde los 0,1 a los 15 kW, en múltiplos de 0,1 kW, que es la máxima resolución permitida [146].

Para poder acogerse a la tarifa regulada del Precio Voluntario para el Pequeño consumidor (PVPC), las dos potencias contratadas P1-P2 y P3 han de ser  $\leq 10$  kW.

rior a la del P3, pudiendo reducirse el coste del término fijo de la factura, siempre y cuando los hábitos de consumo permitan trasladar los consumos de mayor potencia al del P1-P2 al P3, o estén apoyados por sistemas de autoconsumo que sean capaces de filtrar los consumos de red en P1-P2.



**Figura AI.7** Periodos de discriminación horaria del término de potencia de la tarifa 2.0TD

El control de limitación de potencia será llevado a cabo por el contador inteligente (ICP-M integrado, Apartado 4.6.1), que automáticamente cambiará el nivel de control de potencia contratada en función de los periodos horarios correspondientes P1-P2 y P3<sup>13</sup> (Figura AI.7).

Los dos términos por potencias contratadas, correspondientes con los niveles en kW de P1-P2 y P3, son facturados proporcionalmente por igual al número de días de facturación, por lo que no existe ninguna ponderación o prorrateo horario ni diario en función de las horas o días en los que se dispone de cada potencia dentro del periodo de facturación.

<sup>13</sup> Para suministros no interrumpibles (ascensores, ventilación forzada y puertas de garajes, grupos de extinción de incendios, quirófanos, equipos domiciliarios de respiración asistida, etc.), se controlarán los excesos de potencia quinceminutalmente mediante el máxímetro integrado en el contador inteligente.

En la factura aparecerá un nuevo término por *potencia demandada*, si el máxímetro registra una potencia que supere las potencias contratadas de los periodos P1-P2 y P3, respectivamente, facturándose una penalización por exceso(s) en €:

- Según la máxima potencia media registrada por el máxímetro dentro del periodo de facturación (mensual como máximo) para cada periodo P1-P2 y P3 [35], [140]:

$$\text{Penalización}_{P1-P2} = 2 \cdot (\text{Máxímetro}_{P1-P2}^{\text{Max}} - \text{PotContratada}_{P1-P2}) \cdot d \cdot 0,104128 \text{ €/kW y día}$$

$$\text{Penalización}_{P3} = 2 \cdot (\text{Máxímetro}_{P3}^{\text{Max}} - \text{PotContratada}_{P3}) \cdot d \cdot 0,104128 \text{ €/kW y día}$$

donde  $d$  son los días del periodo de facturación.

La contratación de este tipo de control de potencia será voluntaria (aportando el correspondiente boletín o certificado técnico), para lo cual, las potencias contratadas han de ser iguales o superiores a la suma de las potencias nominales de los equipos que hayan de tener un suministro ininterrumpido.

El cambio de las potencias contratadas se puede solicitar a través de la distribuidora o la comercializadora:

- El plazo máximo de esta gestión suele ser de 15 a 20 días.
- Los costes regulados del trámite (derechos de enganche), independientemente del valor del cambio, es de 10,94 € (IVA incluido).
- Además del coste del trámite anterior, solo se deberá pagar adicionalmente si se aumenta(n) la(s) potencia(s) contratada(s) (derechos de acceso y extensión):
  - ❖ 23,83 €/kW (IVA incluido) si hace menos de 3 años que se bajó la potencia contratada.
  - ❖ 44,86 €/kW (IVA incluido) si hace más de 3 años que se bajó la potencia contratada.
- Solo se puede bajar una vez al año, pero se puede subir tantas veces como se quiera.





# Anexo II

## PROGRAMACIÓN, MONITORIZACIÓN E INTEGRACIÓN DE DATOS EN LA MICRORRED

### AII.1 PROGRAMACIÓN DE LA MICRORRED

La última actualización de la microrred, finalizada a mediados el año 2022 (Apartado 6.2), consistió principalmente en la sustitución completa del anterior sistema de control, programación y monitorización.

El actual sistema de programación y gestión de la microrred está basado en un PLC central de control, en el cual se integran las estrategias de gestión energética desarrolladas, actuando como un EMS externo a los inversores de potencia.

Para ello, se puede programar lo que se necesite mediante cualquiera de los lenguajes propios soportados por el PLC, o bien a partir del código fuente en C++ generado a partir de los bloques realizados en MATLAB/Simulink, que es la orientación preliminar de este sistema.

La monitorización para poder depurar y chequear el desempeño de las estrategias, se puede hacer de diversas formas. En tiempo real, accediendo *online* al PLC o mediante la herramienta web EMPRO [170] desarrollada para este fin por EOSOL (Apartado 6.2.1), que permite el acceso numérico y gráfico a gran parte de las variables de todos los equipos de la microrred pertenecientes a la VLAN (Figura 6.2), que continuamente son registradas en un servidor central.

También pueden ser analizadas las estrategias *offline* usando la herramienta EMPRO, o bien haciendo uso de un sistema de registro de datos de nuevo desarrollo que se ha integrado en el PLC, con el cual se pueden analizar todas las variables accesibles por el PLC (AII.2.2).

### **AII.1.1 SOFTWARE NECESARIO**

El *software* imprescindible para poder trabajar con la microrred es el siguiente:

- Windows 10.
- MATLAB/Simulink R2021a.
- TIA Portal v16 - SIEMENS, con los siguientes paquetes adicionales:
  - ❖ Java JRE [180].
  - ❖ SIMATIC ODK 1500S v2.5 [181].
  - ❖ SIMATIC Target 1500S v5 [182].

### **AII.1.2 PLC PRINCIPAL DE CONTROL**

Las estrategias de gestión energética se ejecutan en un PLC principal de control, que gestiona las consignas de potencia en AC de todos los inversores de la microrred<sup>1</sup>.

Se trata de un PLC SIEMENS, S7-1515SP PC2, de arquitectura ET200SP Open Controller [183] (Figura AII.1), que permite añadir código a la CPU a través de la interfaz *Open Development Kit* (ODK).

---

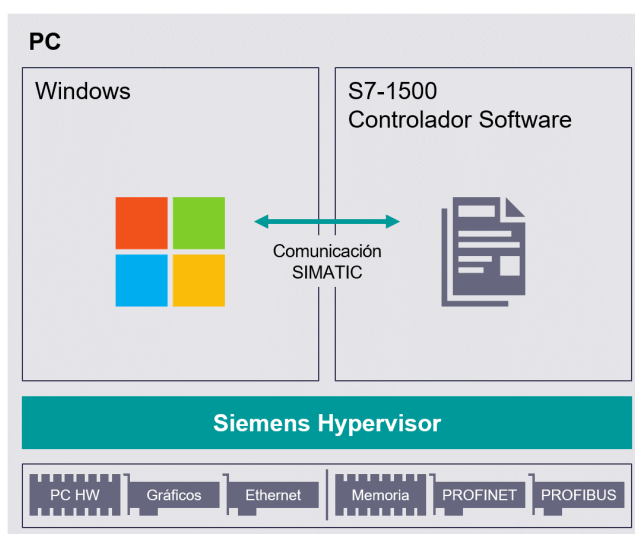
<sup>1</sup> Este mismo PLC es el encargado de gestionar las estrategias energéticas y el control de los inversores de la microrred del Aulario.



**Figura AII.1** PLC principal de control de la microrred

Es un controlador por *software* SIMATIC S7-1500 basado en PC, que ofrece la misma funcionalidad que todas las CPU del sistema de automatización SIMATIC S7-1500 en un entorno de tiempo real basado en PC.

El controlador por *software* S7-1500 realiza la función de un controlador por *hardware* S7-1500 en forma de *software* en un PC con Windows. Como resultado, el PC sirve tanto como un PC completo con Windows como para controlar máquinas o sistemas<sup>2</sup> (Figura AII.2).



**Figura AII.2** Estructura del PLC Open Controller (Fuente: SIEMENS)

<sup>2</sup> De momento solo se está usando el equipo como si fuese un PLC *hardware* convencional. La funcionalidad como PC, solo está corriendo por detrás para respaldar el uso como PLC Open Controller.

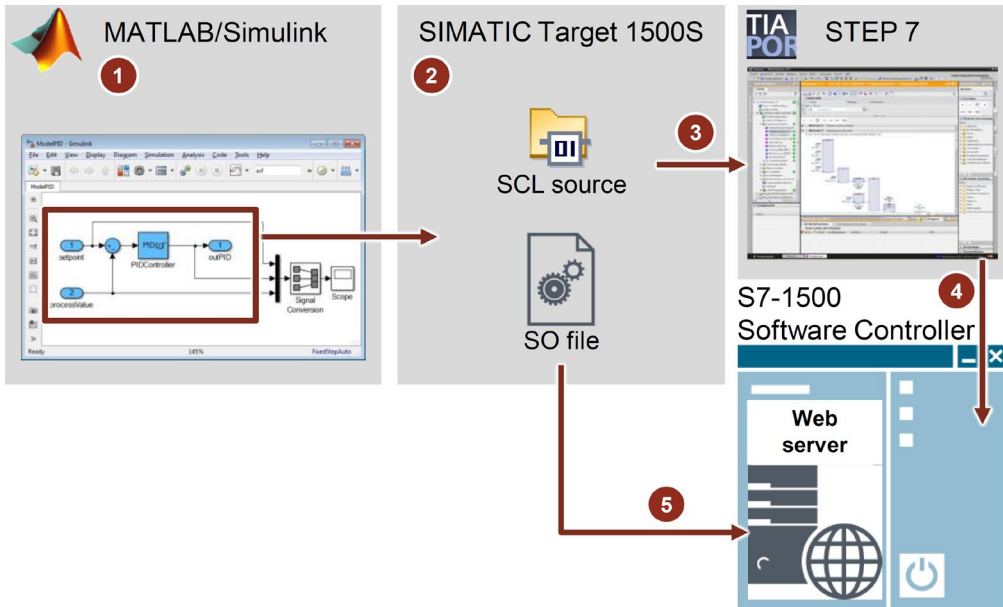
### AII.1.3 SECUENCIA DE PROGRAMACIÓN CON SIMATIC TARGET 1500S

#### INTRODUCCIÓN

SIMATIC Target 1500S es un complemento para Simulink que genera un objeto ejecutable para una CPU con capacidad ODK a partir de un modelo de Simulink.

El *software* MATLAB/Simulink se utiliza frecuentemente en técnicas de automatización y regulación para simular procesos y crear algoritmos, así como en el ámbito académico, como es el caso de la UPNA.

Mediante este complemento, se añade una gran versatilidad para poder ejecutar el modelo, el algoritmo o la función, en unos pocos pasos en una CPU compatible con ODK, para lo cual se han de seguir los pasos descritos en la Figura AII.3.



**Figura AII.3** Secuencia trabajo con SIMATIC Target 1500S (Fuente: SIEMENS [184])

1. Crear el modelo en Simulink.
2. En Simulink, compilar el modelo con SIMATIC Target 1500S para generar los archivos SCL y SO.
3. Importar en TIA Portal el archivo fuente SCL para generar los bloques de programa del PLC que integran el modelo de Simulink.

4. Desde TIA Portal cargar el programa en el PLC.
5. Cargar en el PLC el archivo SO de la librería generada usando su servidor web integrado.

A continuación, se describe con más detalle los pasos más importantes a tener en cuenta, para cada uno de los puntos anteriores<sup>3</sup>.

### **1. CREACIÓN DEL MODELO EN SIMULINK**

En primer lugar, se ha de crear un modelo en Simulink que contenga la estrategia de control que se quiera ejecutar en el PLC. Para ello, el modelo puede crearse usando los bloques disponibles de las librerías, o bien integrando bloques de función que contengan los *scripts* de las funciones de MATLAB, que es como se ha trabajado en la tesis.

Hay que tener en cuenta que todos los modelos de Simulink que se quieran ejecutar en el PLC, tienen que poder ser compilados en C++, por lo que todo su código ha de ser soportado por MATLAB Coder, y no lo son todas las funciones disponibles en MATLAB, ni la totalidad o parte de las Toolbox.

Los parámetros de entradas y salidas que estarán accesibles en el bloque de programa importado en el PLC se corresponderán con los puertos de entrada y salida (*Inports* y *Outports*, respectivamente), que se incluyan en el modelo de Simulink. Igualmente, los nombres de estos parámetros se corresponderán con los que aparezcan en dichos puertos.

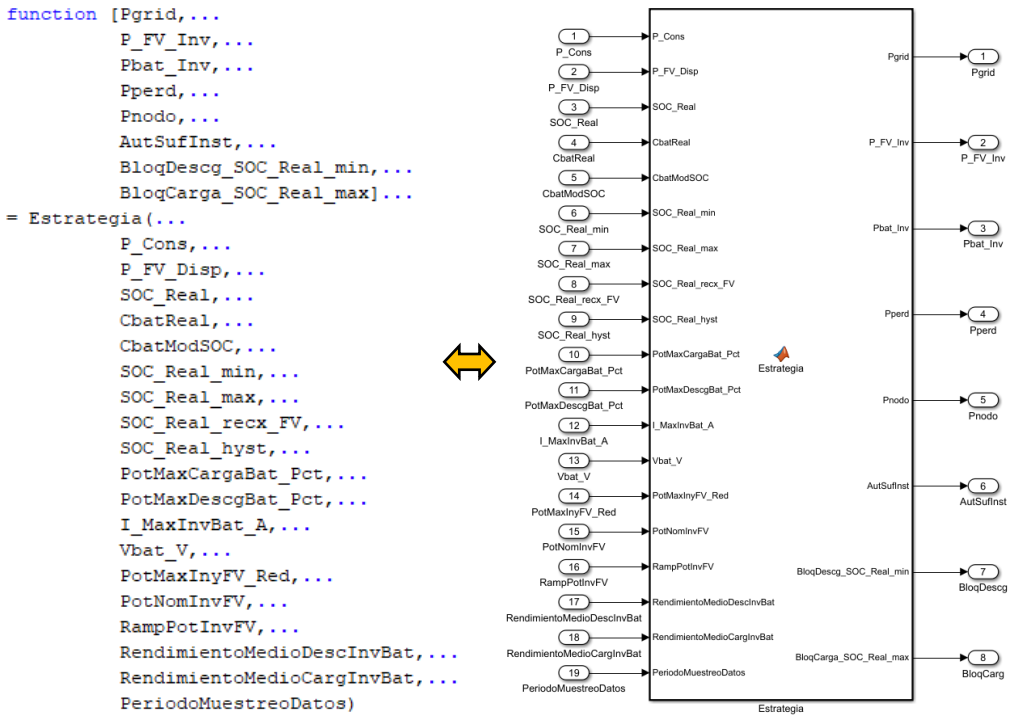
A continuación, se muestra un ejemplo real de la estrategia energética de Máxima Autosuficiencia Básica (MASB), con la que se puso en operación la microrred tras el cambio del sistema de control (Figura AII.4), y que será utilizada en los siguientes apartados a modo de ejemplo.

### **2. COMPILACIÓN DEL MODELO EN SIMULINK CON SIMATIC TARGET 1500S**

Una vez creado y depurado el modelo en Simulink, ha de ser compilado usando SIMATIC Target 1500S, para generar los archivos SCL y SO, que posteriormente han de ser integrados en el PLC.

---

<sup>3</sup> SIMATIC TARGET 1500S tiene diferentes opciones de compilación. Entre ellas, hay algunas que permiten aumentar las opciones de interacción entre el PLC y Simulink, como pueden ser las opciones *External Mode* y el *website* del modelo, si bien en esta tesis no han sido necesarias, pero a futuro pueden ser útiles divulgativamente.

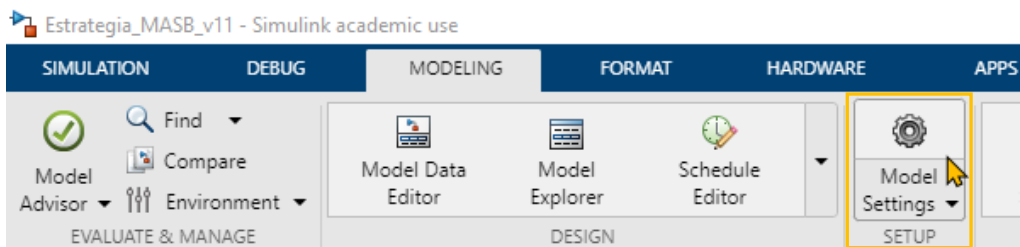


**Figura AII.4** Correspondencia del script de la función en MATLAB de la estrategia MASB vs. al modelo en Simulink

Para ello hay que realizar una serie de pasos y ajustes generales desde Simulink, tal como se detalla en los siguientes pasos para asegurarse de que estos ajustes son correctos:

### 2.1 ACCEDER A MODEL SETTINGS

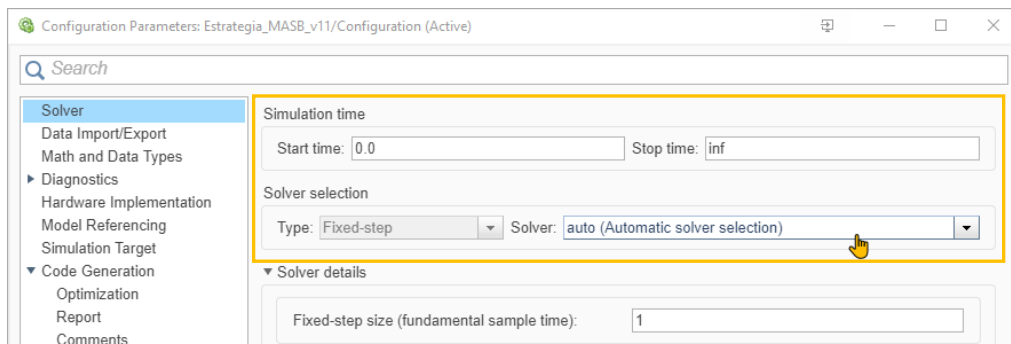
Seleccionar la pestaña *MODELING* y clicar sobre el icono *Model Settings* (Figura AII.5)



**Figura AII.5** Acceso a Model Settings en Simulink

## 2.2 AJUSTES SOLVER

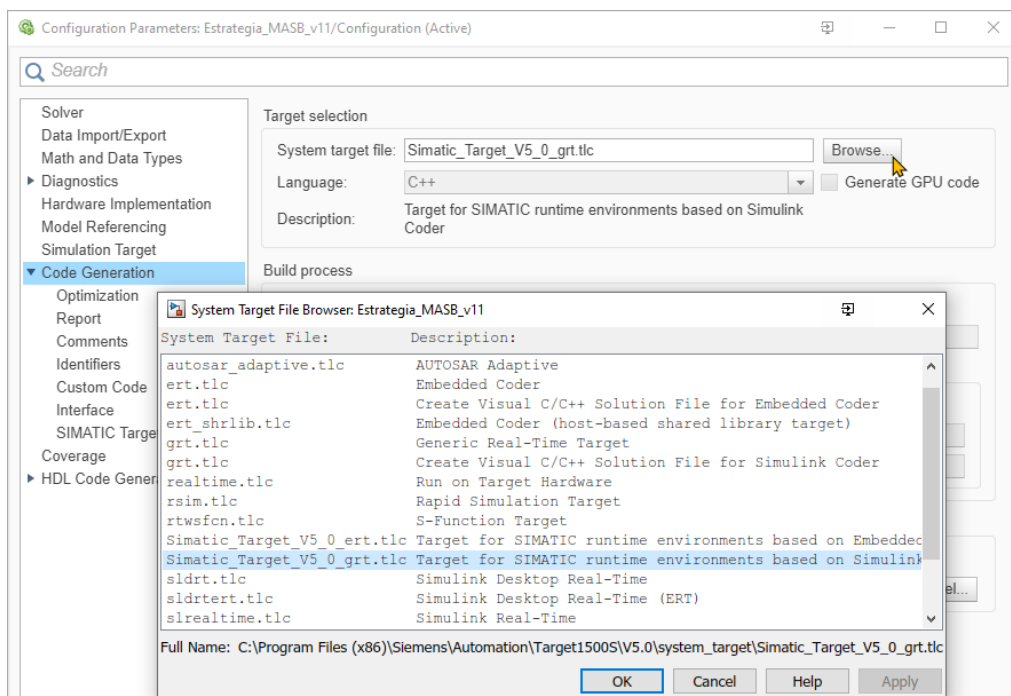
Hacer clic sobre *Solver*, y ajustar los parámetros reseñados como aparecen en la Figura AII.6.



**Figura AII.6** Ajustes *Solver* en *Model Settings* de Simulink

## 2.3 AJUSTES CODE GENERATION

Hacer clic sobre *Code Generation*, y seleccionar *System target file: Simatic\_Target\_V5\_0\_grt.tlc*, tal como aparece en la Figura AII.7.



**Figura AII.7** Ajustes *System Target File* en *Model Settings* de Simulink

## 2.4 AJUSTES OPTIMIZATION

Hacer clic sobre *Optimization*, y ajustar los parámetros reseñados como aparecen en la Figura AII.8.

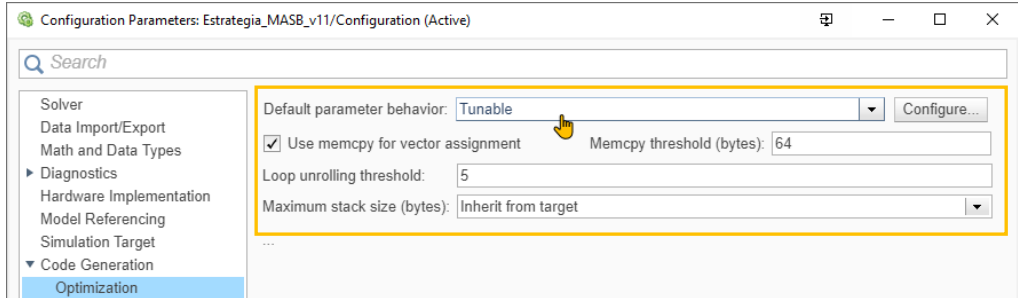


Figura AII.8 Ajustes *Optimization* en *Model Settings* de Simulink

## 2.5 AJUSTES INTERFACE

Si se requiere interactuar en tiempo real desde Simulink con el modelo corriendo en el PLC, hay que activar *External Mode* e indicar la IP de acceso al PLC, que actualmente es la 172.18.126.30, tal como aparecen reseñados en la Figura AII.9. Si no se necesita esta funcionalidad, es conveniente desactivarlo para que durante la compilación no se incluya en el archivo SCL el bloque de programa necesario para el PLC.

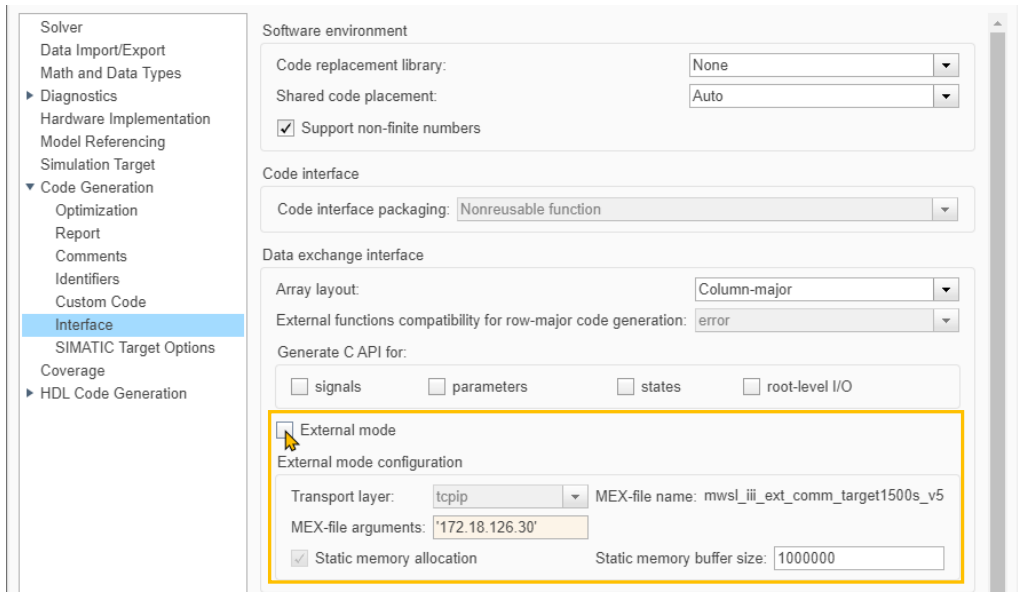


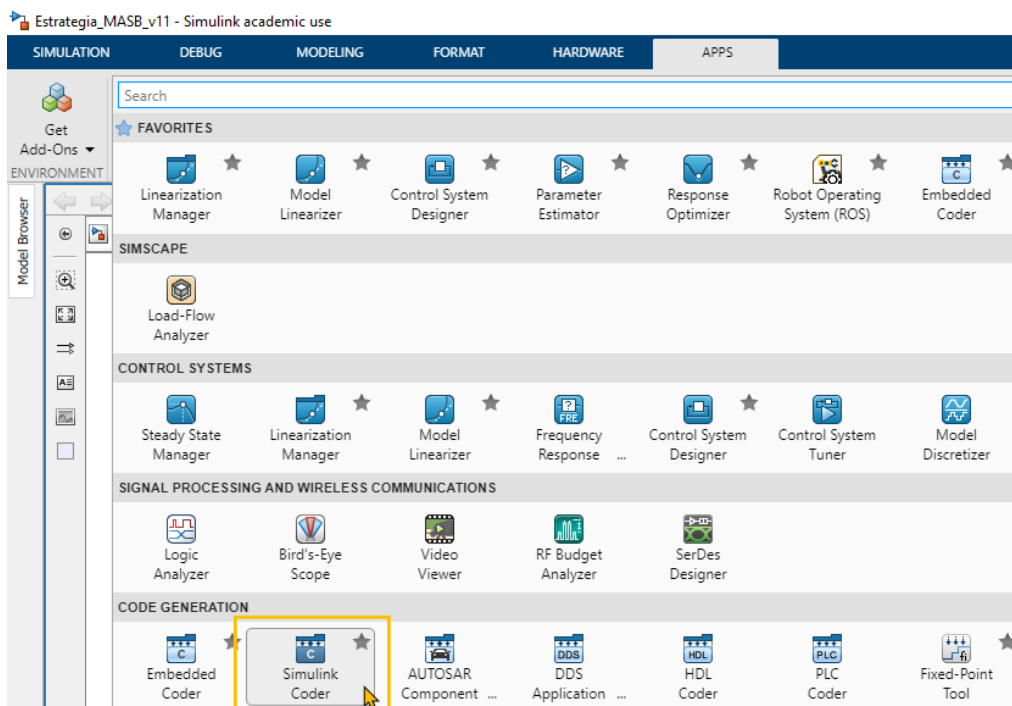
Figura AII.9 Ajustes *Interface* en *Model Settings* de Simulink



## 2.6 GENERACIÓN DE LOS ARCHIVOS SCL Y SO A INTEGRAR EN EL PLC

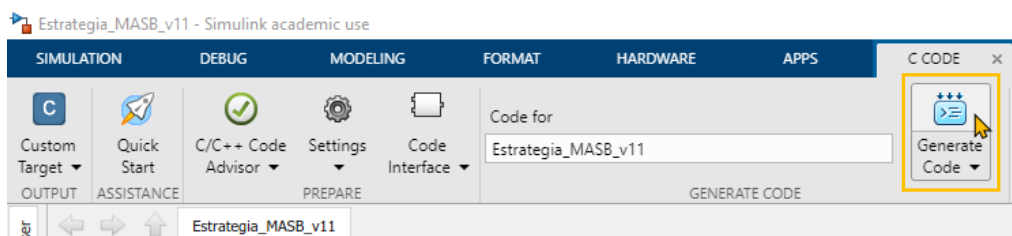
Llegados a este punto, hay que compilar el modelo de Simulink, para que SIMATIC TARGET 1500S genere automáticamente los archivos con extensión SCL y SO, necesarios para que pueda ejecutar el modelo en el PLC.

Para ello hay que seleccionar la pestaña *APPS* y clicar sobre el icono *Simulink Coder*, que se encuentra dentro de *CODE GENERATION* (Figura AII.10).



**Figura AII.10** Aplicación *Simulink Coder* en Simulink

Al clicar sobre *Simulink Coder* aparece una nueva pestaña *C CODE*, en la que hay que clicar el icono *Generate Code* (Figura AII.11).



**Figura AII.11** Generación código modelo de Simulink para el PLC

Durante la compilación en C++ y la generación de los archivos SLC y SO del modelo, haciendo clic sobre *View diagnostics* (abajo en el centro de la ventana del modelo de Simulink) se puede acceder a la ventana *Diagnostic Viewer*, en la que se puede chequear si el proceso ha sido correcto (Figura AII.12), o en su defecto los errores acaecidos.

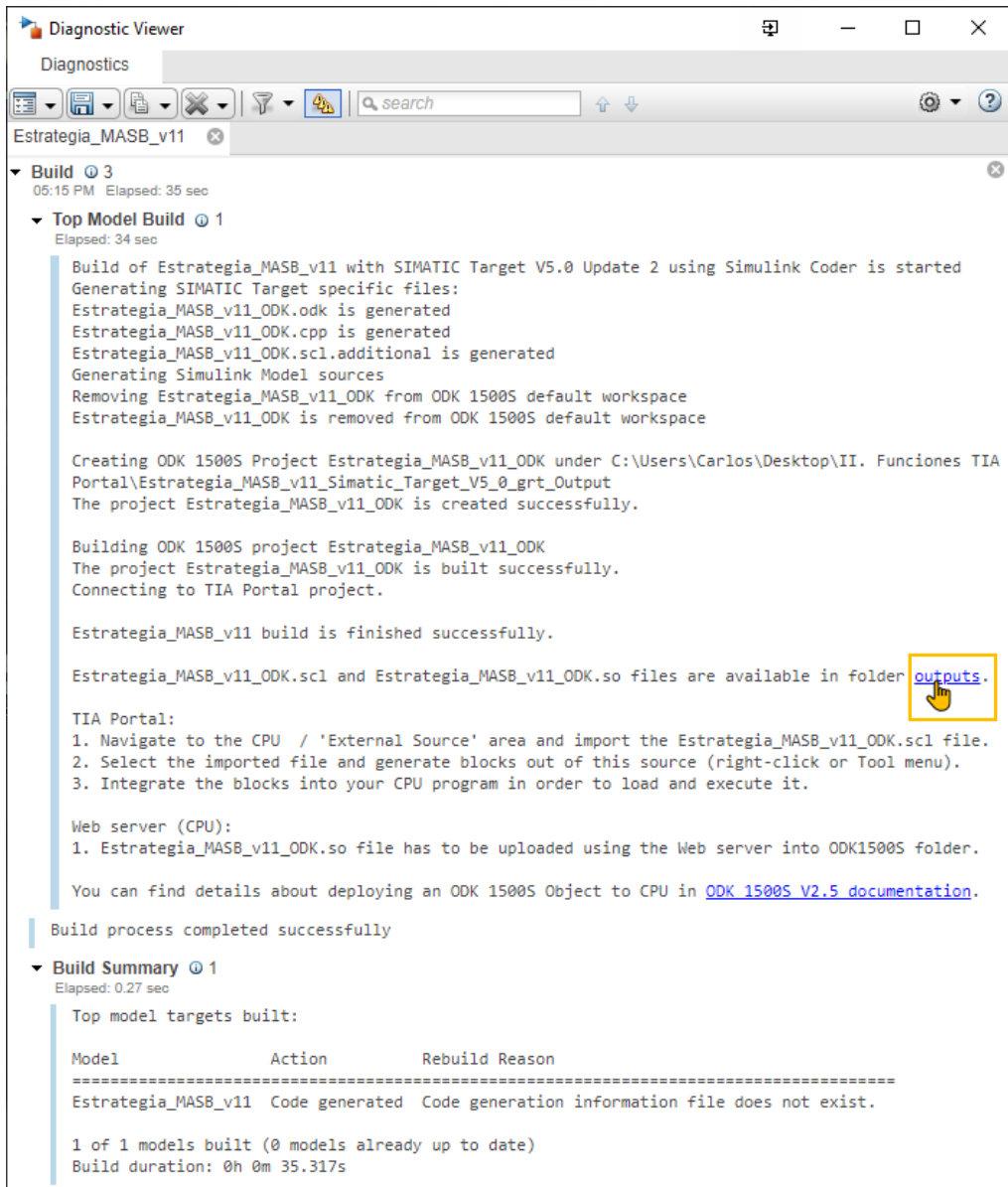




Figura AII.12 Ventana *Diagnostic Viewer* compilación modelo de Simulink

Si todo el proceso ha sido correcto, haciendo clic sobre *outputs* (Figura AII.12), se abrirá directamente la carpeta donde se encuentran los archivos SCL y SO que ha generado SIMATIC Target 1500S del modelo compilado en Simulink (Figura AII.13).

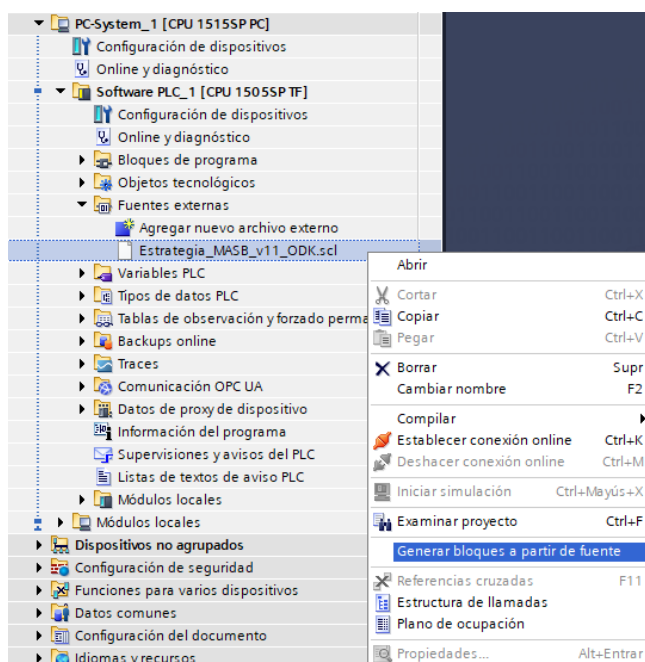
Estrategia_MASB_v11_Simatic_Target_V5_0_grt_Output > outputs		
Nombre	Fecha de modificación	Tipo
 Estrategia_MASB_v11_ODK.scl	08/02/2023 17:16	Archivo SCL
 Estrategia_MASB_v11_ODK.so	08/02/2023 17:16	Archivo SO

**Figura AII.13** Carpeta *outputs* con los archivos SCL y SO generados en Simulink

### 3. IMPORTACIÓN EN TIA PORTAL DEL ARCHIVO FUENTE SCL

En este apartado se explican los pasos a seguir para importar en TIA Portal el archivo fuente SCL, asumiendo que el lector tiene cierto conocimiento previo de TIA Portal y STEP 7.

Para ello hay que desplegar la carpeta de *Fuentes externas* que cuelga del árbol del proyecto, y clicar dos veces sobre *Agregar nuevo archivo externo*, seleccionando el archivo SCL correspondiente (Figura AII.14).



**Figura AII.14** Generación de los bloques del PLC a partir de archivo fuente SCL

Tras su importación hay que generar los bloques de programa, para lo cual pulsando el botón derecho se abrirá un submenú, en el que hay que clicar sobre *Generar bloques a partir de fuente* (Figura AII.14).

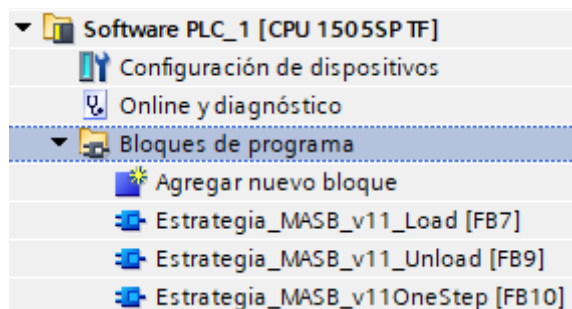
Dependiendo de las opciones seleccionadas en *Model Settings*, cuando se generen los bloques a partir del archivo fuente SCL, se generarán una serie de Bloques de Función (FB, por sus siglas en inglés) u otros. Si solo se han seleccionado las opciones básicas, únicamente se deberían de generar los bloques imprescindibles para la ejecución del modelo en el PLC (Tabla AII.1).

Bloque generado	Descripción funcional
NombreModelo_ <b>Unload</b>	El bloque borra el archivo SO (librería) de la memoria del PLC
NombreModelo_ <b>Load</b>	El bloque carga el archivo SO (librería) del servidor web en la memoria del PLC
NombreModelo_ <b>OneStep</b>	El bloque llama al archivo SO (librería), que previamente ha de estar cargado en la memoria del PLC

**Tabla AII.1** Bloques principales del PLC generados a partir del archivo fuente SCL

Si los bloques a generar ya existen en el proyecto, hay que tener en cuenta que se sobrescribirán, por lo que no hay problema en generarlos sin borrarlos previamente, salvo que la nueva versión tenga nuevos parámetros de entrada y/o salida, y entonces será necesario actualizar las llamadas de bloques incoherentes en TIA Portal y volver a compilar los cambios.

Si los archivos generados no existen en el proyecto, estos se insertarán en la carpeta Bloques de programa (Figura AII.15), y si no se mantendrán en la subcarpeta de programas en la que se encuentren, por lo que no sería necesario volver a moverlos.



**Figura AII.15** Integración por defecto de los bloques de PLC generados

Los bloques de programa *\_Unload* y *\_Load*, hay que moverlos a la subcarpeta *1-Startup*, y llamarlos desde el bloque OB100, poniendo en TRUE el parámetro de entrada REQ (Figura AII.16), ya que se ejecutarán una sola vez y en este orden en el arranque del PLC (STOP → RUN), procediendo descargar y cargar, respectivamente, la librería de la función de la memoria del PC/PLC.

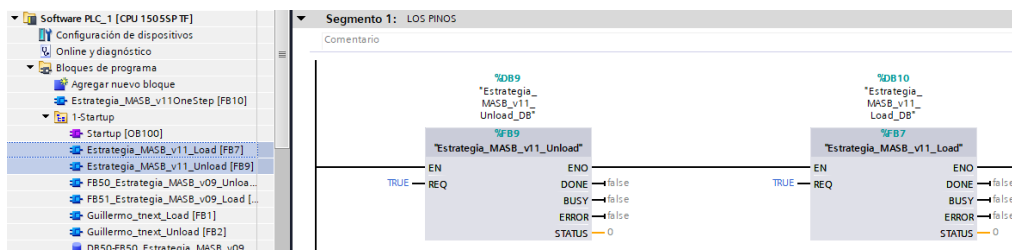


Figura AII.16 Llamada a los bloques *\_Unload* y *\_Load* desde el OB100

El bloque de programa *\_OneStep*, hay que moverlo a la subcarpeta *2-Cyclic*, y llamarlo desde el OB1, ajustando todos sus parámetros de entradas y salidas (Figura AII.17), ya que es el bloque principal de llamada a la función del modelo, que se ejecutará en cada ciclo de *scan* del PLC.

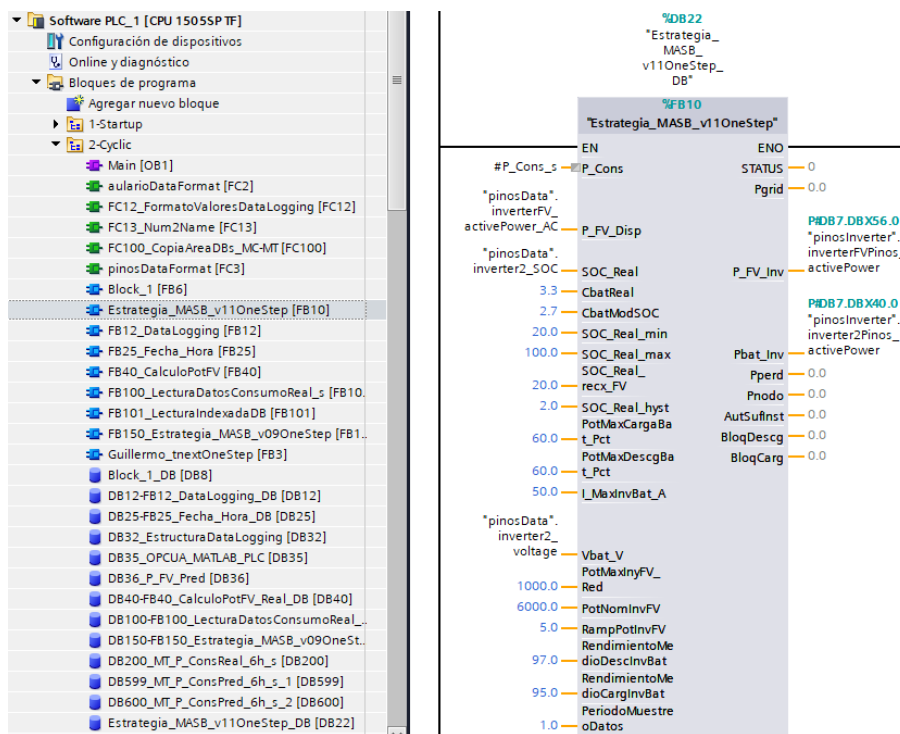


Figura AII.17 Llamada al bloque *\_OneStep* desde el OB1

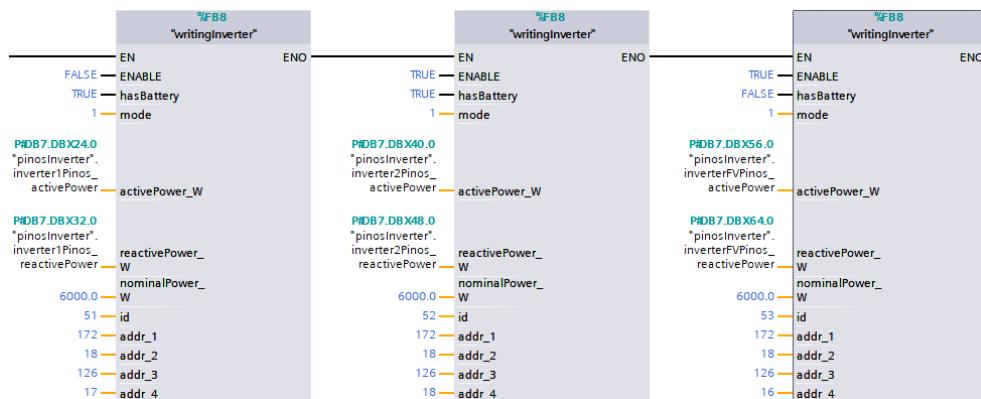
No se ha de modificar el segmento de llamada al bloque de la función, porque hay un orden de llamadas a otras funciones, que pueden generar error.

### 3.1 AJUSTES PROGRAMAS ADICIONALES

Además de los bloques de programa que se hayan podido generar al importar los modelos desde Simulink, se pueden crear los bloques de programa que sean necesarios mediante cualquiera de los lenguajes de TIA Portal soportados por el PLC.

Gran parte de los programas que ya existen en los proyectos de partida de TIA Portal, se corresponden con los programas necesarios de comunicación que EOSOL dejó implementados, en diversas subcarpetas del programa. Estos programas son imprescindibles para la comunicación y el intercambio de variables entre los equipos de las microrredes de Los Pinos y el Aulario, pertenecientes a la red interna VLAN (Figura 6.2), por lo que es vital no modificarlos ni borrarlos si no se tiene profundo conocimiento de ello.

Desde el programa principal OB1, se están escribiendo con una frecuencia interna de 1,25 Hz (0,8 s) las consignas de potencia activa y reactiva en AC en los inversores de la microrred. Para ello se está usando un bloque de función multiinstancia (FB8) perteneciente a la subcarpeta 3-ModbusCommunication (Figura AII.18).



**Figura AII.18** Escritura de la consigna de potencia en los inversores de la microrred

Para cada uno de estos bloques, se han de ajustar las cuatro primeras entradas en función del uso y tipo del inversor (Apartado 6.2.2), de acuerdo con lo indicado en la Tabla AII.2. Los demás parámetros no se deben modificar, ya que se corresponden con los ajustes de comunicación en Modbus TCP/IP de cada uno de los inversores.

Entrada	Descripción funcional
<b>ENABLE</b>	Siempre que se haya de usar el inversor, para que responda a las consignas de potencia de la estrategia, ha de ajustarse a TRUE. En caso contrario se ha de ajustar a FALSE.
<b>hasBattery</b>	A TRUE si el inversor es de batería, y FALSE si no lo es.
<b>Mode</b>	Esta entrada solo es relevante si hasBattery = FALSE. En ese caso hay que indicar el modo de regulación que se quiera usar: <b>1: Regulación de potencia activa</b> 2: Regulación de potencia reactiva 3: Regulación de potencia activa y reactiva
<b>activePower_W</b>	Consigna de potencia en AC [W] (hasBattery = TRUE: +: descarga, -: carga)

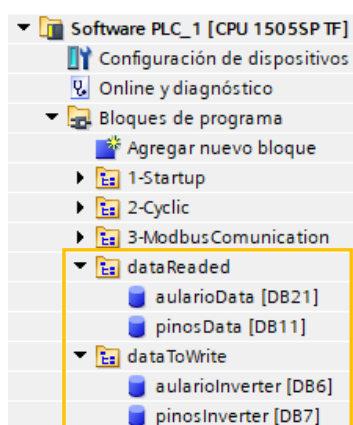
**Tabla AII.2** Ajustes del bloque del PLC de consigna de potencia de los inversores de la microrred

Para que las consignas de las estrategias funcionen, es vital asignar las salidas del bloque de función de dicho modelo, a las variables correspondientes de cada DB utilizado para escribirlas en los inversores.

### 3.2 VARIABLES DE DATOS DE LOS EQUIPOS DE LA MICRORRED

Además de las variables internas que se puedan generar en el programa del PLC, en las subcarpetas *dataReader* y *dataToWrite* (Figura AII.19), se encuentran los bloques de datos (DB) con las variables disponibles de lectura y escritura, respectivamente, de los equipos que componen las microrredes de Los Pinos y el Aulario, pertenecientes a la red interna VLAN (Figura 6.2).

Los programas de lectura que actualizan los datos de estos DB se ejecutan desde el programa principal OB1, con una frecuencia interna de 1 Hz (1 s).



**Figura AII.19** Subcarpetas *dataReader* y *dataToWrite* variables accesibles de la microrred

En todo momento se puede observar la estructura y el valor de las variables disponibles que se están leyendo de los equipos de la microrred de Los Pinos, abriendo *online* el DB11 en TIA Portal (Figura AII.20).

pinosData					
	Nombre	Tipo de datos	Valor de arranque	Valor de observación	Comentario
1	Static				
2	meteo_Tambient	LReal	0.0	11.664496421814	°C
3	meteo_solarMeter	LReal	0.0	442.346618652344	w/m2
4	meteo_Tmodule	LReal	0.0	19.1782417297363	°C
5	w1_activePower	LReal	0.0	0.0	w
6	w2_activePower	LReal	0.0	-326.0	w
7	w3_activePower	LReal	0.0	1678.0	w
8	w4_activePower_R	LReal	0.0	-3210.0	w
9	w4_activePower_S	LReal	0.0	-1600.0	w
10	w4_activePower_T	LReal	0.0	-50.0	w
11	w4_reactivePower_R	LReal	0.0	-310.0	var
12	w4_reactivePower_S	LReal	0.0	-360.0	var
13	w4_reactivePower_T	LReal	0.0	-160.0	var
14	w5_activePower_R	LReal	0.0	310.0	w
15	w5_activePower_S	LReal	0.0	0.0	w
16	w5_activePower_T	LReal	0.0	330.0	w
17	w5_reactivePower_R	LReal	0.0	-160.0	var
18	w5_reactivePower_S	LReal	0.0	0.0	var
19	w5_reactivePower_T	LReal	0.0	-230.0	var
20	w6_activePower	LReal	0.0	0.0	w
21	w6_reactivePower	LReal	0.0	0.0	var
22	w7_activePower	LReal	0.0	0.0	w
23	w7_reactivePower	LReal	0.0	0.0	var
24	inverter1_SOC	LReal	0.0	68.0	%
25	inverter1_power_DC	LReal	0.0	0.0	w
26	inverter1_activePower_AC	LReal	0.0	-37.0	w
27	inverter1_reactivePower_AC	LReal	0.0	12.0	var
28	inverter1_voltage	LReal	0.0	94.4	V
29	inverter2_SOC	LReal	0.0	69.0	%
30	inverter2_power_DC	LReal	0.0	-321.0	w
31	inverter2_activePower_AC	LReal	0.0	-372.0	w
32	inverter2_reactivePower_AC	LReal	0.0	-32.0	var
33	inverter2_voltage	LReal	0.0	54.1	V
34	inverter2_BatteryStatus	LReal	0.0	2.0	0..9
35	inverterFV_power_DC	LReal	0.0	1672.0	w
36	inverterFV_activePower_AC	LReal	0.0	1622.0	w
37	inverterFV_reactivePower_AC	LReal	0.0	-1.0	var

**Figura AII.20** Variables de lectura de la microrred de Los Pinos (DB11)

En función del o de los inversores utilizados, habrá de elegirse las variables necesarias como entradas al bloque de función de la estrategia.



Igualmente, se puede observar en todo momento la estructura y el valor de las consignas de potencia que se están enviando hacia los inversores de la microrred de Los Pinos, abriendo *online* el DB7 en TIA Portal (Figura AII.21).

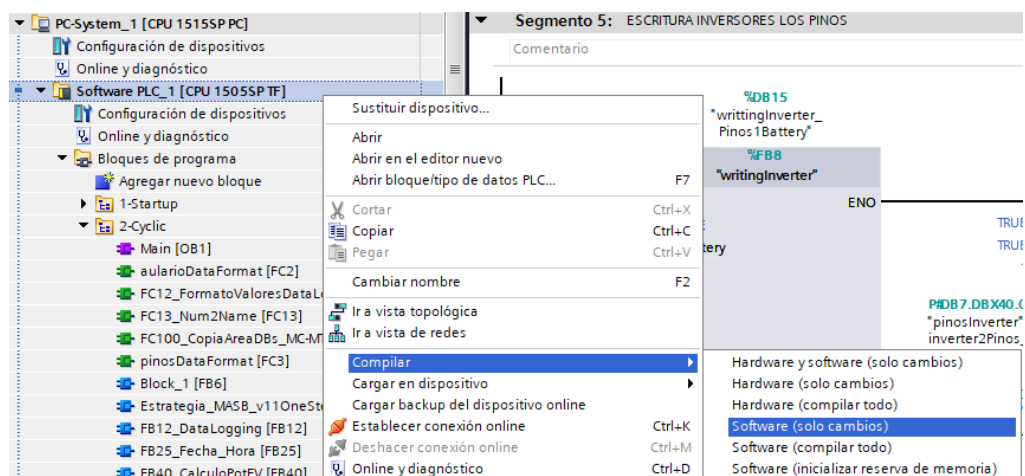
pinosInverter					
	Nombre	Tipo de datos	Valor de arranque	Valor de observación	Comentario
1	Static				
2	inverter1Pinos_activePower	LReal	0.0	0.0	
3	inverter1Pinos_reactivePower	LReal	0.0	0.0	
4	inverter2Pinos_activePower	LReal	0.0	-371.668489942314	
5	inverter2Pinos_reactivePower	LReal	0.0	0.0	
6	inverterFVPinos_activePower	LReal	0.0	1887.0	
7	inverterFVPinos_reactivePower	LReal	0.0	0.0	

**Figura AII.21** Variables de consigna de potencia de los inversores de la microrred de Los Pinos (DB7)

#### 4. CARGA DEL PROGRAMA EN EL PLC DESDE TIA PORTAL

Una vez se han integrado en TIA Portal todos los bloques del modelo de Simulink en el programa de PLC y se han ajustado todos los parámetros necesarios, etc., hay que cargar en el PLC todos los cambios, para que la estrategia se ejecute en él.

En primer lugar, aunque se hará por defecto al intentar transferir el programa al PLC, se ha de compilar el programa (*software*) para saber si existe algún fallo. Pulsando el botón derecho sobre *Software PLC\_1 [CPU 1505SP TF]*, se abre un menú, en el cual hay que clicar sobre *Compilar* para que se abra otro menú, en el que se pueden elegir distintas opciones (Figura AII.22).

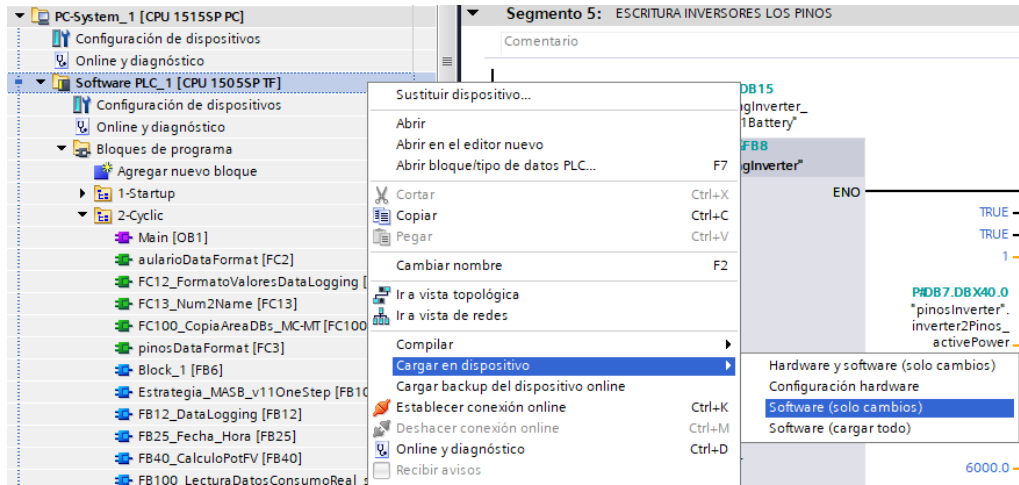


**Figura AII.22** Opciones de compilación del programa de PLC

Se puede optar por compilar todo el *software*, o solo cambios, que es lo recomendable, por rapidez y ante todo porque de esta forma no se reinician los datos de los DB que no hayan cambiado, etc., evitando sobreescrituras de estos datos cuando se cargue el programa en el PLC.

Una vez compilado el programa, es el momento de transferirlo (cargarlo) al PLC. Para ello es imprescindible que el PC en el que estemos trabajando con TIA Portal tenga acceso al PLC.

Pulsando el botón derecho sobre *Software PLC\_1 [CPU 1505SP TF]*, se despliega el mismo menú, pero esta vez se ha de clicar sobre *Cargar en dispositivo* para que se abra otro menú, en el que se pueden elegir distintas opciones de carga (Figura AII.23).



**Figura AII.23** Opciones para cargar el programa en el PLC

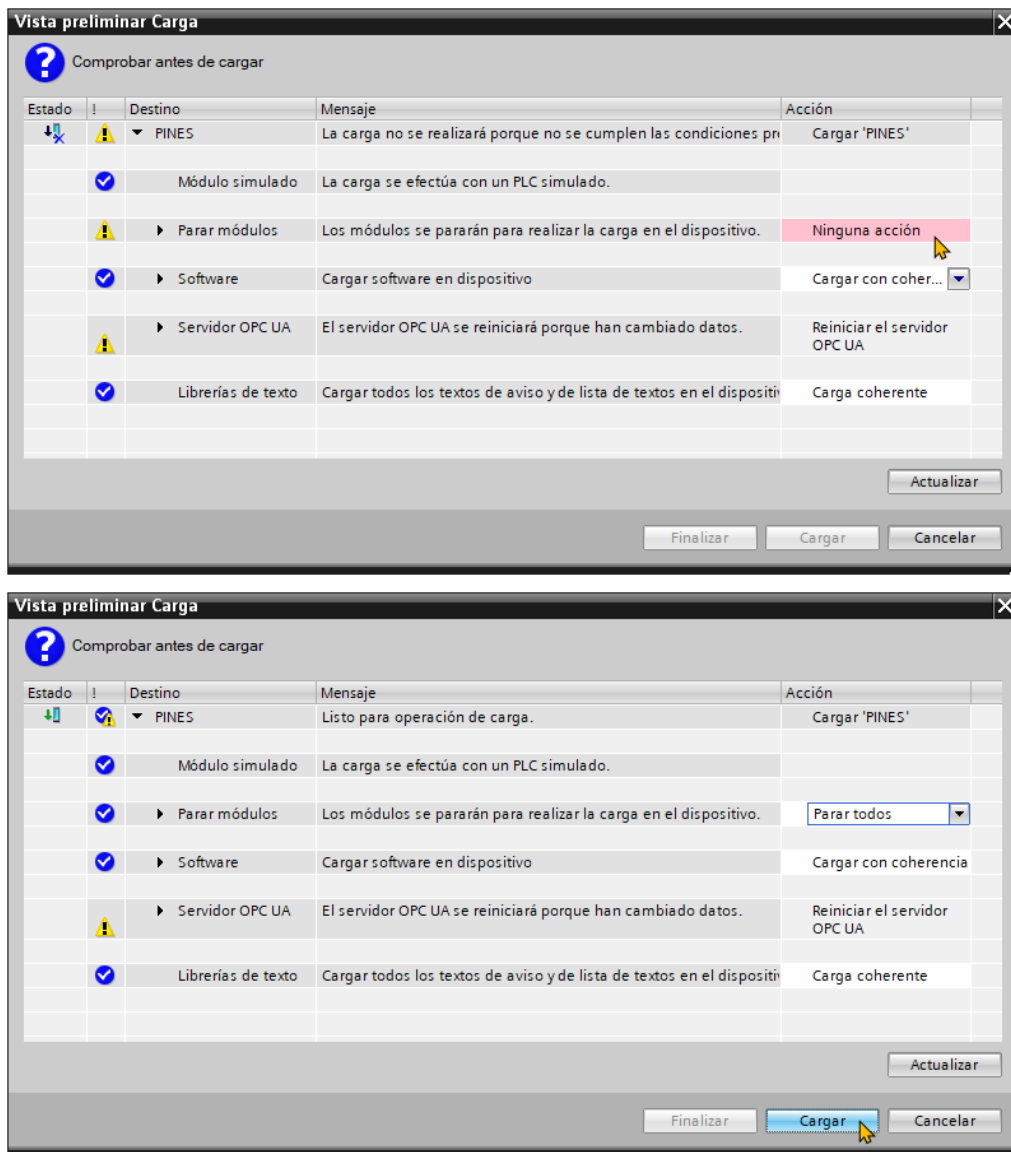
Salvo que haya sido necesario realizar algún cambio en la configuración del equipo (*hardware*), porque se necesite alguna opción que no esté activa, no se han de usar las opciones de carga que contengan el *hardware*.

Entre las opciones exclusivas de carga del programa (*software*), se puede optar por cargar el programa completo, o solo cambios, que es lo recomendable, por rapidez y ante todo porque de esta forma solo se cargan en el equipo los bloques nuevos, y se recargan los que presenten algún cambio, de tal forma que todos los demás no sufren modificaciones.

Dependiendo del tipo de diferencias entre el programa que está cargado en el PLC (*online*) y el que se desea cargar desde TIA Portal (*offline*), así como

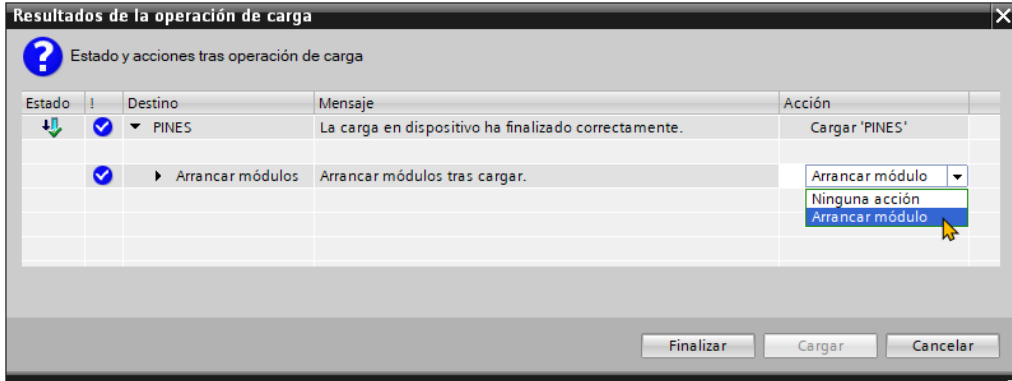
del tipo de carga que se elija (programa completo o solo cambios), se abrirá una ventana con distintas resaltadas con el siguiente símbolo ⚠.

Si por ejemplo es necesario pasar a STOP el PLC antes de proceder a la carga del programa, en la ventana aparecerá una fila *Parar módulos*, en cuyo desplegable asociado habrá que elegir *Parar todos* para que se habilite el botón de *Cargar* (Figura AII.24).




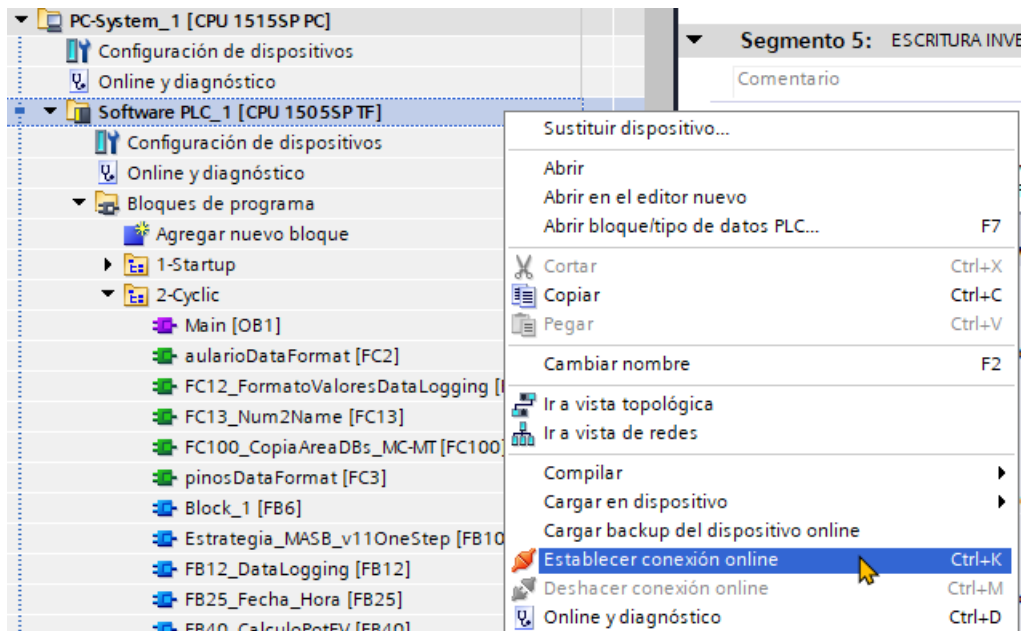
**Figura AII.24** Ventana preliminar de carga del programa en el PLC

Si la carga se realiza correctamente, aparecerá una nueva ventana, para elegir si se quiere arrancar el PLC (STOP → RUN), aunque esto también se puede hacer posteriormente desde el propio selector *hardware* situado a la derecha del frontal de la CPU, u *online* desde TIA Portal (Figura AII.25).



**Figura AII.25** Ventana opción de arranque del PLC tras haber cargado el programa

Tras haber cargado las modificaciones del programa en el PLC, se puede visualizar su ejecución en tiempo real desde TIA Portal (p. ej. Figura AII.28), poniéndose *online* con el PLC (Figura AII.26), y activando la observación del o de los bloques que se quieran observar, pulsando sobre el icono .

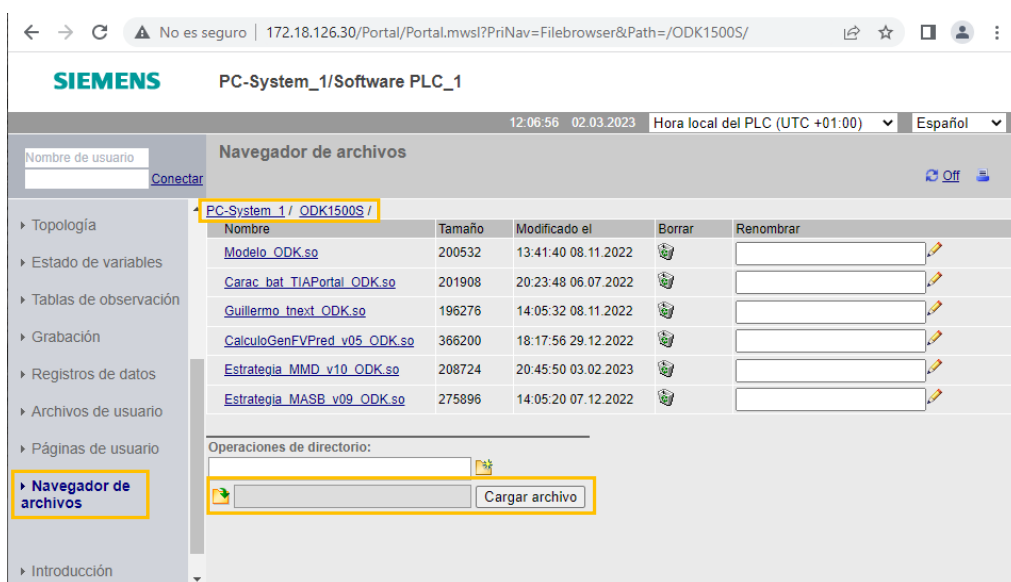


**Figura AII.26** Establecimiento conexión *online* con el PLC desde TIA Portal

## 5. CARGA EN EL PLC DEL ARCHIVO SO DE LA LIBRERÍA GENERADA

Para que los bloques de programa de la función del modelo de Simulink se puedan ejecutar en el PLC, es imprescindible que previamente se haya cargado en la memoria del PLC el archivo SO.

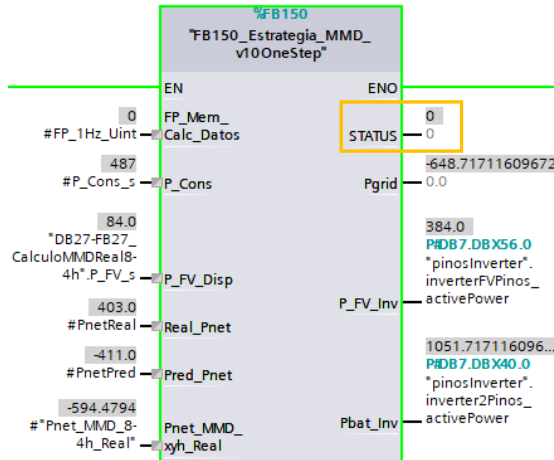
Este archivo hay que cargarlo a través del servidor web integrado del PLC, para lo cual hay que introducir su dirección IP (172.18.126.30) en cualquier navegador web del PC que tenga acceso al PLC, luego ir hasta la sección *Navegador de Archivos*, entrar en *ODK1500S*, seleccionar el archivo SO a cargar generado por Simulink y hacer clic sobre *Cargar archivo* (Figura AII.27).



**Figura AII.27** Carga del archivo SO desde el navegador web del PLC

Para que se cargue y asigne la memoria del PC/PLC a la librería correspondiente al archivo SO que se ha alojado en el servidor web, es imperativo reiniciar el PLC (RUN → STOP → RUN). Para ello, se puede hacer desde el propio selector *hardware* situado a la derecha del frontal de la CPU, o bien *online* desde TIA Portal, o desde un navegador accediendo al servidor web integrado.

Si la carga y asignación de la memoria interna del PC/PLC se realiza correctamente, y la función se ejecuta sin fallos, en la salida STATUS del bloque de función del programa de PLC, ha de mostrarse un 0 (Figura AII.28), en caso contrario la función no se ejecutará, por lo que habrá de revisarse el origen del error [185].



**Figura AII.28** STATUS de ejecución del bloque de función del modelo de Simulink en el PLC

## AII.2 MONITORIZACIÓN DE LA MICRORRED

### AII.2.1 APLICACIÓN WEB EMPRO

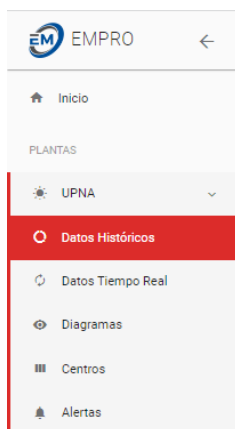
#### INTRODUCCIÓN

Dentro del último proyecto en el que se actualizó todo el sistema de control de la microrred (Apartado 6.2), se incluyó una herramienta web desarrollada por EOSOL, que permite monitorizar los datos en tiempo real y consultar los históricos, tanto de forma gráfica como tabular, así como su descarga para posteriores tratamientos externos.

Esta herramienta se denomina EMPRO, y se puede acceder a ella remotamente desde cualquier navegador [170], iniciando sesión siempre que el usuario tenga autorización previa.

El sistema se apoya en el uso de un servidor central para el registro de todos los datos prefijados por EOSOL, para los diversos equipos que pertenecen a la red VLAN de las microrredes de Los Pinos y Aulario (Figura 6.2). Este servidor está instalado en la biblioteca, trabaja en Linux y está gestionado por EOSOL.

La herramienta es muy intuitiva y sencilla de manejar. A continuación, se muestran las secciones de mayor uso a lo largo de la tesis para chequear el desempeño de los equipos y las estrategias desarrolladas. A cada una de las secciones se accede desde el menú general de la herramienta (Figura AII.29).

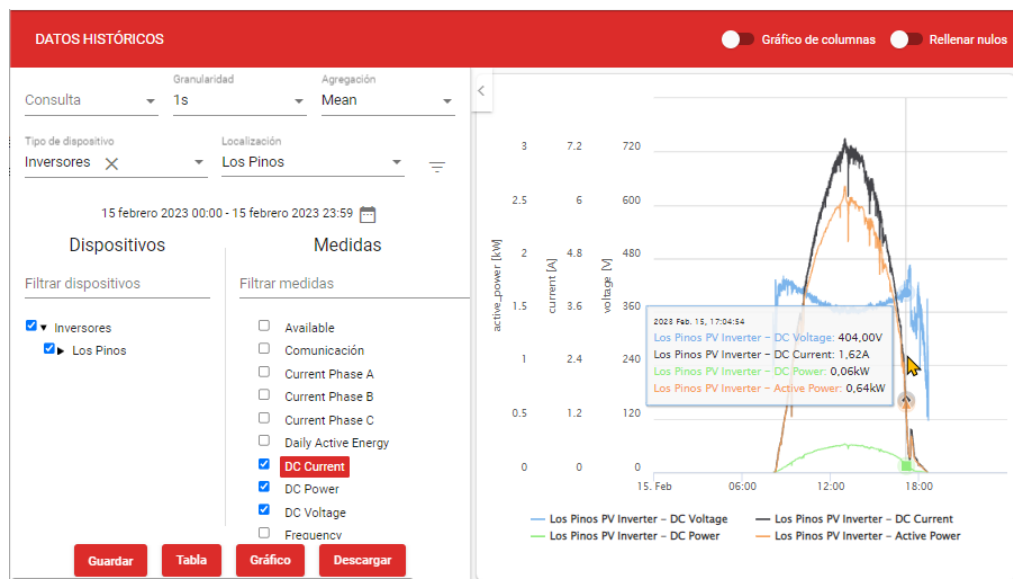


**Figura AII.29** Menú general secciones de EMPRO


### SECCIÓN DATOS HISTÓRICOS

Esta es una de las secciones de mayor relevancia de la herramienta, porque con ella se pueden conocer y analizar todos los datos registrados, así como exportarlos para poder analizarlos con otras herramientas externas, como pueden ser MATLAB o Excel.

En la sección de *Datos Históricos*, hay que ajustar una serie de filtros, y en último lugar visualizar o descargar los datos deseados (Figura AII.30):

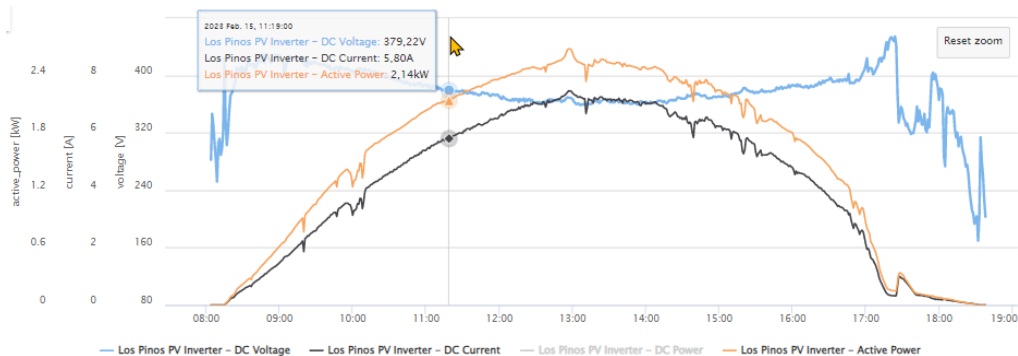


**Figura AII.30** Sección Datos Históricos de EMPRO

1. Elegir lo que en EMPRO se denomina *Granularidad*, que se refiere al paso temporal de los datos consultados, que puede ajustarse en: 1, 5, 10, 15, 30 s, 1, 5, 10, 15, 30 min, 1 h o 1 d.
2. Los datos se registran en el servidor secundariamente, por lo que todos los ajustes de granularidad superiores a 1 s necesitan un modo de agregación (*Minimum, Maximum, Mean, Median, First, Spread, Standard Deviation, Sum, Last*), que normalmente será la media (*Mean*).
3. Filtrar o seleccionar la Localización de los equipos (*Aulario o Los Pinos*), y/o por el tipo de Dispositivos (*Analyzer, Battery Inverter Aulario, Battery Inverter Pinos, Inversores, Meteo Station*). Para aplicar el filtrado de las selecciones realizadas, es necesario pulsar sobre el icono localizado en la parte derecha .
4. Elegir las fechas de los datos a descargar (*Hoy, Ayer, Últimos 2 días, Esta semana, Este mes, Semana pasada, Mes pasado, Personalizado*).
5. Y como último filtro, hay que seleccionar de las medidas disponibles para cada uno de los dispositivos finalmente seleccionados, cuáles se quieren consultar (*Filtrar medidas*).

Los ajustes anteriores se pueden guardar como una *Consulta Nueva*, de modo que posteriormente en esta misma pestaña se puede volver a seleccionar, adoptándose de forma automática dichos ajustes.

6. Por último, se ha de elegir qué tipo de consulta de datos se quiere hacer (*Tabla, Gráfico*), pudiendo posteriormente *Descargar* los datos en formato *csv*, con distintas opciones de ajuste de *Separador de campos* y *Separador de decimales*.



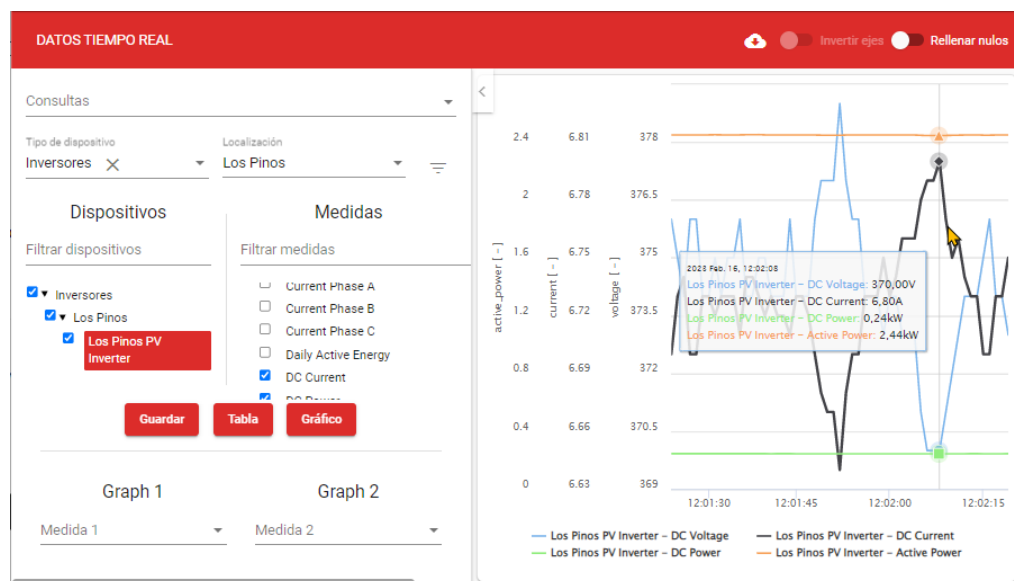
**Figura AII.31** Ventana gráfica Datos Históricos de EMPRO



En la leyenda móvil de la ventana gráfica (Figura AII.31), se puede ver el valor instantáneo de todas las variables graficadas, que a su vez se pueden filtrar clicando sobre cada una de las variables en la leyenda fija. También se puede ampliar un área temporal determinada, para ver con más detalle ese intervalo. Para ello hay que clicar en el instante inicial de la ventana que se quiera ampliar y arrastrar hasta el instante final de la misma.

## SECCIÓN DATOS TIEMPO REAL

Esta es otra sección importante de la herramienta, en la cual se puede consultar la evolución segundal en tiempo real de las variables seleccionadas de los dispositivos previamente filtrados (Figura AII.32).



**Figura AII.32** Sección Datos Tiempo Real de EMPRO

La operativa es muy similar a la descrita en el apartado anterior de la sección de *Datos Históricos*.

La particularidad de esta sección es que se puede elegir que adicionalmente se grafiquen como diagrama de barras, en una o dos gráficas independientes (*Graph 1*, *Graph 2*), una o varias de las variables finalmente seleccionadas (*Medidas*).

En estas gráficas de barras, cada una de las barras graficada, se corresponderá con la variable seleccionada, pero para cada uno de los tipos de dispositivos seleccionados, de forma que se pueden comparar fácilmente entre sí.

## SECCIÓN DIAGRAMAS

En esta sección se pueden observar gráficamente de un vistazo los diagramas de las dos microrredes, ayudando a situar eléctricamente cada equipo, y a su vez permite ver instantáneamente de un vistazo los valores de las variables principales del sistema (Figura AII.33).

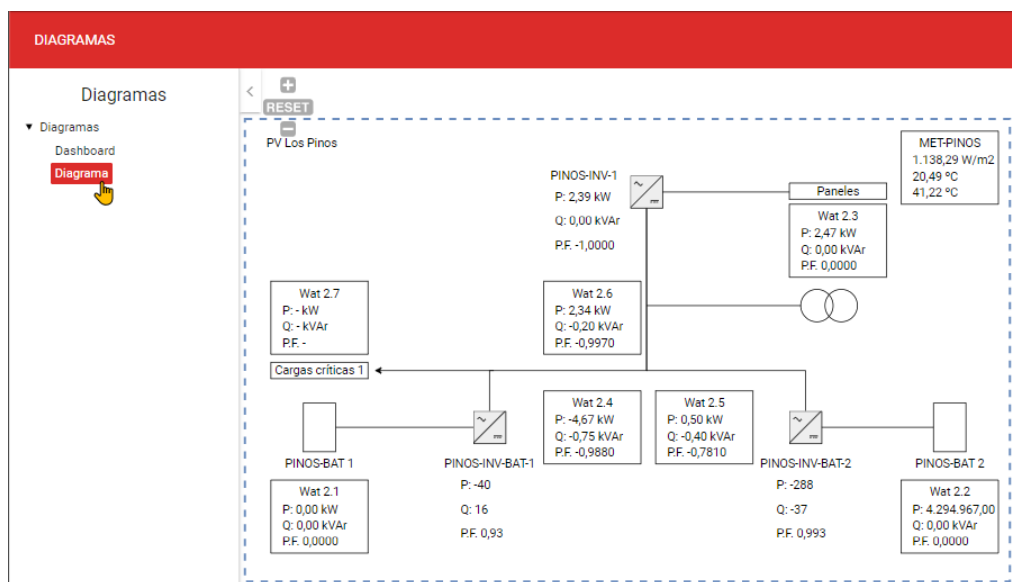


Figura AII.33 Sección Diagramas de EMPRO

## SECCIÓN CENTROS

Esta sección permite observar de forma rápida el estado de comunicación de todos los equipos de las microrredes mediante un código de colores (*gris: error, verde: ok, rojo: error*) y, a su vez, clicando en el que se desee, se pueden ver en formato tabla todas las variables en tiempo real (Figura AII.34).

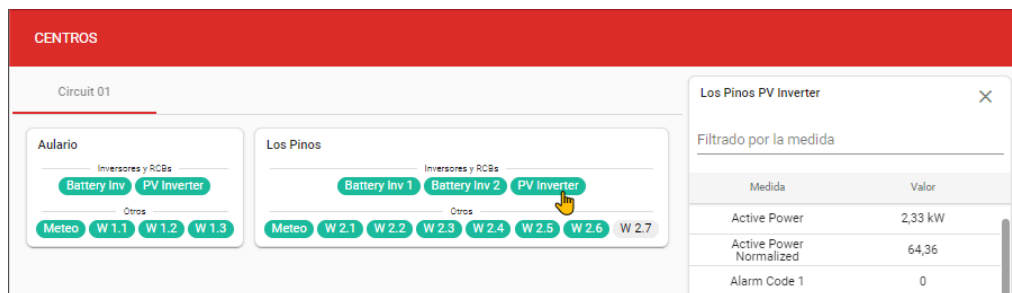


Figura AII.34 Sección Centros de EMPRO

## SECCIÓN ALERTAS

La sección de alertas está destinada a una gestión centralizada de los eventos de alertas configuradas que se hayan producido en los equipos de las microrredes.

Puede ser una herramienta muy útil<sup>4</sup> para hacer el seguimiento de ciertos comportamientos de los equipos y/o variables, sin necesidad de tener que estar permanentemente pendiente de la evolución de los datos (Figura AII.35).

Leído	Estado	Prioridad	Nombre	Dispositivo	Fecha de activación	Fecha de desactivación	Duración
<input type="checkbox"/>	<span style="color: red;">●</span>	<span style="color: red;">●</span>	Fallo inversor batería	Los Pinos PV Inverter	2023-02-28 12:56:38		

**Figura AII.35** Sección Alertas de EMPRO

## AII.2.2 REGISTRO DE DATOS EN EL PLC

### INTRODUCCIÓN

Un inconveniente de EMPRO es que solo permite monitorizar y consultar las variables de los equipos que fueron seleccionadas al instalar el sistema, de forma que no se puede registrar nuevas variables, como puedan ser las internas de los programas del PLC, incluidas las consignas de potencia enviadas a los inversores.

Por ello, se ha implementado un sistema de registro de datos interno en el propio PLC principal de control (AII.1.2), de forma que en la MC del PLC se van creando archivos *csv*, con el registro secundal de las variables que se consideren de mayor interés para el análisis posterior que se quiera realizar.

Este análisis de los datos registrados se ha implementado de forma que, una vez descargados los archivos de registro *csv* de la MC del PLC al PC, en MATLAB se pueda realizar automáticamente el análisis y graficado de interés.

La principal versatilidad de este sistema es que se pueden registrar todas las variables y parámetros que sean accesibles por el PLC, pudiendo registrarse tanto las que ya integraba el sistema EMPRO, así como las variables inter-

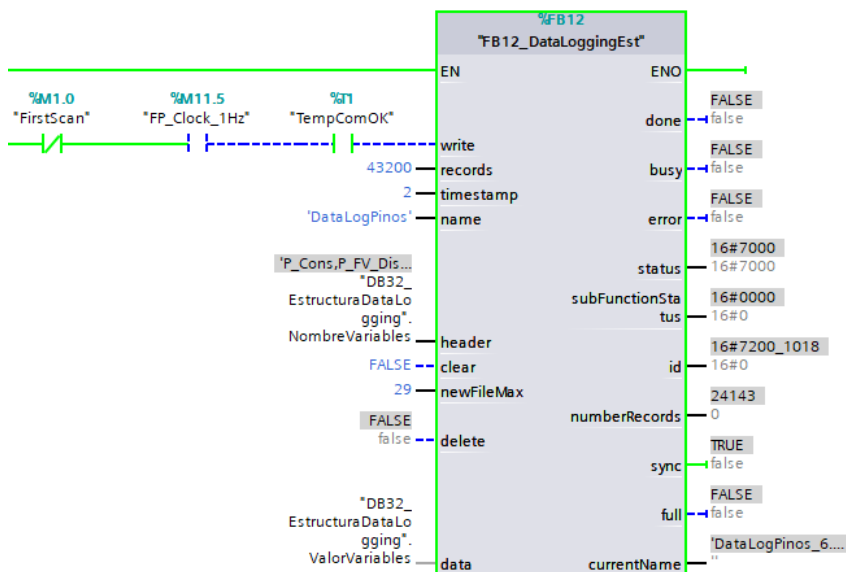
<sup>4</sup> Solo los usuarios con rol de administrador pueden configurarlas.

nas de los programas que se crean en el PLC (no accesibles vía EMPRO), que son fundamentales para el análisis y depurado de las estrategias integradas en el PLC.

Por otro lado, al ser un sistema de desarrollo propio, se pueden realizar las modificaciones que se consideren oportunas, siendo asimismo independientes de la estabilidad y disponibilidad de acceso a los datos del servidor de registro de datos de EMPRO.

### PROGRAMA DE REGISTRO DE DATOS EN EL PLC

El bloque de función de gestión del registro de datos (FB12) se basa en una librería de SIEMENS, que se ha adaptado en parte a las necesidades particulares de la tesis (Figura AII.36).



**Figura AII.36** Función de gestión del registro de los datos de la estrategia (FB12)

Con los ajustes actuales (Figura AII.36), se registran 12 h (43 200 s) de datos secundales de las variables definidas en el DB32 de registro de datos de la estrategia (Figura AII.37). En total se generan 30 archivos de registro, que se van sobrescribiendo cíclicamente, por lo que se almacenan permanentemente los datos secundales de los últimos 15 días (*DataLogPinos\_0...29.csv*).

DB32_EstructuraDataLogging				
	Nombre	Tipo de datos	Valor de observación	Comentario
1	▼ Static			
2	▼ ValorVariables	Struct		
3	■ P_Const	Int	387	W
4	■ P_FV_Displ	Int	1142	W
5	■ Pgrid	Int	-1300	W
6	■ P_FV_Inv	Int	1442	W
7	■ Pbat_Inv	Int	545	W
8	■ Pperd	Int	0	W
9	■ Pnodo	Int	0	W
10	■ RefSOC_Real	Int	6000	%x100
11	■ AutSuflnst	Int	10000	%x100
12	■ SOC_Real	Int	9000	%x100
13	■ BloqDescg	Bool	FALSE	Bool
14	■ BloqCarga	Bool	FALSE	Bool
15	■ ModoCargaBatInvCV	Bool	FALSE	Bool
16	■ PotAC_InvBat2	Int	582	W
17	■ PotAC_InvFV	Int	1142	W
18	■ PotDC_InvBat2	Int	641	W
19	■ PotDC_InvFV	Int	1176	W
20	■ Irr_Real	Int	214	Wm2
21	■ Temp_Amb_Real	Int	1921	°Cx100
22	■ Temp_Cel_Real	Int	1927	°Cx100
23	■ P_FV_Real	Int	768	W
24	■ P_FV_Pred	Int	1800	W
25	■ Pnet_Real	Int	-755	W
26	■ Pnet_Pred	Int	-1497	W
27	■ Pnet_MMX_xyh	Int	-1002	W
28	■ NombreVariables	String	'P_Const,P_FV_Displ,...	

**Figura AII.37** Bloque de datos del registro de los datos de la estrategia (DB32)

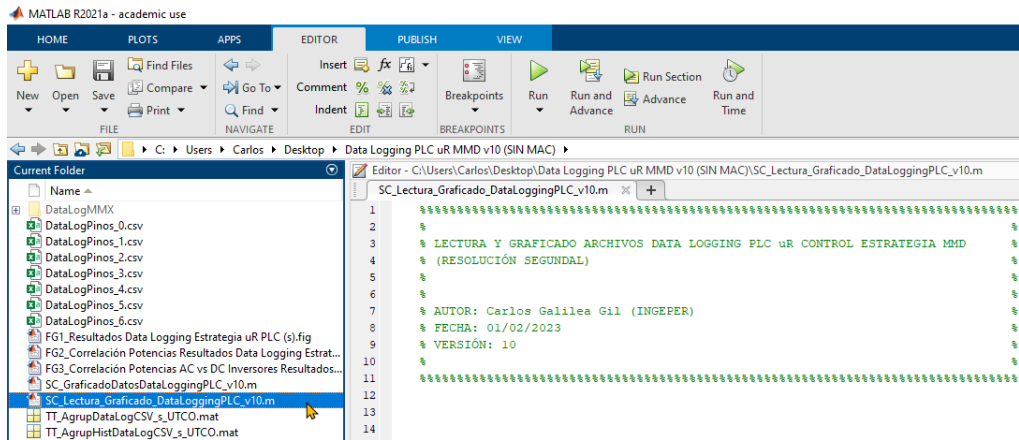
Estos archivos guardados en la MC del PLC son accesibles mediante el servidor web (Figura AII.38) integrado del PLC (IP: 172.18.136.30), utilizando cualquier navegador de un PC que pertenezca a la misma VLAN (Figura 6.2). En este caso, solo se puede usar el PC de programación y monitorización del laboratorio (Apartado 6.2.6).

PC-System 1 / DataLogs /					
	Nombre	Tamaño	Modificado el	Borrar	Renombrar
▶ Estado de variables	<a href="#">DataLogPinos_0.csv</a>	8510676	21:52:56 13.02.2023		
▶ Tablas de observación	<a href="#">DataLogPinosMMX_0.csv</a>	12614664	21:52:56 13.02.2023		
▶ Grabación	<a href="#">DataLogPinos_1.csv</a>	8510676	09:52:58 14.02.2023		
▶ Registros de datos	<a href="#">DataLogPinosMMX_1.csv</a>	12614664	09:53:08 14.02.2023		
▶ Archivos de usuario	<a href="#">DataLogPinos_2.csv</a>	8510676	21:53:04 14.02.2023		
▶ Páginas de usuario	<a href="#">DataLogPinosMMX_2.csv</a>	12614664	21:53:24 14.02.2023		
▶ Navegador de archivos	<a href="#">DataLogPinos_3.csv</a>	8510676	09:53:12 15.02.2023		
	<a href="#">DataLogPinosMMX_3.csv</a>	12614664	09:53:34 15.02.2023		
	<a href="#">DataLogPinos_4.csv</a>	8510676	21:53:22 15.02.2023		
	<a href="#">DataLogPinosMMX_4.csv</a>	12614664	21:53:44 15.02.2023		

**Figura AII.38** Descarga de los archivos de registro de los datos de la estrategia mediante el servidor web del PLC

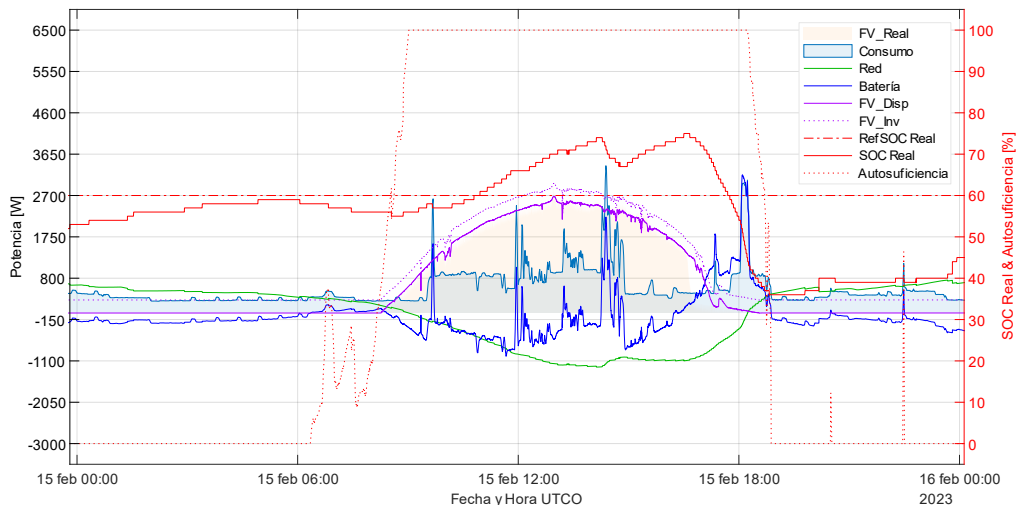
### PROGRAMA MATLAB DE ANÁLISIS DE LOS ARCHIVOS DE REGISTRO DE DATOS

A partir de los archivos anteriores se ha desarrollado un programa en MATLAB (Figura AII.39), para agrupar todos los datos y analizar gráfica y numéricamente los resultados de las variables de mayor interés de la estrategia y de los inversores (Figura AII.40).



**Figura AII.39** Script programa de análisis de los archivos de registro de datos del PLC

El programa está diseñado para que, según se vayan añadiendo nuevos archivos de registro, los nuevos datos se vayan agrupando en la tabla de tiempos de agrupación (Figura AII.41), cuya estructura se corresponde con la definida en el DB12 (Figura AII.37).



**Figura AII.40** Respuesta real estrategia a partir de los archivos de registro de datos del PLC

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Fecha_Hora_UTCO	P_Cons	P_FV_Dis	Pgrid	P_FV_Inv	Pbat_Inv	Pperd	Pnodo	RefSOC_Real	AutSufInst	SOC_f
180398	15/02/2023 12:00:00	657	2358	-947	2658	-754	0	0	60	100
180399	15/02/2023 12:00:01	659	2358	-947	2658	-752	0	0	60	100
180400	15/02/2023 12:00:02	660	2359	-947	2659	-752	0	0	60	100
180401	15/02/2023 12:00:03	661	2359	-947	2659	-751	0	0	60	100
180402	15/02/2023 12:00:04	663	2359	-947	2659	-749	0	0	60	100
180403	15/02/2023 12:00:05	664	2359	-947	2659	-748	0	0	60	100
180404	15/02/2023 12:00:06	665	2360	-947	2660	-748	0	0	60	100
180405	15/02/2023 12:00:07	667	2359	-947	2659	-745	0	0	60	100
180406	15/02/2023 12:00:08	668	2360	-947	2660	-745	0	0	60	100
180407	15/02/2023 12:00:09	669	2359	-947	2659	-743	0	0	60	100
180408	15/02/2023 12:00:10	671	2359	-947	2659	-741	0	0	60	100
180409	15/02/2023 12:00:11	672	2360	-947	2660	-741	0	0	60	100
180410	15/02/2023 12:00:12	673	2361	-947	2661	-741	0	0	60	100
180411	15/02/2023 12:00:13	675	2360	-947	2660	-738	0	0	60	100
180412	15/02/2023 12:00:14	676	2360	-947	2660	-737	0	0	60	100
180413	15/02/2023 12:00:15	677	2359	-948	2659	-734	0	0	60	100
180414	15/02/2023 12:00:16	679	2359	-948	2659	-732	0	0	60	100
180415	15/02/2023 12:00:17	680	2360	-948	2660				60	100
180416	15/02/2023 12:00:18	681	2360	-948					60	100
180417	15/02/2023 12:00:19	682	2360	-948					60	100

Figura AII.41 Tabla agrupación datos de los archivos de registro de datos del PLC

### AII.3 INTEGRACIÓN DE LOS DATOS DE PREDICCIÓN Y CONSUMO EN LA MICRORRED

En el último proyecto en el que se actualizó todo el sistema de control de la microrred (Apartado 6.2), no se licitó la integración de la predicción. Por lo tanto, esta funcionalidad se ha desarrollado por completo en la tesis.

El sistema se ha implementado en el PC de programación y monitorización, integrado en la VLAN de la microrred (Apartado 6.2.6). El programa conjunto de gestión de petición de los datos de predicción al servidor de Meteorología, y del tratamiento de estos, así como la transferencia al PLC de control principal de la microrred (AII.1.2), se ha realizado en MATLAB.

De todos los equipos que conforman la VLAN de la microrred<sup>5</sup>, por motivos de seguridad interna de la UPNA, solo tenía acceso a la red exterior (internet) el servidor central de registro de datos central de la biblioteca, el cual trabaja en Linux y está gestionado por EOSOL. Por lo tanto, se optó por solicitar al servicio informático de la UPNA, que le dieran acceso a internet al PC, de forma que el sistema fuese totalmente independiente de terceros.

<sup>5</sup> Incluidos todos los equipos de la microrred de Los Pinos y la del Aulario (Figura 6.2).

### AII.3.1 PETICIÓN DATOS DE PREDICCIÓN AL SERVIDOR DE METEOGALICIA

El programa de petición de datos de predicción horarios al servidor de Meteogalicia (Figura AII.42), se ha realizado con la premisa de que ha de quedar ejecutándose permanentemente en *background*, para que en todo momento se dispongan de los datos actualizados, siendo totalmente autónomo del PLC.

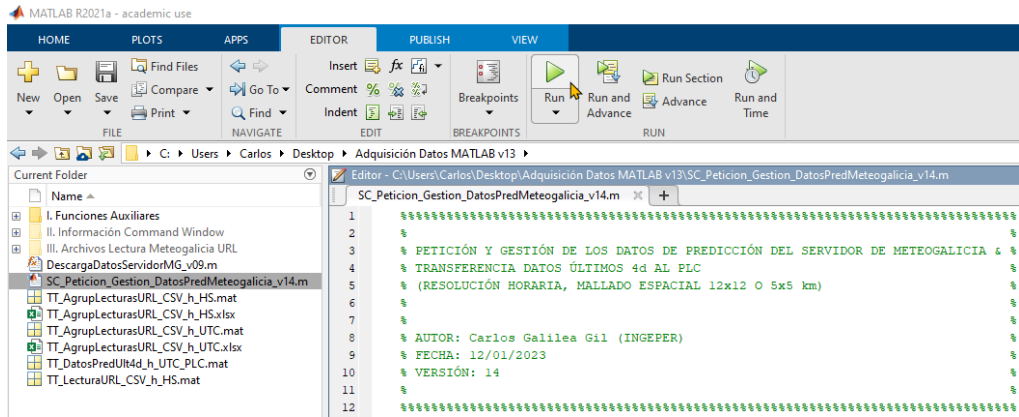


Figura AII.42 Script programa petición datos de predicción al servidor de Meteogalicia

En la primera ejecución del programa (Figura AII.42), se solicitan una serie de opciones, con las que se puede preconfigurar cómo se quiere que se comporte el programa:

1. **Modo de petición:** 0: Manual, 1: Automático;

**Manual:** el programa se ejecuta una sola vez, realizando solo una petición de datos al servidor de Meteogalicia.

**Automático:** el programa se ejecuta cíclicamente en *background*<sup>6</sup>, repitiéndose la petición de datos periódicamente tras la primera ejecución (siempre que sea correcta), de acuerdo con el ajuste descrito en el punto 8, que solo se habilita en este modo.

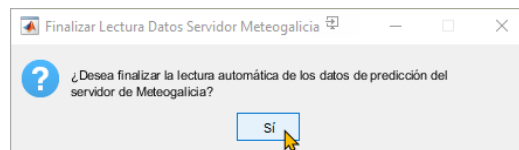


Figura AII.43 Finalización del programa de petición de datos al servidor de Meteogalicia

<sup>6</sup> En todo momento la ejecución del programa en *background* se puede detener (Figura AII.43). Aun así, MATLAB se puede seguir ejecutando, abriéndolo en otra ventana nueva.



En este modo quedan deshabilitadas las opciones de selección manual de los siguientes puntos 3, 4, 5 y 7, en los que se adoptan automáticamente los valores indicados por defecto<sup>7</sup>.

Por defecto se selecciona el modo Automático.

2. **Mallado modelo de predicción:** 0:  $12 \times 12$  km, 1:  $5 \times 5$  km;

**12 × 12 km:** se peticionan los datos del modelo meteorológico de los datos de predicción, con un mallado espacial de  $12 \times 12$  km.

**5 × 5 km:** se peticionan los datos del modelo meteorológico de los datos de predicción, con un mallado espacial de  $5 \times 5$  km.

Por defecto se selecciona un mallado de  $5 \times 5$  km.

3. **Latitud geográfica del lugar:**  $90^\circ$ : Norte,  $0^\circ$ : Ecuador,  $-90^\circ$ : Sur;

Se ha de introducir el valor de la latitud geográfica del lugar del que se quieren obtener los datos de predicción.

Si se introduce un valor erróneo, se adopta por defecto la latitud correspondiente a la microrred de Los Pinos ( $42,800113^\circ$ ).

4. **Longitud geográfica del lugar:**  $0...180^\circ$ : Este,  $0^\circ$ : GRW,  $0...-180^\circ$ : Oeste;

Se ha de introducir el valor de la longitud geográfica del lugar del que se quieren obtener los datos de predicción.

Si se introduce un valor erróneo, se adopta por defecto la longitud correspondiente a la microrred de Los Pinos ( $-1,634616^\circ$ ).

5. **Variables de predicción:** *swflx*, *temp*, *mod*, *mslp*, *cft*;

De las variables anteriores<sup>8</sup>, se ha de seleccionar cuál o cuáles se quieren descargar.

---

<sup>7</sup> Estas opciones o sus valores de preselección por defecto se pueden modificar en el programa, para obtener el comportamiento que mejor se ajuste a las necesidades.

<sup>8</sup> El programa se puede modificar, para que se puedan peticionar otras variables adicionales, que estén disponibles en los datos de los modelos meteorológicos del servidor de Meteogalicia, agregándolas automáticamente en la tabla temporal del histórico de datos de predicción descargados (60 días máximo, aunque es ajustable).

Si se realiza una selección errónea, se seleccionan por defecto *swflx* y *temp*, que se corresponden con las variables de irradiancia global horizontal [ $\text{W/m}^2$ ] y temperatura ambiente [K], respectivamente, utilizadas para estimar el campo fotovoltaico disponible.

6. **Fecha inicial de solicitud de datos:** *dd/mm/aaaa*;

Selección del día inicial de petición de los datos de predicción<sup>9</sup>.

Si se introduce un valor erróneo, por defecto se selecciona la fecha actual del PC.

7. **Horizonte temporal de solicitud de datos:** *1...4 días*;

Selección del número de días a peticionar, desde la fecha inicial seleccionada en el punto anterior.

Si se introduce un valor erróneo, por defecto se adoptan cuatro días, que es el máximo horizonte temporal de datos de predicción que ofrece Meteogalicia.

8. **Periodo automático de petición de datos:** *1...1440 minutos*;

Selección del periodo automático de repetición entre solicitudes de datos de predicción al servidor de Meteogalicia<sup>10</sup>.

Si se introduce un valor erróneo, por defecto se selecciona un periodo de repetición de sesenta minutos<sup>11</sup>.

---

<sup>9</sup> En modo de petición Automático, la primera petición se hará de acuerdo con la fecha inicialmente seleccionada, pero las siguientes peticiones siempre se harán con la fecha actual del PC.

El sistema está preparado para que si en el caso de que los datos relativos a la fecha de petición, estos aún no están disponibles en el servidor de Meteogalicia, se genere un aviso informativo, volviéndose a realizar otra nueva petición pasado el periodo automático ajustado (Punto 8).

<sup>10</sup> Si los datos del servidor son iguales a los disponibles en el PC, no se actualizan los datos.

<sup>11</sup> Dado que el refresco de los datos de los modelos de predicción del servidor de Meteogalicia, los realizan cada 12 o 24 h, dependiendo del mallado espacial, un valor sensato para no perder datos actualizados y no saturar las peticiones, puede ser de 6 h (360 minutos).

Para el mallado espacial de  $12 \times 12$  km, los datos de predicción de los modelos se actualizan cada 12 h (Apartado 5.2.2), pero para el mallado de  $5 \times 5$  km, actualmente lo están haciendo cada 24 h (AII.3.1).

En función del mallado seleccionado en el 2.º punto, el sistema solicitará de forma automática los últimos datos disponibles en el servidor de Meteogalicia, revisando la disponibilidad del último archivo subido al servidor, correspondiente con la fecha de petición.

**9. Transferencia de datos al PLC: 0: No, 1: Sí;**

**No:** No se ejecuta la transferencia al PLC de los datos de predicción.

**Sí:** Cada vez que se realiza una descarga de nuevos datos de predicción horarios del servidor de Meteogalicia y se agregan a la tabla temporal de agrupación de datos, se filtran los datos horarios disponibles de los últimos cuatro días, y se ejecuta la transferencia de estos al PLC (AII.3.1).

### MODELOS DE PREDICCIÓN DE METEOGALICIA

Desde el 27 de abril del 2022, Meteogalicia puso a disposición los datos de un nuevo modelo de predicción con las mismas características que el modelo de 12 × 12 km descrito en el Apartado 5.2.2, pero con una resolución espacial (mallado) mejorada de 5 × 5 km, y una actualización de los datos cada 24 horas (en vez de 12 horas) [168]. Por ejemplo, introduciendo la siguiente URL en un navegador web:

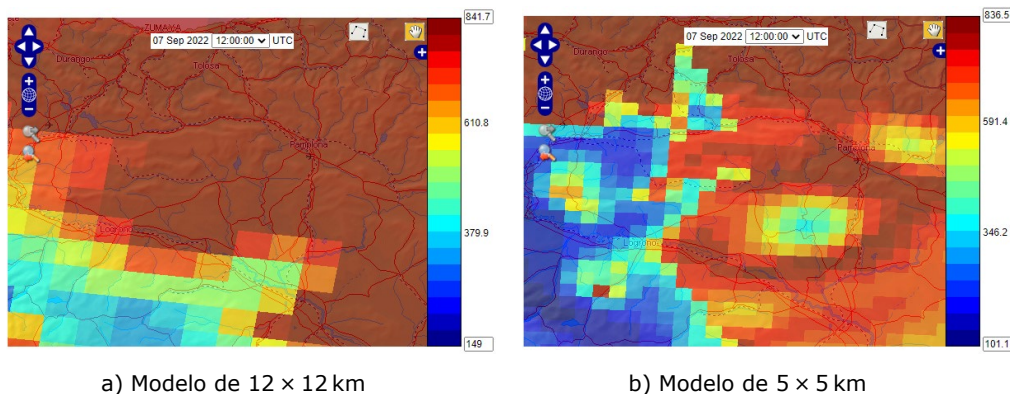
```
http://mandeo-01.meteogalicia.es/thredds/ncss/grid/modelos/WRF\_ARW\_1KM\_HIST\_Novo/20230420/wrf\_arw\_det\_history\_d01\_20230420\_0000.nc4?var=swflx&var=temp&latitude=42.800113&longitude=-1.634612&time\_start=2023-04-20T00%3A00%3A00Z&time\_duration=04d&accept=csv\_file
```

se obtendrá un archivo de datos de tipo csv separado por comas (20230420\_wrf\_arw\_det\_history\_d01\_20230420\_0000.csv), que contendrá los datos de predicción horarios de la URL del ejemplo anterior, pero con una resolución espacial del 5 × 5 km.

Aunque para los datos de simulación no se han podido utilizar los datos de predicción de este nuevo modelo, por no estar disponibles para el año de estudio (2019), sí se ha estudiado si existe mejoría por usar los datos de este modelo de 5 × 5 km con respecto al de 12 × 12 km, integrándose su disponibilidad para la determinación de los datos de predicción secundales utilizados en

los ensayos experimentales de las estrategias (opción n.º 2 del programa de petición de datos al servidor de Meteogalicia, AII.3.1).

En la Figura AII.44 se puede observar claramente como para una hora de un día representativo, el modelo de  $12 \times 12$  km (Figura AII.44a) aporta un valor de predicción constante en buena parte del territorio, a diferencia del modelo de  $5 \times 5$  km (Figura AII.44b) que aporta una cierta diferenciación, teniendo en cuenta además que el valor máximo de toda el área es menor (841,7 vs. 836,5  $W/m^2$ ).



**Figura AII.44** Irradiancia global horizontal (*swf/x*) del 07/09/2022 para los modelos de mallado espacial de  $12 \times 12$  y  $5 \times 5$  km del servidor de Meteogalicia (Fuente: [165] y [168])

Para evaluar el grado de mejora en función del uso de uno u otro modelo de predicción ( $12 \times 12$  km o  $5 \times 5$  km), se ha utilizado el índice estandarizado de correlación de Pearson, cuya función está integrada en MATLAB (*corr*<sup>12</sup>):

$$\text{corr}(G_{Real}, G_{Pred}) = \frac{\text{cov}(G_{Real}, G_{Pred})}{\sigma_{G_{Real}} \cdot \sigma_{G_{Pred}}} \quad (7.2)$$

donde  $G_{Real}$  es el perfil diario de irradiancia real (datos de Meteonavarra),  $G_{Pred}$  es el perfil diario de las irradiancias de predicción de uno u otro modelo, de  $12 \times 12$  km y de  $5 \times 5$  km (datos de Meteogalicia),  $\text{cov}(G_{Real}, G_{Pred})$  es la covarianza entre los datos de  $G_{Real}$  y  $G_{Pred}$ ,  $\sigma_{G_{Real}}$  es la desviación estándar de

<sup>12</sup> Índice de correlación de Pearson entre los datos de las dos variables:

- +1: correlación lineal perfecta.
- 0: no existe correlación lineal, aunque puede existir de otro tipo.
- -1: anticorrelación lineal perfecta.

los datos de  $G_{Real}$  y  $\sigma_{G_{pred}}$  es la desviación estándar de los datos de  $G_{Pred}$ , siendo todos los valores en  $W/m^2$ .

Modelo de Predicción	Todos los días (corr)	Días claros <sup>13</sup> (corr)	Días nubosos (corr)	Días nublados (corr)
12 × 12 km	0,847	0,789	0,795	0,363
5 × 5 km	0,884 (+4,4 %)	0,804 (+1,9 %)	0,826 (+3,9 %)	0,714 (+96,7 %)

**Tabla AII.3** Mejoras del modelo de predicción de Meteogalicia de 5 × 5 km vs. 12 × 12 km

Como conclusión general, aunque habría que ampliar la muestra de datos de estudio para sacar conclusiones significativas, se puede afirmar que el uso del modelo de predicción de Meteogalicia de 5 × 5 km ofrece mejores resultados que el de 12 × 12 km, con una mejoría media del 4,4 % (Tabla AII.3), sobre todo, tal como cabría esperar, para días nubosos en los que hay mayor incertidumbre entre los modelos, a diferencia de los días totalmente claros o nublados en los que los dos modelos ofrecen resultados similares entre sí y con respecto a los datos reales.

### TRANSFERENCIA DATOS DE PREDICCIÓN DEL SERVIDOR DE METEOGALICIA AL PLC

Dentro de las distintas opciones para poder intercambiar datos entre el PC (Apartado 6.2.6) y el PLC principal (AII.1.2), se optó por utilizar una arquitectura cliente-servidor OPC UA, en el que el PC/MATLAB actúa como cliente, y el PLC como servidor. Se optó por esta arquitectura por diversos motivos:

- Disponibilidad gratuita del servidor interno OPC UA, integrado en el propio PLC.
- Disponibilidad de funciones en MATLAB desarrolladas para este tipo de comunicación entre dispositivos, con las cuales se ha implementado un *script* específico para poder transferir los datos al PLC de SIEMENS.

<sup>13</sup> La categorización representativa del tipo de días, se ha realizado basándose en el tiempo de insolación diario real aportado por la estación meteorológica de Meteogalicia de la ETSIAB en la UPNA [152], con respecto al valor teórico para días totalmente claros:

- > 0,75: días claros.
- < 0,15: días nublados.
- Resto: días nubosos.

- Porque el sistema desarrollado es totalmente libre de equipos adicionales a los disponibles y de programas de terceros, de forma que su depuración y posibles actualizaciones quedan restringidas al grupo de investigación.

El PLC no ejecuta ninguna función en todo este proceso, sino que solo lee los datos que desde el PC/MATLAB le son transferidos al DB35 creado al efecto, en el cual se están escribiendo los datos horarios de fecha y hora [UTC], irradiancia global horizontal [ $W/m^2$ ] y temperatura ambiente [ $^{\circ}C$ ], correspondientes a los cuatro últimos días disponibles de los datos de predicción descargados del servidor de Meteogalicia (Figura AII.45).

The figure displays a software interface with three main components:

**TT\_DatosPredUlt4d\_h\_UTC\_PLC** (Table):

	Fecha_Hora_UTC	1 Fecha_Hora_UTCO	2 Fecha_Hora_UTC_DN	3 Fecha_Hora_UTCO_DN	4 Irr	5 Temp_Amb
1	15/02/2023 00	15/02/2023 01	738932	7.3893e+05	0	7.0435
2	15/02/2023 01	15/02/2023 02	7.3893e+05	7.3893e+05	0	4.7222
3	15/02/2023 02	15/02/2023 03	7.3893e+05	7.3893e+05	0	3.6794
4	15/02/2023 03	15/02/2023 04	7.3893e+05	7.3893e+05	0	3.9826
5	15/02/2023 04	15/02/2023 05	7.3893e+05	7.3893e+05	0	3.9207
6	15/02/2023 05	15/02/2023 06	7.3893e+05	7.3893e+05	0	3.5971
7	15/02/2023 06	15/02/2023 07	7.3893e+05	7.3893e+05	0	2.8637
8	15/02/2023 07	15/02/2023 08	7.3893e+05	7.3893e+05	0	2.1455
9	15/02/2023 08	15/02/2023 09	7.3893e+05	7.3893e+05	51.5727	2.1441
10	15/02/2023 09	15/02/2023 10	7.3893e+05	7.3893e+05	203.0872	4.1670
11	15/02/2023 10	15/02/2023 11	7.3893e+05	7.3893e+05	367.4640	6.6830
12	15/02/2023 11	15/02/2023 12	7.3893e+05	7.3893e+05	489.3710	8.6749
13	15/02/2023 12	15/02/2023 13	7.3893e+05	7.3893e+05	560.8464	10.2904
14	15/02/2023 13	15/02/2023 14	7.3893e+05	7.3893e+05	573.4853	11.4518

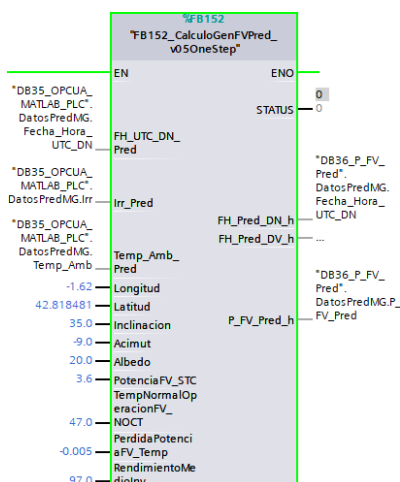
**DB35\_OPCUA\_MATLAB\_PLC** (Tree View):

- Static
  - DatosPredMG (Struct)
    - Fecha\_Hora\_UTC\_DN (Array[1..96] of LReal)
      - Irr (Array[1..96] of LReal)
        - Irr[1] (LReal): 0.0
        - Irr[2] (LReal): 0.0
        - Irr[3] (LReal): 0.0
        - Irr[4] (LReal): 0.0
        - Irr[5] (LReal): 0.0
        - Irr[6] (LReal): 0.0
        - Irr[7] (LReal): 0.0
        - Irr[8] (LReal): 0.0
        - Irr[9] (LReal): 51.5726836053693
        - Irr[10] (LReal): 203.087172745122
        - Irr[11] (LReal): 367.463994160892
        - Irr[12] (LReal): 489.370997789251
        - Irr[13] (LReal): 560.846409754105
      - Temp\_Amb (Array[1..96] of LReal)
        - Temp\_Amb[1] (LReal): 7.04351772402083
        - Temp\_Amb[2] (LReal): 4.72219969725779
        - Temp\_Amb[3] (LReal): 3.67944534222164
        - Temp\_Amb[4] (LReal): 3.98260644689128
        - Temp\_Amb[5] (LReal): 3.92072834575089
        - Temp\_Amb[6] (LReal): 3.59714194333549
        - Temp\_Amb[7] (LReal): 2.86373961070211
        - Temp\_Amb[8] (LReal): 2.14549980284835
        - Temp\_Amb[9] (LReal): 2.14414510532282
        - Temp\_Amb[10] (LReal): 4.16695797296143
        - Temp\_Amb[11] (LReal): 6.68297492966013
        - Temp\_Amb[12] (LReal): 8.67486017837012
        - Temp\_Amb[13] (LReal): 10.290379443275

**Figura AII.45** Paso de los datos de predicción del PC/MATLAB al PLC, mediante el servidor OPC UA del PLC (DB35)

A partir de los datos disponibles en el DB35 del PLC, que se van actualizando cada vez que en el PC/MATLAB se descargan nuevos datos de predicción, en el PLC se calculan los datos de generación horaria de predicción [W].

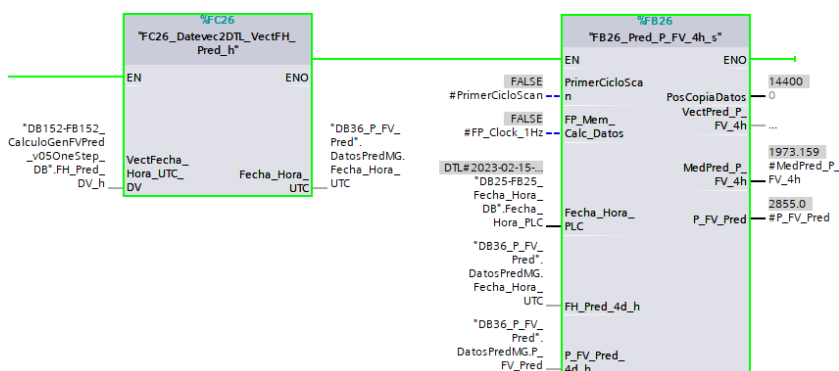
Este cálculo se realiza en el bloque de función FB152 (Figura AII.46), generado a partir de un modelo de Simulink, a partir de una función de MATLAB, haciendo uso de la funcionalidad descrita en AII.1.3.



**Figura AII.46** Función de cálculo de la generación fotovoltaica de predicción horaria (FB152)

Como parámetros de entrada de la función (Figura AII.46), han de ajustarse los valores de la localización y los parámetros de la instalación fotovoltaica, con los que poder calcular la generación fotovoltaica de los paneles instalados (Figura AII.48), de acuerdo con su orientación e inclinación, en función de la irradiancia global horizontal y la temperatura ambiente.

A partir de los datos anteriores de generación fotovoltaica de predicción horarios, se calcula el valor segundal de potencia [W], linealizando los valores horarios en función de la fecha y hora actual del PLC [UTC] (Figura AII.47).



**Figura AII.47** Función de cálculo de la generación fotovoltaica de predicción segundal (FB26)

DB36_P_FV_Pred (instantánea generada: 24/01/2023 9:15:07)				DB36_P_FV_Pred (instantánea generada: 24/01/2023 9:15:07)			
	Nombre	Tipo de datos	Valor de observación		Nombre	Tipo de datos	Valor de observación
1	Static			1	Static		
2	DatosPredMG	Struct		2	DatosPredMG	Struct	
3	Fecha_Hora_UTC_DN	Array[1..96] of LReal		3	Fecha_Hora_UTC_DN	Array[1..96] of LReal	
4	Fecha_Hora_UTC	Array[1..96] of DTL		4	Fecha_Hora_UTC	Array[1..96] of DTL	
5	Fecha_Hora_UTC[1]	DTL	DTL#2023-02-15-00:00:00	5	P_FV_Pred	Array[1..96] of LReal	
6	Fecha_Hora_UTC[2]	DTL	DTL#2023-02-15-01:00:00	6	P_FV_Pred[1]	LReal	0.0
7	Fecha_Hora_UTC[3]	DTL	DTL#2023-02-15-02:00:00	7	P_FV_Pred[2]	LReal	0.0
8	Fecha_Hora_UTC[4]	DTL	DTL#2023-02-15-03:00:00	8	P_FV_Pred[3]	LReal	0.0
9	Fecha_Hora_UTC[5]	DTL	DTL#2023-02-15-04:00:00	9	P_FV_Pred[4]	LReal	0.0
10	Fecha_Hora_UTC[6]	DTL	DTL#2023-02-15-05:00:00	10	P_FV_Pred[5]	LReal	0.0
11	Fecha_Hora_UTC[7]	DTL	DTL#2023-02-15-06:00:00	11	P_FV_Pred[6]	LReal	0.0
12	Fecha_Hora_UTC[8]	DTL	DTL#2023-02-15-07:00:00	12	P_FV_Pred[7]	LReal	0.0
13	Fecha_Hora_UTC[9]	DTL	DTL#2023-02-15-08:00:00	13	P_FV_Pred[8]	LReal	0.0
14	Fecha_Hora_UTC[10]	DTL	DTL#2023-02-15-09:00:00	14	P_FV_Pred[9]	LReal	220.287175922906
15	Fecha_Hora_UTC[11]	DTL	DTL#2023-02-15-10:00:00	15	P_FV_Pred[10]	LReal	1130.75037294631
16	Fecha_Hora_UTC[12]	DTL	DTL#2023-02-15-11:00:00	16	P_FV_Pred[11]	LReal	2057.12877515328
17	Fecha_Hora_UTC[13]	DTL	DTL#2023-02-15-12:00:00	17	P_FV_Pred[12]	LReal	2612.99352510333
18	Fecha_Hora_UTC[14]	DTL	DTL#2023-02-15-13:00:00	18	P_FV_Pred[13]	LReal	2883.00703547839
19	Fecha_Hora_UTC[15]	DTL	DTL#2023-02-15-14:00:00	19	P_FV_Pred[14]	LReal	2898.50560292302
20	Fecha_Hora_UTC[16]	DTL	DTL#2023-02-15-15:00:00	20	P_FV_Pred[15]	LReal	2680.24300101338
21	Fecha_Hora_UTC[17]	DTL	DTL#2023-02-15-16:00:00	21	P_FV_Pred[16]	LReal	2244.42082007001
22	Fecha_Hora_UTC[18]	DTL	DTL#2023-02-15-17:00:00	22	P_FV_Pred[17]	LReal	1606.03589145371
23	Fecha_Hora_UTC[19]	DTL	DTL#2023-02-15-18:00:00	23	P_FV_Pred[18]	LReal	717.745792570584
24	Fecha_Hora_UTC[20]	DTL	DTL#2023-02-15-19:00:00	24	P_FV_Pred[19]	LReal	42.3533357496837
25	Fecha_Hora_UTC[21]	DTL	DTL#2023-02-15-20:00:00	25	P_FV_Pred[20]	LReal	0.0
26	Fecha_Hora_UTC[22]	DTL	DTL#2023-02-15-21:00:00	26	P_FV_Pred[21]	LReal	0.0
27	Fecha_Hora_UTC[23]	DTL	DTL#2023-02-15-22:00:00	27	P_FV_Pred[22]	LReal	0.0
28	Fecha_Hora_UTC[24]	DTL	DTL#2023-02-15-23:00:00	28	P_FV_Pred[23]	LReal	0.0
				29	P_FV_Pred[24]	LReal	0.0

Figura AII.48 Generación fotovoltaica de predicción horaria calculada (DB36)

## AII.3.2 INTEGRACIÓN DE LOS PERFILES DE CONSUMO EN LA MICRORRED

### INTRODUCCIÓN

Las estrategias de gestión energética han de disponer de los datos instantáneos del perfil de consumo que se quiera reproducir, bien sea de forma real, haciendo uso de una carga programable, o bien emulándolo, usando la red (Apartado 6.2.4).

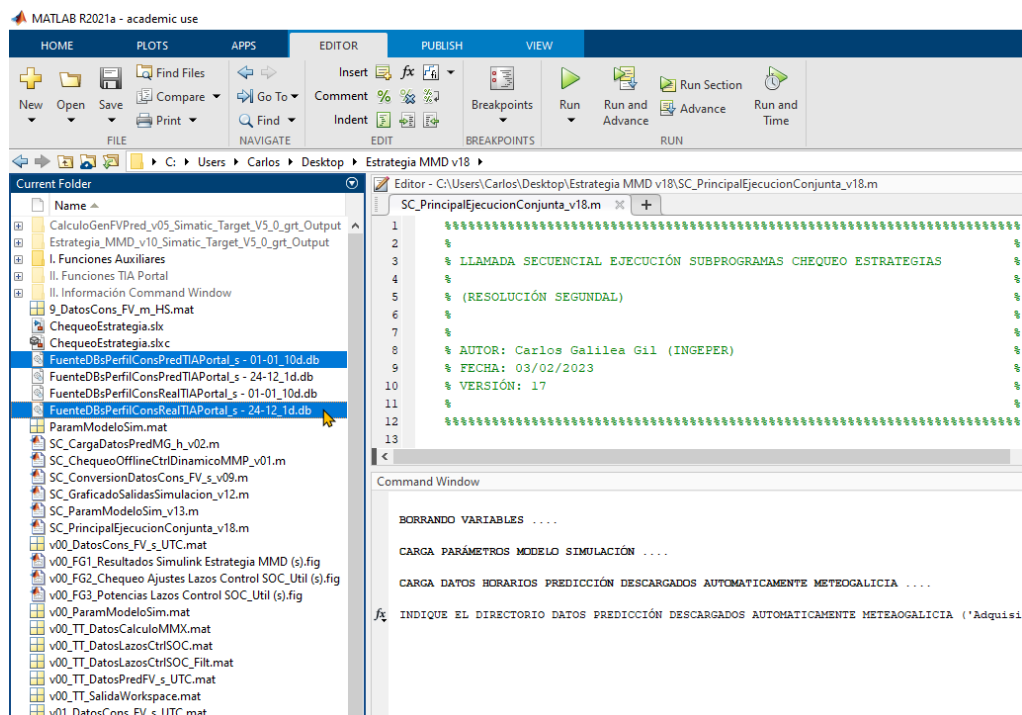
Igualmente, las estrategias que trabajen con predicción han de poder determinar o disponer de los datos del perfil de consumo de predicción.

Como se ha comentado anteriormente, en la última actualización del sistema de control de la microrred (Apartado 6.2), no se licitó la integración de la predicción ni de los datos meteorológicos vistos en AII.3, necesarios para calcular los recursos renovables, ni la capacidad de disposición por parte del PLC de los perfiles de consumo reales y de predicción.

Por ello, para poder implementar las estrategias reales en los ensayos experimentales de la tesis, que utilicen o no predicción, se ha optado por una solución, que, aunque puede no ser la óptima desde el punto de vista de optimización de la capacidad de datos, es la que aporta una independencia completa del uso de equipos y programas de terceros ajenos al uso actual.



En el programa de MATLAB desarrollado para la simulación y depuración previa, de los modelos de Simulink de las estrategias de gestión energética a integrar posteriormente en el PLC (Apartado 6.4), se ha implementado la opción de generar automáticamente los correspondientes archivos fuente (.db), con los perfiles secundales de consumo real y de predicción de los días seleccionados para simulación<sup>14</sup> (Figura AII.49).



**Figura AII.49** Script programa de ejecución del modelo de Simulink de ejecución de las estrategias de gestión energética

## GESTIÓN DE LOS DB DE DATOS DEL PERFIL DE CONSUMO REAL EN EL PLC

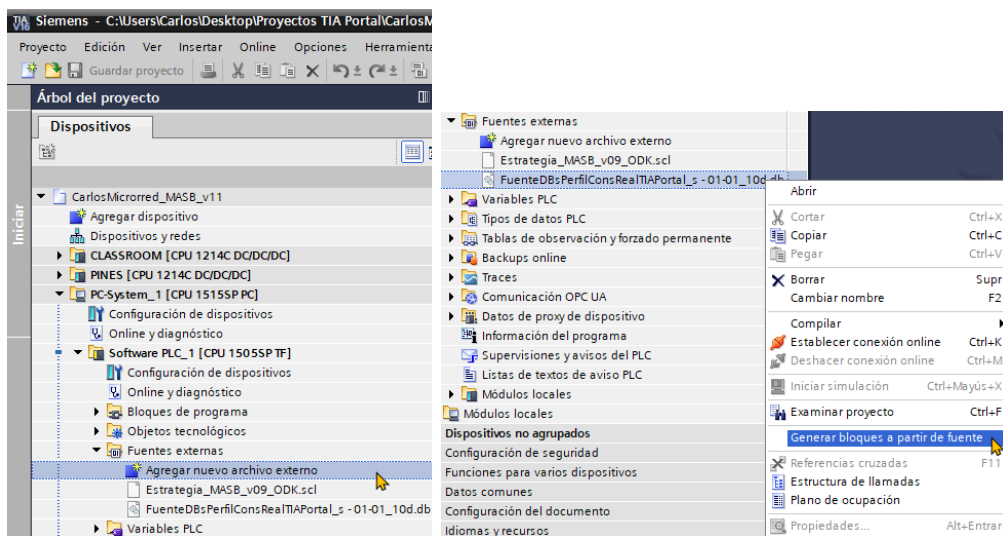
Al generar los bloques a partir del archivo fuente de los datos secundales del perfil de consumo real, automáticamente se crearán en la subcarpeta *Bloques de programa*<sup>15</sup> los correspondientes DB.

<sup>14</sup> Esta preintegración en el PLC de los datos del perfil de consumo de predicción, permite disponer de los mismos datos, que se han usado en las simulaciones durante el desarrollo de las estrategias, incluyendo todas las mejoras de predicción de consumo realizadas (Apartado 5.2.2 y AII.3.1).

<sup>15</sup> Si los bloques a generar ya existen previamente en el proyecto, se sobrescribirán y se mantendrán en la subcarpeta en la que se encuentren.

Estos archivos se han de importar en la carpeta *Fuentes externas* en el proyecto del PLC en TIA Portal (Figura AII.50a), y posteriormente generar los DB correspondientes de los datos de los perfiles secundales de consumo real y de predicción, contenidos en ellos (Figura AII.50b).

Tal como se ha diseñado el sistema, y por las limitaciones dimensionales de los vectores en el PLC, por día incluido se generarán cuatro DB, empezando por el DB201. Por lo tanto, cada DB contendrá seis horas de datos del perfil diario de consumo real (21 600 s)<sup>16</sup>.



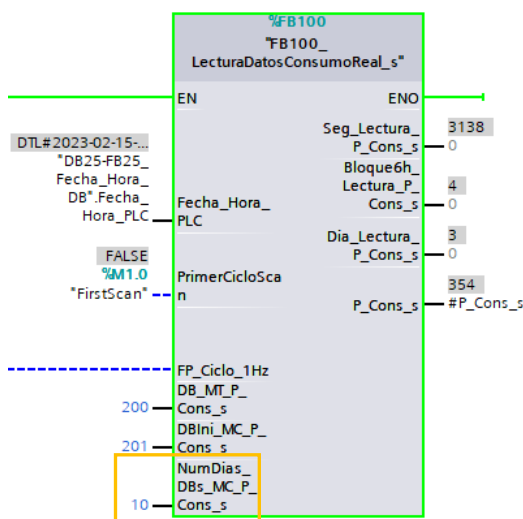
a) Agregación archivo fuente externo      b) Generación bloques a partir del archivo fuente

**Figura AII.50** Importación de los archivos fuente y generación de los bloques de programa en TIA Portal

Estos bloques se cargarán en la *Memoria de Carga* (MC) del PLC, porque es imposible que todos ellos se puedan cargar en la *Memoria de Trabajo* (MT) disponible del PLC, por sus propias limitaciones de *hardware*.

Para gestionar estos DB, se han desarrollado los programas de PLC necesarios, para que en función de la fecha y hora actual del PLC en base UTC, se carguen los datos del DB correspondiente de la MC, en el DB de trabajo de la MT (DB200) y se extraiga el valor secundal (Figura AII.51).

<sup>16</sup> Por ejemplo, si se han generado los archivos fuente para una simulación de diez días, se generarán cuarenta DB (DB201...DB240)



**Figura AII.51** Función de gestión de los datos del perfil secundario de consumo real (FB100)

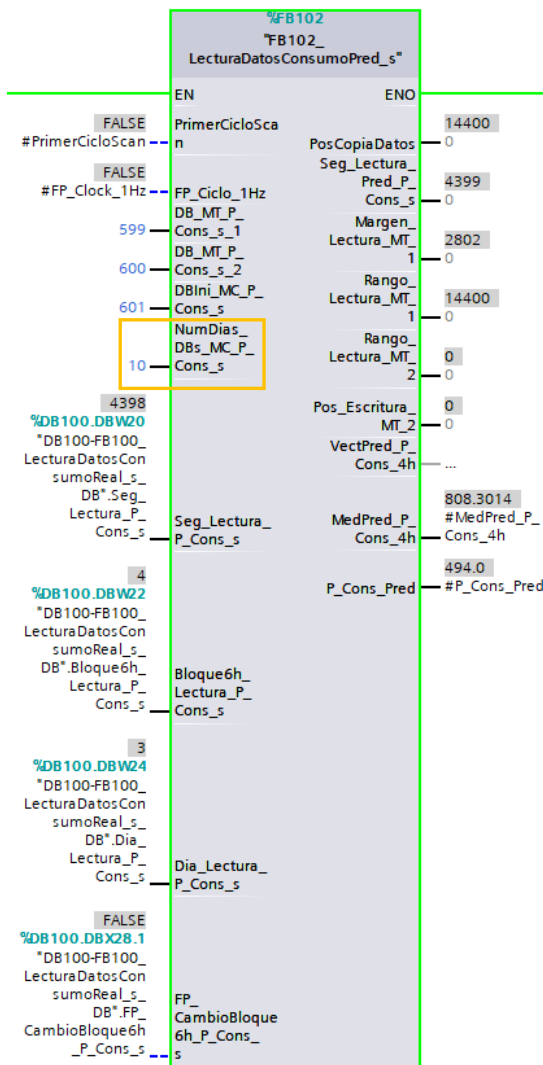
El único ajuste que hay que realizar en el bloque de función anterior (FB100), es el del número de días de datos disponibles (o los que se quieran leer). El sistema leerá todos los datos hasta llegar al total de días ajustados, momento en el cual empezará de nuevo con la lectura de los datos correspondiente al primer día (DB201).

### GESTIÓN DE LOS DB DE DATOS DEL PERFIL DE CONSUMO DE PREDICCIÓN EN EL PLC

Al igual que en el apartado anterior, al generar los bloques a partir del archivo fuente de los datos secundarios del perfil de consumo de predicción, automáticamente se generarán en la subcarpeta *Bloques de programa* los correspondientes DB.

Por las mismas limitaciones del PLC que se han planteado anteriormente, por día incluido se generarán cuatro DB, empezando por el DB601, que también se cargarán en la MC del PLC.

Para gestionar estos DB, se han desarrollado los programas de PLC similares a los anteriores, para que en función de la fecha y hora actual del PLC en base UTC, se carguen los datos del DB correspondiente de la MC, en el DB de trabajo de la MT (DB600) y se extraiga el valor secundario (Figura AII.52).



**Figura AII.52** Función de gestión de los datos del perfil secundal de consumo de predicción (FB102)

El PLC principal de control (AII.1.2) tiene una capacidad de MC de 320 MB. Esta MC es compartida por todas las funcionalidades que la necesitan, si bien su uso está principalmente determinado por el registro de datos (AII.2.2), y en segundo lugar por los DB de datos de los perfiles de consumo real y de predicción almacenados.

Por lo tanto, principalmente existe un compromiso entre el número de días sobre los que se pueden registrar los datos de evolución de la estrategia, y el número de días con los datos de los perfiles de consumo disponibles.

Dependiendo del número de variables que se registren, su tipo de datos, etc., actualmente por día de datos secundales registrados de la estrategia, vienen a ocupar aproximadamente 15 MB/d (4,7 %/d de la MC). Limitando el registro de datos a 15 días, se ocuparía un 70,5 % de la MC<sup>17</sup>.

Los datos secundales de los perfiles de consumo real y de predicción, conjuntamente (8 DB/d) ocupan aproximadamente 0,83 MB/d (0,25 %/d de la MC). Considerando que la capacidad libre realista de la MC dejada por el registro de datos es del 30 %, se podrían llegar a almacenar hasta 120 días de datos de los perfiles de consumo<sup>18</sup>.

---

<sup>17</sup> En todo momento el registro de datos secundal de la estrategia se puede desactivar o limitar a menos días, de forma que, liberando el espacio ocupado por los archivos de registro de la MC del PLC, su espacio se puede asignar a otros usos, como el de almacenar más días de datos de los perfiles de consumo si es necesario.

<sup>18</sup> Por cómo está definida actualmente la asignación de los DB iniciales para los datos del perfil de consumo real (DB200) y de consumo de predicción (DB600), hecho con base a las necesidades actuales, existiría una limitación de gestión del programa a 100 días de datos, aunque si es necesario se podría modificar para poder trabajar con más días.



# BIBLIOGRAFÍA

- [1] «Global Energy & Climate Trends 2022», Enerdata, 2022 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2epgufb3>. [Accedido: 15-may-2023]
- [2] «Enerdata». [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2ry3outx>. [Accedido: 15-may-2023]
- [3] M. Hosenuzzaman, N. A. Rahim, J. Selvaraj, M. Hasanuzzaman, A. B. M. A. Malek, y A. Nahar, «Global prospects, progress, policies, and environmental impact of solar photovoltaic power generation», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 41, pp. 284-297, 2015 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2lgnnbf5>. [Accedido: 15-may-2023]
- [4] «World Energy Outlook 2022», IEA, Paris, 2022 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2hh547rp>. [Accedido: 24-abr-2023]
- [5] «Climate Change 2022: Impacts, Adaptation and Vulnerability», IPCC, 2022 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2bzf96qt>. [Accedido: 24-abr-2023]
- [6] «El papel del coste de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> y del encarecimiento del gas en la evolución reciente de los precios minoristas de la electricidad en España», Banco de España, Madrid, 2021 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2xsbj7mr>. [Accedido: 28-abr-2023]
- [7] «El futuro de la energía», funcas, Madrid, 2022 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/28jpxfgv>. [Accedido: 21-abr-2023]
- [8] «MIBGAS». [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/25l75hm5>. [Accedido: 24-abr-2023]
- [9] «SENDECO2». [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2aafe94k>. [Accedido: 24-abr-2023]
- [10] «Tecnologías que marcan el precio marginal del mercado diario - OMIE». [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2y9bsztt>. [Accedido: 25-abr-2023]

- [11] «Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020», IDAE, Madrid, España, 2011 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2r2njo3g>. [Accedido: 15-may-2023]
- [12] *Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo, por el que se establece con carácter temporal un mecanismo de ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista.* [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/227su2dx>. [Accedido: 25-abr-2023]
- [13] «Informes anuales 2022 - OMIE». [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2965areb>. [Accedido: 25-abr-2023]
- [14] «Estadísticas de capacidad renovable 2023», IRENA, Abu Dhabi, 2023 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2buz2unx>. [Accedido: 24-abr-2023]
- [15] «Renewables 2023 - Global Status Report (GSR), Supply Energy», REN21, Paris, France, 2023 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/233tb9jw>. [Accedido: 14-jun-2023]
- [16] «Costos de generación de energías renovables en 2021», IRENA, 2022 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/262uywgr>. [Accedido: 24-abr-2023]
- [17] «Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030» [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/22c99rqt>. [Accedido: 10-abr-2023]
- [18] «Net Zero by 2050», IEA, 2021 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/ya23r4l3>. [Accedido: 24-abr-2023]
- [19] «Informe del sistema eléctrico - Informe resumen de energías renovables», REE, Madrid, 2022 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2dmvq2f5>. [Accedido: 22-abr-2023]
- [20] «REE». [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/ybml5epu>. [Accedido: 15-may-2023]
- [21] «Evolución del mercado de electricidad - Informe anual 2022», OMIE, Madrid, 2022 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/29rdm6qb>. [Accedido: 22-abr-2023]
- [22] N. A. Sepulveda, J. D. Jenkins, F. J. de Sisternes, y R. K. Lester, «The Role of Firm Low-Carbon Electricity Resources in Deep Decarbonization of Power Generation», *Joule*, vol. 2, n.º 11, pp. 2403-2420, 2018 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/y4pkpck7>. [Accedido: 20-abr-2023]
- [23] «Comunicado COM/2022/230 Comisión Europea, del 18 de mayo de 2022: Plan para poner fin a la dependencia de la UE con respecto a los combustibles fósiles rusos (REPowerEU)» [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/24fd3emb>. [Accedido: 19-abr-2023]



- [24] «Acuerdo provisional UE sobre fuentes de energía renovables, para aumentar la cuota de energías renovables en el consumo total de energía hasta el 42,5 % de aquí a 2030». [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2y6zaxfx>. [Accedido: 09-abr-2023]
- [25] «Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia», Gobierno de España [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2c4sxsjn>. [Accedido: 10-abr-2023]
- [26] R. Luthander, J. Widén, D. Nilsson, y J. Palm, «Photovoltaic self-consumption in buildings: A review», *Appl. Energy*, vol. 142, pp. 80-94, 2015 [En línea]. Disponible en: <https://goo.gl/Q6nQgs>. [Accedido: 18-ene-2018]
- [27] «Plan de Acción de Ahorro y Eficiencia Energética (PAEE) 2011-2020», IDAE, Madrid, España, 2010 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2eegjf4x>. [Accedido: 15-may-2023]
- [28] «LCOE v16», LAZARD, 2023 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2a376w9f>. [Accedido: 22-abr-2023]
- [29] *Trends in photovoltaic applications 2022*. IEA PVPS, 2022 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/23xtos3r>. [Accedido: 25-abr-2023]
- [30] «Resumen del Plan de Acción de Ahorro y Eficiencia Energética (PAEE) 2011-2020», IDAE, Madrid, España, jul. 2011 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2k398gz8>. [Accedido: 15-may-2023]
- [31] «Plan Nacional de Acción de Eficiencia Energética 2017-2020», IDAE, Madrid, España, may 2017 [En línea]. Disponible en: <https://goo.gl/iG7Kvu>. [Accedido: 23-ene-2018]
- [32] *Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica*. [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2dpd7z7v>. [Accedido: 07-abr-2023]
- [33] *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 [...]*. [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2hr9ngx6>. [Accedido: 01-mar-2023]
- [34] *Real Decreto 377/2022, de 17 de mayo, por el que se amplía la tipología de beneficiarios del 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 [...]*. [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2ol6xrf5>. [Accedido: 01-mar-2023]

- [35] *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*. [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/28oj89pl>. [Accedido: 10-abr-2023]
- [36] «I informe anual del autoconsumo fotovoltaico 2022», appa, Madrid, 2022 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2b8n6s9t>. [Accedido: 22-abr-2023]
- [37] J. M. Pascual Miqueleiz, «Estrategias avanzadas de gestión energética basadas en predicción para microrredes electrotérmicas», tesis doctoral, UPNA, Pamplona, 2016 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2fcyla8f>. [Accedido: 15-may-2023]
- [38] D. A. Avilés, F. Guinjoan, J. Barricarte, L. Marroyo, P. Sanchis, y H. Valderrama, «Battery management fuzzy control for a grid- tied microgrid with renewable generation», *IECON 2012 - 38th Annu. Conf. IEEE Ind. Electron. Soc.*, pp. 5607-5612, 2012 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2ovwyor7>. [Accedido: 25-abr-2023]
- [39] R. Hanna, J. Kleissl, A. Nottrott, y M. Ferry, «Energy dispatch schedule optimization for demand charge reduction using a photovoltaic-battery storage system with solar forecasting», *Sol. Energy*, vol. 103, pp. 269-287, 2014 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2e92ey73>. [Accedido: 25-abr-2023]
- [40] M. C. Argyrou, C. C. Marouchos, S. A. Kalogirou, y P. Christodoulides, «A novel power management algorithm for a residential grid-connected PV system with battery-supercapacitor storage for increased self-consumption and self-sufficiency», *Energy Convers. Manag.*, vol. 246, p. 114671, 2021 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2zakgl4p>. [Accedido: 20-abr-2023]
- [41] J. Pascual, P. Sanchis, y L. Marroyo, «Implementation and control of a residential electrothermal microgrid based on renewable energies, a hybrid storage system and demand side management», *Energies*, vol. 7, n.º 1, pp. 210-237, 2014 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2pxlutre>. [Accedido: 18-ene-2018]
- [42] U. R. Nair, M. Sandelic, A. Sangwongwanich, T. Dragičević, R. Costa-Castelló, y F. Blaabjerg, «An Analysis of Multi Objective Energy Scheduling in PV-BESS System Under Prediction Uncertainty», *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 36, n.º 3, pp. 2276-2286, 2021 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2zvljgnz>. [Accedido: 20-abr-2023]
- [43] M. A. Mahmud, M. J. Hossain, H. R. Pota, y A. B. M. Nasiruzzaman, «Voltage control of distribution networks with distributed generation using reactive power compensation», en *IECON 2011 - 37th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, 2011, pp. 985-990 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2mmsgzu9>. [Accedido: 25-abr-2023]

- [44] G. Hoogsteen, A. Molderink, J. L. Hurink, G. J. M. Smit, F. Schuring, y B. K. Liandon, «Impact of peak electricity demand in distribution grids: A stress test», *2015 IEEE Eindhoven PowerTech*, pp. 1-6, 2015 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2drqfptb>. [Accedido: 25-abr-2023]
- [45] J. P. Holguin, D. C. Rodriguez, y G. Ramos, «Reverse Power Flow (RPF) Detection and Impact on Protection Coordination of Distribution Systems», *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 56, n.º 3, pp. 2393-2401, 2020 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2m8o4w2m>. [Accedido: 25-abr-2023]
- [46] J. Black y R. Larson, «Strategies to overcome network congestion in infrastructure systems», *J. Ind. Syst. Eng.*, vol. 1, ene. 2007 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2mjl3eu5>. [Accedido: 25-abr-2023]
- [47] T. Shinji, T. Sekine, A. Akisawa, T. Kashiwagi, G. Fujita, y M. Matsubara, «Reduction of power fluctuation by distributed generation in micro grid», *Electr. Eng. Japan*, vol. 163, n.º 2, pp. 22-29, abr. 2008 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2qdducmu>. [Accedido: 25-abr-2023]
- [48] U. G. K. Mulleriyawage y W. X. Shen, «Impact of demand side management on optimal sizing of residential battery energy storage system», *Renew. Energy*, vol. 172, pp. 1250-1266, 2021 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2z5d7myg>. [Accedido: 25-abr-2023]
- [49] T. S. Babu, K. R. Vasudevan, V. K. Ramachandaramurthy, S. B. Sani, S. Chemud, y R. M. Lajim, «A Comprehensive Review of Hybrid Energy Storage Systems: Converter Topologies, Control Strategies and Future Prospects», *IEEE Access*, vol. 8, pp. 148702-148721, 2020 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2j5qpxsb>. [Accedido: 25-abr-2023]
- [50] A. Chakir, M. Tabaa, F. Moutaouakkil, H. Medromi, y K. Alami, «Smart multi-level energy management algorithm for grid-connected hybrid renewable energy systems in a micro-grid context», *J. Renew. Sustain. Energy*, vol. 12, sep. 2020 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2ngnbhyn>. [Accedido: 25-abr-2023]
- [51] J. Pascual, D. Arcos-Aviles, A. Ursúa, P. Sanchis, y L. Marroyo, «Energy management for an electro-thermal renewable-based residential microgrid with energy balance forecasting and demand side management», *Appl. Energy*, vol. 295, p. 117062, 2021 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2noanokm>. [Accedido: 25-abr-2023]
- [52] T. Ma, Y. Zhang, W. Gu, G. Xiao, H. Yang, y S. Wang, «Strategy comparison and techno-economic evaluation of a grid-connected photovoltaic-battery system», *Renew. Energy*, vol. 197, pp. 1049-1060, 2022 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2k9rkv8v>. [Accedido: 01-may-2023]

- [53] L. Olatomiwa, S. Mekhilef, M. S. Ismail, y M. Moghavvemi, «Energy management strategies in hybrid renewable energy systems: A review», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 62, pp. 821-835, 2016 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2nxa7w46>. [Accedido: 25-abr-2023]
- [54] R. Dufo-López y J. L. Bernal-Agustín, «Techno-economic analysis of grid-connected battery storage», *Energy Convers. Manag.*, vol. 91, pp. 394-404, 2015 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2l9d3cqu>. [Accedido: 25-abr-2023]
- [55] M. Bortolini, M. Gamberi, y A. Graziani, «Technical and economic design of photovoltaic and battery energy storage system», *Energy Convers. Manag.*, vol. 86, pp. 81-92, 2014 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2z3tpgvo>. [Accedido: 25-abr-2023]
- [56] B. K. Das, R. Hassan, M. S. H. K. Tushar, F. Zaman, M. Hasan, y P. Das, «Techno-economic and environmental assessment of a hybrid renewable energy system using multi-objective genetic algorithm: A case study for remote Island in Bangladesh», *Energy Convers. Manag.*, vol. 230, p. 113823, 2021 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2q5w6bt5>. [Accedido: 25-abr-2023]
- [57] R. El-Azab, «Smart homes: Potentials and challenges», *Clean Energy*, vol. 5, pp. 302-315, jun. 2021 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2hv8tjrf>. [Accedido: 25-abr-2023]
- [58] F. M. Vieira, P. S. Moura, y A. T. de Almeida, «Energy storage system for self-consumption of photovoltaic energy in residential zero energy buildings», *Renew. Energy*, vol. 103, pp. 308-320, 2017 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2ojkcaja>. [Accedido: 25-abr-2023]
- [59] B. D. Olaszi y J. Ladanyi, «Comparison of different discharge strategies of grid-connected residential PV systems with energy storage in perspective of optimal battery energy storage system sizing», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 75, pp. 710-718, 2017 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2k7oqs9x>. [Accedido: 25-abr-2023]
- [60] Q. Hassan *et al.*, «Collective self-consumption of solar photovoltaic and batteries for a micro-grid energy system», *Results Eng.*, vol. 17, p. 100925, 2023 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2zcywmsy>. [Accedido: 25-abr-2023]
- [61] G. Angenendt, S. Zurmühlen, H. Axelsen, y D. U. Sauer, «Comparison of different operation strategies for PV battery home storage systems including forecast-based operation strategies», *Appl. Energy*, vol. 229, pp. 884-899, 2018 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2jppj4ca>. [Accedido: 25-abr-2023]

- [62] J. Moshövel *et al.*, «Analysis of the maximal possible grid relief from PV-peak-power impacts by using storage systems for increased self-consumption», *Appl. Energy*, vol. 137, pp. 567-575, 2015 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2gen8s8h>. [Accedido: 25-abr-2023]
- [63] B. Bayer, P. Matschoss, H. Thomas, y A. Marian, «The German experience with integrating photovoltaic systems into the low-voltage grids», *Renew. Energy*, vol. 119, pp. 129-141, 2018 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2g4mb7vn>. [Accedido: 25-abr-2023]
- [64] D. Eltigani y S. Masri, «Challenges of integrating renewable energy sources to smart grids: A review», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 52, pp. 770-780, 2015 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2p5pxrhf>. [Accedido: 25-abr-2023]
- [65] B. Kroposki *et al.*, «Achieving a 100 % Renewable Grid: Operating Electric Power Systems with Extremely High Levels of Variable Renewable Energy», *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 15, n.º 2, pp. 61-73, 2017 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2fayrvr3>. [Accedido: 25-abr-2023]
- [66] D. Cheng, B. A. Mather, R. Seguin, J. Hambrick, y R. P. Broadwater, «Photovoltaic (PV) Impact Assessment for Very High Penetration Levels», *IEEE J. Photovoltaics*, vol. 6, n.º 1, pp. 295-300, 2016 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2zm9wobu>. [Accedido: 25-abr-2023]
- [67] J. Vetter *et al.*, «Ageing mechanisms in lithium-ion batteries», *J. Power Sources*, vol. 147, n.º 1, pp. 269-281, 2005 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2g9twvq3>. [Accedido: 25-abr-2023]
- [68] H. Schermeyer, M. Studer, M. Ruppert, y W. Fichtner, «Understanding Distribution Grid Congestion Caused by Electricity Generation from Renewables», 2017, pp. 78-89 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2jpdco3z>. [Accedido: 25-abr-2023]
- [69] S.-J. Li, T.-H. Chang, y S.-L. Chang, «The policy effectiveness of economic instruments for the photovoltaic and wind power development in the European Union», *Renew. Energy*, vol. 101, pp. 660-666, 2017 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2j2b4ub5>. [Accedido: 25-abr-2023]
- [70] T. Stetz, F. Marten, y M. Braun, «Improved Low Voltage Grid-Integration of Photovoltaic Systems in Germany», *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 4, n.º 2, pp. 534-542, 2013 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2h5rkjdd>. [Accedido: 25-abr-2023]
- [71] G. Merei, J. Moshövel, D. Magnor, y D. U. Sauer, «Optimization of self-consumption and techno-economic analysis of PV-battery systems in commercial applications», *Appl. Energy*, vol. 168, pp. 171-178, 2016 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2obc933k>. [Accedido: 25-abr-2023]

- [72] C. Gallego-Castillo, M. Heleno, y M. Victoria, «Self-consumption for energy communities in Spain: A regional analysis under the new legal framework», *Energy Policy*, vol. 150, p. 112144, 2021 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2ku5rrar>. [Accedido: 01-may-2023]
- [73] J. Hoppmann, J. Volland, T. S. Schmidt, y V. H. Hoffmann, «The economic viability of battery storage for residential solar photovoltaic systems - A review and a simulation model», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 39, pp. 1101-1118, 2014 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2e96xf5y>. [Accedido: 25-abr-2023]
- [74] S. Barcellona, L. Piegari, V. Musolino, y C. Ballif, «Economic viability for residential battery storage systems in grid-connected PV plants», *IET Renew. Power Gener.*, vol. 12, n.º 2, pp. 135-142, feb. 2018 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2nhqyn2m>. [Accedido: 25-abr-2023]
- [75] K. Uddin, R. Gough, J. Radcliffe, J. Marco, y P. Jennings, «Techno-economic analysis of the viability of residential photovoltaic systems using lithium-ion batteries for energy storage in the United Kingdom», *Appl. Energy*, vol. 206, pp. 12-21, 2017 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2o6cna43>. [Accedido: 25-abr-2023]
- [76] D. Mahmood *et al.*, «Utilization of ICT and AI techniques in harnessing residential energy consumption for an energy-aware smart city: A review», *Int. J. Adv. Appl. Sci.*, vol. 8, pp. 50-66, abr. 2021 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2hsxnt98>. [Accedido: 25-abr-2023]
- [77] Z. Liu, Y. Zhao, y X. Wang, «Long-term economic planning of combined cooling heating and power systems considering energy storage and demand response», *Appl. Energy*, vol. 279, p. 115819, 2020 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2qy57puk>. [Accedido: 25-abr-2023]
- [78] J. Zhao, S. Kucuksari, E. Mazhari, e Y.-J. Son, «Integrated analysis of high-penetration PV and PHEV with energy storage and demand response», *Appl. Energy*, vol. 112, pp. 35-51, 2013 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2ncjnhyj>. [Accedido: 25-abr-2023]
- [79] G. Lorenzi y C. A. S. Silva, «Comparing demand response and battery storage to optimize self-consumption in PV systems», *Appl. Energy*, vol. 180, pp. 524-535, 2016 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2g64x9c3>. [Accedido: 25-abr-2023]
- [80] J. Koskela y P. Järventausta, «Demand Response with Electrical Heating in Detached Houses in Finland and Comparison with BESS for Increasing PV Self-Consumption», *Energies*, vol. 16, n.º 1, 2023 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2f3mso7f>. [Accedido: 20-abr-2023]

- [81] N. Kelepouris, A. Nousedilis, A. Bouhouras, y G. Christoforidis, «Optimal scheduling of prosumer's battery storage and flexible loads for distribution network support», *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 17, feb. 2023 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2edjn4ub>. [Accedido: 20-abr-2023]
- [82] M. Rastegar, «Impacts of Residential Energy Management on Reliability of Distribution Systems Considering a Customer Satisfaction Model», *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, n.º 6, pp. 6062-6073, 2018 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2j7prs8x>. [Accedido: 25-abr-2023]
- [83] B. Domenech, G. Calleja, y J. Olivella, «Residential Photovoltaic Profitability with Storage under the New Spanish Regulation: A Multi-Scenario Analysis», *Energies*, vol. 14, p. 1987, abr. 2021 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2qvp5y8z>. [Accedido: 01-may-2023]
- [84] Á. Ordóñez, E. Sánchez, L. Rozas, R. García, y J. Parra-Domínguez, «Net-metering and net-billing in photovoltaic self-consumption: The cases of Ecuador and Spain», *Sustain. Energy Technol. Assessments*, vol. 53, p. 102434, 2022 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2e62qvel>. [Accedido: 01-may-2023]
- [85] A. Nousedilis *et al.*, «Impact of Policy Incentives on the Promotion of Integrated PV and Battery Storage Systems: A Techno-economic Assessment», *IET Renew. Power Gener.*, vol. 14, pp. 1174-1183, may 2020 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2j6473oj>. [Accedido: 22-abr-2023]
- [86] JOFEMAR-INGETEAM-ISF-UPNA-CENER-CEMITEC, «Almacenamiento Renovable Avanzado de Litio para Autoconsumo Residencial interconectado (ARALAR)», Proyecto Estratégico de I+D, Gobierno de Navarra, 2017-2019 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2n5agfrz>. [Accedido: 01-may-2023]
- [87] *Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.* [En línea]. Disponible en: <https://goo.gl/EFjt6B>. [Accedido: 19-ene-2018]
- [88] C. J. Sarasa-Maestro, R. Dufo-López, y J. L. Bernal-Agustín, «Analysis of Photovoltaic Self-Consumption Systems.», *Energies*, vol. 9, n.º 9, p. 1, 2016 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2g2uqx53>. [Accedido: 01-may-2023]
- [89] I. Koumparou, G. C. Christoforidis, V. Efthymiou, G. K. Papagiannis, y G. E. Georghiou, «Configuring residential PV net-metering policies - A focus on the Mediterranean region», *Renew. Energy*, vol. 113, p. 795, 2017 [En línea]. Disponible en: <https://goo.gl/ZwBRRQ>. [Accedido: 18-ene-2018]



- [90] R. Dufo-López y J. L. Bernal-Agustín, «A comparative assessment of net metering and net billing policies. Study cases for Spain», *Energy*, vol. 84, pp. 684-694, 2015 [En línea]. Disponible en: <https://goo.gl/Rsavig>. [Accedido: 18-ene-2018]
- [91] S. A. Koerner, W. S. Siew, A. A. Salema, P. Balan, S. Mekhilef, y N. Thavamoney, «Energy policies shaping the solar photovoltaics business models in Malaysia with some insights on Covid-19 pandemic effect», *Energy Policy*, vol. 164, p. 112918, 2022 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/25mnxk84>. [Accedido: 09-abr-2023]
- [92] «Study on “Residential Prosumers in the European Energy Union”», European Commission, 2017 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/296cypuv>. [Accedido: 09-abr-2023]
- [93] «Special Report on Solar PV Global Supply Chains», IEA, 2022 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/23trtow2>. [Accedido: 09-abr-2023]
- [94] «Rooftop Solar PV Country Comparison study», CAN Europe, 2022 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2874o9r3>. [Accedido: 09-abr-2023]
- [95] «Study of the regulatory impact of net metering in Kenya», EPRA, Nairobi, 2022 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/26tjg5sb>. [Accedido: 09-abr-2023]
- [96] D. Humpire Mojenero, A. Rios Villacorta, y J. Luyo, «Impact Assessment of Net Metering for Residential Photovoltaic Distributed Generation in Peru», *Int. J. Renew. Energy Res.*, vol. Vol. 8, sep. 2018 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/224qtcw9>. [Accedido: 09-abr-2023]
- [97] «EU Market Outlook For Solar Power 2022-2026», SolarPower Europe, 2022 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/25np6bqz>. [Accedido: 09-abr-2023]
- [98] U. Kılıç y B. Kekezoğlu, «A review of solar photovoltaic incentives and Policy: Selected countries and Turkey», *Ain Shams Eng. J.*, vol. 13, n.º 5, p. 101669, 2022 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/255cseyh>. [Accedido: 09-abr-2023]
- [99] «Poland’s transition from net metering to net billing», pv magazine [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2bxtxjrs>. [Accedido: 09-abr-2023]
- [100] «Review and Analysis of PV Self-Consumption Policies», IEA PVPS, Sankt Ursen, Switzerland, ago. 2016 [En línea]. Disponible en: <https://goo.gl/5LhRbg>. [Accedido: 23-ene-2018]
- [101] «Autoconsumo. Lecciones Aprendidas en la Unión Europea», fer, Madrid, España, mar. 2017 [En línea]. Disponible en: <https://goo.gl/VmRt6J>. [Accedido: 23-ene-2018]



- [102] «Agenda de Desarrollo Sostenible 2030». [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/yxppjakz>. [Accedido: 09-abr-2023]
- [103] «Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)». [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/y2moby9>. [Accedido: 09-abr-2023]
- [104] «Cumbre del clima de Doha (COP18)», ONU, Doha [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2bnrxmal>. [Accedido: 09-abr-2023]
- [105] «Comunicado COM/2016/860 Comisión Parlamento Europeo: Energía Limpia para todos los europeos (paquete de invierno)» [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2yrcmsvp>. [Accedido: 09-abr-2023]
- [106] «Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables» [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2ao3afp>. [Accedido: 09-abr-2023]
- [107] «Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad» [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2csouakm>. [Accedido: 09-abr-2023]
- [108] «Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad» [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/26g2wuuu>. [Accedido: 09-abr-2023]
- [109] «Pacto Verde Europeo». [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2yhot4ta>. [Accedido: 09-abr-2023]
- [110] *Reglamento UE 2021/241 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de febrero de 2021, por el que se establece el Mecanismo de Recuperación y Resiliencia (MRR)*. [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/23dv89f3>. [Accedido: 11-abr-2023]
- [111] «Ley del Clima de la UE». [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/24u5pj4r>. [Accedido: 09-abr-2023]
- [112] «Acuerdo político provisional UE para reducir el consumo de energía final en el conjunto de la UE en un 11,7 % para 2030». [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/239m23lm>. [Accedido: 09-abr-2023]
- [113] «Guía profesional de tramitación del autoconsumo», IDAE, Madrid, ene. 2023 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2aa22y3m>. [Accedido: 08-abr-2023]
- [114] «Hoja de Ruta del Autoconsumo», IDAE, Madrid, dic. 2021 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/24y5qpf6>. [Accedido: 08-abr-2023]

- [115] «Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (PANER) 2011-2020», MIETAD, 2017 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2qsh8dmx>. [Accedido: 01-may-2023]
- [116] «Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo (ELP) 2030-2050» [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/27y8t9xs>. [Accedido: 10-abr-2023]
- [117] «Estrategia de Almacenamiento Energético 2030-2050». [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/25ktqemu>. [Accedido: 10-abr-2023]
- [118] «Guía de orientaciones a los municipios para el fomento del autoconsumo», IDAE, Madrid, dic. 2022 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2bwxwyrb>. [Accedido: 08-abr-2023]
- [119] *Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.* [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2d56upcn>. [Accedido: 10-abr-2023]
- [120] *Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.* [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2xqros0h>. [Accedido: 10-abr-2023]
- [121] *Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión (REBT).* [En línea]. Disponible en: <https://goo.gl/GxSU97>. [Accedido: 19-feb-2017]
- [122] *Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.* [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/239cpl48>. [Accedido: 10-abr-2023]
- [123] *Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.* [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/25bteju6>. [Accedido: 10-abr-2023]
- [124] *Real Decreto-Ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.* [En línea]. Disponible en: <https://goo.gl/izSBXT>. [Accedido: 19-ene-2018]
- [125] *Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.* [En línea]. Disponible en: <https://goo.gl/YWQByV>. [Accedido: 19-ene-2018]
- [126] *Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica.* [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/263tqpxp>. [Accedido: 10-abr-2023]

- [127] *Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica (PVPC) y su régimen jurídico de contratación.* [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/273qn9jr>. [Accedido: 18-abr-2023]
- [128] *Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.* [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2azpb2oo>. [Accedido: 10-abr-2023]
- [129] *Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.* [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2xp559mg>. [Accedido: 10-abr-2023]
- [130] *Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica.* [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2cgsqyfg>. [Accedido: 10-abr-2023]
- [131] *Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.* [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/yclxqk9>. [Accedido: 10-abr-2023]
- [132] *Circular 1/2021, de 20 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de producción [...].* [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/24wy8f6g>. [Accedido: 10-abr-2023]
- [133] *Real Decreto 148/2021, de 9 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los cargos del sistema eléctrico.* [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/24qpwmw5>. [Accedido: 18-abr-2023]
- [134] «Condiciones técnicas de instalaciones de producción eléctrica conectadas a red de i-DE Redes Eléctricas Inteligentes», IBERDROLA [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2a8xrzul>. [Accedido: 10-abr-2023]
- [135] «Guía de puesta en servicio para módulos de generación de electricidad conectados a la red de distribución (Notificaciones Operacionales), i-DE Redes Eléctricas Inteligentes», IBERDROLA [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2yqqtxgg>. [Accedido: 10-abr-2023]
- [136] «Procedimientos de operación REE». [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/259rs535>. [Accedido: 10-abr-2023]

- [137] *Orden TED/1247/2021, de 15 de noviembre, por la que se modifica, para la implementación de coeficientes de reparto variables en autoconsumo colectivo, el anexo I del Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones [...]*. [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/28pt7wyc>. [Accedido: 10-abr-2023]
- [138] *Real Decreto-ley 29/2021, de 21 de diciembre, por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito energético para el fomento de la movilidad eléctrica, el autoconsumo y el despliegue de energías renovables*. [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2597yvxt>. [Accedido: 10-abr-2023]
- [139] *Real Decreto-ley 14/2022, de 1 de agosto, de medidas de sostenibilidad económica en el ámbito del transporte, en materia de becas y ayudas al estudio, así como de medidas de ahorro, eficiencia energética y de reducción de la dependencia energética [...]*. [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/27t2zmgw>. [Accedido: 10-abr-2023]
- [140] *Resolución de 15 de diciembre de 2022, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad de aplicación a partir del [...]*. [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2buklyeh>. [Accedido: 10-abr-2023]
- [141] *Orden TED/1312/2022, de 23 de diciembre, por la que se establecen los precios de los cargos del sistema eléctrico de aplicación a partir del 1 de enero de 2023 y se establecen diversos costes regulados del sistema eléctrico para el ejercicio 2023*. [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/22dhszem>. [Accedido: 10-abr-2023]
- [142] *Ley 49/1960, de 21 de julio, sobre propiedad horizontal*. [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2av36g3d>. [Accedido: 10-abr-2023]
- [143] *Ley 10/2022, de 14 de junio, de medidas urgentes para impulsar la actividad de rehabilitación edificatoria en el contexto del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia*. [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2btktt2q>. [Accedido: 10-abr-2023]
- [144] «Fondos Next Generation UE». [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2caycvnp>. [Accedido: 10-abr-2023]
- [145] *Ley Foral 16/2017, de 27 de diciembre, de modificación de diversos impuestos y otras medidas tributarias*. [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2k39otgt>. [Accedido: 15-ene-2023]
- [146] *Real Decreto-Ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores*. [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2douvvd4>. [Accedido: 11-abr-2023]

- [147] *Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión*. [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2aww4xf1>. [Accedido: 09-abr-2023]
- [148] *Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia*. [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/25bteju6>. [Accedido: 09-abr-2023]
- [149] C. Galilea, J. Pascual, A. Berrueta, A. Ursua, y L. Marroyo, «Economic analysis of residential PV self-consumption systems with Li-ion batteries under different billing scenarios», en *2019 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2019 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe)*, 2019, pp. 1-6 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2jj4p6sd>. [Accedido: 01-feb-2021]
- [150] «Análisis del consumo energético del sector residencial en España», IDAE, 2011 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2odd24xq>. [Accedido: 22-abr-2023]
- [151] «Consumos del sector residencial en España: resumen de información básica», IDAE, 2011 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2o6s3bl1>. [Accedido: 22-abr-2023]
- [152] «Estación meteorológica Meteonavarra - Pamplona (ETSIA-UPNA)». [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2bd9frx7>. [Accedido: 26-abr-2023]
- [153] E. Lorenzo, «Energy Collected and Delivered by PV Modules», en *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*, 2010, pp. 984-1042 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2ej2bhmt>. [Accedido: 01-may-2023]
- [154] «Término de facturación de energía eléctrica PVPC - REE esios». [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/262bdj5q>. [Accedido: 18-abr-2023]
- [155] E. Braco Sola, «On the second life of lithium-ion batteries from electric vehicles: characterisation, ageing and applications», tesis doctoral, UPNA, Pamplona, 2022 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2j9gh3sm>. [Accedido: 26-ene-2023]
- [156] G. Olmo Esteban, «Caracterización de baterías de litio para el estudio del envejecimiento», PFC, UPM, Madrid, 2019 [En línea]. Disponible en: <https://oa.upm.es/57278/>. [Accedido: 02-feb-2023]
- [157] «Lithium-ion battery life SAFT». [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2ny937h6>. [Accedido: 27-mar-2023]
- [158] «Power Lithium-ion cells SAFT VLM41». [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2mngea58>. [Accedido: 27-mar-2023]

- [159] T. Amietszajew, E. McTurk, J. Fleming, y R. Bhagat, «Understanding the limits of rapid charging using instrumented commercial 18650 high-energy Li-ion cells», *Electrochim. Acta*, vol. 263, pp. 346-352, 2018 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2my3aonf>. [Accedido: 18-ene-2023]
- [160] A. Gonzalez-Moreno, J. Marcos, I. De La Parra, y L. Marroyo, «Influence of control in cycling degradation when batteries perform PV ramp-rate control», en *2021 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2021 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe)*, 2021, pp. 1-6 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2qk8thxu>. [Accedido: 20-ene-2023]
- [161] A. Gonzalez-Moreno, J. Marcos, I. de la Parra, y L. Marroyo, «A PV ramp-rate control strategy to extend battery lifespan using forecasting», *Appl. Energy*, vol. 323, p. 119546, 2022 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2f36y87q>. [Accedido: 20-ene-2023]
- [162] C. H. McInnes y P. A. Meehan, «Equivalence of four-point and three-point rainflow cycle counting algorithms», *Int. J. Fatigue*, vol. 30, n.º 3, pp. 547-559, 2008 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2fuagelo>. [Accedido: 20-ene-2023]
- [163] «Catálogo hager», 2011. [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2qrnjvso>. [Accedido: 17-abr-2023]
- [164] «Servidor THREDDS Meteogalicia». [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/27en3hzw>. [Accedido: 26-abr-2023]
- [165] «Datos Servidor THREDDS Meteogalicia (12x12 km)». [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2accfm92>. [Accedido: 26-abr-2023]
- [166] «Reference Guide NetCDF Subset Service For Grid Data». [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/28h3czh7>. [Accedido: 26-abr-2023]
- [167] «Introducción al uso de los servicios THREDDS», Meteogalicia [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/22gyw6ts>. [Accedido: 26-abr-2023]
- [168] «Datos Servidor THREDDS Meteogalicia (5x5 km)». [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2bqf6mbn>. [Accedido: 26-abr-2023]
- [169] «EOSOL». [En línea]. Disponible en: <https://www.grupoeosol.com/>. [Accedido: 01-feb-2023]
- [170] «EMPRO». [En línea]. Disponible en: <https://upna.empro-ms.com/signin>. [Accedido: 01-feb-2023]
- [171] «Módulo fotovoltaico monocristalino BP585», BP Solar, 2003 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/28t8syox>. [Accedido: 01-may-2023]
- [172] «Inversor fotovoltaico INGETEAM INGECON SUN 1Play 6TL». [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2amh7j6h>. [Accedido: 01-feb-2023]

- [173] «Iversor híbrido INGETEAM INGECON SUN STORAGE 1Play 6TL». [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/29flw4hw>. [Accedido: 01-feb-2023]
- [174] «Batería de iones de litio LG Chem, RESU 3.3». [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2bde9c25>. [Accedido: 01-feb-2023]
- [175] «Autómata programable SIEMENS, S7-1214C». [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2aoufcta>. [Accedido: 07-feb-2023]
- [176] «Guía de Autoconsumo eléctrico en la ciudad de Zaragoza», Ayuntamiento de Zaragoza [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2bw76da3>. [Accedido: 12-abr-2023]
- [177] *Circular 7/2020, de 22 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se modifica la Circular 3/2020, de 15 de enero, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución [...]*. [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/23sxbauw>. [Accedido: 19-abr-2023]
- [178] *Resolución de 18 de marzo de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad de aplicación a partir del [...]*. [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/yesarfxe>. [Accedido: 19-abr-2023]
- [179] *Orden TED/371/2021, de 19 de abril, por la que se establecen los precios de los cargos del sistema eléctrico y de los pagos por capacidad que resultan de aplicación a partir del 1 de junio de 2021*. [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/22kauzr7>. [Accedido: 19-abr-2023]
- [180] «Java JRE». [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/28m8zc3r>. [Accedido: 08-feb-2023]
- [181] «SIMATIC ODK 1500S v2.5». [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2cje7b5u>. [Accedido: 08-feb-2023]
- [182] «SIMATIC Target 1500S v5». [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/23lygzsrb>. [Accedido: 08-feb-2023]
- [183] «Autómata programable SIEMENS, S7-1515SP PC2 Open Controller». [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/22amx4za>. [Accedido: 07-feb-2023]
- [184] «Manual SIMATIC Target 1500S». [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/23hxwrzy>. [Accedido: 08-feb-2023]
- [185] «Manual ODK 1500S v2.5 SP1», SIEMENS [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/28mbgqgv>. [Accedido: 09-feb-2023]



- [186] «Emisiones de CO<sub>2</sub> asociadas a la generación en España», REE, 2021 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2le7rhws>. [Accedido: 01-may-2023]
- [187] M. Salvador Andaluz, «Análisis del mercado eléctrico en España: costes de generación y repercusiones en el precio de la electricidad», TFC, UPC, Madrid, 2010 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2y8jqwws>. [Accedido: 25-abr-2023]
- [188] «Tramitación y registro administrativo de instalaciones de autoconsumo de energía eléctrica (Navarra)». [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/26mzavsv>. [Accedido: 12-abr-2023]
- [189] «Información instalaciones de autoconsumo Navarra (portal de transición energética)». [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/23c4uc4h>. [Accedido: 12-abr-2023]
- [190] «Tramitación y registro administrativo de instalaciones de autoconsumo de energía eléctrica (La Rioja)». [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/27swmp8o>. [Accedido: 12-abr-2023]
- [191] «Ayudas al autoconsumo y al almacenamiento con fuentes de energía renovable (Navarra)». [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2yfgk23p>. [Accedido: 12-abr-2023]
- [192] «Ayudas al autoconsumo y al almacenamiento con fuentes de energía renovable (La Rioja)». [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/23yh8g23>. [Accedido: 12-abr-2023]
- [193] M. Dubarry, N. Qin, y P. Brooker, «Calendar Aging of commercial Li-ion cells of different chemistries - A review», *Curr. Opin. Electrochem.*, vol. 9, 2018 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2mljoyml>. [Accedido: 18-ene-2023]
- [194] J. Salom, A. Marszal, J. Widén, J. Candanedo, y K. Lindberg, «Analysis of load match and grid interaction indicators in net zero energy buildings with simulated and monitored data», *Appl. Energy*, vol. 136, pp. 119-131, 2014 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2pcqgowr>. [Accedido: 01-mar-2023]
- [195] J. Salom, J. Widén, J. Candanedo, I. Sartori, K. Voss, y A. Marszal, «Understanding net zero energy buildings: Evaluation of load matching and grid interaction indicators», *Proceedings of Building Simulation 2011: 12th Conference of International Building Performance Simulation Association*, 2011. [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2hdrjouw>. [Accedido: 01-mar-2023]
- [196] «Servicio de datos NetCFD (NCSS) - Servidor de Meteogalicia THREDDs». [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/23t8hm7s>. [Accedido: 26-abr-2023]



- [197] J. Martínez Lezaun, «Diseño, programación y prueba de estrategias de gestión de batería de litio de segunda vida para estaciones de carga ultrarrápida de vehículos», TFM, UPNA, Pamplona, 2022 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2pjfoq6v>. [Accedido: 10-ene-2023]
- [198] I. El Hamzaoui, «Energy management strategy for a renewable-based public electric-bus microgrid: peak load reduction and PV generation use-optimization», TFM, UPNA, Pamplona, 2022 [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2dlmlt6z>. [Accedido: 10-ene-2023]
- [199] «Tramitación de instalaciones de producción de energía eléctrica (Navarra)». [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2hmqmo4v>. [Accedido: 13-abr-2023]
- [200] «Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica (La Rioja)». [En línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/2zhfk6eo>. [Accedido: 13-abr-2023]



# NOMENCLATURA

## SÍMBOLOS

$A, mA$	Amperios, miliamperios	A, mA
$c\text{€}$	Céntimos de euro	€/100
$C_{bat\_modSOC}$	Capacidad de la batería utilizada en el modelo reajustado del SOC	kWh
$C_{bat\_real}$	Capacidad real de la batería	kWh
$C_{bat\_util}$	Capacidad útil de la batería	kWh
$CDSVh$	Coste de los desvíos horarios por MWh consumido de los comercializadores de referencia [127]	€
$CO_2$	Dióxido de carbono	-
$C\text{-rate}$	Límite máximo de corriente de carga o descarga de la batería	A/Ah
$DOD$	Profundidad de descarga de la batería ( <i>Depth Of Discharge</i> )	%
$E_{bat\_carg}$	Energía que aporta la batería en carga	kWh
$E_{bat\_cons}$	Energía de la batería que se aporta para cubrir el consumo	kWh
$E_{bat\_desc}$	Energía que aporta la batería en descarga	kWh
$E_{cons}$	Energía consumida por las cargas	kWh
$E_{fact}$	Energía facturada	€
$E_{FV\_bat}$	Energía fotovoltaica que se aporta para cargar la batería	kWh
$E_{FV\_cons}$	Energía fotovoltaica que se aporta para cubrir el consumo	kWh
$E_{iny}$	Energía inyectada a red	kWh

$E_{pred\_3h}$	Error de predicción energético de la potencia neta ( $P_{net\_Real} - P_{net\_Pred}$ )	kWh
$E\text{-rate}$	Límite máximo de potencia de carga o descarga de la batería	kW/kWh
$E_{red\_bat}$	Energía absorbida de la red para cargar la batería	kWh
$G$	Irradiancia global horizontal	W/m <sup>2</sup>
$G_h$	Irradiancia global orientada en el plano de los paneles fotovoltaicos	W/m <sup>2</sup>
$I_{max\_inv\_bat}$	Corriente máxima de la batería	A
$K_{24}$	Ganancia proporcional del lazo de control del valor medio del SOC útil	kW/%
$K_{p\_SOC}$	Ganancia proporcional del lazo de control del valor instantáneo del SOC útil	kW/%
$K_{p1}$	Constante proporcional del lazo de control del valor instantáneo del SOC útil, en función del $E_{pred\_3h}$ y de la desviación del SOC útil con respecto al $SOC_{ref}$ ( $0...K_{p\_SOC}$ )	kW/%
$K_{p2}$	Constante de control del lazo de control del valor instantáneo del SOC útil, en función del $ E_{pred\_3h} $ y de la $C_{bat\_util}$ ( $0...1$ )	%/100
$K_{p3}$	Ganancia proporcional permanente del lazo de control del valor instantáneo del SOC útil, en función de la desviación del SOC útil con respecto al $SOC_{ref}$	kW/%
$MF$	Margen de fase	°
$Mtep$	Megatonelada equivalente de petróleo (1 Mtep $\equiv$ 11,63 TWh $\equiv$ 41,868 PJ)	-
$MWhe$	Megavatios hora eléctricos	MWh
$N$	Número de muestras	-
$P_{99}$	Percentil 99 de la potencia intercambiada con la red	kW
$P_{99.99}$	Percentil 99,99 de la potencia intercambiada con la red	kW
$P_{bat}$	Potencia en bornes de la batería (> 0: descarga, < 0: carga)	kW
$P_{cons}$	Potencia consumida por las cargas	kW
$P_{Cons\_Pred}$	Potencia consumida por las cargas de predicción	kW

$P_{FV}$	Potencia fotovoltaica real calculada a partir de los datos de la estación meteorológica de Meteonavarra de la ETSIAB en la UPNA	kW
$P_{FV\_Disp}$	Potencia fotovoltaica estimada disponible en la microrred, determinada a partir de los datos reales de la estación meteorológica de la microrred	kW
$P_{FV\_Pred}$	Potencia fotovoltaica de predicción	kW
$P_{FV\_Real}$	Potencia fotovoltaica real del inversor fotovoltaico de la microrred	kW
$P_{Inv}$	Potencia del inversor híbrido (> 0: de fotovoltaica y/o batería a red y/o consumo, < 0: de la red a carga de la batería)	kW
$P_{inv\_cons}$	Potencia aportada por el inversor híbrido al consumo	kW
$P_{max\_cons}$	Límite de potencia máxima consumida de la red	kW
$P_{max\_iny}$	Límite de potencia máxima inyectada en la red	kW
$P_{mh}$	Precio medio horario de la energía en el mercado mayorista (diario e intradiario) [32]	€
$P_{net\_MMC}$	Media móvil centrada de la potencia neta ( $P_{net\_Real} - P_{net\_Pred}$ )	kW
$P_{net\_MMD}$	Media móvil descentrada de la potencia neta ( $P_{net\_Real} - P_{net\_Pred}$ )	kW
$P_{net\_Pred}$	Potencia neta de predicción ( $P_{cons\_Pred} - P_{FV\_Pred}$ )	kW
$P_{net\_Real}$	Potencia neta real ( $P_{cons} - P_{FV}$ )	kW
$P_{nom\_inv}$	Potencia nominal del inversor híbrido	kW
$PotOptCont$	Potencia óptima contratada para evitar cortes del suministro eléctrico por el control del ICP	kW
$P_{red}$	Potencia de la red (> 0: consumida, < 0: inyectada)	kW
$P_{SCT}$	Potencia fotovoltaica en condiciones estándar de medida	kWp
$P_{SOC}$	Componente de potencia asignada a la red, proveniente del lazo de control del valor instantáneo del SOC útil	kW
$P_{SOC24h}$	Componente de potencia asignada a la red, proveniente del lazo de control del valor medio del SOC útil	kW
$Ram-pa_{inv\_FV}$	Rampa de variación del incremento de la consigna de potencia del inversor fotovoltaico de la microrred	kW/T

$Rampa_{SOC}$	Rampa de carga de la batería en el MAC	%/T
$s$	Variable del dominio de Laplace	-
$SOC$	Estado de carga de la batería ( <i>State Of Charge</i> )	%
$\overline{SOC}$	SOC medio	%
$\Delta SOC$	Variación del SOC útil instantáneo con respecto al $SOC_{ref}$	%
$SOC_{24h}$	Valor medio del SOC útil de las 24 horas previas	%
$\Delta SOC_{24h}$	Variación del SOC útil medio de las 24 horas previas con respecto al $SOC_{ref}$	%
$SOC_{max}$	SOC real máximo permitido	%
$SOC_{min}$	SOC real mínimo permitido	%
$SOC_{ref}$	Referencia del SOC útil	%
$SOC_{ref\_real}$	Referencia del SOC real	%
$SOC_{ref\_MAC}$	SOC útil de referencia del modo de gestión energética de alto consumo	%
$T$	Periodo de ejecución de la estrategia	s
$T_{cel}$	Temperatura interna de las celdas de la batería o de los paneles fotovoltaicos	°C
$tCO_2$ , $MtCO_2$	Toneladas de dióxido de carbono, megatoneladas de dióxido de carbono	kg
$T_{ext}$	Temperatura ambiente de los paneles fotovoltaicos	°C
$THD$	Coefficiente de distorsión armónica ( <i>Total Harmonic Distortion</i> )	%
$T_{NOCT}$	Temperatura de las celdas de los paneles fotovoltaicos en condiciones normales de operación dada por el fabricante	°C
$V$	Tensión	V
$V_{bat}$	Tensión instantánea de la batería	V
$W$ , kW	Vatio, kilovatio	W, kW
$Wp$ , kWp	Vatio pico, kilovatio pico	W, kW
$\beta_i$	Coefficiente de reparto horario de la energía excedentaria en autoconsumo colectivo	%/100

$\gamma$	Coefficiente de pérdida de potencia de los paneles fotovoltaicos por temperatura con respecto a 25 °C	%/°C
$\sigma$	Desviación estándar	kW
$\tau$	Constante de tiempo	s
$\omega_c$	Pulsación de corte	rad/s

### SUBÍNDICES Y SUPERÍNDICES

$12h$	Media móvil centrada de 12 horas (6 + 6 h) (6 h datos reales pasados + 6 h datos predicción futuros)
$24h$	Media móvil centrada de 24 horas (12 + 12 h) (12 h datos reales pasados + 12 h datos predicción futuros)
$8+4h$	Media móvil descentrada de 12 horas (8 + 4 h) (8 h datos reales pasados + 4 h datos predicción futuros)
$i$	Número de muestra
$max$	Máximo
$min$	Mínimo
$nom$	Nominal
$Pred$	Predicción
$Real$	Real
$ref$	Referencia
$Kp3$	Lazo de control instantáneo del SOC útil modificado, con una ganancia proporcional $K_{p3}$ de acción permanente
$MAC$	Integración del modo de gestión energética de alto consumo
$min$	Minutal
$PS$	Integración del control de limitación de potencia de red ( <i>Peak Shaving</i> )
$SOC$	Valores del SOC modificados ( $SOC_{min}$ y $SOC_{ref}$ )

**SIGLAS Y ACRÓNIMOS**

AC	Corriente alterna
BMS	Sistema de gestión de baterías ( <i>Battery Management System</i> )
C. A.	Comunidad autónoma
CAN	Protocolo de comunicación serie CAN Bus ( <i>Controller Area Network</i> )
CAU	Código de autoconsumo (CUPS + A000 o 1FA000)
CC. AA.	Comunidades autónomas
CE	Comisión Europea
CGP	Caja general de protección
CNMC	Comisión nacional de los mercados y la competencia
CoR	Comercializadoras de referencias, son compañías energéticas designadas por el Ministerio de Industria para ofrecer las tarifas reguladas por el Gobierno
COVID	Síndrome respiratorio agudo producido por un coronavirus
CUPS	Código unificado de punto de suministro
CV	Modo de carga de la batería a tensión constante ( <i>Constant Voltage</i> )
DA	Disposición adicional
DB	Bloque de datos ( <i>Data Block</i> ) en autómatas de SIEMENS
DC	Corriente continua
DT	Disposición transitoria
EE. RR.	Energías renovables
EMPRO	Plataforma modular y escalable para la monitorización de las microrredes de la UPNA, desarrollada por EOSOL
EMS	Sistema de gestión de la energía ( <i>Energy Management System</i> )
EOL	Punto de fin de vida de las baterías ( <i>End Of Life</i> )



---

<i>ETSIAB</i>	Escuela técnica superior de ingeniería agronómica y bioingeniería de la UPNA
<i>EUA</i>	Derecho de emisión equivalente a una tonelada de CO <sub>2</sub> ( <i>European Union Allowance</i> )
<i>FB</i>	Bloque de función ( <i>Function Block</i> ) en autómatas de SIEMENS
<i>FIP</i>	Política de retribución premiada de los excedentes generados ( <i>Feed in Premium</i> )
<i>FiT</i>	Política de retribución fija o variable de los excedentes generados a largo plazo ( <i>Feed in Tariff</i> )
<i>FT(s)</i>	Función de transferencia linealizada en lazo abierto
<i>GEI</i>	Gases de efecto invernadero
<i>GRW</i>	Meridiano de Greenwich
<i>HV</i>	Alta tensión ( <i>High Voltage</i> )
<i>ICIO</i>	Impuesto sobre construcciones, instalaciones y obras
<i>ICP</i>	Interruptor de control de potencia
<i>IDEA</i>	Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía
<i>IPCC</i>	Grupo Intergubernamental de expertos sobre el cambio climático o panel intergubernamental del cambio climático ( <i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i> )
<i>IRPF</i>	Impuesto sobre la renta de las personas físicas
<i>ITC</i>	Instrucción técnica complementaria del REBT
<i>IVA</i>	Impuesto sobre el valor añadido
<i>IVPEE</i>	Impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica
<i>LCOE</i>	Coste nivelado de la energía ( <i>Levelized Cost Of Energy</i> )
<i>Li-ion</i>	Baterías de iones de litio
<i>LPH</i>	Ley de propiedad horizontal
<i>LV</i>	Baja tensión ( <i>Low Voltage</i> )
<i>MAC</i>	Modo de gestión energética de alto consumo

---

<i>MASB</i>	Estrategia de gestión energética de máxima autosuficiencia básica
<i>MC</i>	Memoria de carga del autómatas SIEMENS
<i>MINETAD</i>	Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital
<i>MITECO</i>	Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico
<i>MM</i>	Media móvil
<i>MMC</i>	Media móvil centrada
<i>MMD</i>	Media móvil descentrada
<i>MMR</i>	Media móvil retrasada
<i>Modbus TCP/IP</i>	Protocolo de comunicación industrial Modbus RTU a través de una interface TCP en Ethernet
<i>MPPT</i>	Seguidor del punto de máxima potencia fotovoltaica ( <i>Maximum Power Point Tracker</i> )
<i>MT</i>	Memoria de trabajo del autómatas SIEMENS
<i>Mtep</i>	Megatonelada equivalente de petróleo
<i>NB</i>	Facturación neta ( <i>Net Billing</i> )
<i>NCSS</i>	Servicio de datos tipo NetCDF ( <i>NetCDF Subset Service</i> )
<i>NetCDF</i>	Formato de archivo para el intercambio de datos científicos ( <i>Network Common Data Form</i> )
<i>NM</i>	Medición neta ( <i>Net Metering</i> )
<i>NOCT</i>	Temperatura nominal de celda en operación ( <i>Nominal Operating Cell Temperature</i> )
<i>O&amp;M</i>	Operación y mantenimiento
<i>OB</i>	Bloque de organización ( <i>Organisation Block</i> ) en autómatas de SIEMENS
<i>ODK</i>	Interfaz abierta de desarrollo ( <i>Open Development Kit</i> ) de los equipos de automatización de SIEMENS
<i>ODS</i>	Objetivos de desarrollo sostenible
<i>ONU</i>	Organización de las Naciones Unidas

---

<i>OPC UA</i>	Arquitectura unificada cliente-servidor, mediante un protocolo de comunicación independiente del proveedor para aplicaciones de automatización industrial
<i>PO</i>	Procedimiento de operación de REE
<i>PDBC</i>	Programa diario base de casación del mercado eléctrico español
<i>PENIEC</i>	Plan nacional integrado de energía y clima
<i>PF</i>	Punto frontera instalación eléctrica
<i>PI</i>	Controlador proporcional integral
<i>PLC</i>	Controlador lógico programable o autómatas ( <i>Programmable Logic Controller</i> )
<i>PVPC</i>	Precio voluntario para el pequeño consumidor
<i>RAIPRE</i>	Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica
<i>RAIPRE</i>	Registro administrativo de instalaciones productoras de energía eléctrica
<i>RAT</i>	Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión
<i>RD</i>	Real decreto
<i>RDL</i>	Real decreto ley
<i>REBT</i>	Reglamento electrotécnico para baja tensión
<i>REE</i>	Red eléctrica de España
<i>S.A.U.</i>	Sociedad anónima unipersonal
<i>SAP</i>	Servicios auxiliares de producción
<i>SR</i>	Sin retribución de excedentes
<i>STC</i>	Condiciones estándar de medida ( <i>Standar Test Conditions</i> )
<i>THREDDS</i>	Servidor de metadatos ambientales distribuidos en tiempo real ( <i>Thematic Realtime Environmental Distributed Data Service</i> )
<i>UE</i>	Unión Europea

---

<i>UPNA</i>	Universidad Pública de Navarra
<i>URL</i>	Dirección única y específica de cada página o recurso que existe en la web ( <i>Uniform Resource Locator</i> )
<i>UTC</i>	Tiempo universal coordinado ( <i>Universal Coordinated Time</i> )
<i>UTC0</i>	Tiempo oficial España (UTC+1: horario de invierno, UTC +2: horario de verano)
<i>VE</i>	Vehículo eléctrico
<i>VLAN</i>	Red de área local virtual ( <i>Virtual Local Area Network</i> )

Esta tesis ha sido financiada por el Gobierno de Navarra y la Universidad Pública de Navarra bajo el proyecto estratégico de I+D 2017-2019 "Almacenamiento Renovable Avanzado de Litio para Autoconsumo Residencial (ARALAR)" (0011-1411-2017-000021), y por el programa de Formación de Personal Investigador (FPI) de la Universidad Pública de Navarra, a través de un contrato predoctoral.

○○○○