



industriales
etsii

Escuela Técnica
Superior
de Ingeniería
Industrial

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE CARTAGENA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial

Análisis de Recursos Energéticos Distribuidos: Modelado y Control del almacenamiento de energía térmica

TRABAJO FIN DE MÁSTER

MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

Autor: Pablo Pujalte Salmerón
Director Antonio Gabaldón Marín

Cartagena, diciembre de 2020



Universidad
Politécnica
de Cartagena

*“La manera como se presentan las cosas no es la manera como son;
y si las cosas fueran como se presentan la ciencia entera sobraría”.*

Karl Marx

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, me gustaría agradecer a D. Antonio Gabaldón Marín, por dirigir este proyecto, por su profesionalidad y por toda la ayuda que me ha prestado desde el inicio hasta el final. Espero que el trabajo esté a la altura, hay muchas horas y esfuerzo invertidos en él.

A mi familia, por vuestra confianza. A mis padres, Antonio y Anto por su ternura y su sacrificio. A mi hermano, Jorge, por su apoyo incondicional. A Kora y Nala, por vuestro infinito cariño, un pequeño trozo de cada uno de vosotros está en este proyecto.

A mis amigos, mi otra familia, en especial a Álvaro, Jorge y Pablo Vicente, por estar en todo momento a mi lado. Por el simple hecho de llevar tantos años juntos y seguir siendo amigos, nos vemos en los bares.

A mis compañeros de grado y máster, con los que he compartido más resignaciones que alegrías, pero hemos compartido experiencias, que al fin y al cabo es lo importante, en especial a: Jona, David y Esteve.

A mis compañeros de trabajo, en especial a María José, Dani, Antonio, Pedro Javier, Patricia y Loli, por amenizar con nuestros almuerzos cada día de trabajo.

Y, por último, pero no menos importante, sino todo lo contrario, a Ana. Por tu paciencia, por tu comprensión, por la ayuda que me has prestado en todo momento y por confiar en mí cuando ni yo lo hacía. Por todo y por mucho más, gracias. Gracias por ser mi mejor amiga y mi patria entera.

RESUMEN

El objetivo principal de este Trabajo Fin de Máster es analizar las fuentes de almacenamiento de energía no consideradas en sistemas eléctricos convencionales y necesarios de cara al futuro. Se plantean medidas centradas en el consumidor final de energía (principalmente residencial): almacenamiento de energía térmica mediante acumuladores de calor en ladrillos cerámicos, analizando el estado de esta tecnología, su problemática, modelización y rentabilidad en un escenario de futuro.

Para alcanzar dicho objetivo se monitoriza la carga en laboratorio mediante la medición de temperaturas en el elemento almacenador y en el ambiente, así como el consumo eléctrico. También se realiza un control de los elementos de conversión de energía eléctrica y del suministro total a ésta.

De esta forma, se caracteriza el comportamiento de un sistema de almacenamiento térmico (TES) de 8 kWh (equivalente térmico-eléctrico), realizando un estudio de la integración de cargas TES en mercados de energía. Se lleva a cabo una evaluación económica mediante el análisis de precios de diferentes mercados, sus restricciones y sus costes, para hacer una estimación de la viabilidad económica y las posibilidades de hibridación con otros sistemas de almacenamiento.

ABSTRACT

The main objective of this Master Degree Final Project is to analyze energy storage sources not considered in conventional electrical systems but which are necessary for the future. The goal is to study different measures focused on the final consumers of energy (mainly residential ones): thermal energy storage through ceramic bricks, using a thermal storage system (TES), analyzing the current situation of this technology, their problems, modeling it and calculating its profitability in a future scenario.

To achieve this objective, the load is monitored in the laboratory by measuring temperatures in the storage element and in the environment, as well as the electricity consumption. In addition, it is controlled the electrical energy conversion elements and the total supply to it.

In this way, the behavior of a thermal storage system (TES) of 8 kWh (thermal-electric equivalent) is characterized and a study of the integration of TES loads in energy markets is performed. It is carried out an economic evaluation through the analysis of prices of different markets, their restrictions and their costs in order to make an estimation of the profitability and the possibilities of its hybridization with other storage systems.

Contenido

Índice de figuras.....	11
Índice de figuras.....	14
CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN	15
1.1 MOTIVACIÓN DEL TRABAJO	15
1.2 OBJETIVOS DEL TRABAJO	16
1.3 ESTADO DEL ARTE	16
1.4 ALCANCE DEL TRABAJO	20
1.5 ESTRUCTURA DE LA MEMORIA	20
CAPÍTULO 2: GESTIÓN DE LA DEMANDA E INCLUSIÓN DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DISTRIBUIDO	22
2. 1 INTRODUCCIÓN	22
2. 2 GESTIÓN DE LA DEMANDA.....	22
2.2.1 Definición	22
2.2.2 Beneficios.....	23
2.2.3 Inconvenientes.....	25
2.2.4 Implantación de medidas de Gestión de la Demanda	25
2.2.5 Situación actual en España.....	26
2.2.6 Situación en otros países	27
2.2.6.1 Reino Unido	27
2.2.6.2 Estados Unidos.....	28
2.2.6.3 Japón.....	29
2.2.6.4 Alemania	29
2.2.6.5 Australia	30
2.2.7 Conclusiones	31
2. 3 ALMACENAMIENTO DISTRIBUIDO.....	31
2.3.1 Definición	31
2.3.2 Tecnologías	31
2.3.2.1 Centrales hidroeléctricas de bombeo	31
2.3.2.2 Baterías	32
2.3.2.3 Supercondensadores	34
2.3.2.4 Volantes de inercia.....	35
2.3.3 Almacenamiento de energía térmica.....	36
2.3.3.1 Termos de agua caliente	36

2.3.3.2 Almacenamiento de calor mediante climatización	38
2.3.3.3 Almacenamiento indirecto de energía térmica	42
2.3.3.4 Almacenamiento de frío	43
2.3.4 Estrategias para la gestión de la demanda y el almacenamiento de energía térmica.....	44
CAPÍTULO 3: OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA ELÉCTRICO. PROBLEMAS EN LA INTEGRACIÓN DE RENOVABLES	51
3.1 INTRODUCCIÓN	51
3.2 EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL Y SU FUNCIONAMIENTO	51
3.2.1 Agentes del sistema eléctrico	52
3.2.2 Operador del sistema eléctrico	52
3.3 ESCENARIO FUTURO Y PROBLEMAS (HORIZONTE 2030-2050)	53
3.3.1 Integración	57
3.3.2 Precios negativos en los mercados	57
3.3.3 Cambios bruscos de generación/demanda	59
3.4 POSIBLES SOLUCIONES A LOS DESAFÍOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO	61
CAPÍTULO 4: EL MERCADO ELÉCTRICO.....	63
4.1 INTRODUCCIÓN.....	63
4.2. FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO	63
4.1.1 Mercado diario.....	63
4.1.2 Mercado Intradía	65
4.1.3 Servicios complementarios	66
4.1.3.1 Regulación de frecuencia	66
4.1.3.2 Regulación de tensión	69
4.1.3.3 Reservas de potencia	69
4.2 PRODUCTOS Y SERVICIOS	69
CAPÍTULO 5: MATERIALES Y MÉTODO.....	74
5.1 INTRODUCCIÓN	74
5.2 INSTRUMENTACIÓN	74
5.3 ESQUEMA DE CONEXIONES.....	89
5.4 SOFTWARE DE REGISTRO DE MEDIDAS.....	90
5.5 FILTRADO DE LAS SEÑALES DEL TERMOPAR	96
CAPÍTULO 6: MODELO E INTEGRACIÓN DE TES EN MERCADOS DE ENERGÍA Y SERVICIOS COMPLEMENTARIOS	99
6.1 INTRODUCCIÓN.....	99
6.2 MODELO TÉRMICO-ELÉCTRICO EQUIVALENTE DEL ACUMULADOR	99

6.3 BENEFICIOS E INTEGRACIÓN DE LOS TES	107
6.3.1 Punto de vista del consumidor. tarifas de discriminación horaria	107
6.4 REQUERIMIENTOS DEL MERCADO	110
CAPÍTULO 7: EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA	116
7.1 INTRODUCCIÓN	116
7.2 CASO PRÁCTICO	116
7.3 SISTEMAS DE CALEFACCIÓN	118
7.3.1 Bomba de calor (HVAC)	118
7.3.2. Radiador eléctrico	121
7.3.3 Acumulador	122
7.3.4 Cálculo del tamaño del acumulador	123
7.3.4.1 Demanda de calor en la vivienda	123
7.3.4.2 Calor suministrado por el acumulador	124
7.3.4.3 Tamaño del acumulador	125
7.3.5 COMPARATIVA	127
7.3.5.1 Consumo total	127
7.3.5.2 Tiempo de encendido	127
7.3.5.3 Potencia media	128
7.4 ANÁLISIS ECONÓMICO Y RESULTADOS	129
7.5 ESTIMACIÓN DE COSTES Y BENEFICIOS DE PARTICIPAR ACTIVAMENTE EN EL MERCADO	130
CAPÍTULO 8: CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS	135
8.1 INTRODUCCIÓN	135
8.2 CONCLUSIONES	135
8.3 TRABAJOS FUTUROS	138
BIBLIOGRAFÍA	139
ANEXO I	149

Índice de figuras

Figura 1. Energía solar fotovoltaica [3]	18
Figura 2. Energía termosolar [5].....	18
Figura 3. Ejemplo de curva de generación [10].....	27
Figura 4. Ejemplo de curva de consumo [11].....	27
Figura 5. Gestión de la demanda en EEUU (2017) [16].....	29
Figura 6. Central hidroeléctrica de bombeo [22].....	32
Figura 7. Reacción química en una batería de plomo-ácido [23]	33
Figura 8. Batería de plomo-ácido [24].....	33
Figura 9. Carga y descarga de una batería de ion de litio [25].....	34
Figura 10. Batería de ion litio [26].....	34
Figura 11. Supercondensador	35
Figura 12. Volante de inercia [27]	36
Figura 13. Instalación de un termo eléctrico [28]	37
Figura 14. Termo eléctrico con bomba de calor [29]	38
Figura 15. Radiador eléctrico [30]	39
Figura 16. Radiador de agua [31]	39
Figura 17. Radiador híbrido [32]	40
Figura 18. Acumulador de calor [33].....	41
Figura 19. Suelo radiante [34]	41
Figura 20. Aerotermia [35].....	42
Figura 21. ICEBAT [39]	44
Figura 22. Carga por hora en ERWH de 50 galones [41]	45
Figura 23. Reducción de carga. Estrategia 1 [41].....	46
Figura 24. Reducción consumo de energía en Estrategia 2 [41].....	46
Figura 25. Estrategia 3. Respuesta rápida [41]	47
Figura 26. Perfil de carga de HPWH no controlado [41]	47
Figura 27. Perfil de carga de HPWH controlado [41]	48
Figura 28. Reducción CO2 [41]	49
Figura 29. Evolución de la capacidad instalada en la UE en escenario 450 ppm [52]	55
Figura 30. Reducción de emisiones 1990-2050 [53]	55
Figura 31. Electricidad en Europa (20-22 abril 2020) [56]	59
Figura 32. Duck curve o curva de pato de California ISO) [57]	60
Figura 33. Curvas de oferta y demanda [64].....	64
Figura 34. Mercado Intradiario (OMIE) [65].....	65
Figura 35. Generación-Demanda [66]	66
Figura 36. Regulación secundaria [66]	67
Figura 37. Tipos de regulación de frecuencia [66]	68
Figura 38. Características técnicas ECO158 PLUS [74].....	75
Figura 39. ECO158 PLUS [75].....	75
Figura 40. Interior del ECO158 PLUS	76
Figura 41. Casos para conseguir temperaturas de confort [74]	77
Figura 42. Gráficas de termopares y potencia del acumulador	79
Figura 43. AEOTEC STICK GEN 5 [76].....	79
Figura 44. G CONTROL HUB EU [77].....	80
Figura 45. AEOTEC MULTISENSOR 6 [78]	80

Figura 46. WALL PLUG [79].....	81
Figura 47. NODON SMART PLUG [80]	81
Figura 48. MOTION SENSOR [81]	82
Figura 49. TERMOSTATOS MCO HOME (MH7 y MH8) [82] [83]	82
Figura 50. MH9 [84].....	83
Figura 51. MH10 [85].....	83
Figura 52. Tarjeta Velleman 8055K [86]	84
Figura 53. Termopar tipo K [87]	85
Figura 54. Diagrama de bloques del AD595 [88]	86
Figura 55. Amplificador operacional [89].....	86
Figura 56. Circuito amplificación secundaria [90].....	87
Figura 57. Amplificación primaria y secundaria	88
Figura 58. Displays utilizados [91] [92].....	88
Figura 59. Esquema de conexiones	89
Figura 60. Esquema de conexiones	90
Figura 61. Protocolos de comunicación del IP-Symcon	91
Figura 62. Vista de Location Tree (IP-Symcon).....	92
Figura 63. Puerto Serie (IP-Symcon).....	92
Figura 64. Z-Wave Gateway (IP-Symcon)	93
Figura 65. Core Instances (IP-Symcon).....	93
Figura 66. Z-Wave Configurator (IP-Symcon).....	94
Figura 67. Creación de dispositivos en Z-Wave Configurator (IP-Symcon).....	94
Figura 68. Nuevos dispositivos en IP-Symcon	94
Figura 69. Configuración del valor de variables en IP-Symcon	95
Figura 70. Añadir variables en IP-Symcon	95
Figura 71. Script “actualización”	96
Figura 72. Añadir un timer al script “actualización”	96
Figura 73. Red RC simple	97
Figura 74. Simulación Red RC simple	97
Figura 75. Butteworth de orden 2.....	97
Figura 76. Simulación Butteworth de orden 2	98
Figura 77. Modelo térmico-eléctrico equivalente del acumulador	99
Figura 78. Obtención de Gd mediante ajuste de la descarga	101
Figura 79. Ajuste de la carga con Gd constante	102
Figura 80. Recálculo de Gd mediante un ensayo de carga	102
Figura 81. Mediciones reales Termopar 2 vs modelo ajustado	104
Figura 82. Mediciones reales de potencia del acumulador vs potencia nominal.....	105
Figura 83. Estado de carga (SOC)	106
Figura 84. Periodos de inicio y fin de carga (horas promocionadas)	108
Figura 85. Temperatura interior (rojo) y exterior (azul) en una semana.....	109
Figura 86. Temperatura interior (rojo) y exterior (azul) en una semana.....	109
Figura 87. Pagos por capacidad 2010-actualidad en ISO New England [98]	111
Figura 88. Resultados de la subasta T-3 (capacidad) [99].....	112
Figura 89. Ingresos consumidores por pagos por capacidad [100]	113
Figura 90. Consumo total en un día de invierno de la vivienda analizada.....	116
Figura 91. Ciclo de Carnot [102].....	118
Figura 92. Potencia vs COP en HVAC.....	119

Figura 93. Curva de potencia de la bomba de calor (enero 2017).....	120
Figura 94. Curva de potencia de la bomba de calor en un día.....	120
Figura 95. Curva de potencia del radiador eléctrico (enero 2017)	121
Figura 96. Curva de potencia del radiador en un día	121
Figura 97. Curva de potencia del acumulador (octubre 2020)	122
Figura 98. Curva de potencia del acumulador en un día	122
Figura 99. Perfil de temperatura exterior horaria de un día	123
Figura 100. Perfil del COP de un día	124
Figura 101. Perfil del calor de una bomba de calor en un día	124
Figura 102. Perfil del calor del acumulador de calor en un día	125
Figura 103. Potencia del acumulador de calor ECO 308 PLUS en un día	126
Figura 104. Potencia del acumulador de calor ECO 308 PLUS en un mes	127
Figura 105. Precios por capacidad del mercado PJM [103]	131
Figura 106. Incentivos por capacidad del mercado ISO New England [104]	131
Figura 107. Temporada eléctrica tarifa 2.0 TD [105]	149
Figura 108. Periodos de energía Canarias, Baleares y Península (L-V) [105].....	149
Figura 109. Periodos de energía Ceuta y Melilla (L-V) [105].....	150

Índice de tablas

Tabla 1. Horarios tarifa PVPC con discriminación horaria de 2 periodos	72
Tabla 2. Calor total de la bomba de calor	124
Tabla 3. Calor total del acumulador de calor	125
Tabla 4. Número de acumuladores de calor necesarios	125
Tabla 5. Comparativa del consumo total	127
Tabla 6. Comparativa del tiempo encendido	128
Tabla 7. Comparativa de la potencia media.....	128
Tabla 8. Comparativa del análisis económico	129
Tabla 9. Ahorro económico tarifa 2.0 DHA vs 2.0 A.....	129
Tabla 10. Ahorro económico HVAC + radiador vs acumulador por mes	130
Tabla 11. Ahorro económico HVAC + radiador vs acumulador en invierno	130
Tabla 12. Pagos por capacidad al año	131
Tabla 13. Presupuesto de los dispositivos utilizados	132
Tabla 14. Beneficios totales	132
Tabla 15. Tiempo de amortización de la inversión inicial	133

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN

1.1 MOTIVACIÓN DEL TRABAJO

Los sistemas eléctricos se enfrentan a una penetración de energías renovables muy importante de cara al horizonte 2030-2050. Las posibilidades de almacenamiento tradicionales de energía se basan en estaciones de bombeo o en energía cinética de los generadores en las centrales convencionales. La última va a estar claramente en un grado cada vez menor de disponibilidad (por ejemplo, en fotovoltaica), y la primera está en cuotas cercanas al aprovechamiento máximo. Por esta razón, se necesita una mayor flexibilidad en el lado del consumo, a través de medidas de gestión de la demanda (DR) o de inclusión de sistemas de almacenamiento distribuido (ESS).

Mediante este Trabajo Fin de Máster se pretende estudiar las ventajas e inconvenientes del autoconsumo y la gestión de la demanda desde el punto de vista de la legislación de España. Se seguirá con una revisión de los problemas detectados en otros sistemas eléctricos y la elaboración de un estado del arte del problema desde el punto de vista técnico. Una vez analizados los condicionantes técnicos y normativos, se hará un análisis preliminar de los factores que determinan los costes y beneficios de la generación y almacenamiento distribuidos.

Por otra parte, los consumidores necesitan y deben aprovechar las diferentes opciones de tarifas o de compra de energía en los mercados eléctricos, para abaratar y gestionar su consumo. En este caso, almacenar energía en horas de bajo coste del kWh para consumirlas en otra (un “balance neto” en las propias cargas) puede ser una opción interesante a evaluar desde el punto de vista técnico o económico, o bien, aprovechar excesos de generación renovable, si el consumidor piensa convertirse en un autogenerador, normalmente a través de generación solar fotovoltaica. Las opciones disponibles en este caso son el almacenamiento eléctrico o el térmico (dependiendo de las necesidades de energía para estos usos de climatización).

Por ello, hay que analizar fuentes de almacenamiento de energía no consideradas en sistemas eléctricos convencionales, pero necesarias de cara al futuro y desde el punto de vista de medidas centradas en el consumidor final de energía: almacenamiento eléctrico de energía en baterías y supercondensadores, pero que tendrán un impacto positivo en la red. El proyecto pretende analizar el estado de estas tecnologías, su problemática, modelización y determinar su posible rentabilidad en un escenario de futuro.

1.2 OBJETIVOS DEL TRABAJO

El objetivo principal de este Trabajo Fin de Máster es analizar las fuentes de almacenamiento de energía no consideradas en sistemas eléctricos convencionales y necesarios de cara al futuro. Se plantean medidas centradas en el consumidor final de energía (principalmente residencial): almacenamiento de energía térmica mediante acumuladores de calor en ladrillos cerámicos, analizando el estado de esta tecnología, su problemática, modelización y rentabilidad en un escenario de futuro.

Este objetivo general se articula en una serie de objetivos más específicos:

- Estudiar las aplicaciones que se están dando a nuevos sistemas de almacenamiento de energía (en forma de energía eléctrica convertida a energía térmica) en sistemas eléctricos y sus aplicaciones futuras en un marco de operación en que las renovables van a ser cada vez más importantes y más problemáticas, en el horizonte 2030-2050.
- Analizar los problemas que se prevén o que están ocurriendo en los sistemas eléctricos de potencia: cambios en la demanda, precios negativos en los mercados de energía [1], integración de renovables, etc, en los que el almacenamiento de energía (eléctrica, térmica, cinética, etc) puede ser una solución, y evaluar su viabilidad desde el punto de vista técnico y económico en casos particulares, y concretamente a la calefacción en los segmentos de pequeños usuarios.
- Evaluar económicamente los precios de los diferentes mercados, para poder estimar una previabilidad económica de las tecnologías utilizadas en el estudio.
- Aplicar los conocimientos a un caso práctico de almacenamiento de energía térmica, mejorando el dimensionado del sistema de autoconsumo.
- Adquirir conocimientos prácticos en un campo con futuro para poder desarrollarlos en otros proyectos relacionados.

1.3 ESTADO DEL ARTE

El desarrollo económico y social a nivel mundial implica un aumento cada vez mayor de la cantidad de energía necesaria para cubrir la demanda, tanto a nivel doméstico como industrial. Tradicionalmente, para cubrir la demanda, se han utilizado fuentes de energía no renovables, como carbón, fuel y gas, aparte hidroeléctrica. Estas fuentes de energía

provocan elevadas emisiones de gases efecto invernadero, contribuyendo enormemente a la crisis climática. Otras fuentes de generación disponibles son las centrales nucleares, las cuales no producen emisiones a la atmósfera, pero cuyos residuos radiactivos son abundantes y altamente contaminantes durante miles de años.

Como alternativa a las fuentes de energía contaminantes, en los últimos años se han impulsado enormemente en diferentes países nuevas fuentes energéticas renovables como la solar, eólica, mareomotriz, geotérmica..., que no favorecen el efecto invernadero y que se suman a la hidráulica tradicional ya empleada de forma habitual en la mayoría de sistemas eléctricos. Sin embargo, la generación energética de estas fuentes alternativas tiene la desventaja de que, en la gran mayoría de casos, tiene una variabilidad elevada, es decir, no siempre cuando existe demanda energética está dicho recurso disponible.

Como solución a este problema, se plantea la asociación entre los sistemas de producción renovable y los sistemas de almacenamiento, para así poder utilizar los excedentes de energía renovable en otros momentos en el que la generación renovable sea menor que la demanda, evitando (o disminuyendo) la utilización de fuentes no renovables. Las fuentes de energía renovables más empleadas en la actualidad son la eólica, la solar y la hidráulica (esta última con escasa capacidad de crecimiento)

En lo que se refiere a la energía eólica, en 2019 en España se ha incrementado su potencia en 2.243 MW multiplicando por cinco la potencia instalada respecto al año anterior, haciendo un total de 25.704 MW instalados, que supone un 20,8% de la electricidad consumida. Esto sitúa a España como primer país de la UE con mayor potencia eólica on-shore (en tierra) instalada durante 2019 [2].

Por otro lado, la energía hidráulica supone un consumo del 9%, siendo la segunda energía renovable más empleada tras la eólica. Uno de los inconvenientes de esta fuente de energía es su variabilidad estacional y anual, ya que su capacidad de generación depende principalmente de que haya suficiente lluvia que aumente el caudal de agua en ríos y pantanos, lo cual hace que en épocas de sequía no sea posible su utilización a gran escala. Esta variabilidad también provoca grandes variaciones de sus precios de venta en el mercado eléctrico.

Por último, la energía solar se divide en dos tipos de tecnologías de aprovechamiento. Por un lado, tenemos la tecnología solar fotovoltaica. Su funcionamiento está basado en el efecto fotoeléctrico que se produce en semiconductores como el silicio, y que convierte la energía solar directamente en energía eléctrica. A finales de 2018, la energía solar fotovoltaica instalada a nivel mundial alcanzaba los 500 GW y se convertía en la primera fuente de energía eléctrica en capacidad desplegada a nivel global [Programa de Sistemas de Energía Fotovoltaica de la Agencia Internacional de la Energía (AIE PVPS)]. Esto se debe principalmente al descenso del precio de fabricación producido en la última década. Este descenso en el precio es el responsable de que se hayan producido grandes inversiones a nivel global y que han permitido que la energía fotovoltaica sea competitiva frente a algunas fuentes no renovables.



Figura 1. Energía solar fotovoltaica [3]

Por otro lado, se encuentra la energía termosolar de Concentración (CSP: Concentrated Solar Power), la cual concentra energía solar en un punto concreto para calentar un fluido a alta temperatura que posteriormente puede ser utilizado para producir energía eléctrica mediante un motor térmico. Si el fluido que se calienta es agua también puede emplearse como agua caliente sanitaria (ACS) en viviendas o como calefacción (con radiadores de agua). La capacidad global de energías solar termoeléctrica alcanzó los 6,41 GW en 2019, según el informe anual de International Renewable Energy Agency (IRENA) [4], mucho menor que 500 GW de energía fotovoltaica actualmente instalados.

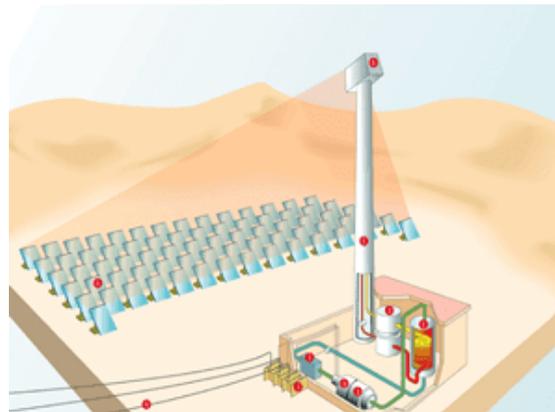


Figura 2. Energía termosolar [5]

También es necesario resaltar que un almacenamiento eficiente de energía renovable resulta un pilar fundamental de la transición energética, flexibilizar tanto la producción como la demanda y garantizar la correcta integración de las renovables en el sistema.

Actualmente, la energía eléctrica permite generación y transporte de forma fácil, sin embargo, no se ha logrado almacenarla de manera que resulte práctica, fácil y barata. Por ello, actualmente, la energía eléctrica tiene que generarse de acuerdo con la demanda en cada momento. Es por ello que la mejora del almacenamiento de energía eléctrica resulta esencial para respaldar a aquellas tecnologías en las que la generación de energía depende de factores meteorológicos (no controlables).

El pasado 28 de diciembre de 2019, tuvo lugar en Madrid la jornada AETP “Almacenamiento energético: Tecnologías y Proyectos” para explicar la situación actual

del almacenamiento en España y Europa tras la regulación europea recogida en la Directiva 2019/944 de 5 junio 2019 sobre las normas comunes para el mercado interior de la electricidad y en el Reglamento 2019/943 de 5 junio 2019 respecto al mercado interior de la electricidad.

En esta jornada se llegó a la conclusión de que en el horizonte 2020-2030 el almacenamiento energético a corto plazo en la península ibérica, resulta complicado un desarrollo rápido si no se aplica algún tipo de pago por capacidad para instalaciones de almacenamiento de energía. Se espera que el mercado europeo de almacenamiento de energía en baterías alcance los 250 millones de euros al año, aunque la diversidad de baterías y utilidades no son tan conocidas actualmente.

España necesita una inversión de 6,5 GW de almacenamiento para cumplir con los objetivos del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), que supondrá invertir 12.500 millones de euros hasta 2030, para afrontar a la transición energética y cumplir los objetivos de descarbonización.

En 2015, a nivel mundial, la capacidad de almacenamiento de energía a gran escala instalada se estimó entre 140 y 150 GW, donde aproximadamente el 96% consistía en almacenamiento hidráulico bombeado. El aumento masivo de la generación de energías renovables acelera cada vez más la necesidad de soluciones de almacenamiento de energía de forma eficiente y económica.

De acuerdo con la Base de Datos de Almacenamiento de Energía, en 2019, los países con mayor capacidad instalada eran China (32,1 GW), Japón (28,5 GW) y Estados Unidos (24,1 GW). España es el primer país de la Unión Europea con 8,1 GW.

Para conseguir limitar el calentamiento global, la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés), estima que la capacidad de almacenamiento de energía instalada a nivel mundial debe aumentar hasta los 450 GW en 2050.

Las principales tecnologías que permiten transformar y almacenar energía de forma eficiente son las siguientes:

- **Bombeo hidroeléctrico.** Sistema más eficiente a gran escala, es una tecnología rentable que proporciona estabilidad al sistema eléctrico que genera grandes cantidades de energía con tiempos de respuesta rápidos. A pesar de ello, sus grandes costes de inversión y construcción, así como su elevado impacto ambiental hacen difícil que continúe su desarrollo.
- **Almacenamiento térmico.** Consiste en acumular energía en materiales que la retengan y la liberen de forma controlada.
- **Supercondensadores.** Dispositivo que almacena grandes cantidades de energía eléctrica en forma de cargas electrostáticas. Responde a necesidades puntuales debido a que se cargan y descargan en cuestión de segundos.

- Volantes de inercia. Consiste en un disco metálico que gira cuando se le aplica un par motor para frenar el volante con un par resistente para conseguir conservar la energía eléctrica en forma de energía cinética.
- Baterías. Dispositivo que almacena energía en compuestos químicos capaces de generar carga eléctrica. Las más utilizadas son las de ion de litio y las de plomo-ácido.

El desarrollo de este Trabajo Fin de Máster se centrará en plantear la posibilidad de utilizar elementos de almacenamiento de energía térmica para aumentar la flexibilidad en el lado de la demanda, mediante la caracterización de uno de estos sistemas a través de ensayos de laboratorio y el análisis de su viabilidad técnica y económica, así como sus posibilidades de integración en el sistema eléctrico y su participación en los mercados de energía.

1.4 ALCANCE DEL TRABAJO

Este Trabajo Fin de Máster desarrolla la simulación de un modelo térmico-eléctrico equivalente de un acumulador y el estudio de los distintos parámetros que afectan tanto a su eficiencia técnica como económica.

Se desarrollará un caso práctico de almacenamiento de energía térmica en una vivienda residencial. El modelo desarrollado analizará los diferentes parámetros para comprobar cómo afectan al funcionamiento y a su rentabilidad. Los parámetros son los siguientes:

- Ajuste de la fase de descarga del acumulador.
- Tarifa de suministro eléctrico.
- Potencia del acumulador.
- Eficiencia de una carga completa.
- Índices de error para comprobar el grado de ajuste del modelo.
- Posibilidad de vender excedentes generados al mercado eléctrico.
- Posibles pagos por capacidad.

1.5 ESTRUCTURA DE LA MEMORIA

La distribución del contenido de este Trabajo Fin de Máster es la siguiente:

- Capítulo 2: Definición de la gestión de la demanda, sus beneficios e inconvenientes y el fuerte impacto que puede tener en la red eléctrica. Además, se define el concepto de almacenamiento distribuido, su principio de funcionamiento y los tipos de instalaciones.
- Capítulo 3: Operación económica y técnica del sistema eléctrico. Problemas en

la integración de renovables. Descripción del funcionamiento del sistema eléctrico español y los agentes que lo componen. Por otro lado, se analizan los retos en el escenario futuro con la penetración de las energías renovables en el funcionamiento del sistema eléctrico.

- Capítulo 4: El mercado eléctrico en España. Descripción del funcionamiento del mercado eléctrico español, definiendo los agentes que lo componen y la determinación de precios de la electricidad para minoristas y mayoristas.
- Capítulo 5: Materiales y método. Descripción de los dispositivos utilizados en el laboratorio para llevar a cabo la monitorización/control de ensayos.
- Capítulo 6: Caracterización del comportamiento de un sistema de almacenamiento térmico en el laboratorio, desarrollando su modelo térmico-eléctrico equivalente. Además, se realiza un estudio de la integración de cargas en mercados de energía, mediante servicios complementarios, como aprovechamiento en los cambios de precios a corto plazo, manteniendo la frecuencia, disponibilidad de forma continua, etc.
- Capítulo 7: Caso práctico. En este capítulo se desarrolla el caso práctico de estudio, mediante la comparación de las distintas tecnologías estudiadas. Se parte de un caso base del consumo de una vivienda, se realizará una evaluación técnica y económica mediante un análisis de precios de diferentes mercados para hacer una estimación de si es o no viable el estudio.
- Capítulo 8: Conclusiones finales y trabajos futuros, análisis de los resultados obtenidos del estudio y exposición de las distintas posibilidades para la continuar con el estudio iniciado en este trabajo.

CAPÍTULO 2: GESTIÓN DE LA DEMANDA E INCLUSIÓN DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DISTRIBUIDO

2.1 INTRODUCCIÓN

En los últimos años, el papel de los consumidores en el sistema eléctrico está cobrando cada vez un mayor protagonismo. Esto genera nuevas oportunidades que, junto al desarrollo tecnológico de recursos energéticos distribuidos tales como sistemas de almacenamiento o de generación renovable, permiten al consumidor participar en la generación de su propia energía a través del autoconsumo; así como su participación en los mercados eléctricos a través de la gestión de la demanda, los sistemas de almacenamiento y los vehículos eléctricos. Respaldada por la automatización y las nuevas ofertas de servicios, la integración de los recursos energéticos distribuidos aporta flexibilidad al sistema en el lado de la demanda, cambiando ligeramente las reglas del juego de la compra-venta de energía, y proporcionando un mayor poder de decisión a los consumidores.

Sin embargo, la integración de generadores de energía renovable distribuida, cada vez más asequibles para los consumidores, puede suponer un reto a la estabilidad y operación del sistema eléctrico. En estos momentos, uno de los mayores retos es reorganizar y adaptar el sistema energético para mejorar su eficiencia, de acuerdo con las Directivas Europeas, los consumidores y con nuevas funciones orientadas a que sea competitivo, accesible, proporcione seguridad de suministro y sea respetuoso con el medio ambiente, lo que se conoce como descarbonización de la energía.

En este capítulo se va a definir el término de Gestión de la Demanda, sus beneficios e inconvenientes, también se hablará de su situación en España y en otros países del mundo, así como el impacto que puede tener en la red eléctrica. Posteriormente se describe el concepto de Almacenamiento Distribuido, su principio de funcionamiento y los tipos de instalaciones.

2.2 GESTIÓN DE LA DEMANDA

2.2.1 Definición

El término Gestión de la Demanda se emplea para indicar un conjunto de acciones dirigidas a gestionar de forma eficiente el consumo de un lugar, para conseguir reducir los costes del suministro energético, de las tarifas de acceso a la red y del sistema [6].

Estas acciones de optimización son las encargadas de modificar las características

del consumo de energía eléctrica, tomando como referencia el consumo total, el perfil temporal del consumo y otros parámetros del contrato de suministro (potencia contratada y parámetros de conexión a la red) con el fin de obtener un ahorro en la factura eléctrica.

A raíz del aumento del porcentaje de energía generada mediante fuentes renovables y de la descentralización de las fuentes de producción, los gestores de red de muchos países se encuentran con el problema del aumento de su inestabilidad, que puede empeorar los índices de calidad del suministro, así como el funcionamiento de los servicios a los usuarios. Para minimizar estos efectos adversos y poder garantizar el equilibrio entre consumo y generación de energía, los gestores de red cuentan con los llamados servicios complementarios. Estos servicios están formados por instalaciones de generación y consumo que pueden variar rápidamente su potencia (generada o consumida) a cambio de una remuneración.

Para llevar a cabo la Gestión de la Demanda, en primer lugar, se realiza un análisis de los consumos para comprender las particularidades de cada sitio y si los hábitos de consumo puedan ser optimizados.

Para ayudar a la modificación de estos consumos con el objetivo de conseguir una reducción de los costes, es posible considerar la instalación de las siguientes tecnologías:

- Baterías y Supercondensadores.
- Instalaciones de fuentes renovables (solar, eólica, hidráulica).
- Instalaciones de cogeneración.

Además, se tendrá que instalar un Sistema de Gestión Energética, el cual es un sistema informático que permita realizar las siguientes tareas:

- Seguimiento y control de los elementos implicados (sitio de consumo, batería, plantas de producción).
- Optimización del funcionamiento de baterías y plantas de producción para reducir costes relacionados con el retiro de energía de la red y minimizar el envejecimiento de baterías y Supercondensadores.
- Aprovechamiento de los elementos que facilitan los servicios a la red.
- Otros pagos; capacidad, interrumpibilidad.

2.2.2 Beneficios

En este apartado, se propone un análisis más detallado de los beneficios que pueden obtenerse de la utilización de estrategias de gestión de la demanda basándose en la siguiente clasificación: beneficios directos y beneficios indirectos [7].

Beneficios directos

Se consideran participantes en la gestión de la demanda a los consumidores que modifican sus hábitos de consumo eléctrico como respuesta al precio de la electricidad. Aunque su motivación es principalmente económica, también podrían estar motivados

por la mejora de la fiabilidad del sistema. Los beneficios directos para los participantes son, por tanto, los siguientes:

- Los beneficios económicos incluyen el ahorro de costes en tarifas eléctricas debido a un menor uso de la energía cuando los precios son altos, por generar/autoconsumir esta energía cuando los precios tarifarios son más altos o por utilizarla en horas de menor precio.
- Los beneficios por la fiabilidad llevan a una disminución del riesgo de sufrir “cortes” en el suministro eléctrico.

Estos beneficios directos dependen de la capacidad de cada consumidor en modificar sus hábitos de consumo o de reducirlos según la energía que necesite a lo largo del día.

Beneficios indirectos

Cuando hablamos de beneficios indirectos nos referimos a beneficios “colaterales” que están relacionados con el impacto en los costes y en la fiabilidad del sistema para los usuarios, aunque estos no participen directamente en iniciativas de la Gestión de la Demanda:

- *Impactos a corto plazo en el mercado eléctrico*: ahorros en el coste del transporte y distribución de la energía eléctrica debidos a un uso más eficiente del sistema. Estos beneficios son más inmediatos y fácilmente cuantificables.

Esta eficiencia en los recursos del sistema da como resultado ahorros a los consumidores en la factura ya que necesitan menor cantidad de energía para suministrar el mismo servicio consiguiendo una mayor relación entre las tarifas eléctricas y los costes marginales del suministro.

En el caso de España, que cuenta con un mercado eléctrico liberalizado (ver capítulo 4), la extensión en la utilización de estrategias de Gestión de la Demanda conseguiría que los precios del mercado se redujeran gracias a:

- Incremento de la eficiencia del mercado. Mejorar la utilización de recursos, disminuyendo la importancia de agentes en el mercado. Una administración adecuada de la Gestión de la Demanda haría que aumentara la competitividad del mercado y resultaría beneficioso tanto para productores como consumidores.
- Reducción de volatilidad de los precios que supondría una reducción en el precio de la electricidad para el consumidor final.
- Ahorro resultante de la disminución de precios en el mercado mayorista.

- *Impactos a largo plazo en el sistema eléctrico*: dependen de la capacidad de la Gestión de la Demanda de reducir la necesidad de planificar nuevos recursos e infraestructuras del sistema en cada momento, la construcción de infraestructuras de

generación, transporte y/o distribución tienen un coste elevado, aunque estas se podrían evitar para evitar congestiones en la red.

- *Beneficios debidos a fiabilidad.* Como se ha mencionado anteriormente, reducen la probabilidad de cortes eléctricos en el sistema eléctrico como, por ejemplo, cuando un generador falla, la Gestión de la Demanda puede contribuir a recuperar reservas del sistema a los niveles anteriores al fallo más rápidamente para el correcto funcionamiento del sistema.

2.2.3 Inconvenientes

Los principales factores que dificultan la aplicación de la Gestión de la Demanda son los siguientes:

- Flexibilidad de la demanda. Los consumidores tienen que conseguir modificar sus hábitos de consumo.
- Rentabilidad. Las inversiones asociadas a las infraestructuras como contadores electrónicos hacen que aparezca una baja rentabilidad. En España existe una red extensa de contadores electrónicos que alcanza prácticamente al total de los consumidores españoles, por lo que el único impedimento actual es el acceso a la información que registra el contador en tiempo real por parte de los usuarios.
- Precio de la electricidad. Actualmente, la mayoría de consumidores pagan una tarifa eléctrica regulada (PVPC), no acuden al mercado para comprar energía, y no están expuestos a los riesgos del mercado mayorista.
- Restricciones. Dificultan que consumidores pequeños entren en el mercado, se exigen condiciones de potencias mínimas contratadas, tipo de cargas disponibles, etc. Para la entrada de los pequeños consumidores al mercado es necesaria la figura del agregador de energía, que se encargaría de gestionar la energía de grupos de usuarios de forma conjunta, de forma que pudieran participar agrupados como un solo agente en el mercado eléctrico [8].

2.2.4 Implantación de medidas de Gestión de la Demanda

Actualmente, existen una serie de recomendaciones para favorecer la implantación de medidas de Gestión de la Demanda, las cuales se muestran a continuación:

- Incentivos para flexibilizar la demanda. Los consumidores reciben incentivos económicos por participar en el programa de gestión de la Demanda por la “molestia” de alterar sus hábitos de consumo.
- Concienciación de los consumidores. Mediante campañas para informar a los consumidores con ejemplos de experiencias exitosas, con auditorías energéticas y publicidad en medios de comunicación.

- Mejoras en la tecnología. Estandarización y desarrollo para reducir costes, fomentar que las compañías eléctricas compartan información y experiencias, desarrollo de equipos domóticos para gestionar de forma automática el consumo energético de los consumidores.
- Agregación. Agregación de pequeños consumidores para que tengan la posibilidad de participar en mercados y que tengan mayor peso en el sistema eléctrico.
- Apoyo de las instituciones. Aspectos incentivos y regulatorios para hacer posible la rentabilidad de la Gestión de la Demanda.
- Claridad en la información. Un acceso a la información que resulte fácil de entender para la sociedad para que cualquiera pueda tener conocimiento de que se trata la tarifa eléctrica que está pagando.

2.2.5 Situación actual en España

En España la encargada de regular la Gestión de la Demanda es Red Eléctrica España (REE) mediante el servicio de interrumpibilidad, que es una herramienta que dispone el operador del sistema para asegurar en todo momento suministro eléctrico, gestionando la demanda para conseguir una respuesta rápida y eficiente de forma que sea segura y que tenga un menor coste para el sistema [9].

Esto ocurre, porque en ocasiones el sistema eléctrico no dispone de suficiente generación para abastecer la demanda. Como, por ejemplo, en épocas de sequía que afecta a la generación de energía hidráulica. Para ello la interrumpibilidad es la encargada de flexibilizar la demanda de forma que algunas industrias reducen su consumo percibiendo una compensación económica para permitir mantener el equilibrio entre generación y demanda para que el sistema se estabilice y los pequeños consumidores puedan disponer de electricidad en todo momento, como se puede observar en las *figuras 3 y 4*.

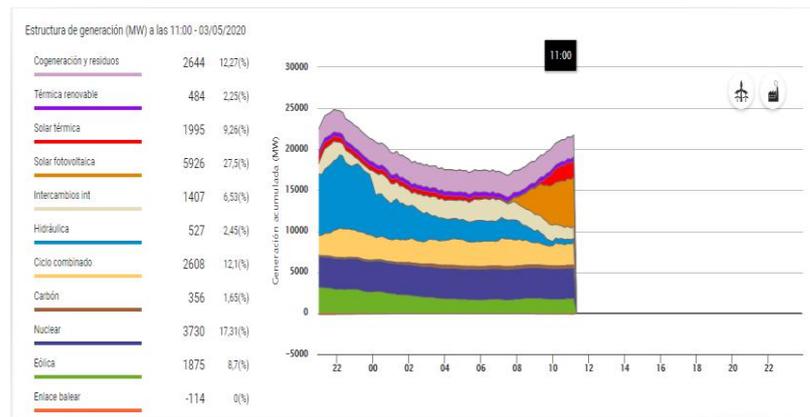


Figura 3. Ejemplo de curva de generación [10]

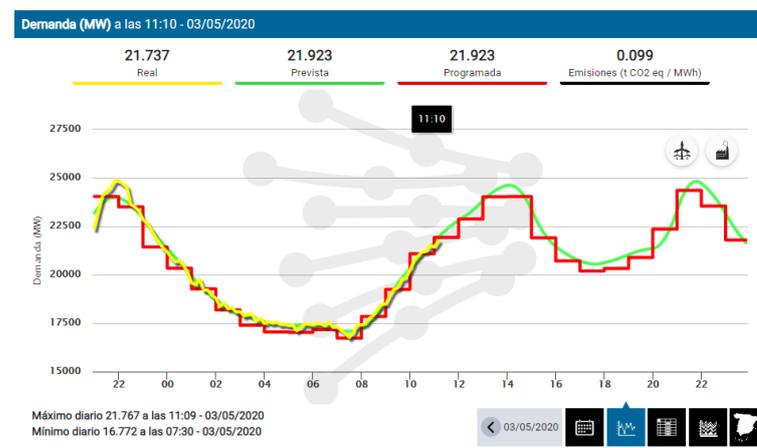


Figura 4. Ejemplo de curva de consumo [11]

La asignación del servicio de interrumpibilidad se realiza mediante subastas por Red Eléctrica y supervisada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Además, el Ministerio para la Transición Ecológica es el encargado de definir el procedimiento y de cómo se lleva a cabo.

El pasado 17 y 18 de diciembre de 2019 en Madrid se realizó la subasta de interrumpibilidad para el primer semestre de 2020 con la participación 118 empresas del sector eléctrico adjudicando 1000 MW en 200 bloques de 5 MW. El precio de salida de las subastas lo fija la Secretaría de Estado de Energía en la Resolución de la Secretaría de Estado de Energía del 2 de diciembre de 2019 y fue de 125.000 €/MW y año según la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, teniendo estas subastas un precio medio de 8.764 €/MW y año. Destinándose de esta forma, 4,28 millones de euros al servicio de interrumpibilidad para la gran industria [12].

2.2.6 Situación en otros países

2.2.6.1 Reino Unido

En los últimos años, el sector eléctrico en el Reino Unido ha sufrido importantes cambios en su industria energética como el cierre de centrales de carbón que dan paso a incentivar las energías renovables, eliminar los subsidios a desarrollar nuevas plantas nucleares y de ciclos combinados, generación de energía descentralizada e impulsar la

interconexión con Europa [13].

Energy UK, asociación de compañías vinculadas a la industria energética en Reino Unido, publicó en 2016 el informe “Pathways for the GB Electricity Sector to 2030” [14] en el que se mostraban una serie de medidas en las que destacan las siguientes:

- La respuesta a la demanda, tendrá un peso muy importante en la gestión del consumo energético, desarrollando tarifas variables según el momento de consumo modificando los patrones de demanda de los usuarios.
- Desde 2010, Reino Unido ha conseguido más de 50.000 millones de libras de inversión en su sistema eléctrico, lo que ha supuesto una mejora en la estabilidad.
- Incrementar los niveles de interconexión con Europa para neutralizar las medidas fiscales energéticas entre Europa y Reino Unido.
- Necesidad de transformar el sistema energético mediante una inversión significativa para el desarrollo de un mix energético sostenible y no para financiar proyectos de grandes centrales.

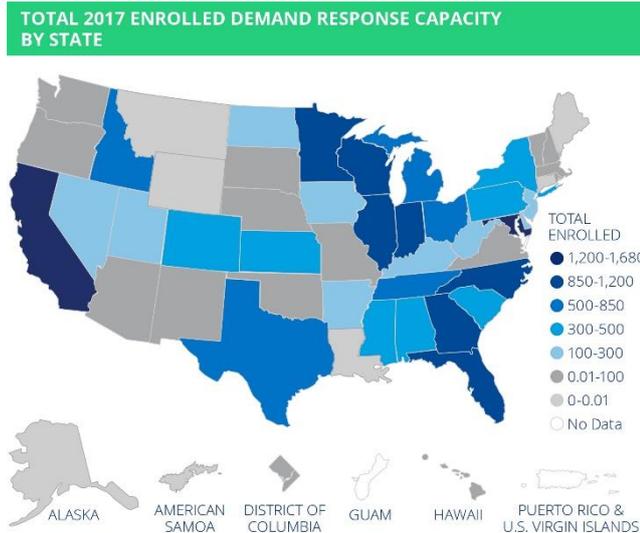
2.2.6.2 Estados Unidos

En 2014, la EIA (Energy Information Administration) elaboró el artículo “Demand response saves electricity during times of high demand” donde describe la penetración de los mecanismos del ajuste de demanda y los ahorros potenciales que se generan en Estados Unidos [15].

Lo que se busca con estas medidas es estabilizar la curva de demanda a través de la reducción del consumo de electricidad en momentos pico (punta) para pasarlos a momentos de valle de la curva. Plantean distintas formas de conseguir estas modificaciones en el consumo, como permitir a los operadores del sistema reducir la demanda desactivando dispositivos de calefacción o enfriamiento. Otra medida es que el cliente mantenga el control de su suministro y sea él el que decida participar en la Gestión de la Demanda.

En el año 2014, en Estados Unidos había unos 9,3 millones de clientes que participaban en mecanismos de ajuste de la demanda, siendo de estos, el 93% clientes residenciales. Su participación se traducían en un ahorro medio de 100 kWh al año que suponía cerca de 40 dólares en incentivos por cliente. Por otro lado, el sector industrial constituía solo el 7% restante. A pesar de este porcentaje tan bajo, este conjunto, al ser mucho mayor su consumo, forma la mayor parte del ahorro energético (75% de ahorro en picos de la demanda), recibiendo más de 9.000 dólares al año.

Además de los incentivos que reciben los consumidores debido a la Gestión de la Demanda, aportan beneficios al sistema eléctrico ya que un nivel de demanda menor mejora la eficiencia de las fuentes de generación de energía y reduce su precio de cara a entrar al mercado mayorista, permitiendo abaratar el coste de la energía generada. Otro beneficio interesante es que al haber una demanda menor se disminuye la sobrecarga de los sistemas y esto permite que se reduzcan los fallos en la red.



Source: Smart Electric Power Alliance, 2018. (Note: This map represents total capacity collected in SEPA's Annual Utility Survey for calendar year 2017. Results are based on responses from 155 utilities. See Methodology in the appendix for more details and a list of participants.)

Figura 5. Gestión de la demanda en EEUU (2017) [16]

2.2.6.3 Japón

En 2010, el 29% de la electricidad suministrada era mediante energía nuclear, el 62% por combustibles fósiles y el 9% restante por energías renovables. En 2011, se produjo el gran terremoto de Japón Oriental y un tsunami que dañaron gravemente la Central Nuclear de Fukushima. A raíz de estos fenómenos, en 2013, la generación nuclear sufrió una enorme caída debido a la suspensión del funcionamiento de centrales, pasando a representar solo el 1% del total, mientras que las fuentes combustibles fósiles habían aumentado hasta el 88% y las energías renovables pasaron a un 11% [17].

Desde este momento, Japón se ha enfrentado a una reestructuración de su sistema de energía para conseguir sostenibilidad a largo plazo. En los últimos años, la generación distribuida junto con la Gestión de la Demanda ha tenido un peso importante para conseguir asegurar el suministro de energía sin aumentar más la huella ambiental. Por ello el gobierno busca duplicar la participación de energía renovable hasta llegar a un 24% en 2030, que suponga un ahorro de energía del 17% en comparación con el modelo anterior antes de invertir en energías renovables [18].

Uno de los objetivos prioritarios es mejorar la eficiencia en la gestión de la energía residencial. La mayoría de consumidores actualmente pagan tarifas eléctricas fijas utilizando para ello contadores convencionales, pero el gobierno pretende sustituirlos por contadores inteligentes para el año 2024 para que los consumidores puedan disponer de información que les permita realizar su consumo de electricidad de una forma más eficiente.

2.2.6.4 Alemania

En Alemania la Gestión de la Demanda resulta un recurso valioso para la transición hacia la descarbonización del sistema eléctrico. Parte de la capacidad de esta gestión de la energía ya se comercializa hoy en día. Sin embargo, existe una gran cantidad potencial de energía sin explotar en la industria y concretamente en el sector terciario que supone una capacidad de la Gestión de la Demandada en torno al 10% del pico de la carga

alemana (alrededor de 7 GW) [19].

Para poder desplegar este potencial se está estudiando la utilización de pequeñas cargas como aire acondicionado y la ventilación que deben ser agregadas para poder ser comercializadas por las compañías eléctricas. Además, es necesario implantar reglas que igualen la competitividad en los mercados energéticos de los participantes en programas de la Gestión de la Demanda. Por último, se prevén necesarias grandes inversiones en almacenamiento adicional para explotar todo el potencial de la Gestión de la Demanda, ya que su incentivación puede ayudar a mejorar la eficiencia energética.

2.2.6.5 Australia

En la última década la demanda de electricidad en Australia ha aumentado rápidamente, impulsada por la incorporación de nuevos negocios y hogares y por el aumento del uso de aires acondicionados que supone una carga significativa en las compañías eléctricas y en las instalaciones de generación. Esto requiere una gran inversión para hacer frente a los posibles picos de carga que pueda haber en el sistema eléctrico. El gobierno estima que la compra de un equipo de aire acondicionado supone una inversión torno a 1500 dólares y genera unos 7000 dólares de aumento extra a la red eléctrica [20].

Por ello, es necesario que se lleven a cabo estudios para poder estimar los impactos que puede ocasionar y reducir la inversión en infraestructura relacionada con el crecimiento.

Los servicios públicos australianos han estudiado los retos que supone el crecimiento de la demanda máxima para las redes eléctricas, dedicando cada vez más recursos para abordar estos problemas y a realizar investigaciones para mejorar dichas instalaciones. Las medidas más importantes que plantean son las siguientes:

- Informar a los clientes con los precios actualizados para que puedan decir si quieren modificar su consumo de energía.
- Control de la carga de los principales contribuyentes de la demanda máxima (aire acondicionado, calentadores de agua, etc).
- Generación distribuida a pequeña escala (solar, eólica, almacenamiento de energía, etc).
- Mejora de los estándares de eficiencia energética (rendimiento térmico en edificios, eficiencia en electrodomésticos, etc).

En 2019, se puso en marcha un parque de baterías Tesla en el sur de Australia para garantizar de forma estable suministro eléctrico a la población que sufría cortes de forma constante. Dicha batería es la más grande del mundo y cuenta con una potencia de 100 MW y una capacidad de 129 MWh. Según Tesla, sólo en 2018 consiguió unos ingresos de 14,2 millones de euros. Esta instalación ha resultado una alternativa interesante para el sur de Australia ya que es una región muy dependiente de las energías renovables y debido a las intermitencias de las mismas provocaban cortes en el suministro. Además, estas baterías combinadas con energía fotovoltaica están usándose de una forma cada vez más notable en aplicaciones residenciales [21].

2.2.7 Conclusiones

En estos momentos, se está viviendo un momento de transición dentro del sistema eléctrico. Los sistemas centralizados tradicionales dejan paso paulatinamente a sistemas distribuidos y redes que son cada vez más activas para que se gestionen de manera inteligente.

Por otro lado, el reto de estas tecnologías es evolucionar hacia un escenario más sostenible en el que la gestión de la energía tenga un peso más importante en un futuro próximo. Por tanto, la Gestión de la Demanda hace que este reto se pueda resolver de una manera eficaz y eficiente con los recursos energéticos disponibles.

También hay que tener en cuenta que existen inconvenientes que obstaculizan una mayor difusión de estas iniciativas, pero que están en vías de desarrollo para poder afrontar problemas como la congestión del sistema eléctrico.

En concreto, En España estas medidas actualmente están limitadas en comparación con otros países de la Unión Europea. Sin embargo, por ejemplo, en el año 2018 se derogó el Real Decreto 900/2015 que dificultaba y desincentivaba el desarrollo de la energía solar fotovoltaica y del autoconsumo eléctrico, así como la utilización de sistemas de almacenamiento distribuidos (también penalizados por el famoso ‘impuesto al sol’), paliando el retraso que sufría España en esta materia, ya que no resultaba lógico que un país “rico” en sol estuviera en desventaja frente a otros países del norte de Europa con peores condiciones climatológicas.

Para concluir, la Gestión de la Demanda es un elemento indispensable para que el sistema eléctrico consiga una mayor sostenibilidad y flexibilidad para cumplir con los actuales retos para solventarlos de forma eficiente y respetuosa con el medio ambiente.

2.3 ALMACENAMIENTO DISTRIBUIDO

2.3.1 Definición

El almacenamiento de energía consiste en la conservación de la energía para obtener un desfase temporal entre la generación y el consumo, es decir, conseguir que la generación de electricidad no tenga que producirse al mismo tiempo que la demanda eléctrica. Gracias al almacenamiento de energía es posible almacenar la energía para utilizarla cuando se produzca algún pico de demanda. El almacenamiento distribuido consiste en almacenar energía, normalmente en pequeñas cantidades, cerca de los puntos de consumo.

2.3.2 Tecnologías

En los últimos años, se han desarrollado tecnologías capaces de almacenar energía durante largos periodos de tiempo.

2.3.2.1 Centrales hidroeléctricas de bombeo

Una central hidroeléctrica de bombeo cuenta como mínimo con dos embalses a

diferentes alturas. El agua contenida en embalse inferior se bombea durante las horas de menor demanda eléctrica, esto es, las de menor coste de generación eléctrica, al embalse superior, para posteriormente turbinarla para conseguir generar electricidad en las horas de mayor consumo eléctrico (y mayor precio).

Hoy en día, las centrales de bombeo son los sistemas de almacenamiento a gran escala de electricidad más utilizados (orden de GW). Además, la energía hidroeléctrica presenta las siguientes ventajas:

- Alta eficiencia de almacenamiento de energía.
- Bajo mantenimiento.
- Almacenamiento de larga duración.
- Energía no emite gases contaminantes a la atmósfera.

Sin embargo, presenta los siguientes inconvenientes:

- Limitaciones geográficas.
- Hidraulicidad dispar en ríos, es complicado hacer previsiones a largo plazo.
- Elevado coste de las instalaciones y redes de transporte.
- Impacto medioambiental debido a la construcción de presas y embalses.

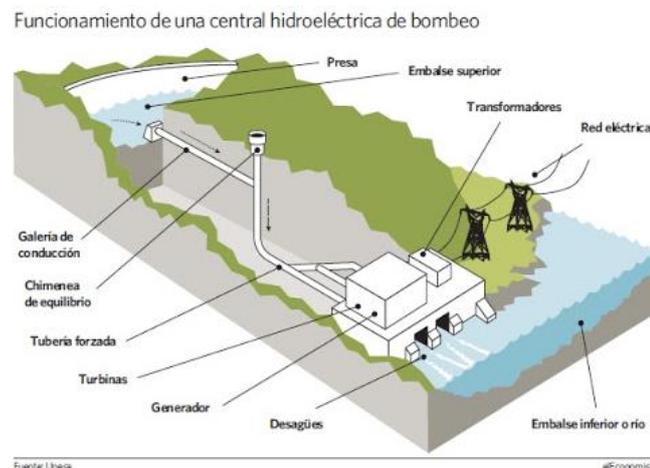


Figura 6. Central hidroeléctrica de bombeo [22]

2.3.2.2 Baterías

Una batería es un sistema de almacenamiento de energía empleando procedimientos electroquímicos y que tiene la capacidad de devolver una gran parte de esta energía para poder utilizarla cuando se requiera.

El principio de funcionamiento de una batería se basa en un proceso reversible llamado reducción-oxidación, donde uno de los componentes se oxida y “pierde” electrones, mientras que el otro componente “gana” electrones. Por tanto, los componentes cambian su estado de oxidación. Por otro lado, estos componentes pueden retornar a su estado original en las circunstancias adecuadas. Estas circunstancias son el cierre del circuito externo durante el proceso de descarga y la aplicación de una corriente externa durante el proceso de carga.

Las baterías más utilizadas son los siguientes:

Baterías de plomo-ácido

Estas baterías están compuestas por un depósito de ácido sulfúrico y dentro de él se alojan placas de plomo. En este tipo de baterías, los dos electrodos son de plomo y el electrolito es una solución de ácido sulfúrico y agua destilada.

La reacción química que se produce es la oxidación-reducción. Cuando se carga la batería, el sulfato de plomo (PbSO_4) se reduce a plomo metal en las placas negativas y dióxido de plomo (PbO_2) en las placas positivas.

La reacción química de la batería es la siguiente:

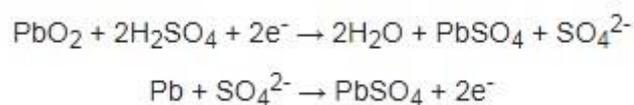


Figura 7. Reacción química en una batería de plomo-ácido [23]

Las baterías de plomo ácido son las más maduras comercialmente hablando a nivel mundial ya que presentan un menor coste de inversión, lo que se traduce en un mayor desarrollo tecnológico ofreciendo un servicio fiable. A pesar de estas ventajas presenta altos niveles de mantenimiento, una baja densidad de energía, les afecta mucho la temperatura y su contenido en plomo daña el medio ambiente.

Las aplicaciones más destacadas de esta batería son utilizadas como reserva para motores de coches eléctricos, submarinos diésel e iluminación en caso de emergencia en grandes infraestructuras como hospitales.



Figura 8. Batería de plomo-ácido [24]

Baterías de ion de litio

Las baterías de ion de litio están compuestas por un cátodo formado por óxido metálico de litio (Li_xCoO_2 , LiNiO_2 , LiMnO_4) y por un ánodo de carbono (Li_xC_6), mientras que el electrolito está formado LiPF_6 , LiAsF_6 .

Durante el proceso de carga, los átomos de litio en el cátodo se transforman en iones que son conducidos hasta el ánodo de carbono a través del electrolito, donde se combinan con los electrones externos hasta quedar depositados como átomos de litio en el interior de las capas del ánodo carbono.

En cambio, durante la descarga, el proceso que ocurre de forma inversa:

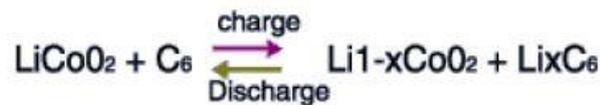


Figura 9. Carga y descarga de una batería de ion de litio [25]

Las características principales de esta batería son la alta densidad de energía, alto rendimiento y un largo ciclo de vida (hasta 4500 ciclos). Por el contrario, necesitan un empaquetamiento especial y un circuito interno de protección ante sobrecargas que hace que se eleve la inversión, aunque los costes de mantenimiento son baratos.

Debido a las características, estas baterías son las más empleadas en artículos de electrónica como teléfonos móviles, ordenadores portátiles, etc. Al igual que las baterías de plomo-ácido, estas baterías también se usan para coches eléctricos.



Figura 10. Batería de ion litio [26]

2.3.2.3 Supercondensadores

Los supercondensadores son condensadores electroquímicos de doble capa que almacenan energía electrostática cuando existe un potencial entre dos electrolitos sumergidos.

El mecanismo de almacenamiento de energía se basa en la formación de la doble capa eléctrica, por lo que no existe reacción química en los electrodos. Esto permite que puedan ser cargados y descargados gran cantidad de veces. La capacidad y densidad de energía de los supercondensadores es muy elevada, siendo bastante menor que las de las baterías. Sin embargo, son capaces de inyectar mucha más potencia que las baterías.

Las principales ventajas son las siguientes:

- Alta potencia disponible.
- Alta densidad de potencia.
- Carga y descarga muy rápida.
- No hay reacciones químicas.
- Vida útil de más de 500.000 ciclos.
- No son sensibles al frío.
- No necesitan mantenimiento.
- No son contaminantes.

Los inconvenientes que presentan son los siguientes:

- Mayor autodescarga en comparación con las baterías.
- Baja densidad de energía.
- No funcionan correctamente a altas temperaturas.



Figura 11. Supercondensador

2.3.2.4 Volantes de inercia

Un volante de inercia es un elemento que almacena energía cinética, utilizando la inercia restante de un sistema.

Un volante de inercia almacena energía mediante el principio de la masa giratoria, se utiliza para el almacenamiento de energía eléctrica convirtiéndola en energía giratoria cinética y posteriormente convertir la energía cinética de nuevo en energía eléctrica.

Su funcionamiento se basa en que la energía de entrada al sistema de almacenamiento de energía se extrae de una fuente eléctrica, el volante de inercia se acelera, almacenando de esta forma la energía. El volante es accionado por un motor-generador eléctrico que realiza el intercambio de energía eléctrica a energía cinética y viceversa. El volante y el motor-generador tienen un eje de rotación común, por lo que el control de la máquina eléctrica permite controlar al volante de inercia.

Las ventajas de un volante de inercia son las siguientes:

- Alta densidad de energía.
- Bajo mantenimiento.
- Largo ciclo de vida (10 millones de ciclos).
- Su coste no crece linealmente con el nivel de potencia.
- Sus componentes son medioambientalmente inertes.
- Carga y descarga rápida.
- No les afecta la variación de temperatura.

Por otro lado, las inconvenientes que presentan son las siguientes:

- Rápida descarga de potencia.
- Limitación de la potencia de pico por la energía almacenada en cada instante.

- Sistema de control complejo y gran cantidad de equipos auxiliares como convertidores AC/AC, bomba de vacío, rodamientos magnéticos, etc.
- Con los equipos auxiliares aumenta el peso en su conjunto y hace que la densidad de energía no sea tan alta.



Figura 12. Volante de inercia [27]

2.3.3 Almacenamiento de energía térmica

En los últimos años, se han ido produciendo grandes avances respecto al almacenamiento y aprovechamiento de energía térmica. En este apartado, se describen dichos sistemas, su funcionamiento y sus ventajas e inconvenientes.

2.3.3.1 Termos de agua caliente

Los termos de agua caliente pueden utilizarse para almacenar energía eléctrica en forma de calor, aumentando la temperatura del agua del interior del termo cuando sea necesario, por ejemplo, por un exceso de generación renovable durante cierto periodo. Al ser capaces de mantener la temperatura del agua durante largos periodos de tiempo, con pérdidas muy pequeñas, permiten la existencia de un desfase entre su consumo eléctrico y el consumo de agua caliente.

Termos eléctricos

Un termo eléctrico (Electric Resistance Water Heater, ERWH) es un equipo que tiene como principal función la generación de agua caliente sanitaria (ACS).

Para ello, toman de la red de suministro agua fría y mediante una resistencia que se encuentra alojada dentro del depósito calientan el agua y la almacenan para utilizarla cuando se necesite. Una vez que el agua alcanza la temperatura establecida la resistencia se apaga y gracias a la capacidad aislante del termo mantiene la temperatura del agua.

Los termos de agua caliente presentan las siguientes ventajas:

- No hay necesidad de realizar una instalación de gas y de la utilización de combustibles fósiles.
- La disposición del agua caliente es inmediata una vez que se abre el grifo.

- La temperatura del agua se mantiene prácticamente constante, es fácil de regular a través del termo.
- Mantenimiento muy económico, no necesitando revisiones periódicas como las calderas.
- Hay continuos estudios para mejorar la eficiencia energética y reducir su consumo.

Estos equipos también presentan una serie de inconvenientes:

- La disposición de agua caliente es limitada.
- Deterioro de los electrodos por cal del agua
- La electricidad a día de hoy, es más cara que el gas.
- Modificar hábitos de consumo, evitando el consumo en la medida de lo posible en horas punta para hacerlo en puntos intermedios o en horas valle de la curva de consumo, para reducir el importe de la factura eléctrica, ya que en estas horas es más caro producir la energía.

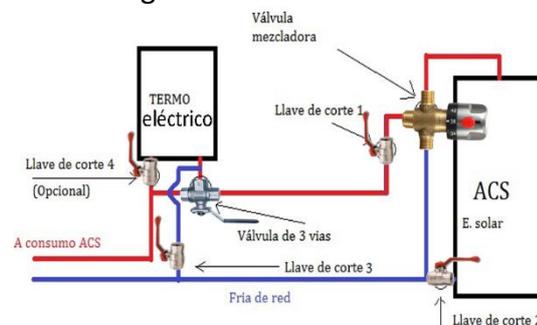


Figura 13. Instalación de un termo eléctrico [28]

Termo eléctrico con bomba de calor

Los termos eléctricos con bomba de calor (Heat Pump Water Heaters, HPWH) utilizan la electricidad para mover el calor de un lugar a otro en vez de generarlo directamente.

Estos equipos extraen el calor del aire y lo descargan a una temperatura más alta en un tanque para calentar agua, siendo más eficientes energéticamente que los termos con resistencia eléctrica explicados anteriormente.

Normalmente estos termos disponen, además de una bomba de calor, de una resistencia de apoyo por si la bomba no tuviera potencia suficiente para satisfacer las demandas de ACS.

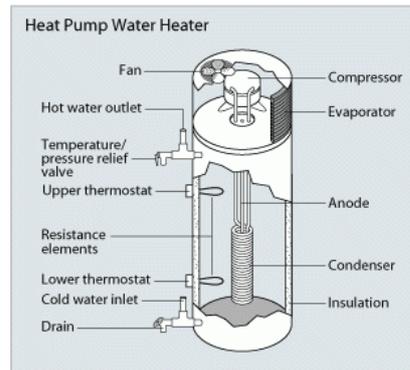


Figura 14. Termo eléctrico con bomba de calor [29]

2.3.3.2 Almacenamiento de calor mediante climatización

Un sistema de almacenamiento de calor mediante climatización es aquel que es capaz de controlar el aire interior para alcanzar un bienestar en función de los parámetros de temperatura, humedad y calidad del aire interior.

Según el alcance de la instalación, se distingue entre sistemas unitarios o centralizados.

- Los unitarios son aquellos que calientan/refrigeran una única estancia ya que no dispone de conductos para transportar a otros lugares.
- Los sistemas centralizados, permiten realizar la misma función que los sistemas unitarios pero conectados a otros lugares que se desea calentar/refrigerar a través de conductos, por ejemplo, otra habitación u otras viviendas. Esta disposición es más eficiente y presenta un mayor rendimiento, aunque tiene un mayor coste en la instalación y en el mantenimiento.

Por último, en función del fluido que utilice el sistema de climatización, distinguimos los siguientes tipos:

- Sistema de climatización por agua (agua-agua o todo agua) son aquellos que utilizan agua para transportar la energía térmica, obteniendo dicho fluido del exterior convirtiéndolo en energía calefactora o refrigeradora.
- Sistema por aire (aire-aire o todo aire), realizan la misma función que el sistema anterior, pero usando el aire como fluido caloportador a través de rejillas a la zona que se quiera calentar/refrigerar.
- Sistemas con fluidos refrigerantes como el gas R410A que es el más utilizado en aire acondicionado de uso comercial y doméstico, utilizan estos fluidos para transportar y transformar la energía térmica y climatizar la zona deseada.

El almacenamiento de energía térmica en estos sistemas se realiza mediante el aumento de la temperatura del fluido caloportador, siendo más sencillo y eficiente en el caso de que este fluido sea líquido. En el caso de sistemas centralizados, la existencia de

un depósito de agua o líquido refrigerante, proporcionaría una capacidad de almacenamiento mayor que en el caso de los sistemas sin depósito. En el caso de sistemas por aire, pueden utilizarse elementos cerámicos para el almacenamiento de la energía térmica, tal y como se explicará posteriormente.

Sistemas de climatización comerciales

A continuación, se presentan los sistemas de climatización comerciales más utilizados en la actualidad:

Radiadores

Son sistemas que intercambian calor. Los radiadores transfieren una parte de su calor por medio de radiación térmica y otra por convección.

Los *radiadores eléctricos "secos"*, tienen una resistencia que calienta el aire que pasa a través de ellos por convección.



Figura 15. Radiador eléctrico [30]

Los radiadores eléctricos de agua o aceite, calientan el fluido mediante una resistencia eléctrica y emiten calor al medio.



Figura 16. Radiador de agua [31]

Por último, los *radiadores híbridos*, los cuales pueden funcionar a temperaturas muy bajas, siendo capaces de proporcionar tanto calefacción como refrigeración. Su

funcionamiento se basa en la conexión entre la caldera y la bomba de calor en función de la temperatura exterior.



Figura 17. Radiador híbrido [32]

Acumuladores de calor

Transforman energía eléctrica en energía térmica que almacenan en ladrillos cerámicos que se calientan mediante una resistencia eléctrica. Los elementos cerámicos, al tener una gran inercia térmica aguantan temperaturas muy elevadas (hasta 1000°C), permitiendo el almacenamiento de energía térmica en su interior para liberarlo de forma progresiva.

Son sistemas que transforman energía eléctrica en energía térmica a un precio bajo. Su finalidad es el consumo de energía térmica en los horarios de tarifa reducida o “valle” de discriminación horaria (TDH). Durante este tiempo, la energía se transforma en calor y se almacena en el interior del aparato.

La particularidad de los acumuladores de calor es que adquieren la energía a un precio asequible, ya que lo hacen por la noche. Durante el día cuando las tarifas son más elevadas detienen su consumo y calientan las estancias mediante la emisión del calor almacenado de forma gradual. Para rentabilizar el uso de un acumulador de calor, el consumidor debe de tener contratada una tarifa de discriminación horaria, de lo contrario, no resultará rentable su uso.

Normalmente, la programación de los acumuladores de calor está centralizada o ésta se realiza con un reloj programador en el cuadro de la vivienda o centralizado en el edificio.



14 h
525 W

Figura 18. Acumulador de calor [33]

Suelo radiante

Los sistemas de climatización por suelo radiante basan su funcionamiento en una red de tubería plástica por la que circula agua caliente o fría, bajo el pavimento y de una capa de mortero, provocando que el calor o el frío irradian desde el suelo.

Estos sistemas de climatización poseen un elevado rendimiento y un bajo consumo ya que operan con agua a baja temperatura (30-45°C) frente a sistemas tradicionales que lo hacen con mayores temperaturas de impulsión (80-85°C). Además, combinándolos con sistemas de generación de calor como la aerotermia consiguen grandes ahorros. Por otro lado, los principales inconvenientes de estos sistemas son, su alto precio que suele ser de 50€/m² y que son sistemas con una alta inercia térmica, ya que solo es conveniente para espacios en los que su utilización se haga de forma continuada. Además, no se adaptan bien a cambios bruscos de temperatura exterior debido al tiempo de calentamiento/enfriamiento de la instalación.



Figura 19. Suelo radiante [34]

Aerotermia

La aerotermia es una tecnología novedosa, que lleva en el mercado alrededor de 10 años, permite la obtención de energía ambiental contenida en la temperatura del aire para satisfacer las necesidades de calefacción, refrigeración y ACS. Su funcionamiento

consiste en el intercambio de calor mediante una bomba de calor, mediante un ciclo termodinámico que utiliza un gas refrigerante comprimido a baja temperatura para extraer el calor del aire exterior. Las principales ventajas de este sistema son la alta eficiencia, sostenibilidad y no requiere prácticamente mantenimiento. En cambio, las desventajas que presenta es el elevado coste inicial y que requiere de una unidad en el exterior de la vivienda.

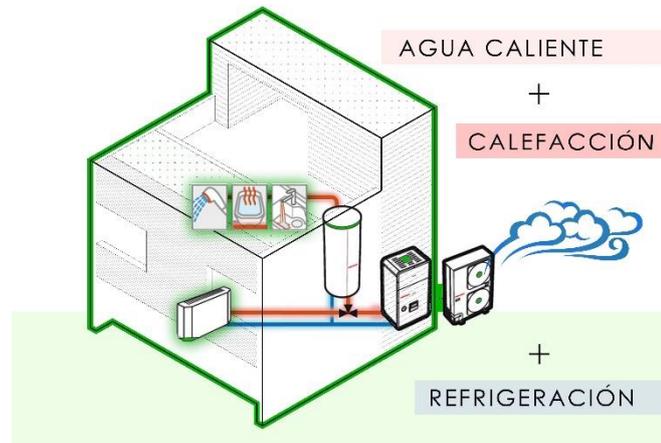


Figura 20. Aerotermia [35]

2.3.3.3 Almacenamiento indirecto de energía térmica

Otra opción de almacenamiento de la energía térmica, en este caso, almacenamiento indirecto, es a través de las paredes, suelo y techo, para almacenar energía térmica durante el día a través de la radiación solar de forma que pueda ser utilizada durante la noche cuando la carga térmica es menor.

También se usa el almacenamiento indirecto de energía térmica en el caso de realizar precalentamientos de estancias. Por ejemplo, el encendido de los sistemas de calefacción de madrugada, cuando el precio de la energía es menor, para que al despertar la vivienda se encuentre a una temperatura óptima y, haciendo uso de la inercia térmica de las paredes, no sea necesario el encendido de la climatización, o su uso sea mucho menor (solo pequeños ciclos de mantenimiento de la temperatura).

En 2019, un equipo de investigación de la Universidad Politécnica de Madrid (UPM) desarrolló unos paneles radiantes para fachadas prefabricados de hormigón con elevada capacidad de almacenamiento térmico mediante materiales de cambio de fase (Phase Change Materials, PCM) que permiten aprovechar el calor latente intercambiado durante los cambios de estado, permitiendo almacenar mayor cantidad de calor con respecto a otros sistemas [36].

Según este estudio con la utilización de estos paneles conseguirá reducir hasta un 40% el consumo energético, pudiendo almacenar 5 veces la energía de un panel de yeso convencional.

En Europa, el 80% de la energía empleada en viviendas se destina a la generación de calor, mientras que el 20% restante en uso de electrodomésticos, iluminación, etc. En cambio, Por otro lado, en España, con una climatología más favorable que otros países

del norte Europa, la generación de calor supone un 60%.

Lo que viene a demostrar este estudio, es que para conseguir edificios energéticamente neutros (energía proveniente del edificio mediante fuentes de energía renovables sean igual a la energía demandada por el propio edificio) es fundamental utilizar soluciones capaces de proporcionar confort térmico con poca energía externa, permitiendo el máximo aprovechamiento de los recursos energéticos locales, en el caso de España, aprovechar los recursos solares para conseguir condiciones térmicas agradables o poder disponer de agua caliente cuando sea necesario [37].

2.3.3.4 Almacenamiento de frío

Esta tecnología emplea sistemas que utilizan hielo para generar y almacenar frío cuando el precio de la energía es menor (normalmente por la noche), utilizándose para aplicaciones como aire acondicionado o para fines de procesamiento cuando el precio de la energía es más alto (normalmente durante el día).

Normalmente, los sistemas de refrigeración están sobredimensionados entre un 15% y un 35% para poder cubrir los picos de consumo, lo que repercute en el incremento de la factura eléctrica, ya que las necesidades energéticas varían a lo largo del día y son diferentes según la aplicación a la que se destinan (industria, hospitales, centros comerciales, etc).

Existen sistemas como ICEBAT [38], fabricado por la empresa Clysema, que consiste en un equipo que genera energía y la almacena en forma de frío, reduciendo en un 50% el tamaño de la instalación de climatización. Estos sistemas de almacenamiento están dirigidos principalmente para almacenes frigoríficos, refrigeración industrial y transporte frigorífico, aunque también es posible adaptarlos a los sistemas de climatización de edificios (hoteles, edificios residenciales, teatros, etc).

Este tipo de sistemas pueden absorber el exceso de producción de una instalación fotovoltaica de autoconsumo (u otro tipo de instalación renovable) para generar frío, que se utilizará en horas posteriores cuando sea necesario, aprovechando de esta manera la energía producida en exceso para evitar su disipación o su devolución a la red eléctrica.

Para su funcionamiento utilizan el calor latente de la solidificación del agua en hielo, para almacenar energía en forma de agua solidificada, ya que el agua es el mejor material de cambio de fase debido a su alto calor latente, su nulo impacto ambiental, su alta disponibilidad y su bajo coste.

Este sistema permite almacenar desde 150 kWh hasta 18 MWh de potencia frigorífica y tras 8 horas de carga permite su descarga total o parcial entre 45 minutos y 10 horas.

Las principales ventajas de este equipo son las siguientes:

- Ahorro económico en producción de frío sin la necesidad de llevar a cabo grandes modificaciones en las instalaciones existentes.

- Reducción en los costes de explotación.
- Mejora de la eficiencia energética.



Figura 21. ICEBAT [39]

2.3.4 Estrategias para la gestión de la demanda y el almacenamiento de energía térmica

En Estados Unidos, uno de los países más avanzados en cuanto a la aplicación de estrategias de Gestión de la Demanda y sistemas de almacenamiento, los programas de control de carga de calentamiento de agua han permitido durante décadas desarrollar una oportunidad para mejorar la confiabilidad y reducir las emisiones de NO_x, CO₂ a la atmósfera. Dado que otras fuentes renovables como la eólica o solar son intermitentes, están llevando a explorar nuevas formas de integrar de forma fiable y rentable el uso de la energía térmica en el sistema energético, proporcionando una “carga flexible” en forma de respuesta a la demanda o almacenamiento de energía como posibles soluciones.

La importancia del calentamiento de agua es tal, que es la tercera fuente con mayor uso de electricidad residencial en Estados Unidos, representando el 9% del consumo total de electricidad de los hogares, solo por detrás del aire acondicionado (13%) e iluminación (11%). Más del 40% de los hogares utilizan el calentamiento de agua, siendo del 15-30% de la factura anual de electricidad [40].

En [41] se plantea un estudio para analizar una serie de estrategias de control de carga eléctrica de calentamiento de agua que las empresas suministradoras y agregadores de respuesta a la demanda podrían implementar para reducir los costes totales del sistema. Para ello, teniendo en cuenta las diferentes condiciones del mercado mayorista, distinguen 3 escenarios, PJM y MISO (2014) y un escenario futuro de MISO (2028). A continuación, se explica brevemente en qué consisten estos escenarios:

- PJM. Permite la participación del almacenamiento en el mercado de regulación de frecuencia a través de la señal de respuesta de la frecuencia, garantizando el almacenamiento mediante reducciones y aumentos de carga rápida según necesidades. En PJM la regulación de frecuencia concede incentivos por capacidad de regulación y otros que el estudio denomina como *mileage*. Los incentivos de capacidad están diseñados para compensar económicamente la

reserva de capacidad de los recursos disponibles para proporcionar la regulación, mientras que los pagos *mileage* compensan al recurso por el servicio de regulación que se le solicita

- MISO, en cambio estima la regulación de frecuencia usando un histórico de precios y suponiendo recursos para regular la frecuencia.

En el estudio, se evaluaron los impactos económicos y ambientales de cinco estrategias de calentamiento de agua para dos tamaños distintos de tanque (50 y 80 galones).

Cada estrategia se compara con una referencia (ERWH no controlado de 50 galones). Un galón de agua equivale a 3,78 litros. Se escogen 50 galones porque es el tamaño más común en Estados Unidos.

En la siguiente figura se observa el perfil de carga por hora en un ERWH de 50 galones a lo largo de un día.

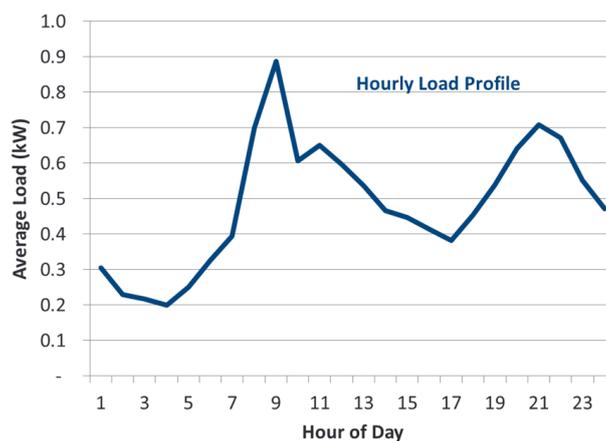


Figura 22. Carga por hora en ERWH de 50 galones [41]

Estrategias

En primer lugar, se estudian tres estrategias referentes a un ERWH para analizar el impacto económico que tendría aumentar la capacidad del tanque.

- Estrategia 1. *Peak Shave: reducción de picos de demanda*. Esta estrategia permite calcular la capacidad mediante la reducción de carga de calentamiento de agua durante la demanda máxima hasta en 4 horas, equivalente a 10-15 días/año, sin riesgo de no disponer de agua caliente. La carga promedio se muestra en la figura 23:

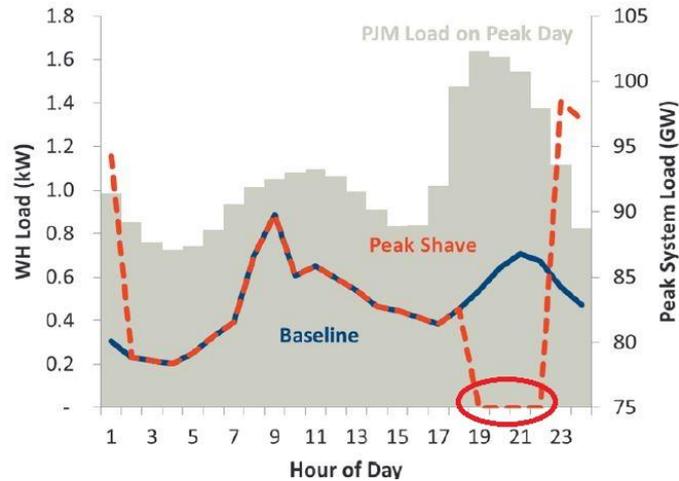


Figura 23. Reducción de carga. Estrategia 1 [41]

- Estrategia 2. *Almacenamiento térmico*. En este caso, el agua se calienta por la noche, reduciéndose así, el consumo en horas punta, las cuales suponen un mayor coste económico. Cuanta mayor capacidad dispongamos, más cantidad de agua caliente se podrá almacenar, reduciendo el consumo durante un mayor número de horas. Esta estrategia se utiliza para calcular tanto el precio de la energía como el de la capacidad, pudiéndose conseguir importantes reducciones en el consumo hasta 16 horas/día, como se puede observar en la siguiente figura:

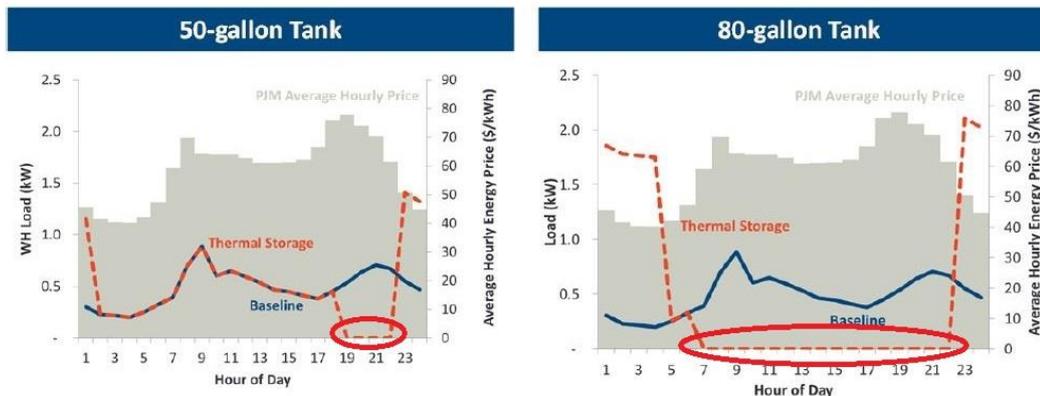


Figura 24. Reducción consumo de energía en Estrategia 2 [41]

- Estrategia 3. *Respuesta rápida*. Mediante esta estrategia se realiza una regulación de la frecuencia para calentar diariamente agua durante las horas de pico, aumentando o disminuyendo la carga según las necesidades de cada momento. Esta estrategia apenas se comercializa, ya que requiere de un equipo de control que sea capaz de disponer de los recursos necesarios en cuestión de segundos, que los hacen más caros que los de estrategias anteriores.

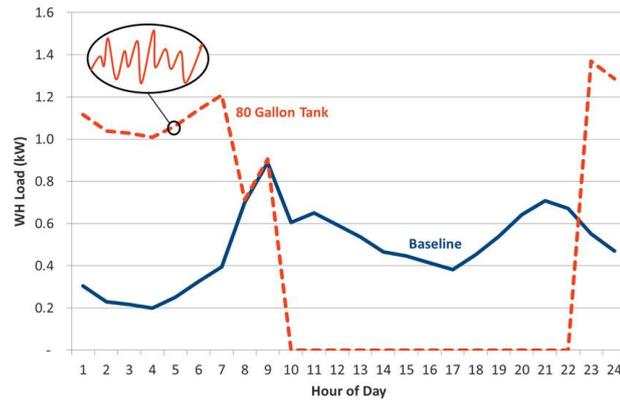


Figura 25. Estrategia 3. Respuesta rápida [41]

Además, se analizaron 2 estrategias para HPWH. La primera mediante HPWH no controlado y la segunda mediante un control de carga del HPWH.

- Estrategia 4: *HPWH no controlado*. Estos equipos mueven el calor del aire al agua del tanque consiguiendo importantes beneficios en eficiencia energética. Los HPWH son más adecuados para entornos cálidos que fríos. Un HPWH no controlado a pesar de no regularse es más eficiente que un ERWH, aproximadamente una reducción del 50% de energía.

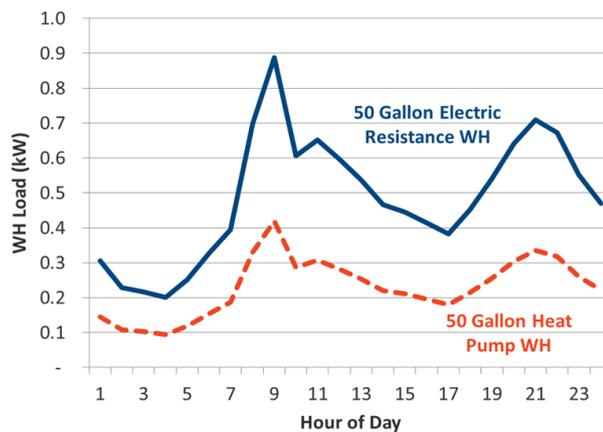


Figura 26. Perfil de carga de HPWH no controlado [41]

- Estrategia 5. HPWH controlado. Esta tecnología es emergente y es probable que en el futuro se pueda utilizar. La carga del HPWH se reduce mediante la estrategia Peak Shave (Estrategia 1). La incertidumbre sobre la capacidad del HPWH en la respuesta a la demanda se debe a la baja uniformidad de la carga necesaria para calentar agua con esta tecnología, ya que no está claro que se pueda interrumpir la duración y frecuencia necesarias para mantener una temperatura adecuada del agua. Por otro lado, la capacidad de control de carga afecta moderadamente a los beneficios, ya que el HPWH no controlado obtiene ya de por sí unos beneficios de capacidad considerables.

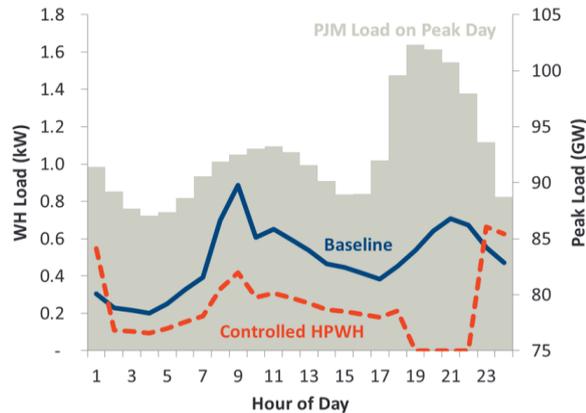


Figura 27. Perfil de carga de HPWH controlado [41]

Costes y beneficios

A continuación, se resumen los costes y beneficios de las estrategias planteadas. Los beneficios del análisis se resumen en los siguientes puntos:

- Capacidad de generación. Reducciones de la demanda de energía debida a la carga térmica (ACS, climatización) durante las horas de pico que eviten la necesidad de generar más energía de la necesaria para satisfacer el crecimiento de la demanda máxima del sistema.
- Reducciones de carga para evitar que se invierta en transmisión y distribución.
- Energía. La reducción de carga durante horas de pico conduce a reducir los costes de energía. Esto se puede conseguir con sistemas más eficientes o modificando la carga en las horas de mayor coste a horas de menor coste.
- Regulación de la frecuencia. El aumento o disminución rápido en la demanda de las cargas térmica puede proporcionar un equilibrio de la oferta y la demanda de energía.

Además, se evalúa el impacto de las reducciones de emisiones de CO₂ a la atmósfera. Estos impactos ambientales dependen de la estrategia utilizada y de la composición de la mezcla de suministro de generación del sistema de energía.

En general, los HPWH brindan un beneficio ambiental más constante, reduciendo las emisiones aproximadamente un 50% en relación con ERWH no controlado, como con ERWH controlado.

El impacto de dichas emisiones se realizó para dos mercados con una mezcla de suministro de generación diferente: una con carbón y gas y la segunda con gases renovables.

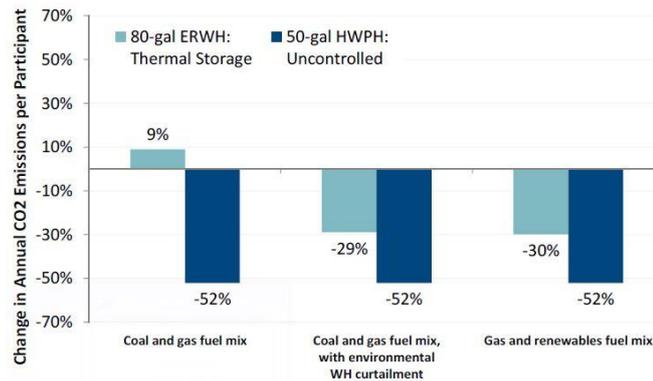


Figura 28. Reducción CO2 [41]

En cuanto a los beneficios netos de estas estrategias, han conseguido alcanzar en torno a 200\$/participante y año. Estos beneficios supondrían el coste total del calentador de agua y el equipo de control asociado (incluida instalación) en 5 años, pudiéndose recuperar la inversión alrededor de los 3 años.

Extrapolación a otros sistemas de almacenamiento

Las estrategias de este estudio pueden aplicarse a otros sistemas de almacenamiento de energía térmica como los que se han presentado en el apartado 2.3.3.

En concreto, el caso de estudio de este TFM, con acumuladores de calor, con el que se podrían aplicar las siguientes estrategias a nivel usuario:

Suponiendo que en una vivienda la tarifa de acceso sea la 2.0 (baja tensión, potencia menor a 10 kW) en la que durante cualquier día de la semana desde las 00:00 de la madrugada hasta las 8:00 de la mañana la electricidad es más económica que en el resto de horas del día (periodo de menor actividad), hace que sea preferible utilizar un acumulador de calor.

- Estrategia 1 (Peak Shave). En esta estrategia, el acumulador de calor reducirá la carga de calentamiento de agua durante las horas de máxima demanda del sistema. La desventaja que puede tener esta medida es que los picos de la curva de demanda de energía no tienen por qué ser siempre los mismos todos los días y la regulación del equipo para conseguir ahorro puede resultar menos efectiva que la Estrategia 2 que lo hace de una forma constante.
- Estrategia 2 (Almacenamiento térmico). Mediante esta estrategia, el acumulador de calor funciona desde las 00:00 hasta las 8:00, reduciendo/deteniendo su consumo en las horas de demanda máxima en las que aprovechará el calor acumulado en las horas en las que ha estado funcionando para conseguir ahorro.
- La estrategia 3 al entrar en juego el mercado mayorista en el aumento/disminución de la carga para el calentamiento de agua, se sale de los límites del nivel usuario, por lo que no se analiza como una medida aplicable al acumulador de calor.

- Las estrategias 4 y 5, a su vez utilizan la estrategia 1, con la diferencia de hacerlo con un equipo no controlado/controlado, respectivamente, por lo que no aporta nada analizarla de nuevo, ya que el acumulador de calor, al fin y al cabo, se puede considerar un equipo controlado, que puede detener el consumo según las necesidades del usuario.

CAPÍTULO 3: OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA ELÉCTRICO. PROBLEMAS EN LA INTEGRACIÓN DE RENOVABLES

3.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se realiza una descripción del funcionamiento del sistema eléctrico español y los agentes que lo componen.

Por otro lado, se analizan los retos en el escenario futuro con la penetración de las energías renovables en el funcionamiento del sistema eléctrico. Para ello, se insiste en la necesidad de desarrollar la gestión de la demanda y el almacenamiento distribuido explicados en el capítulo anterior, para que sea posible que las energías renovables se integren y asienten en el sistema de forma que sean fiables y seguras.

3.2 EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL Y SU FUNCIONAMIENTO

Un sistema eléctrico se define como un conjunto de agentes que operan de forma coordinada en un determinado lugar para satisfacer la demanda de energía eléctrica de los consumidores de forma que se cumplan unos requisitos mínimos tanto de fiabilidad como de seguridad en el servicio.

El principal objetivo de un sistema eléctrico es que sea capaz de proporcionar un suministro eficaz de la energía eléctrica desde su generación en las centrales eléctricas hasta que llega finalmente al consumidor.

Antes de que se produjera la liberalización del sector eléctrico en 1998, el mercado eléctrico español estaba formado por un oligopolio de cinco empresas que dividía al país en áreas geográficas, siendo el gobierno el encargado de regular el precio de la electricidad.

En enero de 1998 entró en vigor la Ley 54/1997, 27 de noviembre [42], que ponía en marcha la liberalización del sector eléctrico en España, eliminando el oligopolio establecido anteriormente y generando competencia entre las empresas.

Esta normativa impidió que una compañía operara en un segmento liberalizado (generación, comercialización) y en otro regulado (distribución, transporte) a la vez, transfiriendo de esta manera, la gestión del transporte al operador del sistema.

3.2.1 Agentes del sistema eléctrico

Los principales agentes del sistema eléctrico necesarios para que exista un equilibrio entre generación y demanda de energía eléctrica son los siguientes:

- **Generación.** Es el agente encargado de la generación de electricidad a partir de un determinado recurso energético. Estos recursos dependiendo de su origen se clasifican en renovables como el agua, la luz solar y el viento y en no renovables como el carbón y el gas natural. Históricamente, la generación de energía eléctrica se obtenía a través de centrales de energía no renovables, fuel, carbón y gas. Más adelante, los hacen las centrales nucleares, que no producen emisiones contaminantes a la atmósfera, pero los residuos que generan son radiactivos y su efecto puede permanecer durante miles de años. Por otro lado, en cuanto a las energías renovables, la energía hidráulica es la más utilizada, aunque en los últimos años han ganado bastante peso la energía eólica y la solar.
- **Transporte.** Es una actividad regulada por Red Eléctrica de España (REE) y que ejerce además la función del operador del sistema que realiza la transmisión de la energía eléctrica desde las centrales de generación hasta los consumidores finales a través de redes de alta tensión (AT). Esta gestión de la red de transporte se realiza a través del Centro de Control Eléctrico de Red Eléctrica (CECOEL), cuya función es comprobar los flujos de energía eléctrica que se producen en España. Para conseguir esto, España cuenta con una red mallada, la cual se encuentra en continuo aumento y mejora para poder mejorar el suministro eléctrico.
- **Distribución.** Es una actividad regulada encargada de la transmisión de la energía eléctrica a través de la red de media y baja tensión (MT y BT). Actualmente la distribución la realizan unas empresas a las que pertenecían las infraestructuras antes de la liberalización del sector y que hoy en día lo siguen haciendo.
- **Consumo.** Es el gasto de energía eléctrica por parte de los consumidores de dicha energía.
- **Comercialización.** Es la venta de energía eléctrica a los consumidores. Actualmente la comercialización está liberalizada, permitiendo la competencia entre gran cantidad de empresas, de forma que compran la energía eléctrica a los productores de la misma en un mercado mayorista para finalmente venderla a los consumidores.

3.2.2 Operador del sistema eléctrico

Como se ha mencionado en el apartado anterior, REE es el operador del sistema eléctrico español y es el encargado de garantizar tanto la seguridad como la fiabilidad del suministro eléctrico [43].

Para poder garantizar la seguridad y la fiabilidad del suministro eléctrico el operador del sistema eléctrico realiza las siguientes funciones:

- Coordinar y prever la demanda de la energía y opera las instalaciones de generación y transporte para poder satisfacer correctamente la demanda por parte de los consumidores. Actualmente, no es posible almacenar la energía en grandes cantidades, por lo que tiene que existir un equilibrio entre generación y demanda, manteniendo la frecuencia del sistema constante en su valor nominal de 50 Hz. En el caso de que no existiera un equilibrio se envían órdenes para ajustar la producción, aumentando o disminuyendo la generación de energía para poder amortiguar las pérdidas de generación o cambios en el consumo previsto.
- Mercados de ajuste. Mediante los mercados de ajuste se gestionan los programas de producción establecidos en el mercado diario, mediante contratación bilateral y en mercado intradiario, garantizando la fiabilidad y la seguridad del sistema.
- Red de transporte. Gestión de las redes de transporte de alta tensión, basada en la conexión de las centrales de generación con los puntos de distribución. Para su correcto funcionamiento Red Eléctrica de España realiza periódicamente un mantenimiento para lograr la circulación de electricidad mediante interconexiones entre la península y sistemas exteriores.
- Servicio de interrumpibilidad. La interrumpibilidad es un servicio que garantiza una respuesta rápida y flexibilidad de la gestión de la demanda en situaciones de desequilibrio entre generación y demanda. Red Eléctrica de España es la encargada de gestionar el sistema de subastas para asignar el servicio de interrumpibilidad. Para conseguir este equilibrio la gran industria reduce su consumo energético para evitar que los demás consumidores del sistema sufran cortes en el suministro, obteniendo una compensación económica.

3.3 ESCENARIO FUTURO Y PROBLEMAS (HORIZONTE 2030-2050)

Actualmente, el sistema eléctrico español tiene que enfrentarse a cada vez más incertidumbres de diversos orígenes. Estas incertidumbres están relacionadas con la evolución de los costes tecnológicos, precios de combustible y generación/demanda de energía. En concreto, la demanda está condicionada por los avances en eficiencia energética en sectores de climatización, usos industriales, transporte, etc.

Por otro lado, la necesidad de conseguir la descarbonización de la energía al menor coste posible hace que las decisiones políticas en materia energética tengan una gran importancia tanto a nivel nacional como a nivel europeo, afectando directamente estas decisiones a las inversiones de los agentes del sistema eléctrico explicados en el apartado anterior [44].

Lo que se pretende es evaluar los costes y el funcionamiento del sistema eléctrico en el horizonte 2030-2050, analizando el impacto económico sobre dicho sistema, como, por ejemplo, la decisión de la renovación de las licencias de operación de las centrales nucleares, que siguen en funcionamiento y que se encuentran en la fase final de su explotación.

En los últimos años, REE ha desarrollado una serie de iniciativas que pretenden aportar al sistema eléctrico una mayor consistencia técnico-económica para no tener sobrecostes por contratos de interrumpibilidad, sobrecostes insulares de producción o necesidad de centrales de apoyo para cubrir la imprevisibilidad de determinadas tecnologías [45]. Para ello, se pretende mejorar las infraestructuras eléctricas entre islas y con los países vecinos para poder disponer de mayor dinamismo en las posibilidades del suministro eléctrico. Al incrementar la capacidad de transmisión con países del entorno se posibilita el intercambio eléctrico en ambas direcciones, de tal forma que esto pueda servir tanto para cubrir cortes imprevistos de energía eléctrica o incrementos de demanda en horas punta, como para posibilitar un nuevo mercado para suministrar energía excedentaria, originada bien por la imprevisibilidad de algunas tecnologías o bien por el exceso de capacidad de generación en España.

Por otra parte, se espera que España consiga finalizar el sobrecoste de la moratoria nuclear en 2020 [46] y reducir los costes asociados al carbón nacional, con la reducción de las minas de extracción y la reconversión de las correspondientes centrales térmicas a centrales de gas. También se valora el progresivo cierre de algunas centrales térmicas dada su escasa rentabilidad [47].

Todos estos costes, sumados a la compleja situación económica y al déficit tarifario que acumulaba 31.732 millones de euros en mayo de 2014 [48] animaron al Gobierno español a la supresión de los incentivos para la construcción de nuevas instalaciones con derecho a retribución (Ley 24, 2013) [49] con carácter temporal, que evitara la generación de más déficit tarifario y mientras, plantear un nuevo sistema de retribución más sostenible para afrontar objetivos futuros.

Las soluciones al modelo energético pasan fundamentalmente por reducir la dependencia de los combustibles fósiles que producen emisiones de gases de efecto invernadero. Por tanto, si las tendencias actuales de producción y consumo de energía persisten, se irá agravando cada vez más el cambio climático, con consecuencias ambientales como el incremento de temperatura a finales de siglo de 1,5 a 4,8°C [50], aumento del nivel del mar entre 26 y 82 cm. Para evitar esto, organismos internacionales como la Agencia Internacional de la Energía (AIE), plantea llegar al objetivo conseguir llegar al escenario 450 ppm.

Para alcanzar este objetivo, el sector eléctrico juega un papel muy importante, en 2010 [51], fue el responsable del 55% de las emisiones de CO₂ asociadas a la energía, además de ser el encargado de satisfacer las necesidades energéticas globales. Según AIE, sería necesario invertir 6,6 billones de dólares en capacidad de generación con bajas emisiones hasta 2030, de los cuales el 72% iría destinado a energías renovables, 19% en energía nuclear y el 9% restante en captura y almacenamiento en carbono (CAC).

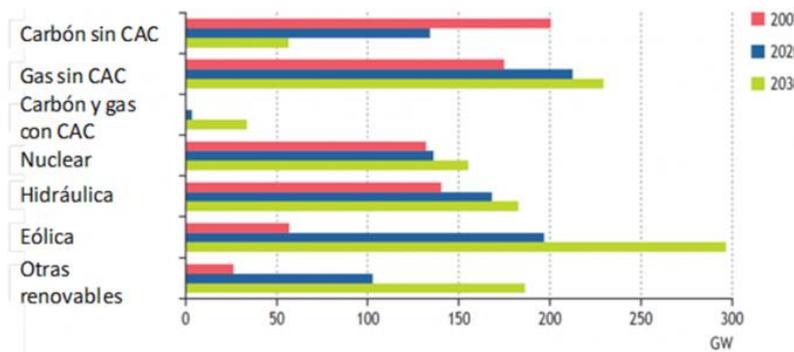


Figura 29. Evolución de la capacidad instalada en la UE en escenario 450 ppm [52]

Por tanto, para satisfacer la demanda en cada momento, de manera eficiente y respetuosa con el medio ambiente mediante la generación de energía con fuentes renovables, la planificación del sistema eléctrico del futuro debe conseguir su descarbonización en la mayor medida en el horizonte 2030, llegando a la descarbonización total en 2050 con un coste asumible y asegurando la estabilidad del sistema.

En concreto, España, es un país que dispone de recursos eólicos y solares en gran abundancia en comparación con otros países de la Unión Europea con peores condiciones climatológicas, y que serán fundamentales en la generación de energía en el futuro.

Fuentes renovables, como la eólica y la fotovoltaica generan energía solo cuando disponen del recurso (viento y luz solar, respectivamente) y tienen un comportamiento que varía según el momento del año y durante el día.

Por otro lado, la hidráulica, debido a la flexibilidad que presenta seguirá siendo fundamental en el futuro.

Además, los ciclos combinados de gas natural a pesar del reducido número de horas que operan, seguirán siendo esenciales en 2030 si se acoplan piezas de generación renovable, proporcionando rentabilidad a los propietarios.

La siguiente figura, muestra la reducción del 80% en emisiones de gases de efecto invernadero desde el año 1990 hasta 2050 para lograr la descarbonización de la UE.

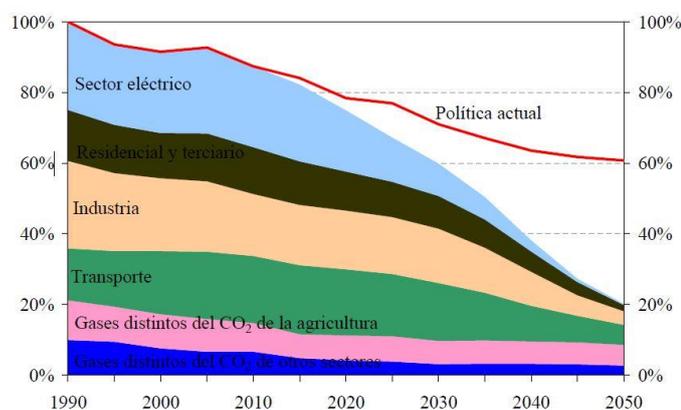


Figura 30. Reducción de emisiones 1990-2050 [53]

El papel que desempeña la electricidad en conseguir la descarbonización de la energía, exige un uso significativo de las energías renovables. Dado que muchas tienen una generación variable, se necesitan grandes inversiones en infraestructuras para poder garantizar la continuidad del suministro en todo momento. Los beneficios que se obtendría con esta política no siempre revierten en el operador del sistema, sino en la sociedad vista como conjunto (productores y consumidores), con lo que se conseguiría mayor seguridad y fiabilidad y reducir las emisiones de CO₂. Por tanto, para conseguir dichos objetivos, tanto a escala local, como nacional y a nivel global de la UE, pasa por incentivar la Gestión de la demanda.

En [54] se explica las consecuencias de no disponer Gestión de la Demanda, en concreto, como ocurrió con la crisis que sufrió el mercado eléctrico de California en el año 2001.

Dicho mercado, arrancó sin problemas aparentes el 31 de marzo de 1998 con el Operador Independiente del Sistema de California (California ISO), con precios razonables hasta mayo del 2000, cuando aparecieron los primeros síntomas de la crisis que continuarían hasta mayo del 2001. Durante este periodo, California se enfrentó a una crisis eléctrica sin precedentes, que amenazaba con poner en duda la fiabilidad de su sistema eléctrico, debilitando su economía, afectando a los mercados de energía de la zona occidental de Estados Unidos.

Las principales causas de los altos precios del mercado que propiciaron esta crisis fueron las siguientes:

- Condiciones de sequía que redujeron la energía hidroeléctrica (en el noroeste).
- Crecimiento de la economía que provocó un aumento de la demanda de energía.
- Precios más altos y volátiles del gas natural.
- Falta de capacidad de generación e inadecuada respuesta a la demanda de energía en California y en especial, en la zona occidental de Estados Unidos.
- No intervención de la Comisión Federal Reguladora de Energía (FERC) en la regulación de mercados mayoristas.

Estos factores, condujeron a los abusos de poder del mercado en California. Estos problemas se agravaron aún más por la insolvencia financiera de las empresas de servicios públicos (IOU), teniendo que recurrir California ISO a medidas extraordinarias para evitar los cortes de luz con la limitación de recursos disponibles.

Esta crisis, tiene su origen debido a los errores en cálculos en el momento en que el sector eléctrico se reestructuró en California, se destacan los dos siguientes errores:

- California exigió a las empresas que produjeran la electricidad a base de compras sobre una base inestable volátil, desinvirtiendo una parte de su generación de forma que, no podían obtener contratos a largo plazo para garantizar precios estables y razonables durante el periodo posterior a la desregulación del mercado. La falta de respuesta de la demanda se debía a la limitación de la

capacidad para obtener respuesta a los precios en tiempo real.

- Para obtener un margen de beneficios para conseguir inversión, California congeló las tarifas minoristas y mayoristas. Esta congelación de tarifas estuvo un 10% por debajo de los niveles de 1996, donde estas eran altas en ese momento en comparación con lo competitivo que era el mercado ese momento.

Más adelante, en mayo del 2000, los precios del mercado mayorista se dispararon debido al aumento de la demanda, mientras que los precios minoristas seguían fijos, llevando a los consumidores a reducir los incentivos que percibían para recurrir a otros minoristas competitivos.

En consecuencia, California tuvo que lidiar con una crisis financiera y otra debido al suministro de electricidad. Las IOU carecían de credibilidad, los proveedores mostraban su temor a que no les pagaran por sus suministros y se mostraron reacios a vender en el mercado de California, por lo que el gobierno de California tuvo que recurrir a medidas desesperadas para evitar cortes en el suministro.

En diciembre de 2001, la FERC ordenó una mitigación del mercado en colaboración con California ISO para garantizar la estabilidad del sistema con precios justos y razonables en los mercados de electricidad de California, expirando el 30 de septiembre de 2002.

3.3.1 Integración

Actualmente, como en el horizonte 2030-2050, el sistema eléctrico español sufrirá importantes cambios, estos cambios se deben debido a la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, así como la descarbonización a la hora de generar energía, el cierre de centrales nucleares, el autoconsumo por medio de baterías [55] y el desarrollo del vehículo eléctrico.

Esta nueva tendencia de generar y consumir energía, permite que cada vez sea más distribuida y variable, dejando a un lado los flujos de potencia unidireccionales que van desde las centrales de distribución hacia los consumidores, apareciendo en su lugar flujos bidireccionales en el nivel de distribución. Estos flujos bidireccionales, generan, por un lado, competitividad en la generación y consumo mediante fuentes de energías renovables.

El reto del sistema eléctrico en un futuro próximo, pasa por mantener un equilibrio entre generación y consumo de energía, ya que las fuentes de generación renovable de energía pueden provocar incertidumbre del sistema, ya que dependen de las condiciones meteorológicas (lluvia, viento, luz solar), por lo que resulta complicado adaptar la generación de estas energías a la demanda. Por tanto, uno de los retos en el futuro será conseguir un cierto equilibrio en la relación oferta-demanda de energía.

3.3.2 Precios negativos en los mercados

Los precios negativos ocurren cuando hay más oferta que demanda, como, por ejemplo, durante un mediodía muy soleado. Los precios negativos son una señal del

mercado para que las concesionarias cierren centrales eléctricas. Esto lleva a que los dueños de plantas tradicionales de carbón y gas interrumpan su producción durante este periodo, aunque dichas plantas no están diseñadas para encenderse y apagarse rápidamente.

Las tecnologías renovables en Europa se pueden permitir el lujo de tener precios negativos porque reciben subvenciones en función de la cantidad de megavatios que produzcan, debido al antiguo sistema de primas que había instaurado en Europa hasta que produjo la reforma energética en 2013, en el que se cambiaron los incentivos a la producción por otro a la inversión a pagar durante la vida regulatoria de la planta. Por tanto, a las plantas renovables les interesa producir energía incluso si esta es a precios negativos mientras que el incentivo que reciben les compense con dicho precio negativo.

A finales de abril del 2020, debido a la crisis del COVID-19 [56], hasta en cinco países de la UE se registraron precios negativos en los mercados spot diarios de la electricidad. Destaca el caso de Bélgica (-90€/MWh en una hora) y Alemania (-80€/MWh). Por otro lado, España y Portugal, que ambas comparten mercado eléctrico (MÍBEL) registraron un precio positivo de 7,57€/MWh. En ambos países el operador del mercado (OMIE) no permite a las generadoras ofertar por debajo de cero en el mercado diario, restringiendo el máximo ofertado en 180 MWh (si se admiten en los mercados de ajuste), ya que puntualmente ha habido precios puntuales por encima de 1000€/MWh, mientras que, en Europa, no hay límite superior, por ejemplo, Alemania ha llegado a precios de hasta 3.000 €/MWh.

Debido a que OMIE prohíbe ofertar a precios negativos, Europa ha reclamado en varias ocasiones, que si lo que se pretende es tener un mercado único de energía hay que eliminar tanto los límites inferiores como superiores, ya que las eléctricas europeas pagan por producir energía y el comercializador cobra por comprarla.

El hundimiento de la demanda por el confinamiento de la población, con el consiguiente exceso de oferta de energías renovables, unidos a la decisión de las eléctricas de mantener la producción de centrales térmicas, especialmente la nuclear, para evitar pararlas, ya que el arranque de estas resulta más caro que tener precios negativos, justifica la casación a esos precios.

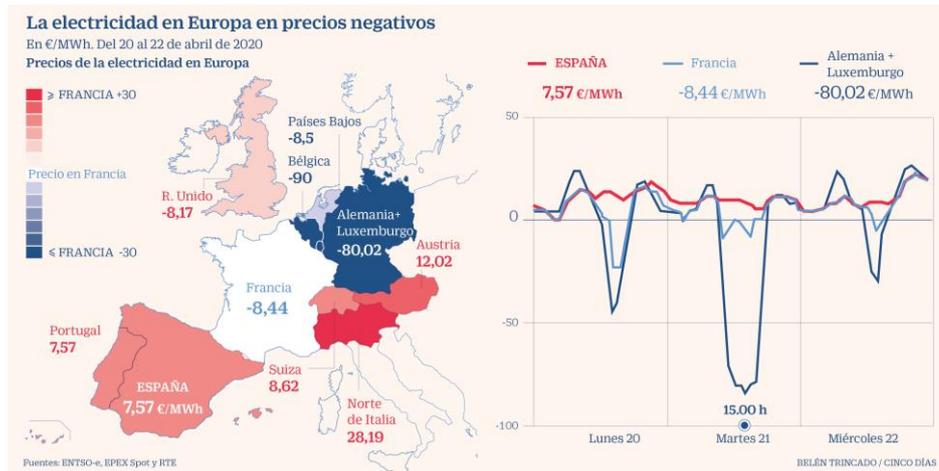


Figura 31. Electricidad en Europa (20-22 abril 2020) [56]

3.3.3 Cambios bruscos de generación/demanda

La búsqueda de sistemas de generación cada vez más sostenibles que permitan reducir los gases contaminantes, tienen que asegurar que la energía que se genera en cada instante sea la misma que se consume. Las energías renovables cuentan con la desventaja de la intermitencia comentada en el capítulo anterior.

El equilibrio entre generación y consumo (demanda) de energía es el encargado de mantener constante la frecuencia a valores nominales de 50 Hz, por ejemplo, en países europeos y a 60 Hz en países como Estados Unidos. Las desviaciones con respecto a estos valores nominales deben ser muy pequeñas durante espacios temporales del orden de milisegundos. También, es necesario mantener los niveles de tensión en cada punto del sistema eléctrico. Esto se realiza mediante el control de la potencia reactiva. La potencia reactiva es la potencia asociada a los campos magnéticos y responsable de parte de las pérdidas del sistema. Por ejemplo, si la tensión baja en un punto de la red, se inyecta potencia reactiva para restablecerla al valor antes de la bajada.

Sin embargo, la integración de una gran cantidad de energías renovables en el mix energético puede provocar lo que se conoce en EEUU y especialmente en California como “duck curves”, es decir, cambios bruscos en la generación de energía que producen rampas muy pronunciadas de la curva de generación de energía no renovable (o demanda neta) que pueden llegar a desestabilizar al sistema eléctrico. Algunas estrategias de minimización de estas rampas incluyen el almacenamiento energético y la gestión de la demanda. Ejemplos cotidianos para suavizar dicha curva podrían ser poner la lavadora o cargar el móvil durante las horas de luz solar, para absorber parte de la contribución de la energía solar. De esta forma, se reduce el aumento brusco de las necesidades de fuentes de energía tradicionales al final del día, permitiendo hacer un uso más eficiente del exceso de energía solar del que se produce actualmente.

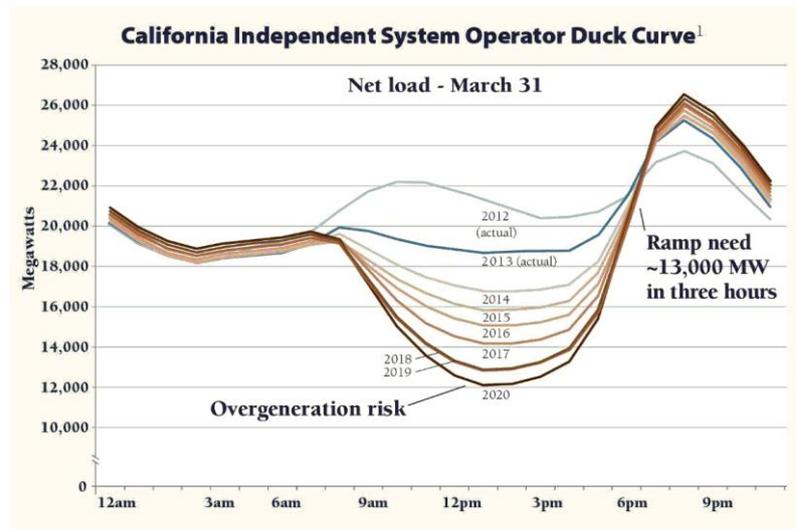


Figura 32. Duck curve o curva de pato de California ISO [57]

Como se ha visto en apartados anteriores, el almacenamiento energético no supone un reto en cuanto a la gran cantidad de soluciones necesarias, sino al precio de los propios sistemas de almacenamiento, debido a que las baterías tienen un coste muy elevado que hacen que en muchos casos no sea rentable su instalación. Cada vez van apareciendo más sistemas de almacenamiento energético a gran escala.

Por ejemplo, Hornsdale Power Reserve, instaló unas baterías Tesla al sur de Australia que contribuye a la regulación del sistema eléctrico. Las necesidades de suministrar potencia para el control de frecuencia cada vez más aumentando con más rapidez y los sistemas de almacenamiento pueden llegar a jugar un papel muy importante de cara a no perder capacidad de regulación al aumentar el porcentaje de energía renovable. En España, tenemos el caso de la isla de El Hierro, mediante la Central Hidroeléctrica de Gorona del Viento, en la que parques eólicos almacenan la energía en una central hidroeléctrica reversible [58].

Por otro lado, las medidas adoptadas a raíz de la crisis de la COVID-19 [59] están teniendo un gran impacto en la generación de energía en Europa. Entre el 10 de marzo y el 10 de abril de 2020, la generación de energía mediante carbón cayó un 29% en comparación con el mismo periodo del año anterior, mientras que las energías renovables han sido las encargadas de generar el 46% de la electricidad. En España, esta generación mediante energías renovables alcanzó el 49% y un 41% menos con carbón.

Este cambio radical en la generación de energía, ha supuesto, por un lado, a la disminución de la demanda de electricidad en toda Europa, debido al confinamiento de la población para detener la propagación del virus, otro elemento clave es la generación con fuentes renovables que se han visto favorecidas con precios bajos de la electricidad y la reducción de la generación con combustibles fósiles, especialmente el carbón.

3. 4 POSIBLES SOLUCIONES A LOS DESAFÍOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO

En febrero de 2020, se celebró la Jornada “Transformación Energética y Recursos Distribuidos. Hacia un sistema flexible, eficiente y sostenible”, la cual fue organizada por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) [60]. En dicha jornada se abordaron y debatieron diferentes iniciativas para llevar a cabo una transformación energética en un futuro próximo.

Actualmente, los recursos distribuidos juegan un papel importante dentro del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030 [61], cuyos objetivos son la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, penetración de las energías renovables para 2030, con el fin de conseguir que en 2050 se produzca la neutralidad en carbono, consiguiendo así, un sistema eléctrico 100% renovable.

Por ello, los recursos distribuidos en este futuro escenario, pasan a ser un recurso imprescindible para la descarbonización de la energía, mediante el autoconsumo, la generación distribuida, la gestión de la demanda, los vehículos eléctricos, el almacenamiento de energía y los mercados locales de energía harán que los ciudadanos adquieran un papel protagonista.

La transición energética propuesta, supone evolucionar desde el modelo de producción de energía centralizada a otro modelo en el que imperen mercados descentralizados, donde el consumidor tenga un papel más importante.

Para llevar a cabo estas medidas, el Gobierno español ha planificado para 2030 llegar al objetivo de que las energías renovables representen un 74% del mix energético y un 42% en el consumo final, lo que llevará a aumentar la diversificación/descarbonización energética, llegando a ser un 39,5% al final de la década.

Prueba de estas propuestas de conseguir un sistema renovable y sostenible ya se empiezan a notar, por ejemplo, en 2019, según datos de la Unión Española Fotovoltaica (UNEF) instalaron 459 MW de potencia fotovoltaica en régimen de autoconsumo, llegando a duplicar la potencia instalada en 2018, que fue de 235 MW, llegando a casi 1 GW de potencia instalada en autoconsumo [62].

De estos 459 MW, un 10% correspondían a instalaciones de autoconsumo aisladas de la red, mientras que el 90% eran destinados a proyectos conectados a la red eléctrica.

Este reciente desarrollo del autoconsumo viene impulsado por el marco normativo liberalizado, en el Real Decreto de Autoconsumo 244/2019 [63], que elimina las barreras económicas, permitiendo la posibilidad de instalar autoconsumo en las viviendas y mecanismos de compensación simplificada, donde los autoconsumidores reciben una compensación económica por la energía que vierten a la red.

En cuanto al desarrollo a gran escala de la generación renovable, es necesario

planificar su integración en el sistema. Mediante el PNIEC se busca flexibilidad del sistema que permita que la gestión de la demanda y el almacenamiento contribuyan a la seguridad y calidad del suministro. Mientras que en lo que respecta al almacenamiento, prevé que para 2030 entre bombeo y batería se estime una capacidad adicional de 6 GW en función de la evolución y disponibilidad de las tecnologías.

Como se ha mencionado anteriormente, la participación de autoconsumidores en el mercado, así como el desarrollo del autoconsumo, favorecen nuevas fuentes de inversión en la descarbonización de la energía, permitiendo una mejor integración en el sistema, reduciendo las pérdidas por transporte y distribución, el aprovechamiento del espacio urbano para la generación renovable y el surgimiento de otros modelos de negocio.

Por último, para mitigar situaciones de vulnerabilidad y pobreza energética, el PNIEC propone el derecho al acceso a la energía, el cual considera fundamental en el cambio de modelo energético, destacando el potencial de la rehabilitación energética de edificios y de sistemas de autoconsumo (autoconsumo compartido). Para ello es necesario que la ciudadanía adquiera conocimientos del ámbito energético para conseguir una mayor implicación mediante programas de divulgación con los que comprendan su relación con la energía, así como el derecho a acceder a datos de su consumo energético.

CAPÍTULO 4: EL MERCADO ELÉCTRICO

4.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se realiza una descripción del funcionamiento del mercado eléctrico español, definiendo los agentes que lo componen y la determinación de los precios de la electricidad para minoristas y mayoristas.

4.2. FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO

El mercado eléctrico es un mercado mayorista en el que los agentes encargados de producir la electricidad la venden a distribuidores y comercializadores. La energía se vende a través de un mercado organizado o “pool”, el cual se estructura sobre una serie de mercados sucesivos en los que se ajusta la oferta y la demanda de la electricidad diariamente. OMIE es el encargado de gestionar los mercados eléctricos (diario e intradiario) en la Península Ibérica (España y Portugal).

El mercado eléctrico español consta de un mercado diario e intradiario, que se apoya en los llamados “servicios complementarios” (Ancillary Services), los cuales son gestionados por REE.

4.1.1 Mercado diario

Se conoce como mercado diario al conjunto de las transacciones de compra y venta de energía correspondientes al suministro eléctrico del día siguiente. Su principal objetivo es definir el precio de la energía que consumen los clientes a una determinada hora.

Los precios de la electricidad en Europa se fijan todos los días del año a las 12:00 horas, para las veinticuatro horas del día siguiente, donde el mercado diario determina qué productor produce esta energía y la cantidad en cada una de las horas.

Este sistema incentiva la reducción del precio de la electricidad, ya que las generadoras ofrecen energía a un precio más bajo para que sean elegidas para funcionar.

Las ofertas de venta de energía en el mercado diario se definen mediante dos tipos de mercados en función de cómo se forma el precio de los mismos:

- Mercados “pay as bid”, donde los generadores reciben exactamente el precio que han ofertado.
- Mercados marginalistas, en los que los generadores, mediante casación, parten de la oferta de venta más barata hasta que se iguala con la demanda (cruce entre las curvas de oferta y demanda).

En España, el mercado diario pertenece al marginalista. En este mercado, la oferta del generador representa la cantidad de energía que está dispuesto a vender a partir de un precio mínimo establecido.

En la figura 33, se observa una curva agregada de oferta de energía, separada por tramos que corresponden con determinadas tecnologías.

En el primer tramo se ofertan tecnologías en las que su producción es a precio cero. Estas tecnologías son la nuclear y energías renovables como la eólica, la fotovoltaica y la hidráulica.

Debido a la poca flexibilidad de las centrales nucleares y a los costes que llevan asociados a los cambios de potencia, las paradas y los arranques, la energía nuclear se oferta a precio cero en el mercado mayorista de la electricidad.

Lo mismo ocurre con las energías renovables, ya que sus combustibles son recursos naturales (agua, viento y luz solar), aunque no se pueden almacenar para producir en el momento que se quiera. Por ejemplo, esto ocurre con la hidráulica, que varía en función de la época del año.

En el segundo tramo encontramos las centrales de carbón y ciclo combinado (centrales térmicas). En este caso sus precios de oferta se determinan teniendo en cuenta el precio del combustible (gas, carbón, etc), la previsión de los precios del combustible y los costes de arranque/parada de la planta.

Por último, el tercer tramo corresponde con las centrales hidroeléctricas regulables, además de las centrales de punta (fuelóleo) y centrales obsoletas.



Figura 33. Curvas de oferta y demanda [64]

4.1.2 Mercado Intradiario

Los mercados intradiarios son utilizados por los agentes del mercado para ajustar, mediante ofertas de venta y adquisición de energía, un mercado diario conforme con las necesidades que se esperan en tiempo real.

Estos mercados se estructuran en seis sesiones de subasta, con el propósito que los participantes del mercado diario pueden realizar ajustes en cuanto a la producción y adjudicación de energía cuando son conocidos los resultados del mercado diario.

El programa de cada sesión del mercado Intradiario de subasta es el Programa Intradiario Básico de Casación Incremental (PIBCI), estructurándose actualmente con la siguiente distribución de horarios por sesión:

	SESION 1º	SESION 2ª	SESION 3ª	SESION 4ª	SESION 5ª	SESION 6ª
Apertura de Sesión	14:00	17:00	21:00	01:00	04:00	09:00
Cierre de Sesión	15:00	17:50	21:50	01:50	04:50	09:50
Casación	15:00	17:50	21:50	01:50	04:50	09:50
Publicación del programa acumulado (PIBCA)	15:07	17:57	21:57	01:57	04:57	09:57
Publicación PHF de los OSs	16:20	18:20	22:20	02:20	05:20	10:20
Horizonte de Programación (Periodos horarios)	24 horas (1-24 D+1)	28 horas (21-24 y 1-24 D+1)	24 horas (1-24 D+1)	20 horas (5-24)	17 horas (8-24)	12 horas (13-24)

Figura 34. Mercado Intradiario (OMIE) [65]

Estos horarios los establecen las Reglas de Funcionamiento del Mercado, siendo estos los horarios límites posibles.

En el mercado intradiario únicamente participan las unidades generadoras o consumidores que intervienen previamente en el mercado diario.

Por tanto, el mercado intradiario y el mercado diario es que pueden presentar ofertas tanto de generación como de adquisición, de forma que, por ejemplo, si un generador presenta ofertas de adquisición, puede reducir la energía comprometida en el mercado diario, como también ocurriría con ofertas de generación para la reducción de energía en el mercado diario.

El operador del mercado es el encargado de realizar la casación de ofertas de compra y venta de energía eléctrica, mediante un proceso iterativo se obtiene una solución que respeta la capacidad máxima de interconexión internacional con los sistemas eléctricos externos al Mercado Ibérico.

En el caso de que se produzca congestión interna en el Mercado Ibérico, se repite el proceso realizando una separación de mercados (Market Splitting) que obtiene un precio en cada una de las zonas de dicho mercado, sin congestión interna entre ambos sistemas.

En el proceso de casación se asegurará que no se case ninguna oferta que incumpla las limitaciones impuestas por los operadores del sistema, siendo el precio en cada periodo horario igual al precio del punto de corte de las curvas de venta y compra de energía (oferta y demanda).

4.1.3 Servicios complementarios

Los servicios complementarios son los encargados de asegurar condiciones de seguridad, calidad y eficiencia económica en el suministro eléctrico. Entre estos servicios destaca la regulación de frecuencia, la regulación de tensión y reservas de potencia.

La instalación de sistemas de almacenamiento de energía puede ser útil para estos servicios ya que cuentan con remuneración que garantiza la rentabilidad económica de las instalaciones.

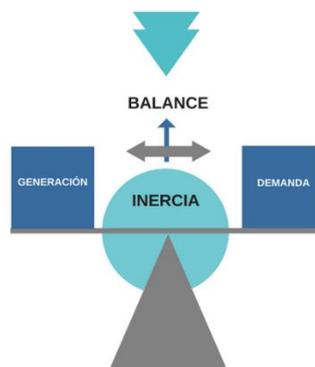


Figura 35. Generación-Demanda [66]

4.1.3.1 Regulación de frecuencia

Como se ha mencionado anteriormente, para mantener la regulación de frecuencia constante la demanda de la energía ha de estar equilibrada con la oferta de esta. La regulación de la frecuencia resulta de vital importancia ya que de no producirse las máquinas salen de su sincronismo y se producen fallos en su funcionamiento. Por tanto, la regulación de frecuencia tiene como objetivos conseguir controlar los siguientes puntos:

- Mantener el equilibrio entre generación y demanda.
- Mantener la frecuencia de referencia del sistema.
- Cumplir los requisitos de intercambio de energía con áreas vecinas.
- Mantener suficiente energía de reserva.

Existen distintos tipos de regulación de frecuencia, según duración y cantidad de energía.

Regulación primaria de frecuencia

La regulación primaria es el control de la frecuencia descentralizado mediante los generadores conectados a la red durante los primeros 20 segundos. Estos generadores son capaces de proveer una regulación primaria por su inercia, midiendo la desviación

entre frecuencia real respecto a la teórica (50 Hz o 60 Hz) hasta que otros sistemas de regulación centralizada actúen compensando el exceso/defecto de generación, respectivamente.

Los generadores térmicos e hidráulicos y la eólica y fotovoltaica, disponen de almacenamiento en baterías que son capaces de proveer este servicio.

Actualmente, este servicio es de prestación obligatoria y no retribuido en el sistema eléctrico español, por lo que no supone un sobrecoste en la demanda suministrada.

Regulación secundaria de frecuencia

La regulación secundaria, por su parte, es un servicio complementario de regulación frecuencia-potencia centralizado que actúa entre los 20 segundos y 15 minutos. En este punto, la consigna de regulación es calculada por RCP (Regulación Compartida Peninsular), que es un sistema central gestionado por REE, que tiene como objetivo mantener la frecuencia de la red y realizar los intercambios de energía programados en las interconexiones internacionales con otros países.

Esta consigna de regulación a nivel peninsular se utiliza para ajustar la frecuencia y el balance de energía con Francia y Portugal, repartiéndose en diferentes valores CRR entre distintas agrupaciones de productores dentro de las zonas de regulación denominadas como AGC. Cada una de estas zonas reparten a su vez la consigna de regulación del regulador maestro para cumplir con las solicitudes en cada momento, como se puede observar en la siguiente figura:

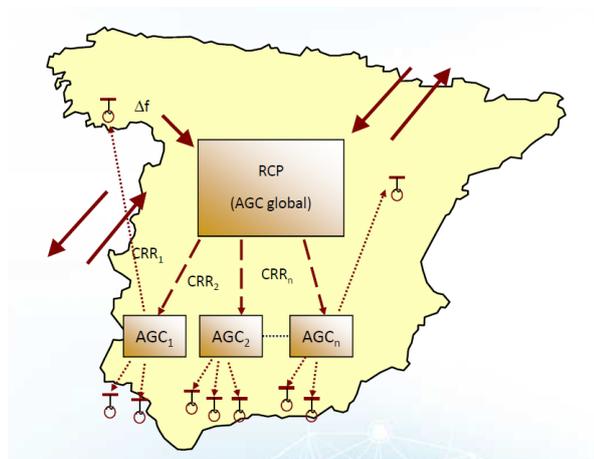


Figura 36. Regulación secundaria [66]

El funcionamiento de este servicio se basa en el día anterior al suministro y tras el mercado diario y las restricciones técnicas, los productores ofertan su banda de fluctuación de potencia disponible, obteniendo retribución por ella. Por otro lado, el coste de la provisión de la banda de regulación secundaria recae sobre la demanda, siendo unos de los principales costes de los servicios de ajuste del sistema.

Regulación terciaria de frecuencia

La regulación terciaria actúa a partir de 15 minutos desde que se da orden a los generadores que participan en el servicio. Las instalaciones participan mediante ofertas obligatorias, en caso de estar habilitadas en el servicio, el cual es potestativo, de forma que, la demanda, no puede participar, pero si los grandes consumidores de energía que pueden participar en el servicio de interrumpibilidad. Los productores son retribuidos según el precio de la última oferta que tomen para cubrir sus necesidades.

Otros servicios de ajuste de capacidad y balance

Gestión de desvíos. Mediante este servicio se pretende solucionar los desequilibrios que se prevén con varias horas de antelación que no pueden ser solucionados en el mercado intradiario. Con la puesta en marcha del mercado intradiario este servicio desaparece, reduciendo la antelación con la que se solucionan los desequilibrios antes de la entrega de energía, siendo muy similar a la regulación terciaria.

Reserva de potencia adicional a subir. Por otro lado, este servicio tiene como objetivo que los productores térmicos que necesitan varias horas de antelación para empezar a generar electricidad debido a sus prolongados procesos de arranque, puedan ser programados para que estén disponibles a su nivel de producción más bajo resultando viable y puedan ser requeridos en los mercados intradiarios, cubriendo las desviaciones en la programación de la demanda u otros generadores.

En este caso, el coste del servicio recae principalmente sobre la demanda y una pequeña parte en los productores que producen menos de lo programado en las horas donde necesitaron usar reserva de potencia.

En la siguiente figura se muestran los diferentes tipos de regulación expuestos anteriormente:

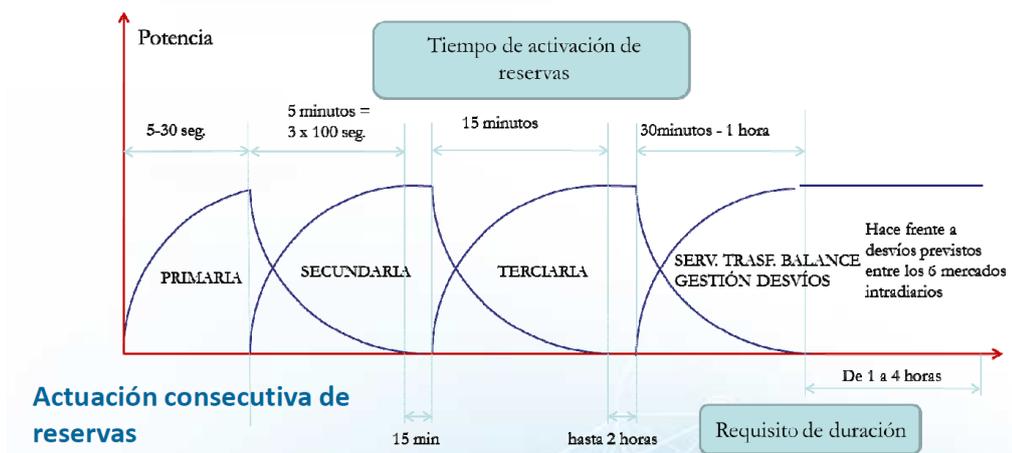


Figura 37. Tipos de regulación de frecuencia [66]

4.1.3.2 Regulación de tensión

Este tipo de regulación se utiliza para mantener el voltaje de una barra constante en un sistema de potencia, para ello se debe tener en cuenta la potencia reactiva, la cual debe ser inyectada o absorbida para poder mantener la estabilidad de la tensión. Para llevar a cabo esta regulación es necesario el uso de condensadores que respondan rápidamente ante las variaciones de tensión que se puedan producir.

4.1.3.3 Reservas de potencia

Esta medida es preventiva y se utiliza para reservar potencia en las unidades generadoras, para que sea utilizada cuando se produzca una contingencia o variabilidad en la demanda. Esta potencia no puede venderse por lo que afecta directamente a la generación de energía de las centrales. La utilización de tecnologías de almacenamiento como baterías permiten que un generador disminuya su margen de reserva y puede aumentar su producción energética.

4.2 PRODUCTOS Y SERVICIOS

Como ya se comentó en el Capítulo 2, una de las principales medidas para mejorar el sistema eléctrico dentro de la transición energética es la gestión de la demanda. Aunque, resulta llamativo que los usuarios residenciales y los pequeños usuarios comerciales son los encargados del 44% de la energía final consumida en Europa, el mercado eléctrico no cuenta con la posibilidad de que puedan participar en programas de Demand Response [67].

Recientemente, el proyecto DRIMPAC (Unified Demand Response Interoperability Framework Enabling Market Participation of Active Energy Consumers) [68], financiado por el programa H2020 de la Comisión Europea, pretende que el pequeño usuario pueda participar en la Demand Response de una forma sencilla permitiéndole reducir costes, tanto a él, como al resto de actores del mercado eléctrico.

El principal inconveniente que tienen estos usuarios es la inexistencia de un mercado específico para llevar a cabo la Demand Response, sumado a la falta de estandarización en protocolos para sistemas de gestión energética de edificios, centros comerciales, hospitales, etc.

Este proyecto busca establecer una conexión bidireccional entre la distribuidora, comercializadora y usuario final (consumidor), que permita poner en marcha programas para gran cantidad de usuarios incluyendo Recursos Energéticos Distribuidos.

De esta forma, las empresas distribuidoras puedan conocer la flexibilidad en la demanda y el número de cargas que puedan controlar para mejorar la gestión de la red, disponiendo a su vez el usuario de distintas franjas horarias más económicas, con la posibilidad de automatizar la conexión/regulación de cargas, manteniendo siempre unos niveles que garanticen seguridad y calidad en el suministro eléctrico.

El proyecto se va a desarrollar en cuatro zonas de Europa, en viviendas, oficinas y locales comerciales, donde se instalarán dispositivos inteligentes que den información instantánea de los consumos y control de cargas y fuentes de producción de energías renovables, de resultar efectivo, el consumidor pasará a ser el eje del sistema debido a su participación activa en el mercado.

Por otro lado, en Estados Unidos, la Demand Response está más extendida que en Europa y cuenta con programas más diversos con gran penetración, en especial California, que en 2014 fue el estado más activo en los mercados de respuesta a la demanda con un 12% de la población de Estados Unidos, lo que se traduce en un 20% del total de clientes de respuesta a la demanda y contribuyendo con un 20% del ahorro total de la demanda máxima en ese periodo [69].

Estos programas se pueden clasificar en dos categorías principales: Programas basados en incentivos (IBP) y programas basados en precios (PBP) [70].

Programas IBP

Estos programas se dividen a su vez en programas clásicos y programas basados en el mercado.

Programas clásicos

Los programas IBP clásicos emplean programas de control de carga y programas para interrumpir dicha carga.

En este tipo de programas, los clientes reciben pagos por su participación en los programas descritos anteriormente en forma de descuento, por su participación en dichos programas.

Programas basados en el mercado

Por otro lado, los programas basados en el mercado incluyen licitación de la demanda (Demand Bidding), programas de emergencia DR, mercados de capacidad y mercados de servicios auxiliares.

En este caso, los participantes son recompensados económicamente por su rendimiento, dependiendo de la cantidad que consigan reducir la carga durante condiciones críticas. En los programas de control de carga directa tienen la capacidad de “apagar” remotamente los equipos participantes en un corto periodo de tiempo. Este programa lo utilizan principalmente clientes residenciales y pequeños clientes comerciales. Los participantes que no respondan a las necesidades de reducción de carga pueden ser sancionados, dependiendo de los términos y condiciones del programa en el que participen.

En los programas de licitación de la demanda, los participantes pujan por reducciones específicas de carga en el mercado mayorista de electricidad, de forma que

cuando una oferta es aceptada, el cliente (participante) debe reducir su carga por la cantidad especificada en la oferta o de lo contrario recibirá una sanción económica.

Por otra parte, en los programas de emergencia DR, los participantes reciben incentivos por la reducción de carga durante las condiciones de emergencia.

Los mercados de capacidad, por su parte, ofrecen a los clientes comprometerse a proporcionar reducciones de carga cuando surjan contingencias en el sistema en momentos puntuales. Los clientes reciben un aviso con un día de antelación y son penalizados en caso de no responder a las llamadas de reducción de la carga.

Por último, los mercados de servicios auxiliares, son programas que ofertan la reducción de carga en el mercado como un operativo de reserva. Cuando estas ofertas son aceptadas, los participantes reciben el pago del precio del mercado para comprometerse a estar en espera por si fuera necesario reducir la carga.

Programas PBP

Los programas PBP se basan en precios dinámicos en los que las tarifas de la electricidad no son fijas, sino que fluctúan según el coste real que tiene la electricidad en un periodo de tiempo determinado. El principal objetivo de estos programas es aplanar la curva de demanda ofreciendo precios altos durante los periodos de pico y precios más bajos durante los periodos de baja demanda.

Las tarifas de estos programas son las siguientes: Time of Use (TOU), Critical Peak Pricing (CPP), Extreme Day CPP (ED-CPP), Extreme Day Pricing (EDP) y Real Time Pricing (RTP).

Las tarifas TOU son las más simples, se divide a su vez en tarifa de “pico” y tarifa “off-pico”, con el fin de intentar reflejar el coste medio de la electricidad durante diferentes periodos.

Por otro lado, la tarifa CPP incluye un precio de la electricidad más alto al de las tarifas TOU, usados durante contingencias o cuando se producen altos precios de la electricidad al por mayor durante un número limitado de horas o días al año.

En cuanto a las tarifas ED-CPP, utilizan las tarifas CPP para los periodos de pico y las de “off-pico” durante los días extremos, utilizando un tipo fijo para el resto de días.

Las tarifas EDP son similares a las CPP, aunque tienen un precio más alto para la electricidad y difieren de las CPP en que el precio está en vigor las 24 horas del día en condiciones extremas, las cuales no se conocen hasta el día de antes.

Por último, en las RTP a los clientes se les cobra unos precios horarios fluctuantes que reflejan el coste real de la electricidad en el mercado mayorista. Dichos clientes son informados de los precios con un día de antelación. Para muchos economistas las tarifas

RTP son las más eficientes para la competitividad en los mercados eléctricos y deberían ser el foco para desarrollar la Demand Response.

Programas PBP en España

Como se ha comentado anteriormente, en España, a pesar de que no existen programas específicos de gestión de la demanda, existen tarifas que pueden incentivar la respuesta de esta en pequeños y medianos consumidores.

Aunque no está muy extendida entre los consumidores, la tarifa PVPC con discriminación horaria de 2 periodos (2.0 DHA), mantiene el precio de la electricidad más barata en las horas nocturnas (horas de valle) y más cara en las diurnas (horas punta). En España esta tarifa la utilizan solo un 12,3% de los hogares [71].

Los horarios de esta tarifa son los siguientes:

Horario	Horas valle	Horas punta
Invierno	22:00h – 12:00h	12:00h – 22:00h
Verano	23:00h – 13:00h	13:00h – 23:00h

Tabla 1. Horarios tarifa PVPC con discriminación horaria de 2 periodos

En [72] se realizó un estudio sobre la factura eléctrica de más de 50.000 hogares llegando a la conclusión que les convenía utilizar dicha tarifa a más del 86,2% de los hogares.

Este estudio estimó que el 24,5% de los hogares analizados tenía más potencia contratada de la que realmente necesitaba, sumado a los llamados “servicios extras” que encarecen todavía más la factura, los más comunes son los siguientes:

- Mantenimiento de las instalaciones.
- Protección de electrodomésticos.
- Seguro de pagos, que garantiza cubrir la factura en caso de no poder hacer frente a ella.
- Certificado de eficiencia energética.
- Servicio de urgencia.

El 25 de enero de 2020 entró en vigor la “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” que aprobaba el cambio de tarifas, por el que las tarifas de acceso 2.0A (precio fijo), 2.0 DHA (discriminación horaria de 2 periodos), 2.0 DHS (discriminación horaria de 3 periodos), 2.1 A, 2.1 DHA y 2.1 DHS pasan a denominarse 2.0 TD.

Las diferencias con respecto al anterior son las siguientes:

- Desaparece la discriminación horaria actual, de forma que todas las tarifas 2.0 TD tendrán 3 periodos diferentes en el término de energía.

- Posibilidad de contratar dos potencias eléctricas a lo largo del día.

Este cambio de tarifas puede favorecer a la gestión de la demanda por parte del pequeño y mediano consumidor, no solo por la disminución del precio de la energía consumida en las horas valle, sino también por el ahorro que supone la posibilidad de reducir la potencia contratada en las horas de menor consumo.

Sin embargo, este cambio de tarifas también puede ser contraproducente para incentivar este tipo de tarifas entre los consumidores, ya que puede parecer más complejo para los usuarios acostumbrados a tarifas planas o que no comprendan el método de facturación de la electricidad.

CAPÍTULO 5: MATERIALES Y MÉTODO

5.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se van a describir los distintos dispositivos disponibles en el laboratorio para realizar la monitorización/control de ensayos.

Los dispositivos utilizados son los siguientes:

- Acumulador térmico cerámico inteligente (ECO158 PLUS).
- PC donde se conecta el Z Wave Gateways y una tarjeta de adquisición de datos Velleman 8055K.
- Z-Wave Gateways.
- G Control Hub EU.
- Aeotec Multisensor 6.
- Fibaro medidor de potencia/controlador de potencia (wall plug) y Nodon Smart Plug.
- Multisensor Fibaro 4-in-1 (motion sensor).
- Termostatos MCO Home (MH7 y MH8).
- Medidor de temperatura, humedad y CO₂ de MCO-HOME (MH9).
- Medidor de temperatura, humedad y PM2.5 (MH10).
- Termopares tipo K.
- Sistema de amplificación/adecuación de señales.
- Displays Eco LITE On/Off Temperature Control Unit y Digital Voltmeter 4 Digit.

5.2 INSTRUMENTACIÓN

A continuación, se describen los dispositivos enumerados en el apartado anterior, así como su funcionamiento y, por último, un esquema de las conexiones todos los elementos en el laboratorio para la toma de medidas.

Acumulador térmico cerámico inteligente (ECO 158 PLUS)

Este acumulador térmico estático permite la autorregulación de carga de forma automática, a través de su programación diaria y semanal, con la que se consigue obtener hasta un 35% de ahorro en consumo energético [73] con respecto a acumuladores convencionales.

Las principales características técnicas son las siguientes:

Modelo	ECO158 Plus
LARGO	55cm
ALTO	73cm
FONDO	18cm
PESO	59kg
POT. COMPENSACIÓN	450W
POT. ACUMULADOR	975W
CONEXIÓN	220-240V~
AISLAMIENTO	Clase I
Nº DE LADRILLOS 7,5 kg	-
Nº DE LADRILLOS 11 kg	4
TIEMPO DE CARGA	8h
ACUMULACIÓN	7.8 kWh
TIPO DE LADRILLO	11072

Figura 38. Características técnicas ECO158 PLUS [74]

ECO158 PLUS está diseñado para funcionar con tarifas con discriminación horaria (DH), e incorpora un módulo que evalúa los consumos energéticos que el equipo ha tenido durante el día, así como, las mediciones de temperatura, para determinar una regulación automática de la carga de energía, ajustándola según las necesidades de cada momento.



Figura 39. ECO158 PLUS [75]

En su interior, este equipo dispone de dos resistencias eléctricas. La primera de ellas, de 975 W se emplea para calentar 4 ladrillos de material cerámico que almacenan el calor generado. La segunda, de 450 W, se utiliza como elemento de apoyo o compensación para elevar la temperatura de la estancia cuando el calor acumulado en los ladrillos cerámicos no es suficiente para mantener la temperatura de confort. Además,

dispone de 4 termopares, 2 de ellos instalados de fábrica, que registran la temperatura exterior y la temperatura en la chapa interna del acumulador, y que son empleados por el acumulador para controlar el encendido y apagado de las resistencias. Los otros dos termopares, marcados en la figura 40, han sido instalados por nosotros. El “Termopar 1” se emplea para medir la temperatura en la superficie del acumulador y el “Termopar 2” para medir la temperatura en el interior de los ladrillos.



Figura 40. Interior del ECO158 PLUS

El funcionamiento del equipo es el siguiente:

Como se ha mencionado anteriormente, cuenta con una autorregulación de la carga. La gestión de la temperatura se realiza de forma continua mediante una evaluación diaria del consumo en el módulo de gestión Integral Energy Manager (IEM).

Dicho módulo ofrece un control de carga inteligente, de forma que el sistema incorpora nuevas mediciones de temperatura en el núcleo del acumulador, junto a las mediciones de temperatura de la estancia y del uso de la resistencia de compensación del propio acumulador, determinando así, el porcentaje de carga que se deberá automatizar para poder conseguir el máximo ahorro.

En el caso de que se produzcan cambios bruscos de temperatura, es capaz de proporcionar calor adicional mediante un elemento calefactor de compensación. ECO158 PLUS está diseñado para poder almacenar energía necesaria para mantener una temperatura confort las 24 horas del día.

Para conseguir temperaturas de confort se plantean 3 casos:

- Caso 1. Para mantener temperaturas de confort constante puede ser necesario liberar calor adicional mediante de la resistencia de compensación durante algunos periodos del día.
- Caso 3. Si el calor adicional no ha sido requerido el sistema vuelve a autorregularse para tener el menor consumo energético, manteniendo siempre la temperatura de confort escogida por el usuario



Figura 41. Casos para conseguir temperaturas de confort [74]

En cuanto a los modos de funcionamiento, se distinguen los siguientes 3 modos:

- AUTO. Es el modo con el que se consigue mayor confort y ahorro energético. Este modo permite programar el acumulador por horas y por días de la semana, mediante uno de los 3 niveles de temperatura que ofrece: Confort (21°C), Eco (18°C) y Anti-hielo (3°C).
- MANUAL. El acumulador con este modo mantiene la temperatura de consigna las 24 horas del día, los 7 días de la semana. En este modo el equipo sigue autorregulando la carga diariamente, pero teniendo en cuenta que hay una única temperatura de consigna fija establecida por el usuario durante todo el día.
- OFF. El acumulador en este modo está apagado.

Por otro lado, de las distintas funciones que ofrece el acumulador, las más destacadas son las siguientes:

- Función “Puesta en marcha adaptable”. Con esta función se programa una temperatura de consigna a una hora determinada, permitiendo que el acumulador pueda actuar con antelación para conseguir el máximo confort a la hora establecida según la programación.
- Función de “ventanas abiertas”. Consiste en la desconexión del elemento calefactor de compensación durante 30 minutos para volver a conectarse al nivel de temperatura y consigna que se hayan programado previamente. Esta función

es útil para evitar consumos energéticos innecesarios como, por ejemplo, dejar una ventana mal cerrada o abrirla para ventilar la estancia.

- Control individual (reloj programador). Mediante un termostato según las necesidades de calor de la estancia y además cuenta con un reloj programador integrado, con la finalidad de que no sea necesario la instalación de uno en el cuadro eléctrico.
- Gestión de varios periodos de carga. Como se ha mencionado anteriormente, este acumulador permite la programación de varios periodos de carga dentro de un mismo intervalo de 24 horas.
- Control remoto vía Wifi mediante una aplicación gratuita desde Smartphone, Tablet o PC, lo que lo hace ideal para programar el acumulador a una determinada hora con antelación.

Este acumulador inteligente no precisa mantenimiento y no es necesario ningún tipo de obra para su instalación. En cuanto a la seguridad, no requiere depósitos de combustible ni circuitos hidráulicos para su funcionamiento, por lo que no puede haber fugas en el mismo.

Entre sus ventajas destacan las siguientes:

- No emite CO₂ a la atmósfera.
- No produce gases ni humos.
- Puede ser utilizado con energías renovables como el sol o el viento.

Por otro lado, los inconvenientes que presenta son los siguientes:

- Eficiencia ≤ 1 .
- Coste elevado en comparación con radiadores convencionales.
- Es necesario hacer una conversión para la toma de datos.

Por último, se representan las gráficas del Termopar 1 (azul) y Termopar 2 (rojo), así como la potencia (verde) del acumulador en un ciclo de carga y descarga completa, el cual dura aproximadamente unas 48 horas (13.5 horas de carga y 37.5h de descarga).

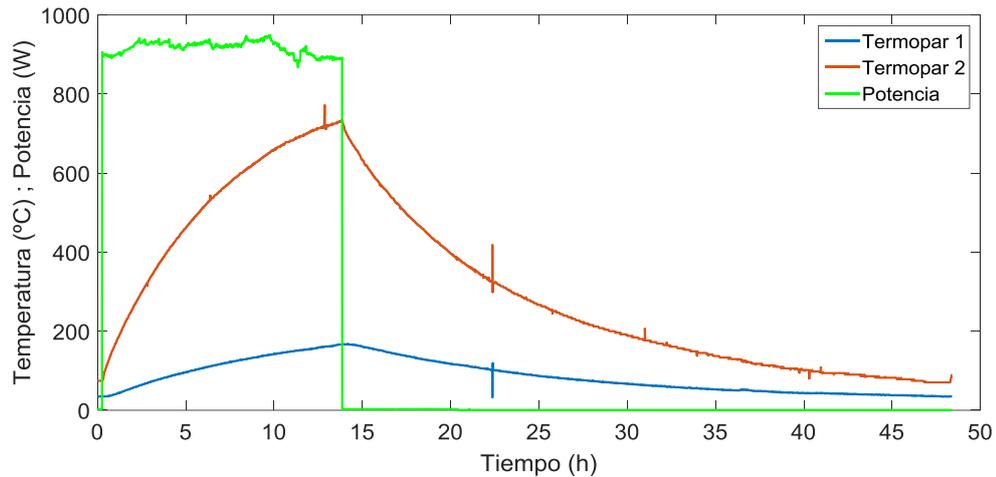


Figura 42. Gráficas de termopares y potencia del acumulador

La potencia media de la resistencia de acumulación durante la carga es aproximadamente 900 W, la temperatura máxima que alcanzan los ladrillos en su interior (Termopar 2) es 730°C y la temperatura máxima en la superficie del acumulador (chapa metálica) medida por el Termopar 1, es 170°C.

Z-WAVE GATEWAY

Este dispositivo es un pendrive que se conecta al pc y actúa como una “antena” que manda y recibe señales de los sensores al PC y viceversa. El modelo que se ha utilizado es el AEOTEC STICK GEN 5.



Figura 43. AEOTEC STICK GEN 5 [76]

G CONTROL HUB EU

Centralita para control y gestión de equipos de calefacción vía wifi a través del Sistema G Control. La alimentación eléctrica es mediante una fuente de alimentación y conexión al router mediante cable ethernet.

Cuenta con una conexión eléctrica inalámbrica con los equipos de calefacción a través de la App gratuita “Elnur Wifi Control”.



Figura 44. G CONTROL HUB EU [77]

AEOTEC MULTISENSOR 6

Es un sensor inalámbrico que permite medir la temperatura, el flujo luminoso, humedad relativa, la detección de movimiento, la vibración (acelerómetro) y la radiación UV.



Figura 45. AEOTEC MULTISENSOR 6 [78]

MEDIDOR DE POTENCIA/CONTROLADOR DE POTENCIA FIBARO (WALL PLUG)

Es un interruptor inteligente que mide y controla la potencia en dispositivos eléctricos hasta rangos de 2500 W. Los conectores pueden ser de tipo F y E y sus principales características son las siguientes:

- Interruptor de encendido
- Monitor de energía (luz LED que cambia de color en función del nivel de potencia)
- Medida de potencia
- Protección a la sobretensión



Figura 46. WALL PLUG [79]

NODON SMART PLUG

Al igual que el FIBARO medidor de potencia/controlador de potencia, este dispositivo permite medir potencia hasta 1800W y encender o apagar cualquier dispositivo al que esté conectado, tanto de forma remota (Z-wave) o manual. Además, incorpora una luz LED que indica su estado en todo momento (verde: encendido y rojo: apagado).



Figura 47. NODON SMART PLUG [80]

MULTISENSOR FIBARO 4-in-1 (MOTION SENSOR)

Este sensor inalámbrico, similar al AEOTEK MULTISENSOR 6, puede medir el nivel de luz, temperatura y movimiento, y además cuenta con un acelerómetro.



Figura 48. MOTION SENSOR [81]

TERMOSTATO MCO HOME (MH7 y MH8)

Estos dispositivos se alimentan directamente a 230 V, mide la temperatura de la estancia y tiene un termostato y un relé interno de corte (5A) que permite controlar el encendido y apagado de sistemas de climatización.

MH7 se utiliza para calefacción basada en agua caliente tales como sistemas de caldera a gas, bomba de agua, suelo radiante, radiadores, etc.

Por su parte, MH8 está enfocado para controlar la temperatura interior, controlando automáticamente la velocidad del ventilador en función de la diferencia de temperatura.



Figura 49. TERMOSTATOS MCO HOME (MH7 y MH8) [82] [83]

MEDIDOR DE TEMPERATURA, HUMEDAD Y CO₂ DE MCO-HOME (MH9)

Este equipo se alimenta a 24V es capaz de medir variables como temperatura y humedad relativa y además permite medir la concentración de CO₂ (y registrarlas remotamente mediante Z-wave) y la cantidad de compuestos orgánicos Volátiles (VOC) que haya en la estancia donde se encuentre el medidor (con una barra “cualitativa” de 3 niveles, bajo-medio-alto).



Figura 50. MH9 [84]

MEDIDOR DE TEMPERATURA, HUMEDAD Y PM2.5 DE MCO-HOME (MH10)

Este equipo es similar al anterior, midiendo temperatura y humedad relativa, pero en este caso la tercera variable medida es la concentración de partículas en el aire PM2.5 en $\mu\text{g}/\text{m}^3$. También puede registrar remotamente las medidas con Z-wave.



Figura 51. MH10 [85]

TARJETA DE ADQUISICIÓN DE DATOS VELLEMAN 8055K

Es una tarjeta que cuenta con 5 canales de entrada digitales y 8 canales de salida digitales. Además, cuenta con 2 entradas analógicas y 2 salidas analógicas con una resolución de 8 bits. Esta tarjeta se puede conectar al PC con USB y registrar las salidas mediante el software IP-Symcon (el cual se explicará su funcionamiento en el siguiente apartado), permite la entrada de sensores de temperatura como termopares, NTC, etc, o el control de reguladores de tensión. La entrada analógica de la tarjeta permite un rango de tensión de 0-5 V, la salida digital de resolución de 8 bits nos dará un entero de 0-255.



Figura 52. Tarjeta Velleman 8055K [86]

TERMOPARES

Un termopar es un sensor para medir temperatura. Se compone de dos metales diferentes, unidos en un extremo. Cuando esta unión se calienta o enfría, produce, lo que se conoce como efecto termoeléctrico, el cual es la conversión directa de la diferencia de temperatura a tensión eléctrica y viceversa. El efecto termoeléctrico abarca tres efectos a su vez, el efecto Seebeck, el efecto Peltier y el efecto Thompson.

- **Efecto Seebeck.** Es la conversión de diferencias de temperatura directamente a electricidad. Este efecto aparece en los termopares debido a la unión de materiales, generalmente metales, con la finalidad de medir una diferencia de temperatura directamente o una temperatura absoluta colocando un extremo a una temperatura conocida.
- **Efecto Peltier.** Este efecto hace referencia a la creación de una diferencia de temperatura debida a un voltaje eléctrico.
- **Efecto Thompson.** Describe el calentamiento o enfriamiento de un conductor portador de corriente con un gradiente de temperatura.

Los termopares que se van a utilizar para la medida de temperatura son de tipo K.

Las principales características de este tipo de termopares son las siguientes:

- Altamente flexible, la funda se puede doblar fácilmente.
- Tiempos cortos de respuesta.
- Alta resistencia contra vibraciones.
- Buena estabilidad a largo plazo.
- Diámetros variados, 1, 1,5, 3 y 6 mm.
- Unión caliente aislada.
- Rango de temperatura de la sonda de -200°C a 1250 °C.

Como se ha mencionado anteriormente, se conectará un termopar (Termopar 1)

para medir la temperatura en la superficie del acumulador y otro (Termopar 2) para medir la temperatura en el interior de los ladrillos.

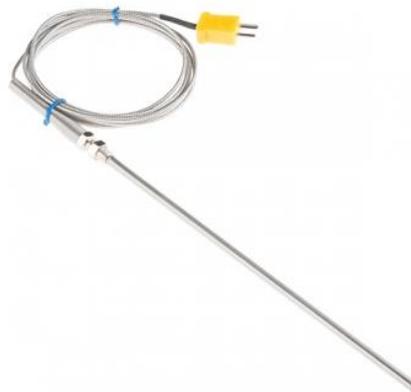


Figura 53. Termopar tipo K [87]

SISTEMA DE AMPLIFICACIÓN/ADECUACIÓN DE SEÑALES

Debido a que los termopares devuelven una media de tensión muy pequeña es necesario amplificar la señal y modificarla para adaptarla a los requerimientos de la tarjeta Velleman que registrará las medidas en IP-Symcon. Para ello es necesario realizar una amplificación en dos etapas (primaria y secundaria).

Amplificación primaria

Para realizar la amplificación primaria se ha utilizado el modelo AD595 de Analog Devices, el cual es un amplificador de instrumentación completo con compensador de unión fría de termopar, produciendo salidas de alto nivel (10 mV/°C) directamente desde la señal proporcionada por un termopar. El modelo AD595 sólo admite termopares de tipo K (cromel-alumel).

El amplificador se alimenta desde una fuente externa ($\pm 12V$) y al ser alimentado con tensión negativa también podría medir temperaturas por debajo de 0°C. Para minimizar su autocalentamiento funciona normalmente con un corriente de 160 μA , aunque es capaz de suministrar $\pm 5mA$ a una carga.

El diagrama de conexiones internas del AD595 se presenta en la figura 54.

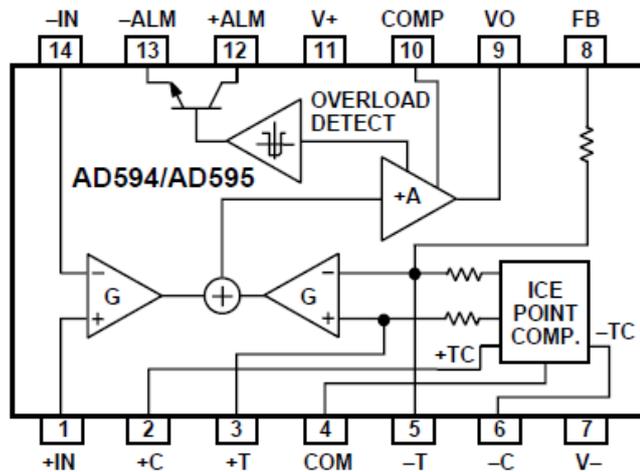


Figura 54. Diagrama de bloques del AD595 [88]

Amplificación secundaria

Para llevar a cabo la amplificación secundaria se va a utilizar la serie LM358-N. Esta serie está formada por dos amplificadores operacionales independientes, de alta ganancia, con compensación de frecuencia interna, capaces de operar desde una sola fuente de alimentación con una amplia variedad de tensiones.

Las entradas diferenciales de los amplificadores constan de una entrada no inversora (IN+) y una entrada inversora (IN-), de forma que el amplificador amplifica la diferencia de tensión entre las dos entradas. Por tanto, la tensión de salida será la siguiente:

$$V_{OUT} = G \cdot (IN+ - IN-)$$

Siendo G la ganancia de bucle abierto del amplificador, normalmente alrededor de 100 dB.

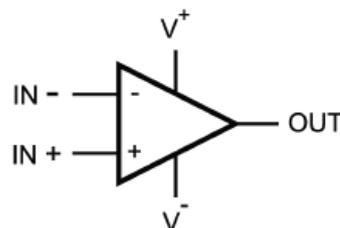


Figura 55. Amplificador operacional [89]

Los amplificadores utilizados en la amplificación secundaria serán no inversores. Su funcionamiento se basa en que la señal se introduce por el terminal no inversor, por lo que la señal de salida está en fase con la señal de entrada amplificada.

El circuito correspondiente a la amplificación secundaria es el siguiente:

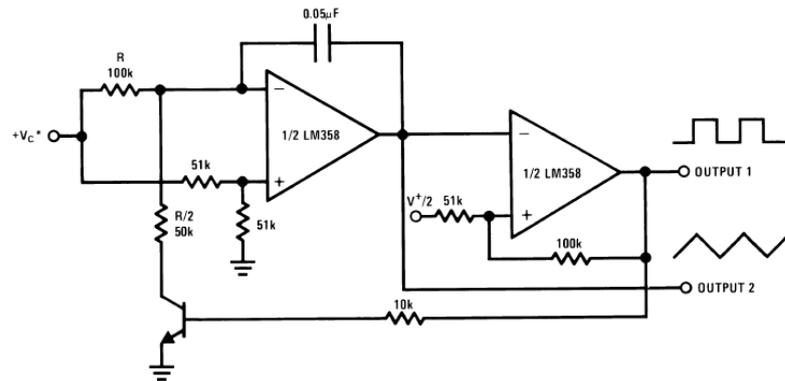


Figura 56. Circuito amplificación secundaria [90]

Secuencia de amplificación

El procedimiento para amplificar la tensión de los termopares y ajustar la tensión de salida es el siguiente:

Mediante los termopares se mide la temperatura en la superficie del acumulador y en el interior de los ladrillos, las señales que proporcionan las temperaturas medidas son de 1 mV aproximadamente, por lo que al ser tan pequeñas es necesario amplificarlas para poder leerlas con precisión.

Por ello, en un primer paso estas señales son amplificadas mediante el modelo AD595, obteniendo una salida de tensión de 10 mV/°C. El rango de medida de ambos termopares es 0-1000°C. Por tanto, la salida después de la amplificación primaria será de 0-10V, pero, como se mencionó anteriormente, la tarjeta Velleman trabaja con rangos de tensión de 0-5V. Por lo que es necesario la utilización de una amplificación secundaria para adaptar la tensión obtenida tras la amplificación primaria al rango de la tarjeta. Esta segunda etapa será diferente para cada uno de los termopares.

En el caso del Termopar 1 aunque el rango de medida es 0-1000°C, sabemos que la temperatura que queremos registrar no supera en ningún caso los 200°C, por ello, adaptaremos la tensión de salida de 0-5V al rango de 0-200°C. Como se ha explicado anteriormente, tras la amplificación primaria se obtiene una salida de 0-10V por lo que a partir de los 500°C la tarjeta estaría saturada, por lo que el rango de medida real sería de 0-500°C. Como solo nos interesa el rango de 0-200°C (0-2V), aplicaremos en la amplificación secundaria una ganancia de 2,5; de forma que el rango final de salida de 0-5V corresponderá con un rango de temperaturas de 0-200°C.

En el caso del Termopar 2, sí nos interesa que el rango de medida sea de 0-1000°C, ya que los ladrillos cerámicos pueden alcanzar temperaturas superiores a los 700°C. Por tanto, como tras la amplificación primaria la salida sería de 0-10V, es necesario aplicar una ganancia de 0,5 en la amplificación secundaria de forma que el rango de medida de 0-1000°C estaría ya adaptado al rango 0-5V, compatible con la tarjeta Velleman.

A continuación, se muestra el montaje de la caja de amplificadores operacionales del laboratorio.

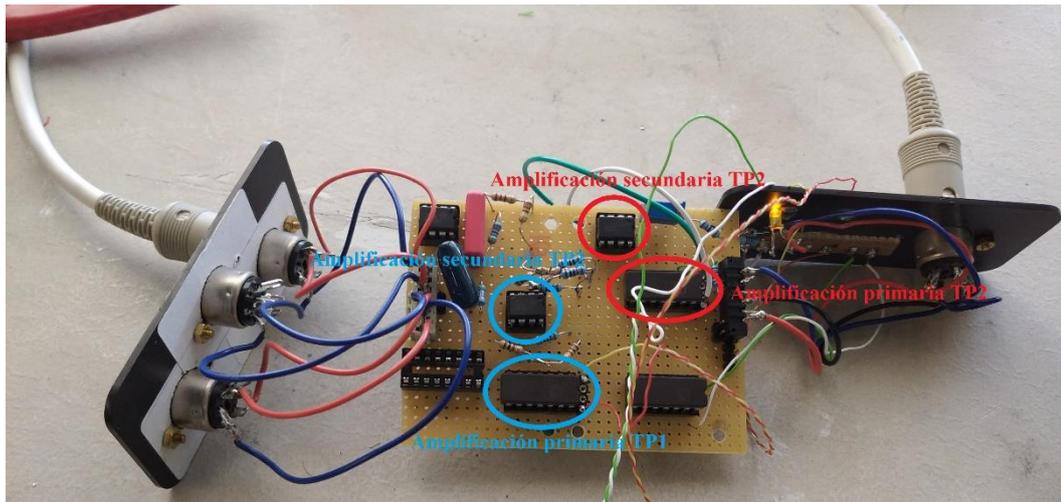


Figura 57. Amplificación primaria y secundaria

Una vez que tenemos los datos registrados en IP-Symcon en formato de salida digital (0-255), los transformamos a temperatura mediante las siguientes relaciones:

Termopar 1: $x \cdot \frac{500}{255} \cdot \frac{3}{8} \rightarrow [0 - 200 \text{ } ^\circ\text{C}]$

Termopar 2: $x \cdot \frac{1000}{255} \rightarrow [0 - 1000 \text{ } ^\circ\text{C}]$

Siendo $x \in [0 - 255]$

DISPLAYS ECO LITE ON/OFF TEMPERATURE CONTROL UNIT Y DIGITAL VOLTMETER 4 DIGIT

Se utilizan dos displays para controlar la temperatura de los termopares, cuya medida también es proporcionada por el IP-Symcon.

El display On/Off Temperature Control Unit se emplea para la medición de la temperatura del Termopar 1, mientras que el display Digital Voltmeter 4 Digit para el Termopar 2.



Figura 58. Displays utilizados [91] [92]

5.3 ESQUEMA DE CONEXIONES

A continuación, se muestra el esquema de conexiones de todos los dispositivos presentados en el apartado anterior.

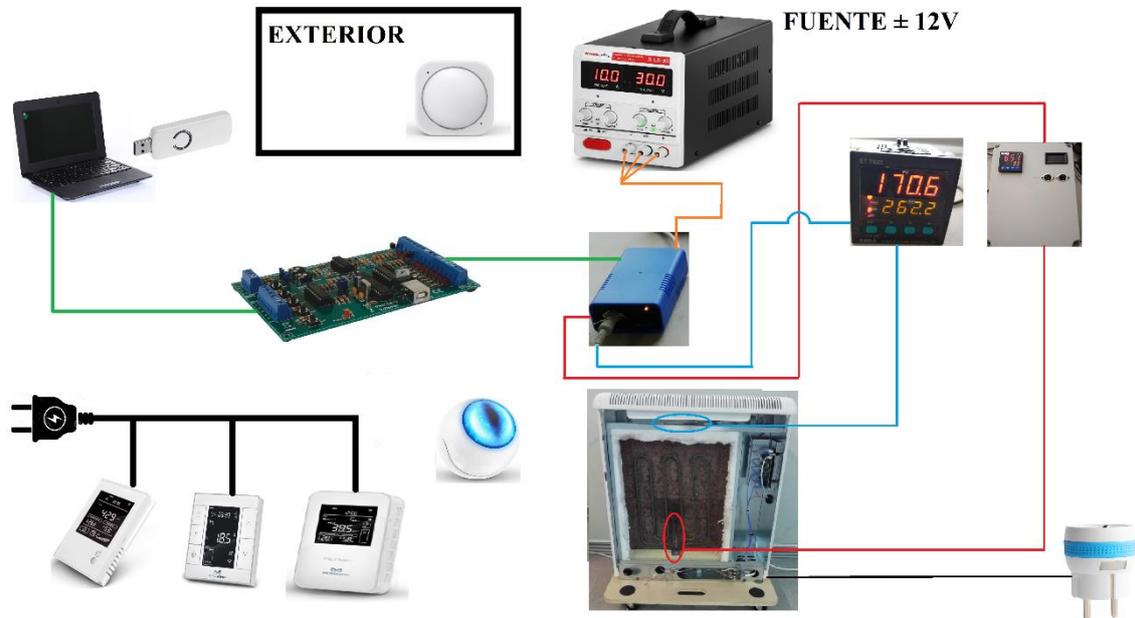


Figura 59. Esquema de conexiones

En la siguiente figura se muestra el esquema interno de la caja en la que se encuentran instalados los amplificadores operacionales.

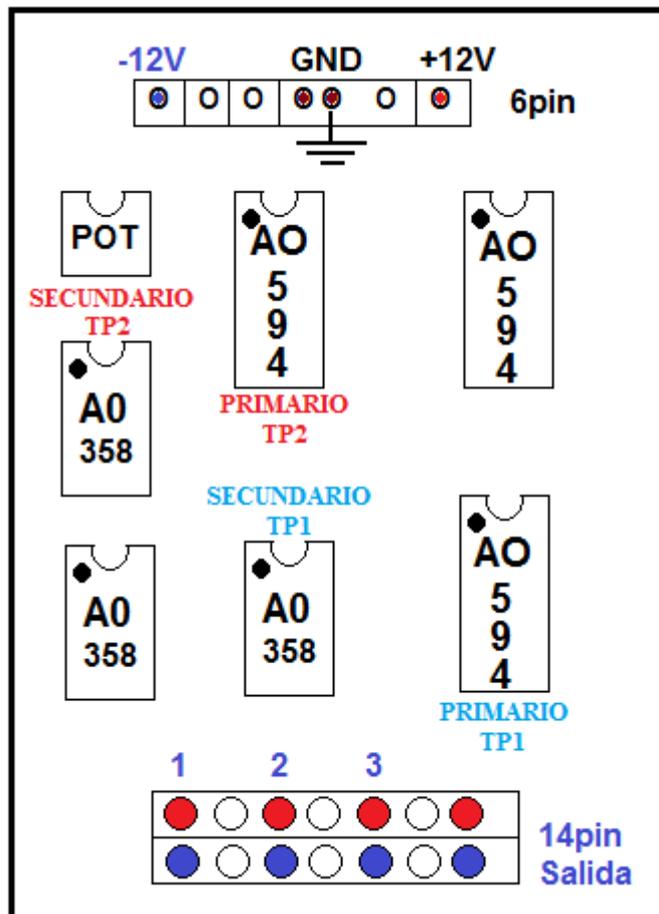


Figura 60. Esquema de conexiones

5.4 SOFTWARE DE REGISTRO DE MEDIDAS

En este apartado se explica el software IP-Symcon [93], el cual es un programa estándar utilizado en el campo de la automatización de edificios que permite controlar los dispositivos inalámbricos/con cable.

Este software permite gestionar diversos protocolos de comunicación (M-bus, Modbus, Zwave, Siemens, etc) y dispositivos que funcionan con estos protocolos. En este caso, los dispositivos presentados funcionan con el protocolo Zwave (todos excepto los termopares, que registran a través de la tarjeta Velleman, la cual se conecta con USB al PC).

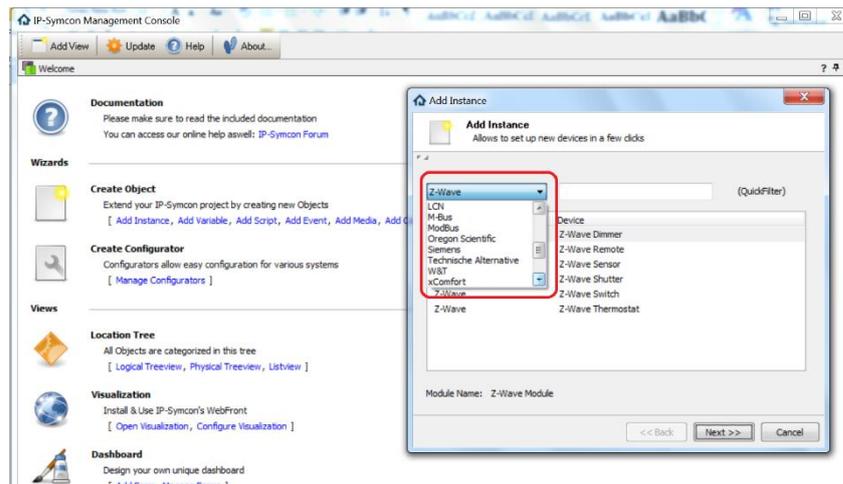


Figura 61. Protocolos de comunicación del IP-Symcon

Las aplicaciones se pueden dividir en los siguientes grupos:

- Integradores. Utilización flexible del software para la construcción del SmartHome del cliente (planificación, asesoramiento, instalación, etc).
- SmartHome. Automatización de dispositivos de forma sencilla mediante smartphone, tablet o PC para diferentes aplicaciones del día a día como calefacción/aire acondicionado, lavadora/secadora, etc.
- Compañías, como plantas industriales, hoteles, hospitales para ofrecer soluciones eficientes de proyectos a gran escala para optimizar el funcionamiento de los dispositivos.

Al iniciar el software, se pueden visualizar los dispositivos conectados (sensores, controladores, tarjetas de adquisición, etc) configurados en la pestaña 'Location Tree', los dispositivos de entrada/salida (I/O Instances), los dispositivos Gateways que lleva asociados el PC (Splitter Instances), el sistema interno de archivos (Core Instances) y la configuración del Gateway (Configurator Instances), como se puede observar en la siguiente figura:

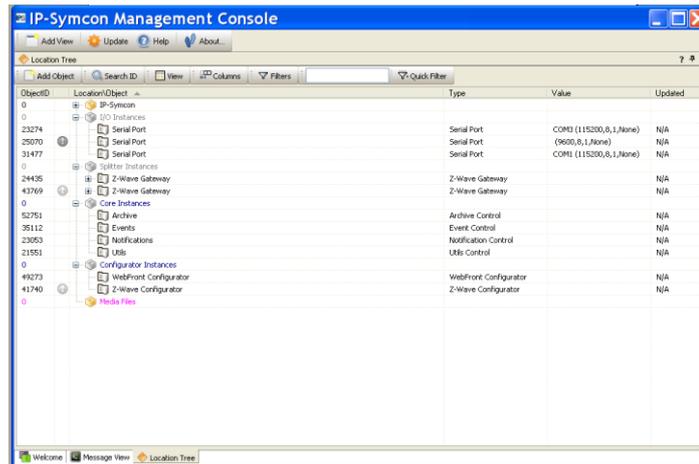


Figura 62. Vista de Location Tree (IP-Symcon)

PANTALLAS DEL PROGRAMA

(I/O Instances). Dentro de este menú se encuentran los Puertos Serie que es donde se conecta el Gateway, con los parámetros de cada puerto, dichos parámetros pueden cambiar cada vez que se inicia el PC.

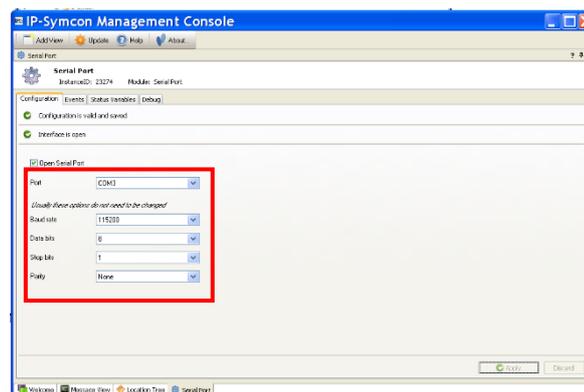


Figura 63. Puerto Serie (IP-Symcon)

Splitter Instances. Aquí se encuentra Z-Wave Gateway, que, como se explicó anteriormente es la “antena” que envía y recibe las señales de los sensores. Dicho dispositivo es el Aeotec Stick Gen5, el cual se asocia al Puerto Serie del PC que se define antes.

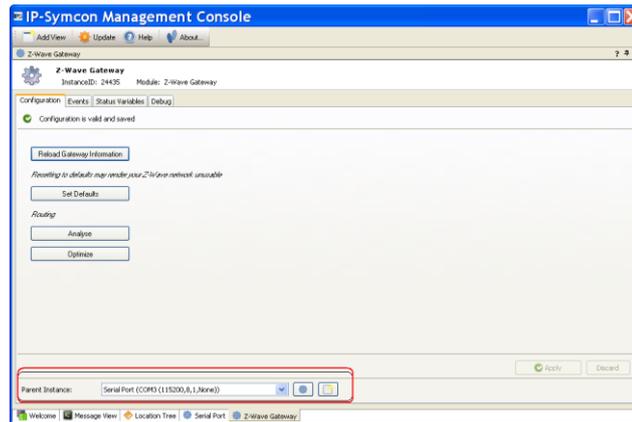


Figura 64. Z-Wave Gateway (IP-Symcon)

Core Instances. En este menú se encuentra el sistema interno de archivos donde se almacenan los eventos programados, dividido en los submenús que se observan en la siguiente figura:

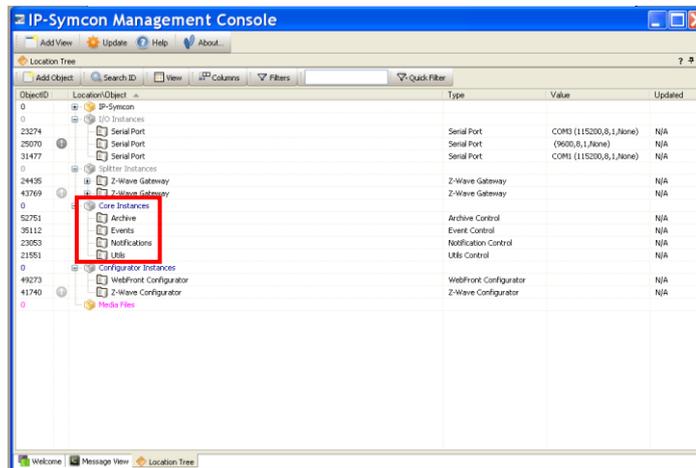


Figura 65. Core Instances (IP-Symcon)

Configurator Instances. En el submenú Z-Wave Gateway podemos observar la identificación del Gateway y los dispositivos que tiene incluido, las cuales asigna el programa de forma aleatoria. Por ejemplo, en la siguiente figura, podemos observar que el Gateway tiene asociado un termostato en los nudos 1 y 2 identificados con los códigos #48033 y #31369 (InstanceID).

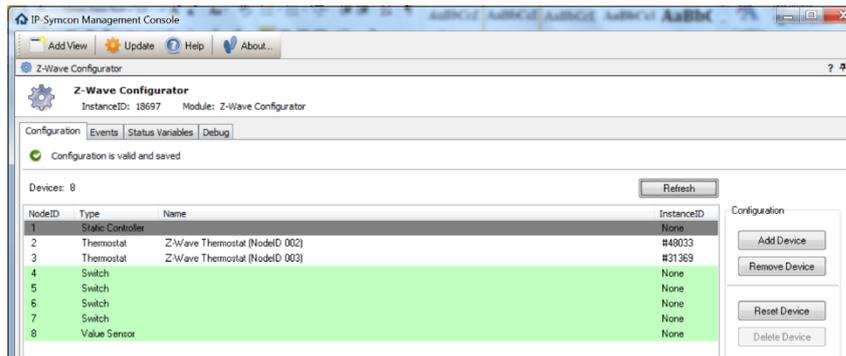


Figura 66. Z-Wave Configurator (IP-Symcon)

Si se conectan nuevos dispositivos, éstos aparecerán en verde y sin InstanceID. Para que aparezca la identificación hay que marcarlos y seleccionar la opción Create.

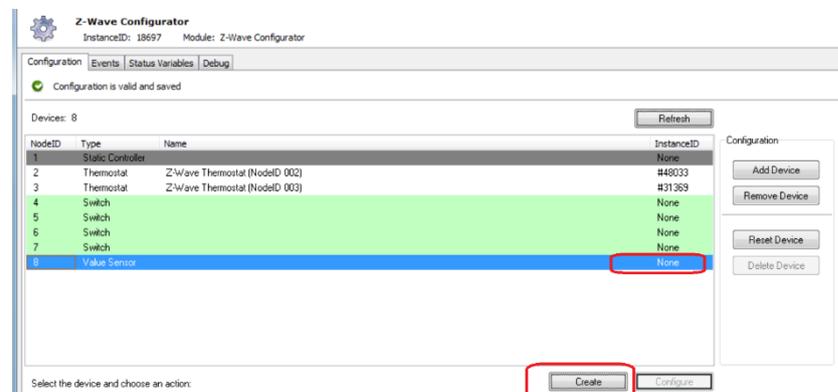


Figura 67. Creación de dispositivos en Z-Wave Configurator (IP-Symcon)

Una vez que se crea la identificación del dispositivo si se selecciona en la pantalla principal del programa, aparecen sus variables, a las que se asigna un nuevo ObjectID.

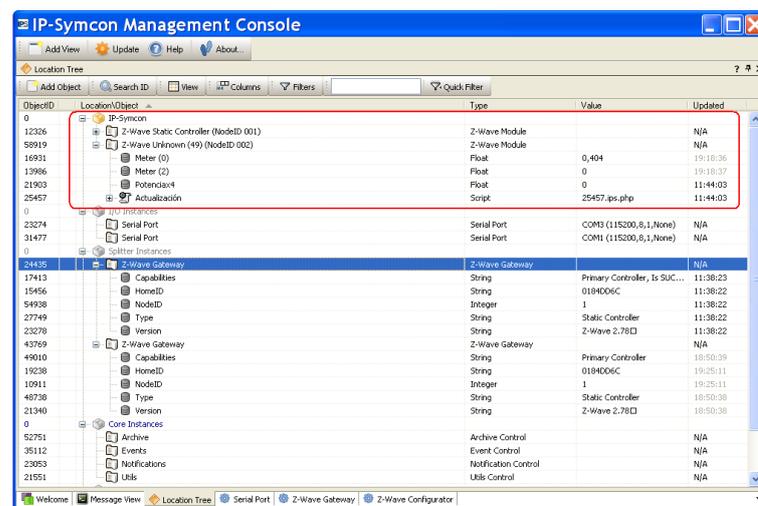


Figura 68. Nuevos dispositivos en IP-Symcon

Si las variables (temperatura, humedad, potencia, etc) no se han creado es

necesario recargar la configuración. Para ello, se selecciona el dispositivo en la pantalla principal y aparece la ventana de datos del dispositivo (device configuration) y al pulsar el botón Load, cargará los valores de cada una de las variables.

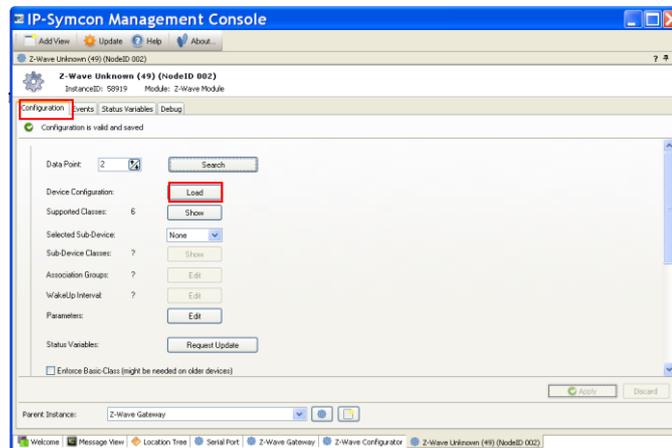


Figura 69. Configuración del valor de variables en IP-Symcon

Añadir variables. El programa permite la opción de añadir variables a los dispositivos para poder hacer cálculos intermedios, como sumar/multiplicar variables, adecuarlas, definir settings, etc, en el menú principal mediante la opción Add Object.

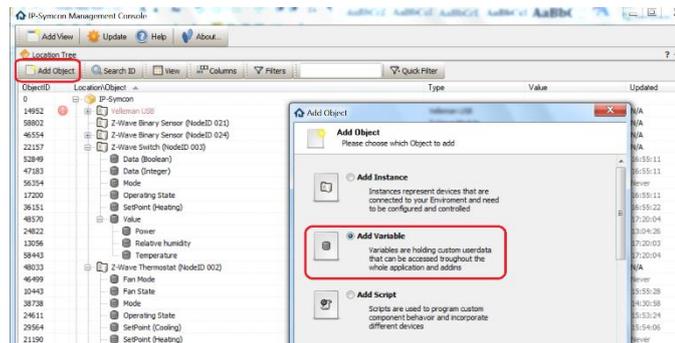


Figura 70. Añadir variables en IP-Symcon

Scripts. El software también permite añadir programas (scripts) para cada dispositivo y permiten diferentes funciones como archivar datos, controlar el dispositivo en sí, actualizar el programa definido, etc. Los scripts se definen en php.

En la siguiente figura, se muestra el script llamado “actualización” que verifica el estado de un medidor de potencia, que se encarga de leer los valores de la potencia y los archiva en una variable auxiliar (\$potencia).

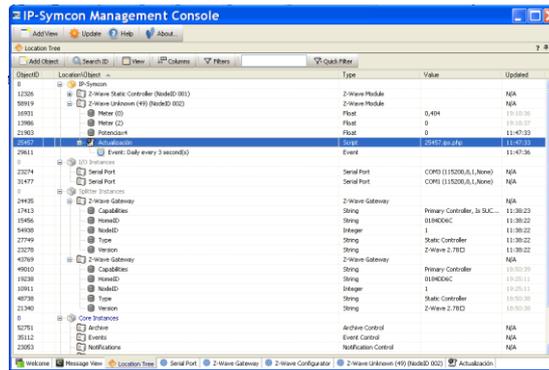


Figura 71. Script "actualización"

Mediante la opción Add Event se puede añadir un timer para que se ejecute cada cierto tiempo. Este timer puede utilizarse para diferentes aplicaciones, por ejemplo, leer datos de potencia cada 10 minutos, guardar datos cada hora, etc.

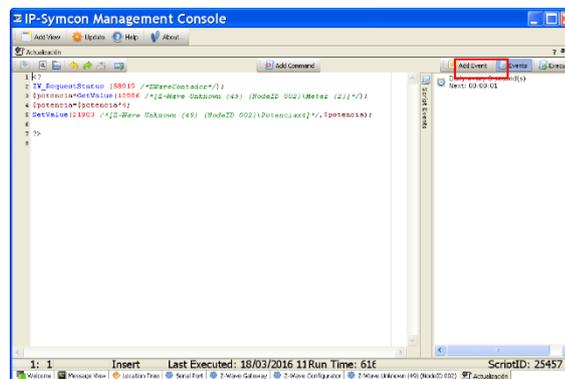


Figura 72. Añadir un timer al script "actualización"

5.5 FILTRADO DE LAS SEÑALES DEL TERMOPAR

Mediante el uso de termopares, se soluciona el problema del rango de medida de temperatura, ya que estos pueden medir desde temperaturas muy bajas (0°C) hasta más de 1000°C.

Sin embargo, los termopares presentan la dificultad de no poder hacer ningún tipo de unión con cables que no sean del mismo material ya que se crea una unión termoeléctrica. Además, como el cable presenta una longitud elevada, tanto dentro como fuera del aparato, se produce inducción de ruido eléctrico. Para conseguir reducir este ruido y dado que la señal es continua se plantea la necesidad de incluir un filtro.

Mediante el software Micro-Cap [94] se plantean dos tipos de filtros, uno simple y otro más complejo:

1. **Filtro simple**, cuenta con una red RC simple, siendo la frecuencia de corte $f=1/(2*\pi*R*C)$.

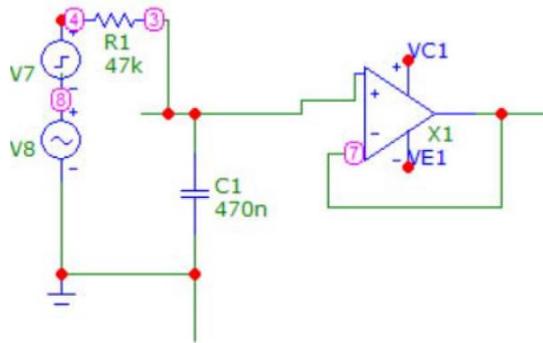


Figura 73. Red RC simple

Simulando este circuito en modo AC (entre 1e5 y 1 Hz), se observa que tiene buen comportamiento en cuanto al ruido, ya que todo lo que esté por encima de 50 Hz lo atenúa bastante.

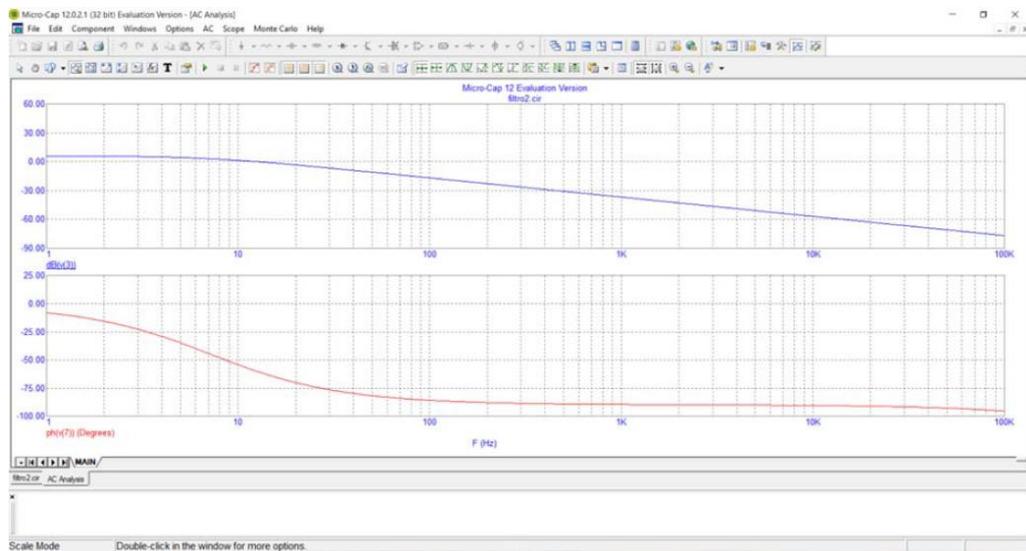


Figura 74. Simulación Red RC simple

2. Filtro Butteworth de orden 2. Mediante este filtro se conserva el valor de la tensión a frecuencias inferiores a la de corte y desciende (filtra muy rápido por encima de éstas).

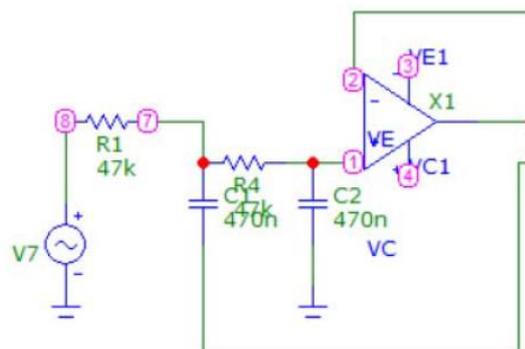


Figura 75. Butteworth de orden 2

Simulando en MicroCap entre 1 y 1000 Hz) se obtiene lo siguiente:

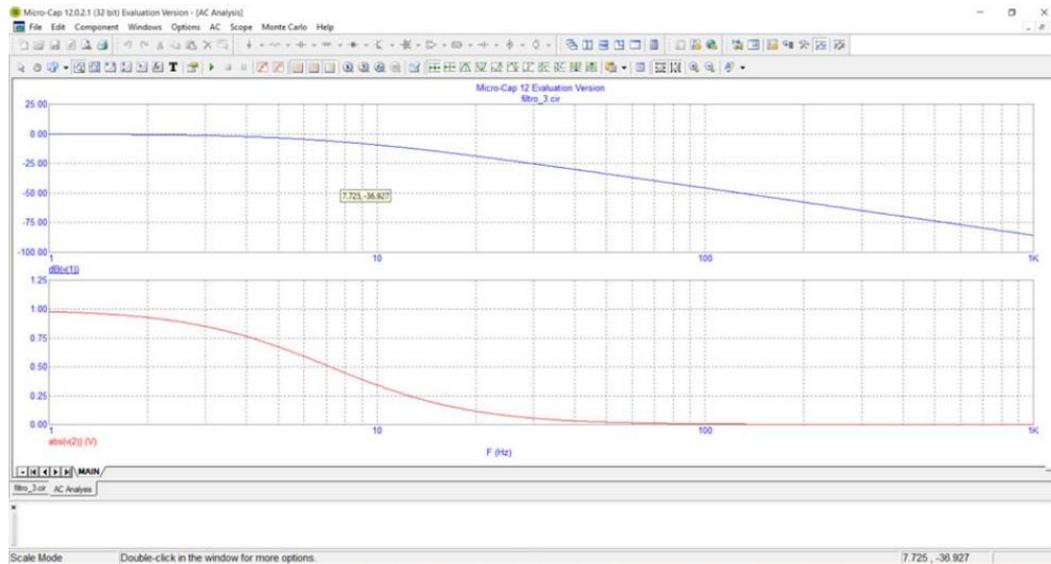


Figura 76. Simulación Butterworth de orden 2

Por tanto, mediante un Butterworth de orden 2 se mantiene mejor la tensión por debajo de los 10 Hz (lo buscado) y es más “agresivo” por encima de los 100 Hz, de hecho, prácticamente se elimina casi todo.

Por problemas con la placa utilizada, la cual tiene poco espacio y hace que sea difícil introducir los dos condensadores de 470 μF de esta configuración, se ha optado por utilizar el filtro simple (Red RC simple), que es menos preciso, pero se comprobó que tenía un buen comportamiento frente al ruido y era suficiente para nuestra aplicación.

CAPÍTULO 6: MODELO E INTEGRACIÓN DE TES EN MERCADOS DE ENERGÍA Y SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

6.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se explica, en primer lugar, la caracterización del comportamiento de un sistema de almacenamiento térmico (TES) en el laboratorio, desarrollando su modelo térmico-eléctrico equivalente.

Además, se realiza un estudio de la integración de cargas TES en mercados de energía, mediante servicios auxiliares-complementarios, es decir, aprovechando los cambios de los precios a corto plazo o manteniendo la frecuencia o las reservas de generación. Se seleccionará un mercado y se analizarán los requerimientos mínimos (MWh a aportar, horas de disponibilidad de forma continua, velocidad, capacidad de respuesta a señales del operador del sistema, etc).

6.2 MODELO TÉRMICO-ELÉCTRICO EQUIVALENTE DEL ACUMULADOR

En este apartado se explica el desarrollo llevado a cabo para obtener el modelo térmico-eléctrico equivalente del acumulador, el ajuste de la carga y descarga para obtener los parámetros buscados, la definición de sus ecuaciones de estado y la representación gráfica de dicho modelo.

El circuito eléctrico equivalente del modelo que nos permite caracterizar el comportamiento del acumulador cerámico es el siguiente:

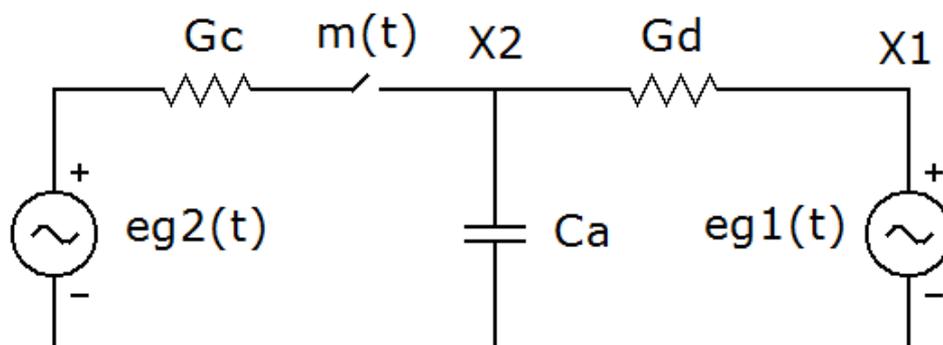


Figura 77. Modelo térmico-eléctrico equivalente del acumulador

A continuación, se definen los parámetros del modelo:

- **G_c** : Es el coeficiente de transmisión de calor en la carga, la conductancia térmica de carga en $J/^\circ K \cdot s$.
- **G_d** : Es el coeficiente de transmisión de calor en la descarga, la conductancia térmica de descarga en $J/^\circ K \cdot s$.
- **C_a** : Es la capacidad de acumulación de los ladrillos cerámicos en $J/^\circ K$. Su valor es $39,6 \cdot 10^3 J/^\circ K$ (cte).
- **$eg_1(t)$** : Temperatura en la chapa exterior del depósito de ladrillos ($^\circ C$).
- **$eg_2(t)$** : Temperatura teórica a la que se encuentran las resistencias eléctricas ($^\circ C$).
- **X_1** : Temperatura de la chapa, en $^\circ C$, valor conocido mediante la lectura del Termopar 1.
- **X_2** : Temperatura de los ladrillos cerámicos, en $^\circ C$, valor conocido mediante el Termopar 2.

El modelo obtendrá como variable de salida la temperatura en los ladrillos cerámicos utilizando como variable de entrada, estimándose la temperatura del Termopar 1 (X_1 , que coincide con Eg_1).

A continuación, se definen las ecuaciones de estado del modelo, teniendo en cuenta las siguientes variables:

X: Estado, temperatura de los ladrillos cerámicos.

U: Entradas al sistema (fuentes de tensión eg_1 y eg_2).

Y: Salidas del sistema (estados, flujos de calor, etc).

X_0 : Estado inicial de temperatura de los ladrillos (se obtiene de los ensayos de laboratorio).

Por un lado, las ecuaciones de estado son las siguientes:

$$DX = AX + BU$$

$$Y = CX + DU$$

Por otro lado, del modelo equivalente térmico-eléctrico (Figura 76) se puede obtener la ecuación del circuito eléctrico:

$$C_a DX(t) = - \left(\frac{X(t) - eg_1(t)}{\frac{1}{G_c}} + \frac{X(t) - eg_2(t)}{\frac{1}{G_d}} \right)$$
$$DX(t) = - \frac{(G_c + G_d)}{C_a} \cdot X(t) + \frac{G_c}{C_a} \cdot eg_1(t) + \frac{G_d}{C_a} \cdot eg_2(t)$$

Identificando los términos de las ecuaciones de estado y pasado a forma matricial:

$$[DX(t)] = \left[-\frac{(G_c + G_d)}{C_a} \right] \cdot [X(t)] + \begin{bmatrix} G_c & G_d \\ C_a & C_a \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} eg_1 \\ eg_2 \end{bmatrix}$$

$$[Y(t)] = [1] \cdot [X(t)] + [0 \quad 0] \cdot \begin{bmatrix} eg_1 \\ eg_2 \end{bmatrix}$$

Según la Figura 76, cuando el acumulador (sistema) está en descarga, el interruptor está abierto, el condensador cargado y se descarga a través de la resistencia G_d . En ese caso, las ecuaciones de estado quedarían de la siguiente manera:

$$[DX(t)] = \left[-\frac{G_d}{C_a} \right] \cdot [X(t)] + \begin{bmatrix} 0 & G_d \\ C_a & C_a \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} eg_1 \\ eg_2 \end{bmatrix}$$

$$[Y(t)] = [1] \cdot [X(t)] + [0 \quad 0] \cdot \begin{bmatrix} eg_1 \\ eg_2 \end{bmatrix}$$

Por el contrario, cuando el acumulador está en carga, el interruptor está cerrado (circuito completo), de forma que se carga a través de la resistencia de carga G_c y se descarga mediante G_d .

Una vez definidos los parámetros, utilizando los datos obtenidos en los ensayos de laboratorio, se realiza un ajuste solo de la fase de descarga del acumulador. Mediante este ajuste se podrá obtener el valor del parámetro de la resistencia de descarga (G_d). Posteriormente se utilizarán los datos de los ensayos de carga para ajustar los parámetros de carga (eg_2 y G_c).

El procedimiento es el siguiente:

1. Se ajusta la descarga y se obtiene G_d .

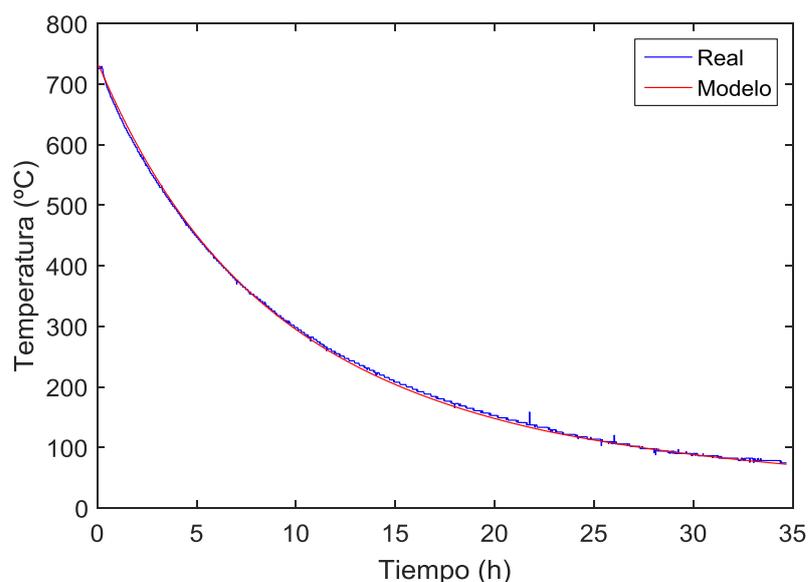


Figura 78. Obtención de G_d mediante ajuste de la descarga

Mediante este ajuste se obtiene un RMSE = 4,12°C.

2. Con un G_d constante se ajusta la carga y se obtiene E_g y G_c .

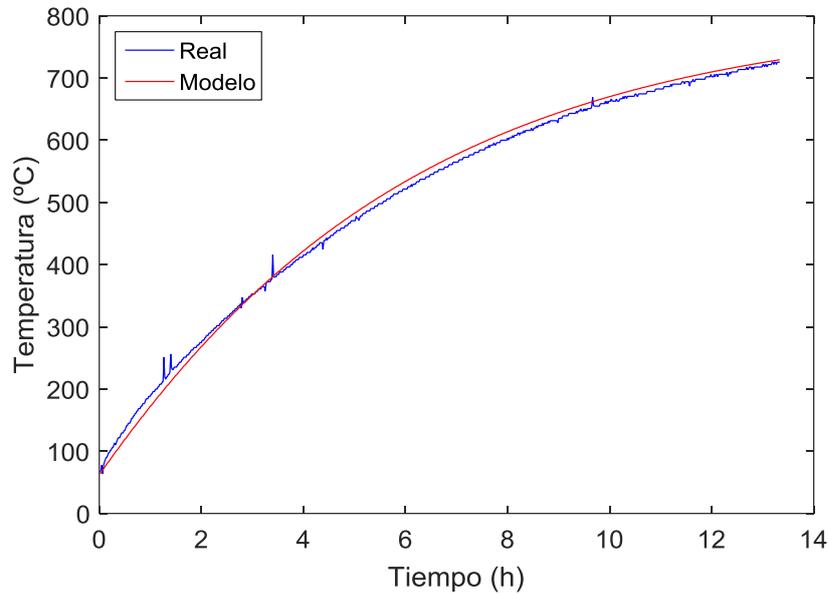


Figura 79. Ajuste de la carga con G_d constante

Mediante este ajuste se obtiene un RMSE = 10,61°C.

3. Se recalcula G_d con un ensayo de carga y descarga completa para asegurarnos de que las estimaciones de los parámetros son fiables.

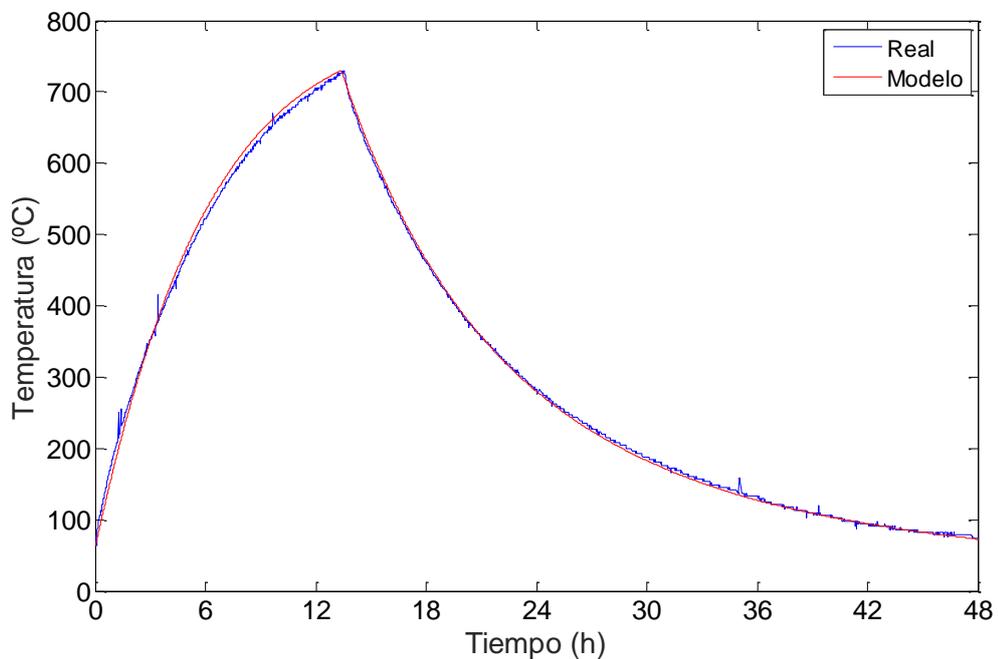


Figura 80. Recálculo de G_d mediante un ensayo de carga

Mediante este ajuste se obtiene un RMSE = 6,39°C.

Los valores obtenidos para los tres parámetros que caracterizan el modelo son los

siguientes:

$$\begin{aligned}G_c &= 0,5 \text{ J/s}^\circ\text{K} \\G_d &= 1,59 \text{ J/s}^\circ\text{K} \\E_g &= 2810,50^\circ\text{C}\end{aligned}$$

Una vez se han obtenido los parámetros, se simula el modelo con varias cargas y descargas seguidas. El tiempo de simulación para comprobar la validez de estos parámetros fue de 1 semana (168 horas), lo que equivale a 4 cargas y 3 descargas completas más 1 descarga a medias. Los resultados obtenidos se presentan en la gráfica de la figura 80.

Además, se han calculado los siguientes índices de error para ver el grado de ajuste del modelo:

- Error cuadrático medio (RMSE).

$$\text{RMSE} = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (\hat{x}_i - x_i)^2} = 11,30^\circ\text{C}$$

Como se comentó en el capítulo anterior, la tarjeta de adquisición de datos Velleman 8055K tiene una salida digital de resolución de 8 bits que se traduce en un entero de hasta 255 escalones.

Como los valores de temperatura de los termopares van 0-1000°C, dividiendo entre los 255 escalones que proporciona la tarjeta se obtiene una precisión en los datos aproximadamente igual a 4°C (la tarjeta mide temperaturas en saltos de 4°C), por lo que el error sería de aproximadamente 3 escalones de la tarjeta.

- Error porcentual medio (MPE). Es el promedio calculado de errores porcentuales por el cual los pronósticos de un modelo difieren de los valores reales de la cantidad que se pronostica.

$$\text{MPE} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left(\frac{y_i - \hat{y}_i}{y_i} \right) \cdot 100 = -0,64 \%$$

En cuanto al MPE, el porcentaje de error obtenido es muy pequeño (menor al 1%) y el signo negativo nos indica que los valores obtenidos por el modelo son normalmente menores que las temperaturas obtenidas en los ensayos (el error medio se comete por defecto).

- Error porcentual absoluto medio (MAPE). Similar al MPE, pero calculando las diferencias entre los valores predichos y los valores reales en valor absoluto.

$$MAPE = \frac{100}{N} \sum_{i=1}^N \left| \frac{x_i - \hat{x}_i}{x_i} \right| = 2,55\%$$

Al igual que el MPE, el MAPE da un error muy pequeño, por lo que nos proporciona otro parámetro más de que el modelo está ajustado correctamente.

Modelo representado gráficamente

A continuación, se representa gráficamente el modelo explicado anteriormente.

En azul se representan las medidas reales, mientras que en rojo el modelo ajustado.

En primer lugar, se representan las medidas reales de temperatura del Termopar 2 frente al modelo ajustado.

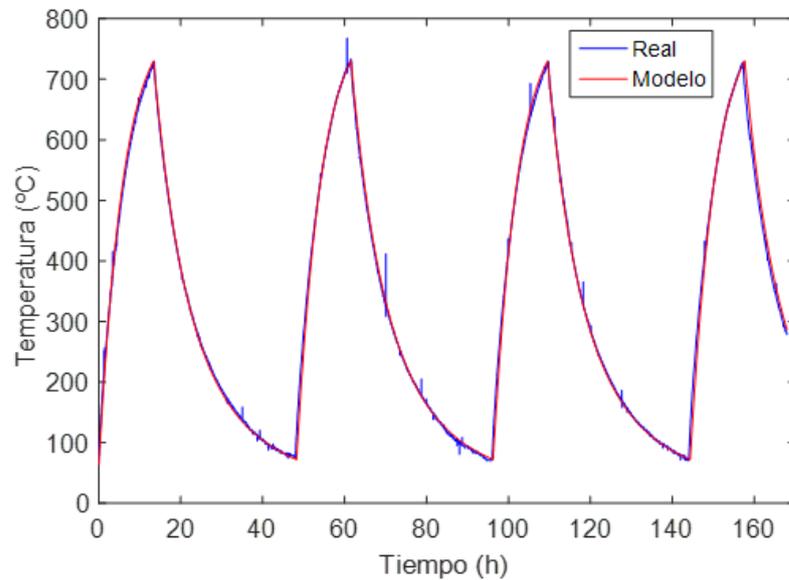


Figura 81. Mediciones reales Termopar 2 vs modelo ajustado

A continuación, se representan los valores reales de la potencia del acumulador frente a la potencia nominal del acumulador, que según las especificaciones del manual es igual a 975 W.

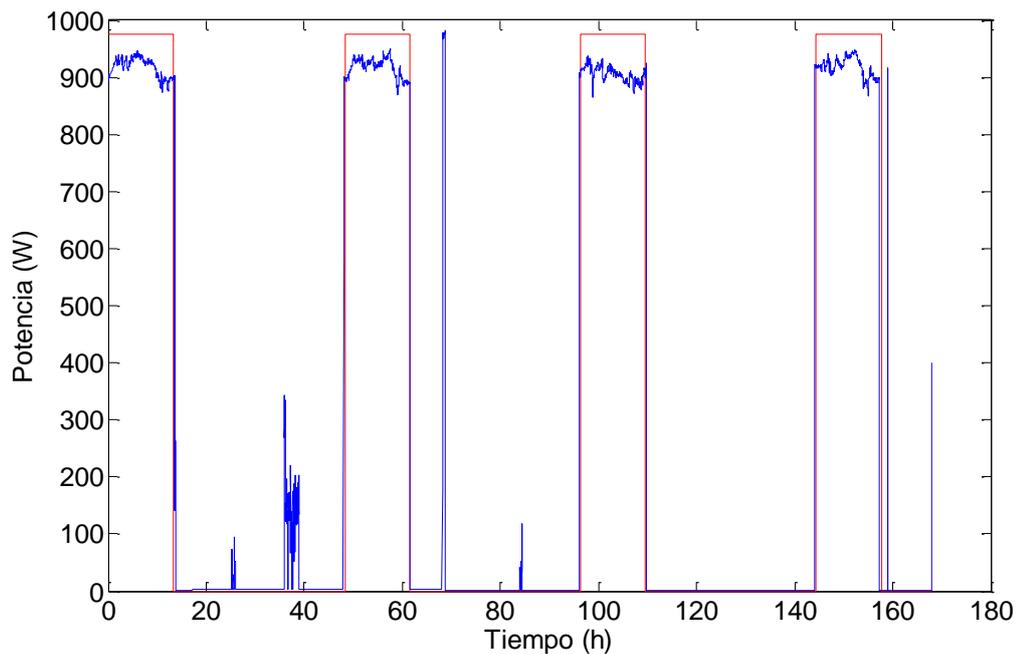


Figura 82. Mediciones reales de potencia del acumulador vs potencia nominal

Observamos, que en ningún momento la potencia llega a los 975 W que se especifica en el manual del acumulador, siendo la media de la misma aproximadamente igual a 900 W.

Además, se ha calculado el estado de carga en cada momento mediante la siguiente expresión:

$$SOC = \frac{T_a - T_{amb}}{T_{f\acute{m}ax} - T_{amb}} \cdot 100$$

Siendo

T_a : Temperatura de los ladrillos cerámicos.

T_{amb} : Temperatura ambiente, se han considerado 25°C.

$T_{f\acute{m}ax}$: Temperatura máxima que alcanzan los ladrillos cerámicos, aproximadamente igual a 730°C.

En la figura 83 se observa que la temperatura mínima se alcanza cuando se produce la descarga y es de unos 70°C, nunca llega a la temperatura ambiente. Para disminuir esta temperatura y que se acercara a la temperatura ambiente habría que estar sin utilizar el acumulador durante un largo periodo de tiempo.

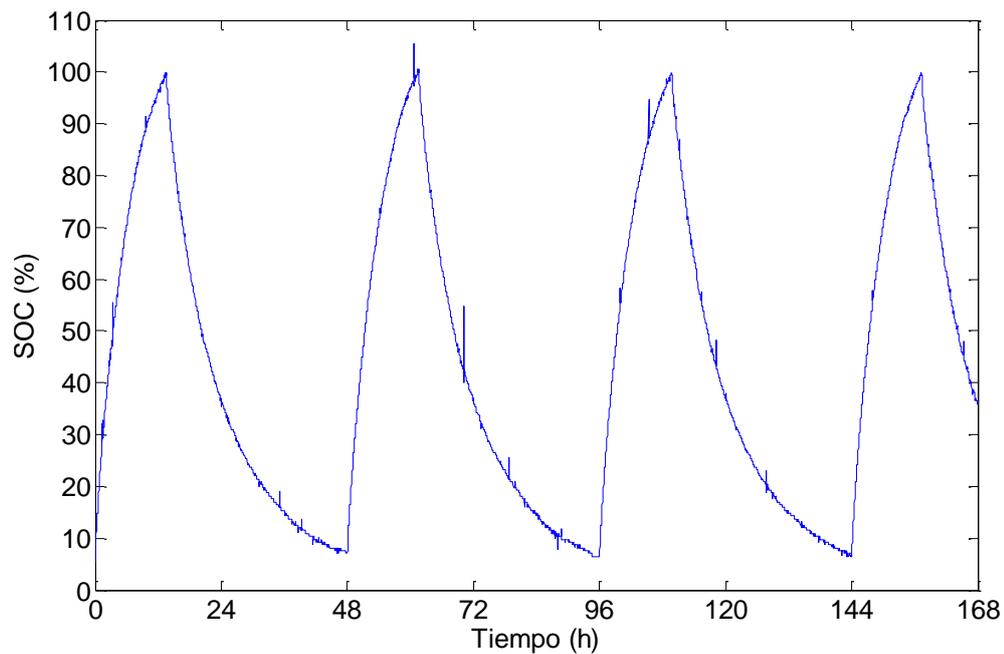


Figura 83. Estado de carga (SOC)

Por ejemplo, a las 13 horas y 30 minutos se produce por primera vez el mayor estado de carga, igual al 99,86%.

Vemos que una vez que se produce la primera descarga a las 48 horas, permanece una carga residual del 7%.

Por último, se ha calculado la eficiencia de una carga completa de la siguiente forma:

$$\eta_{carga} = \frac{Q_{alm}}{E_{el\acute{e}ct}} \cdot 100 = 60,23\%$$

Siendo

$$Q_{alm} = m \cdot c_p \cdot \Delta T$$

$$E_{el\acute{e}ct} = P \cdot \text{tiempo de carga}$$

Donde

m es la masa de los ladrillos cerámicos del interior del acumulador, hay 4 ladrillos y cada uno pesa 11 kg.

c_p es el calor específico de los ladrillos cerámicos, igual a 0,9 KJ/kg°K.

$$\Delta T = (T_f - T_i) = 730 - 73,1 = 656,9^\circ\text{K}$$

P es la potencia del acumulador, aproximadamente igual a 900W.

El **tiempo de carga** es aproximadamente de 13 horas y 30 minutos.

Problemas técnicos en el desarrollo del modelo

Durante el confinamiento, tuvimos problemas con el sensor que medía la temperatura exterior, dejó de enviar datos y el sensor de la temperatura interior solo enviaba datos unas 4-5 veces al día, por lo que hasta que no pudimos entrar al laboratorio, identificar los problemas de conexión y registro de datos de estos sensores, las mediciones no nos servían para poder sacar el modelo detallado (incluyendo datos de temperatura de la habitación y del exterior). A la vuelta del confinamiento ya era verano y aunque se decidió seguir haciendo ensayos para tener más datos que incluyeran temperaturas interna y externa a la habitación, probar un sistema de calefacción y desarrollar un modelo en base a ello con datos de temperaturas en verano en Murcia no parece muy adecuado. Además, a principios de agosto, debido a las pruebas de mantenimiento que realiza la universidad se cortó el suministro durante unas horas, por lo que se desconfiguraron los dispositivos y los datos que se enviaban a IP-Symcon eran ceros y unos y se perdieron unas dos semanas de mediciones hasta que pudimos acceder al laboratorio y reconectar correctamente todos los dispositivos. Por todo esto, se decidió simplificar el modelo y usar solo las medidas de los termopares 1 y 2 obtenidas en febrero y marzo de 2020. Se deja para trabajos futuros el desarrollo más detallado del modelo.

6.3 BENEFICIOS E INTEGRACIÓN DE LOS TES

En este apartado se explica, en primer lugar, cómo puede beneficiarse un consumidor residencial de la utilización de acumuladores eléctricos para reducir el coste de su factura eléctrica asociado a la calefacción. Por otro lado, se analizan los requerimientos de los mercados eléctricos para utilizar este tipo de cargas (acumulador) como reguladoras de frecuencia del sistema eléctrico y/o servicios complementarios.

6.3.1 Punto de vista del consumidor. tarifas de discriminación horaria

Un usuario medio se podría beneficiar del uso de este tipo de acumuladores mediante la llamada tarifa luz nocturna (o de discriminación horaria) que ofrecen varias compañías eléctricas.

Dicha tarifa [95] ofrece precios más baratos en el consumo de luz de 23h a 13h en horario de verano (abril a octubre), mientras que el horario de invierno es de 22h a 12h (noviembre a marzo), siendo las horas “no promocionadas” más caras en la factura.

Este plan permite contratar en dos rangos de potencia.

- Potencia contratada menor o igual a 10 kW (utilizada por el 98% de los hogares españoles). El término de potencia es igual a 57,23 €/kW año, mientras que el término de energía en las horas promocionadas es igual a 0,095321 €/kWh y las horas no promocionadas tienen un coste igual a 0,189994 €/kWh (el doble que el precio de la hora promocionada).

- Potencia contratada mayor de 10 kW y menor o igual a 15 kW. En este caso el término de potencia asciende a 63,59 €/kW año. Por otro lado, el término de energía en las horas promocionadas es 0,139184 €/kWh y el de las horas no promocionadas es 0,215428 €/kWh.

Para contratar este plan, es necesario tener una tarifa de acceso con Discriminación Horaria. En el caso de no disponer de dicha tarifa en el momento de la contratación se solicita a la distribuidora un importe de 10,94€ como derechos de enganche de la empresa distribuidora, esto puede conllevar una modificación de la potencia contratada, suponiendo costes adicionales aplicables por la distribuidora.

Un usuario residencial que disponga de uno o varios acumuladores cerámicos, podrá beneficiarse de la contratación de esta tarifa ya que podrá utilizar como periodo de carga del acumulador el periodo promocionado de esta tarifa, que en invierno es de 22h a 12h (14h, aproximadamente el tiempo de carga completa del acumulador), y durante el periodo no promocionado, utilizará la energía almacenada en los ladrillos cerámicos para mantener el confort térmico de su vivienda.

En el laboratorio, se ha simulado esta opción mediante la programación en el acumulador cerámico del tiempo permitido para la carga, fijándole el periodo promocionado (de 22h a 12h) y permitiéndole la carga los 7 días de la semana (el acumulador permite decidir qué días cargar, podríamos por ejemplo decidir no cargar los fines de semana si sabemos que no vamos a estar en casa). Una vez fijado el periodo de carga, el propio acumulador autogestiona el tiempo de carga que necesita para mantener la temperatura de consigna que en nuestro caso hemos seleccionado en 25°C. En la siguiente figura se representa una semana de funcionamiento del acumulador (168h) con esta configuración de carga y descarga, presentándose los datos reales en azul y lo obtenido con el modelo en rojo.

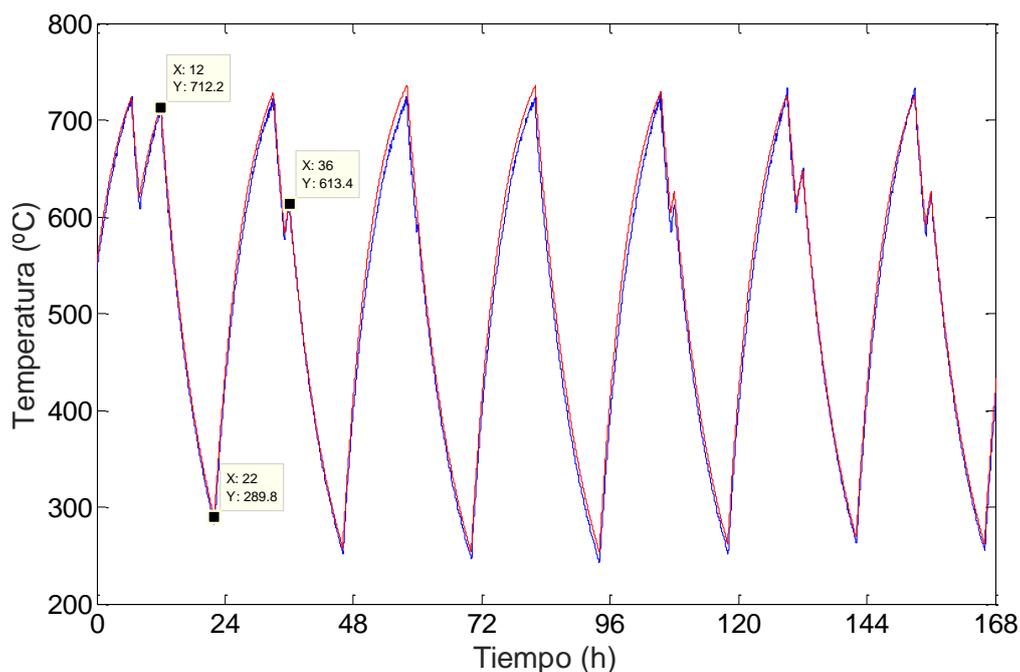


Figura 84. Periodos de inicio y fin de carga (horas promocionadas)

Se comprueba en las etiquetas como los periodos de inicio y fin de la carga coinciden con los del periodo promocionado (fin a las 12h e inicio a las 22h).

En la figura 85 se presenta el valor de la temperatura de la chapa.

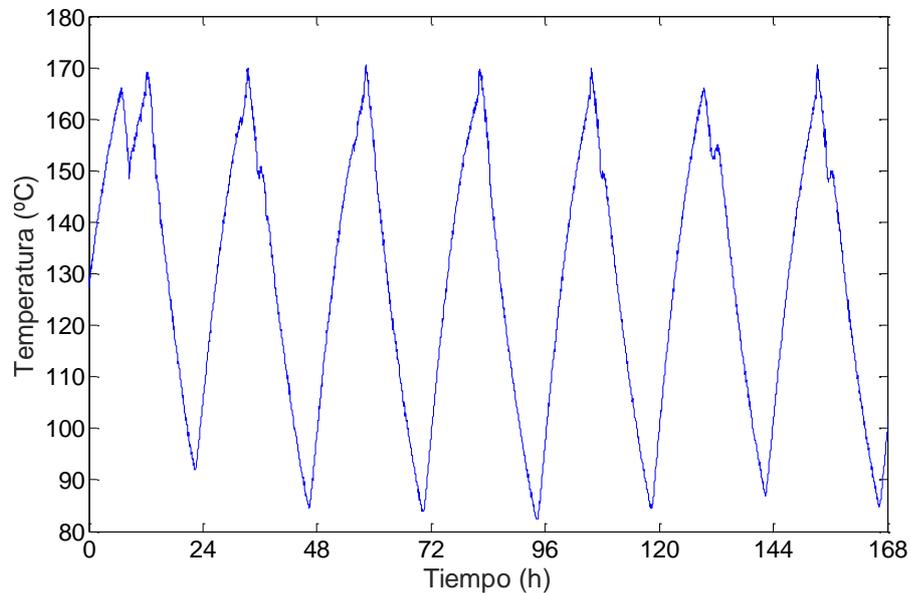


Figura 85. Temperatura de la chapa en una semana

En la figura 86, se representa la temperatura exterior o ambiente (azul) e interna o interior de la habitación (roja) durante esa semana. Se comprueba como la temperatura interna de la habitación se mantiene prácticamente constante en torno a 25°C, por lo que se asegura que cargando el acumulador en horario nocturno promocionado se puede mantener el confort térmico de la habitación durante todo el día.

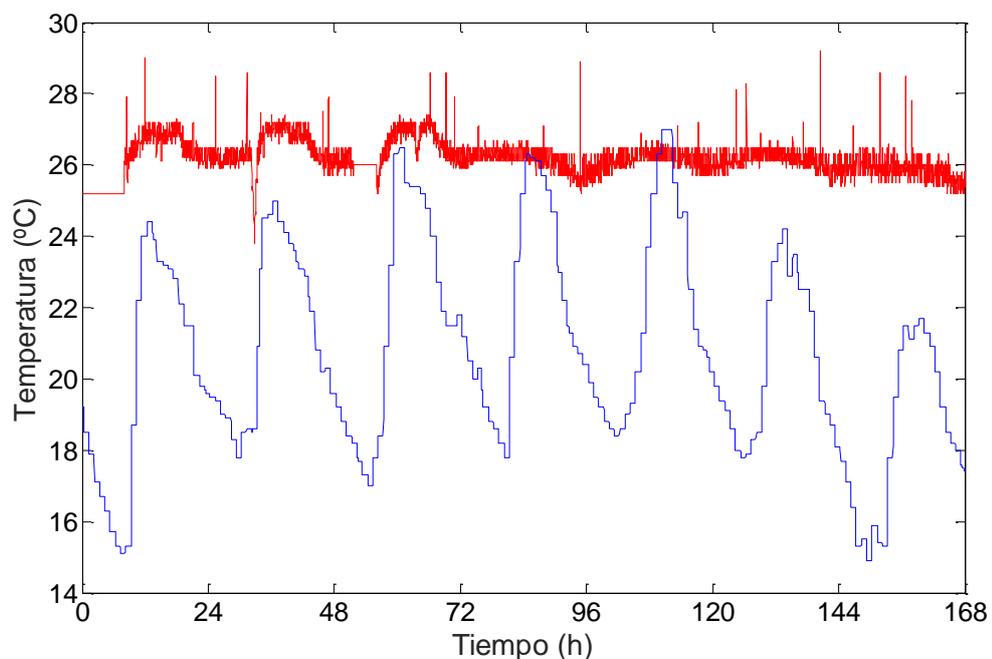


Figura 86. Temperatura interior (rojo) y exterior (azul) en una semana

En el siguiente capítulo se calculará el ahorro que supone la utilización de una tarifa

de discriminación horaria frente a una tarifa plana (precio constante todo el día), así como la diferencia de coste de la utilización de acumuladores cerámicos frente a otros sistemas de calefacción convencionales (radiador de aceite y bomba de calor).

6.4 REQUERIMIENTOS DEL MERCADO

Como se comentó en el Capítulo 4, los servicios complementarios son los encargados de asegurar seguridad, calidad y eficiencia económica en el suministro eléctrico. Dichos servicios son posibles en dos ámbitos, la respuesta a la demanda y el mercado de capacidad.

El mercado de capacidad, puede ser una opción interesante, ya que consiste en rebajar la potencia de pico que se consume, disminuyendo las necesidades de nuevos recursos de generación, esto se consigue, en nuestro caso, apagando el acumulador cuando no haga falta utilizarlo una vez que se llega a la temperatura que se quiere mantener en el espacio en el que esté instalado. De forma que esa potencia que “sobra” durante el día se aprovecha ya que el sistema paga incentivos a la generación (pagos por capacidad en España).

Por un lado, el mercado de la energía varía con los precios del combustible, mientras que el valor del mercado por capacidad lo hace debido a los cambios que se producen en la cantidad de recursos de los que dispongan los productores de electricidad. Dichos recursos compiten en el mercado de capacidad con el objetivo de estar disponibles para satisfacer una demanda proyectada de electricidad de 3 años [96].

Debido a la fuerte competencia, los precios de las subastas se han mantenido a un precio bajo en el mercado de capacidad durante la gran mayoría de años, pero cuando se redujo la generación, el valor de mercado de la capacidad aumentó.

Las subastas anuales en el mercado de capacidad (FCM) en el operador PJM permiten que el sistema tenga los recursos suficientes para satisfacer la demanda futura de electricidad. El mercado está obligado a proporcionar capacidad mediante subastas 3 años antes del periodo de compromiso.

Según datos de ISO New England, desde 2010 hasta la actualidad, los pagos por capacidad oscilan entre 3 y 5 \$/kW. Es decir, por cada kW de potencia de pico obtendríamos un incentivo de 3-5 \$ cada mes [97]. En la siguiente figura se pueden observar los pagos por capacidad mencionados.

AUCTION COMMITMENT PERIOD	TOTAL CAPACITY ACQUIRED (MW)	NEW DEMAND RESOURCES (MW) ¹	NEW GENERATION (MW) ²	CLEARING PRICE (\$/KW-MONTH)
FCA #1 in 2008 for CCP 2010/2011	34,077	1,188	626	\$4.50 (FLOOR PRICE)
FCA #2 in 2008 for CCP 2011/2012	37,283	448	1,157	\$3.60 (FLOOR PRICE)
FCA #3 in 2009 for CCP 2012/2013	36,996	309	1,670	\$2.95 (FLOOR PRICE)
FCA #4 in 2010 for CCP 2013/2014	37,501	515	144	\$2.95 (FLOOR PRICE)
FCA #5 in 2011 for CCP 2014/2015	36,918	263	42	\$3.21 (FLOOR PRICE)
FCA #6 in 2012 for CCP 2015/2016	36,309	313	79	\$3.43 (FLOOR PRICE)
FCA #7 in 2013 for CCP 2016/2017	36,220	245	800	\$3.15 (FLOOR PRICE) NEMA/Boston: \$14.99
FCA #8 in 2014 for CCP 2017/2018	33,712	394	30	\$15.00/new & \$7.025/existing
FCA #9 in 2015 for CCP 2018/2019	34,695	367	1,060	System-wide: \$9.55 SEMA/RI: \$17.73/new & \$11.08/existing
FCA #10 in 2016 for CCP 2019/2020	35,567	371	1,459	\$7.03
FCA #11 in 2017 for CCP 2020/2021	35,835	640	264	\$5.30
FCA #12 in 2018 for CCP 2021/2022	34,828	514	174	\$4.63
FCA #13 in 2019 for CCP 2022/2023	34,839	654	837 ³	\$3.80
FCA #14 in 2020 for CCP 2023/2024	33,956	323	335	\$2.00

Figura 87. Pagos por capacidad 2010-actualidad en ISO New England [98]

A principios de verano de 2020, PJM completó la subasta de capacidad 2021/2022 en la que se destaca los más de 163.600 MW de capacidad no forzada, los cuales representan un margen de reserva del 22%, muy por encima del objetivo del 15,6% marcado por PJM. Esta capacidad no forzada es ligeramente inferior a la subasta 2020/2021, la cual fue de 165.000 MW. Según PJM, los precios más altos en la mayoría de ubicaciones reflejaban los bajos precios del mercado de energía. Esto provocó que los generadores tuvieran que ofertar a mayor capacidad para asegurarse de obtener beneficios con los que pudieran afrontar los costes.

En cuanto a los resultados, lo más destacado fue la reducción de la capacidad nuclear, que fueron unos 19.900 MW frente a los 27.400 MW del año 2019. Además, cabe destacar la generación renovable, por ejemplo, los recursos eólicos pasaron de 887 MW a 1.416 MW, mientras que la energía solar pasó de 125 MW a 570 MW. Por el contrario, las plantas generadoras que dependen de combustibles fósiles como gas natural aumentaron su capacidad 1 GW y las plantas de carbón en 500 MW, que hicieron que afectaran notablemente a las ofertas de las subastas.

Esta subasta reflejó un impacto importante de la respuesta de la demanda y de la eficiencia energética. Salieron a subasta un total de 13,9 MW de respuesta a la demanda y eficiencia energética, lo que representa aproximadamente el 8,5% de la capacidad total

del PJM, el resto fueron nuevas centrales de generación que aportan capacidad al sistema.

Actualmente, en España, la participación de la demanda en capacidad y servicios complementarios no son una posibilidad. Esta estrategia se podría plantear en el futuro, siempre y cuando hubiera una estructura de mercado en la que los consumidores pudieran participar en otros mercados. Países como Inglaterra y Francia ya gozan de este tipo de participaciones del pago por capacidad, aunque es verdad que es escasa.

En concreto, en Inglaterra, en enero de 2020 se anunciaron los precios provisionales de la subasta T-3 del Mercado de Capacidad (CM), después de que se produjera un restablecimiento del mercado en octubre de 2019 en el que se modificó el calendario de subastas para poder permitir una adquisición de capacidad suficiente con la programación normal. Debido a esta circunstancia que se produjo la subasta T-4 que correspondería para el periodo 2022-2023 se retrasó.

En esta subasta se contrataron 45 GW a un precio de 6,44 £/kW año, el cual es mejor para el consumidor final si lo comparamos con la misma subasta del año pasado en la que se obtuvo un precio de 8,40 £/kW año.

Los resultados de la subasta T-3 por capacidad se pueden observar en la siguiente figura:

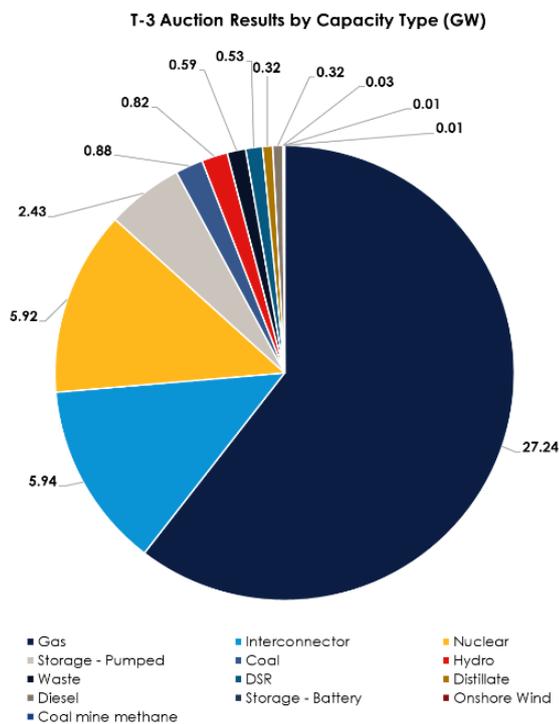


Figura 88. Resultados de la subasta T-3 (capacidad) [99]

Por otro lado, como comentamos en capítulos anteriores, las nuevas plantas de generación tienen más dificultades para implantarse en el mercado, al igual que menores ingresos en relación a la oferta. Sin embargo, a medida que las plantas de carbón salen

del sistema, las energías renovables van ganando cada vez más protagonismo y con el paso del tiempo se están consiguiendo paulatinamente importantes avances en la generación de energía limpia y sostenible. Por lo que se espera que una recuperación en el precio en futuras subastas (T-4).

Sin embargo, a pesar de las dificultades de estas energías, por ejemplo, la energía eólica alcanzó 15 MW por primera vez, mientras que el almacenamiento en baterías lo hizo en 30 MW. Esto se puede deber a los factores de reducción que se le aplica a este tipo de generación de energía, lo que ha reducido su interés en el Capacity Market.

Por otro lado, la Gestión de la Demanda solo adquirió la mitad de la capacidad, lo cual puede llevar a una lectura pesimista de los datos, ya que unos años atrás adquirió alrededor de 300 MW a un precio de 45€/kW año. Estos datos lo que muestran es que la generación existente supera con claridad a la generación de nueva construcción, la cual representa el 82% de los contratos. Esta gran diferencia se debe a que los interconectores, tanto existentes como de nueva construcción, representan, respectivamente, la segunda y tercera mayor capacidad adjudicada en la subasta (5,9 GW en total), que conllevan a los bajos precios de compensación y dificultan el despliegue de nuevas construcciones.

El principal problema que puede surgir con esta estrategia en el futuro cuando esté más desarrollada, es que cada vez sobraré más capacidad en el sistema y, por tanto, los precios bajarán. Aunque si consideramos el escenario de que el cierre de centrales nucleares y de carbón podría reducir la capacidad del sistema y de esta forma aumentarían los pagos por capacidad. Por lo que, el principal reto del mercado de capacidad sería encontrar un equilibrio entre generación y demanda de energía.

A pesar de ello según datos de PJM, los pagos por capacidad siguen representando los mayores ingresos para los consumidores que optan por la respuesta de la demanda o toman medidas de eficiencia energética, como se puede observar en la siguiente figura:

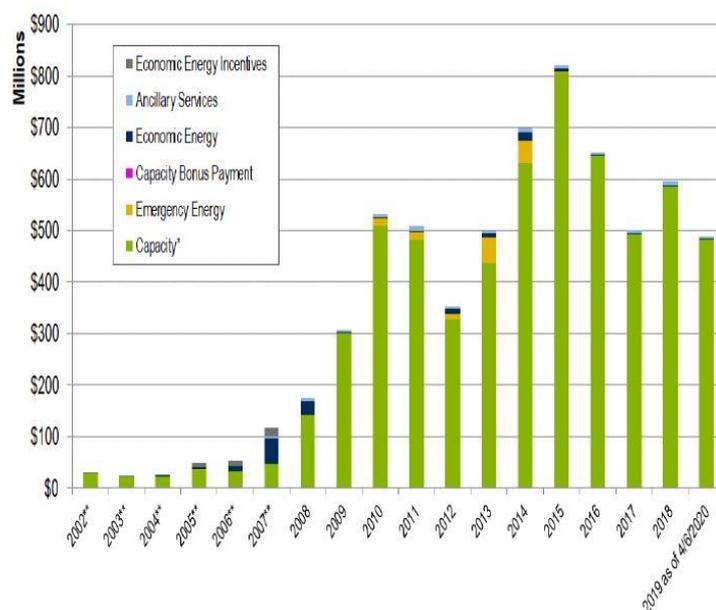


Figura 89. Ingresos consumidores por pagos por capacidad [100]

No obstante, en 2019, la Unión Europea aprobó la directiva 2019/944 [101] en la que un consumidor tiene la posibilidad de entrar al mercado, pero siempre que sea un usuario activo (*prosumer*) en su compra y gestión de la energía.

Dicha directiva, garantiza que todos los consumidores puedan beneficiarse de la participación directa en el mercado, ajustando su consumo y a cambio beneficiándose de precios más bajos en la electricidad u otros incentivos como pagos por capacidad. A medida que aumente la conciencia de los consumidores pasivos para ser activos estos beneficios aumentarán. Por otro lado, los Estados miembros de la Unión Europea deben garantizar que los consumidores que no participen activamente en el mercado no serán penalizados con precios más altos que los que si participan en el mercado.

Además, deberán asegurar los siguientes puntos:

- Garantizar que los clientes finales tengan derecho a actuar como clientes activos sin estar sujetos a requisitos técnicos y administrativos y cargos discriminatorios que no reflejen los costes.
- Asegurar que los clientes activos tengan derecho a:
 - Operar directamente o por agregación.
 - Vender electricidad autogenerada.
 - Participar en planes de flexibilidad y eficiencia energética.
 - Delegar en un tercero la gestión de instalaciones para llevar a cabo su actividad, operación y mantenimiento sin que dicho tercero se considere como un usuario activo.
 - Estén sujetos a tarifas de acceso a la red que reflejen los costes, transparentes y no discriminatorias.
 - Sean económicamente responsables de los desvíos que provoquen en el sistema eléctrico.
- Los Estados miembros podrán tener diferentes disposiciones aplicables para los clientes activos individuales y para aquellos que actúen conjuntamente, siempre que todos los derechos y obligaciones establecidos se apliquen a todos ellos.
- Los clientes sujetos a los sistemas existentes tendrán en todo momento la posibilidad de optar por un nuevo sistema que tenga en cuenta por separado la electricidad vertida a la red y la electricidad consumida procedente de la red como base para el cálculo de las tarifas de acceso a la red.
- Los Estados miembros garantizarán que los usuarios activos que son propietarios de una instalación de almacenamiento de energía cumplan lo siguiente:
 - Derecho a una conexión a la red siempre que se cumplan todas las condiciones necesarias, como las responsabilidades de balance y un esquema de medida adecuado.
 - No estén sujetos a ninguna duplicación de gastos, incluidas las tarifas de acceso a la red, para la electricidad almacenada o al prestar servicios de flexibilidad.

- no estén sujetos a requisitos o tasas de concesión de licencias desproporcionados.
- Posibilidad de prestar varios servicios simultáneamente, cuando sea técnicamente viable.

En el siguiente capítulo se van a extrapolar cálculos con otros mercados como el PJM y se van a comparar con un hipotético caso en el mercado español de la actualidad.

Además, al calcular la viabilidad del proyecto, se realizará una estimación de en cuanto tiempo se podría amortizar el acumulador gracias a los posibles pagos por capacidad más la reducción de la factura eléctrica con respecto al gasto que supondría con un radiador convencional.

En cuanto a la gestión de la demanda, se tendrán que tener en cuenta los costes que suponen los dispositivos de control y software para la toma de datos y los equipos de monitorización.

CAPÍTULO 7: EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA

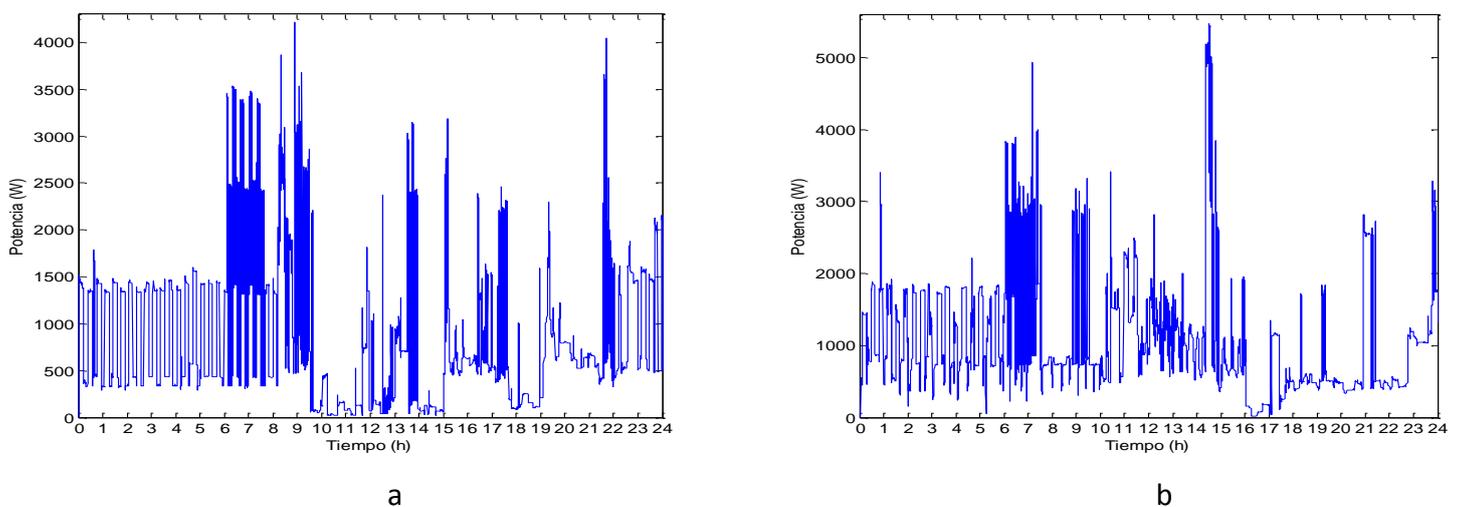
7.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo, se van a comparar las distintas tecnologías explicadas en el Capítulo 2, para demostrar si realmente el acumulador de calor, objeto de estudio de este Trabajo Fin de Máster, ofrece beneficios con respecto a la bomba de calor y al radiador.

Para ello, partiendo de un caso base del consumo de una vivienda, se realizará una evaluación económica en la que se calculará el coste de emplear cada una de las tres tecnologías, comparando dos tarifas eléctricas diferentes. Además, se estudiará, mediante un análisis de precios de diferentes mercados extranjeros, la posibilidad de emplear el acumulador de calor como un elemento activo del mercado (gestión de la demanda). También se elaborará un presupuesto de los dispositivos de control utilizados en el laboratorio para calcular si la sustitución del acumulador por la bomba de calor y el radiador es una inversión rentable a largo plazo.

7.2 CASO PRÁCTICO

En el caso de la bomba de calor y el radiador eléctrico, se utilizarán como caso base los datos de una vivienda que dispone de una potencia contratada menor o igual a 10 kW (la cual representa el 98% de los hogares españoles). Para el acumulador de calor, los datos de consumo utilizados corresponden obtenidos en el laboratorio. En la siguiente figura se puede observar el perfil de consumo horario de la vivienda seleccionada en los meses de invierno.



*Figura 90. Consumo total en un día de invierno de la vivienda analizada
a) Laborable (entre semana) b) Fin de semana*

Observamos que, durante un día laborable, el consumo de la vivienda analizada es pequeño en las horas centrales del día, sin embargo, por la noche y hasta las 9 de la mañana y a partir de aproximadamente las 14h, el consumo aumenta y sí que existen picos de consumo debido a que se ponen en funcionamiento la bomba de calor (split) y el radiador eléctrico, siendo sus picos de consumo más altos entre las 6 y las 9 de la mañana y entre las 21 y 22h de la noche, cuando ambos sistemas de calefacción están conectados a la vez (el radiador se emplea de apoyo a la bomba). Además, este consumo se junta con otros como puede ser el calentador de agua, el frigorífico, etc.

Por otro lado, en un día de fin de semana, debido a que no se trabaja durante la mañana, se permanece en la vivienda y el consumo durante este periodo de tiempo es mayor respecto al de un día laborable, alcanzando el mayor pico entre las 2 y las 3 de la tarde. De las 3 de la tarde en adelante los picos de consumo no son muy elevados, quizás porque ese día no hizo especialmente frío o porque simplemente por ser fin de semana se utilizó durante un corto periodo de tiempo la calefacción/electrodomésticos por no estar en la vivienda, aumentando dicho consumo otra vez a partir de las 9 de la noche.

Esta vivienda dispone de una tarifa eléctrica de dos periodos (2.0DHA), por lo que el consumo está adaptado en la medida de lo posible a este tipo de tarifa eléctrica, en la que el consumo es más barato por la noche y hasta medio día, tal y como se explicó en el apartado 6.3.1. Por ejemplo, el radiador eléctrico se intenta conectar sólo en periodos de precio promocionado.

Se van a comparar las diferentes opciones de sistemas de calefacción, su rendimiento y el coste de las diferentes tecnologías, comparando además diferentes tarifas eléctricas (2.0A y 2.0DHA). En el caso de la bomba de calor, se hará también un análisis de cómo puede afectar la temperatura exterior a su rendimiento (el COP desciende conforme desciende la temperatura exterior), lo que puede aumentar su consumo y, por tanto, su coste.

La curva de consumo del acumulador se ha obtenido con las mediciones en el laboratorio, durante el mes de octubre 2020, a pesar de que las condiciones climatológicas que había en ese momento no invitaban a utilizar el acumulador, pero a raíz del confinamiento y las restricciones de acceso, no nos quedaba otro remedio que obtener la curva en un mes que por lo general no es especialmente frío en la Región de Murcia.

Por otro lado, las curvas tanto del radiador eléctrico como de la bomba de calor se han obtenido de las medidas de los datos de consumo obtenidos de la vivienda analizada con los precios de una comercializadora de 2 periodos. En este caso como disponíamos de datos de invierno de este año, se han obtenido resultados más precisos en cuanto al precio de la energía consumida. El mes elegido para simular el consumo y obtener la curva de precios ha sido enero 2017.

7.3 SISTEMAS DE CALEFACCIÓN

7.3.1 Bomba de calor (HVAC)

Una bomba de calor es un dispositivo que aplica un trabajo externo para extraer una cantidad de calor de un foco frío Q_C a un foco caliente Q_H . Como cualquier otro motor térmico está sujeta a las mismas limitaciones que rige la Segunda Ley de la Termodinámica, pudiéndose calcular su eficiencia máxima mediante el Ciclo de Carnot.

El coeficiente de operación (COP) de una bomba de calor es la relación entre la energía transferida para calentar y la energía eléctrica de entrada que se utiliza en el proceso.

$$COP = \frac{Q_H}{W} = \frac{Q_H}{Q_H - Q_C}$$

Por su parte, el ciclo de Carnot es un proceso teórico y reversible que utiliza un gas perfecto, y que consta de dos transformaciones isotérmicas y otras dos adiabáticas. En la práctica no es posible porque la transferencia de calor en el proceso isoterma es demasiado baja para ser un valor práctico.

$$COP = \frac{T_H}{T_H - T_C}$$

Donde T_C y T_H son las temperaturas en grados Kelvin de los focos frío y caliente, respectivamente.

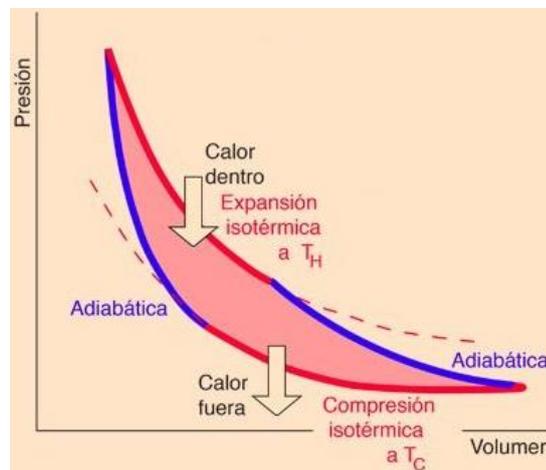


Figura 91. Ciclo de Carnot [102]

Como se ha mencionado en el apartado anterior, el COP de una bomba de calor varía en función de la temperatura exterior. Aunque existen bombas con COP superiores a 3, en la mayoría de bombas comerciales “estándar” este oscilará aproximadamente entre 2 y 3. Por ello, en nuestro caso, supondremos que inicialmente la bomba de calor trabaja con un COP igual a 3 y simularemos distintos rangos con intervalos de 0,2 hasta 2 (caso más desfavorable).

Por tanto, si consideramos la siguiente relación en la que el COP pasa de 3 a 2:

$$COP = \frac{Q_H}{W_1} = 3$$

$$COP = \frac{Q_H}{W_2} = 2$$

Si igualamos ambas ecuaciones, eliminamos las variables del COP y Q_H , quedando la relación de la siguiente forma

$$W_2 = \frac{3}{2} W_1$$

De forma que, W_1 es la potencia conocida referenciada a COP=3 que ha sido medida en la bomba de calor y W_2 es la potencia que estimamos para COP=2, de forma que será un 50% mayor que la potencia original de la bomba de calor.

Teniendo en cuenta esta relación se puede calcular W_2 para cualquier COP:

$$W_2 = \frac{COP_{ref}}{COP_{est}} W_1$$

COP_{ref} corresponderá en nuestro caso a 3, mientras que a COP_{est} se le han dado valores de 2 a 3 en intervalos de 0,2.

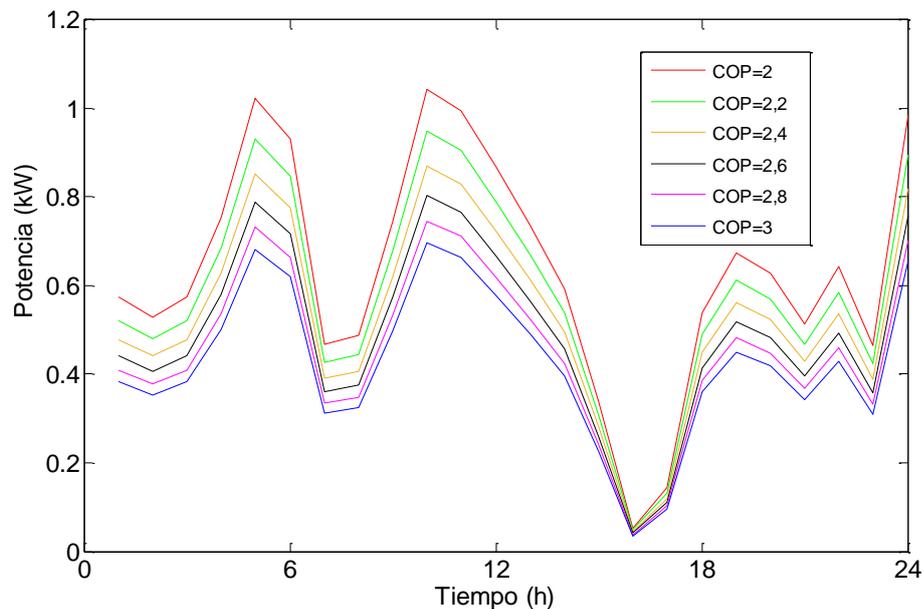


Figura 92. Potencia vs COP en HVAC

Observamos que, el COP es inversamente proporcional a la potencia, es decir, conforme aumenta el COP (y, por tanto, el rendimiento de la bomba), disminuye la potencia necesaria para calentar la habitación.

A continuación, se muestra la curva de potencia de la bomba de calor durante el mes de enero 2017. El consumo de la bomba de calor en este periodo ha sido de 312,71 kWh. Ha estado encendido durante 641 horas y su potencia media es de 420,71 kW.

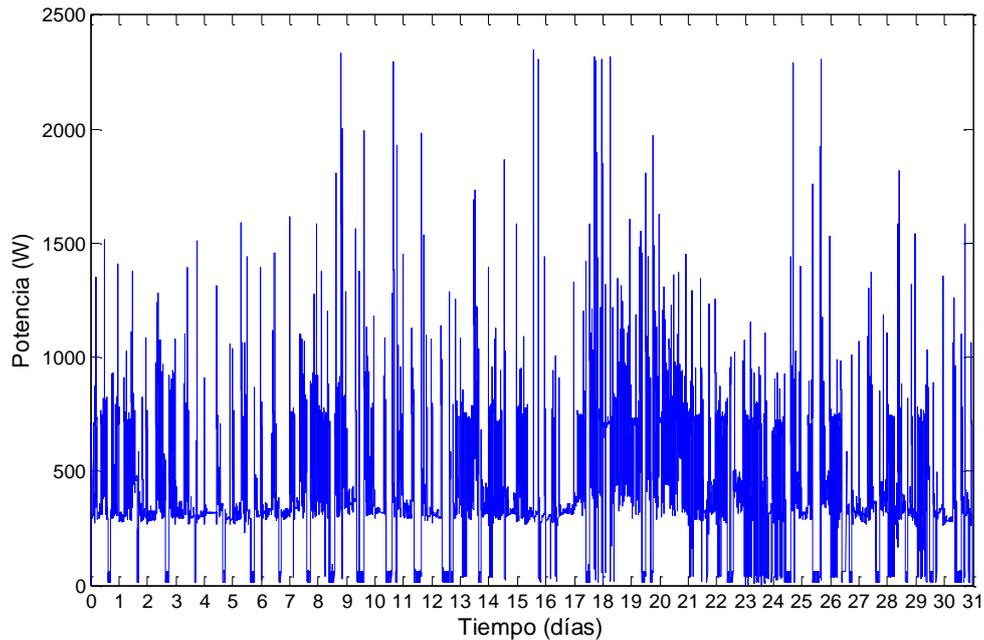
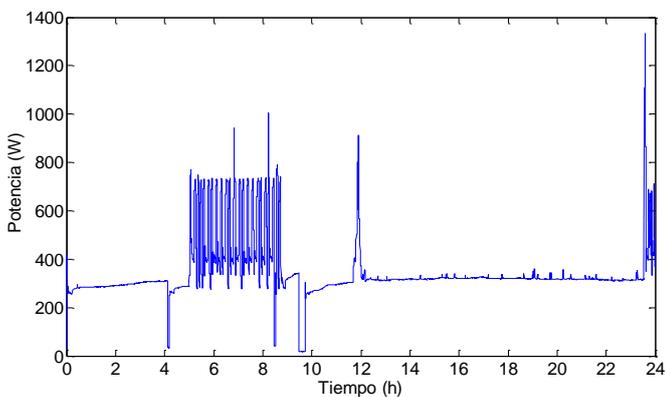


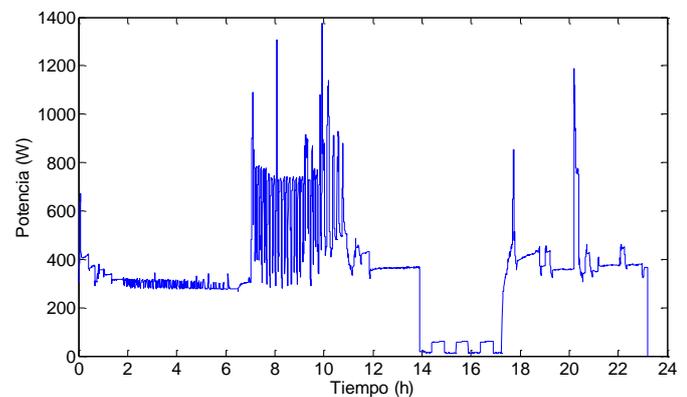
Figura 93. Curva de potencia de la bomba de calor (enero 2017)

En la siguiente figura se representa la curva de potencia de la bomba de calor durante un día laborable. El consumo de la bomba de calor en un día laboral ha sido de 8,43 kWh, ha estado encendido durante 24 horas y su potencia media es de 345,10 kW.

Mientras que en un día de fin de semana el consumo ha sido de 8,27 kWh, ha estado encendido durante 20 horas y su potencia media ha sido de 356,13 kW.



a



b

Figura 94. Curva de potencia de la bomba de calor en un día
a) Laborable (entre semana) b) Fin de semana

Para conocer con más detalle el funcionamiento de una bomba de calor se puede consultar el apartado 2.3.3.

7.3.2. Radiador eléctrico

En la Figura 95, se presenta la curva de potencia del radiador eléctrico durante el mes de enero 2017. El consumo del radiador eléctrico en este periodo ha sido de 182,90 kWh. Ha estado encendido durante 194 horas y su potencia media es de 253,59 kW.

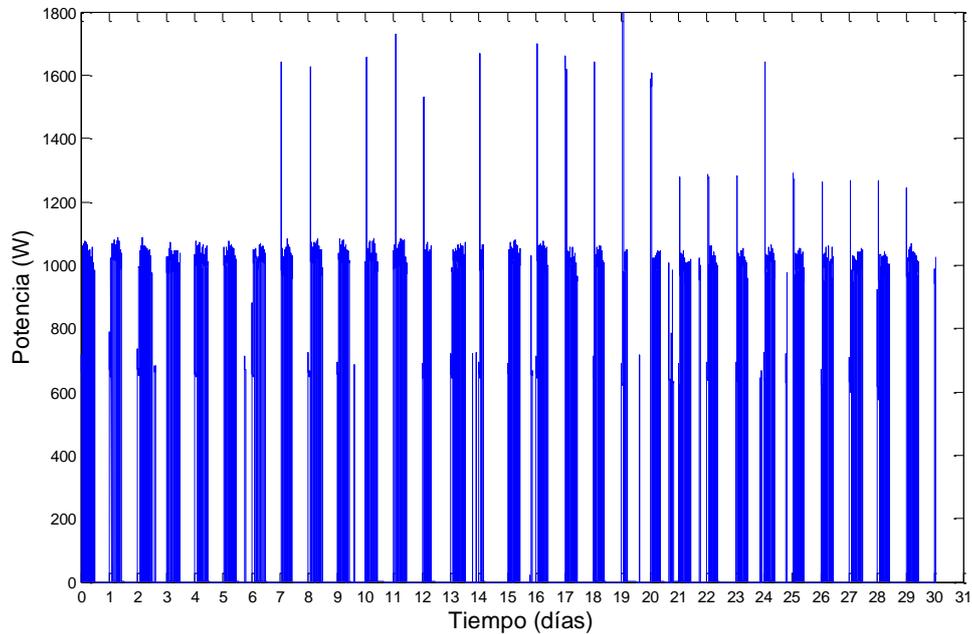
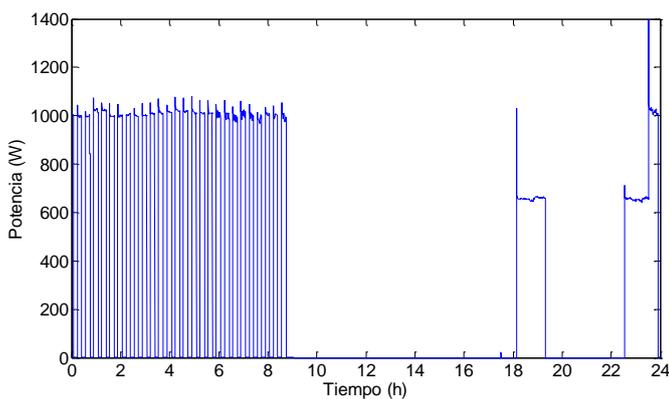
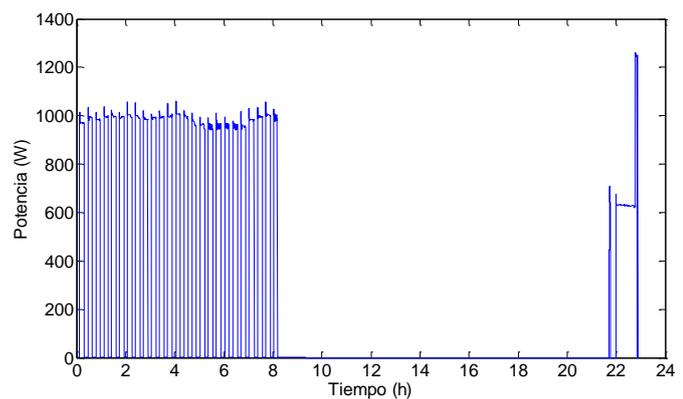


Figura 95. Curva de potencia del radiador eléctrico (enero 2017)

En la siguiente figura se representa la curva de potencia del radiador eléctrico durante un día laborable y uno de fin de semana. El consumo durante el día laborable ha sido de 7 kWh, ha estado encendido durante 8 horas y su potencia media es de 286,10 kW. Por otro lado, en un día de fin de semana el consumo ha sido de 5,19 kWh, ha estado encendido durante 6 horas y su potencia media ha sido de 226,73 kW.



a



b

Figura 96. Curva de potencia del radiador en un día
a) Entre semana b) Fin de semana

Para conocer con más detalle el funcionamiento de un radiador eléctrico se puede consultar el apartado 2.3.3.

7.3.3 Acumulador

En la siguiente figura se muestra la curva de potencia del acumulador durante el mes de octubre 2020, recogidos en el laboratorio. El consumo del acumulador durante este periodo ha sido de 347,30 kWh. Ha estado encendido durante 394 horas y su potencia media es de 466,17 kW.

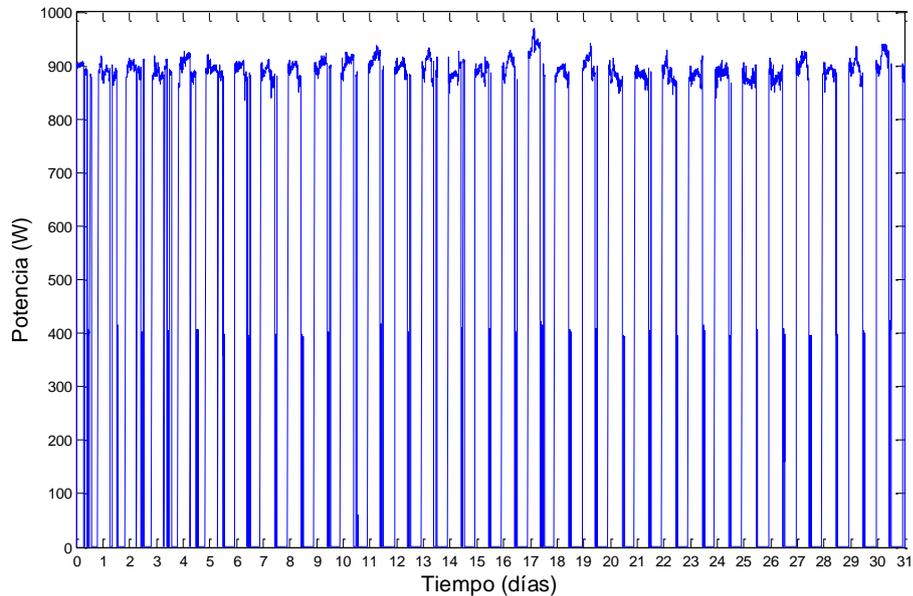
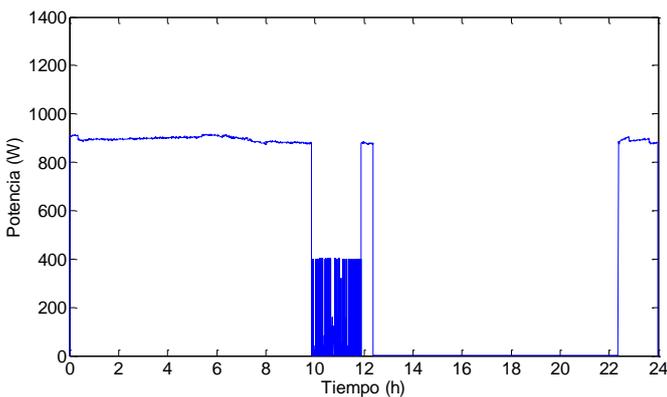
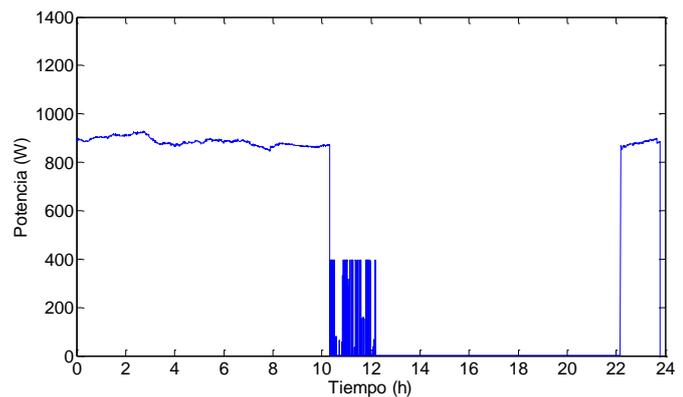


Figura 97. Curva de potencia del acumulador (octubre 2020)

En la figura 98a se representa la curva de potencia del acumulador durante un día laborable. El consumo ha sido de 10,88 kWh, ha estado encendido durante 13 horas y su potencia media es de 453,32 kW. Mientras, en un día de fin de semana (figura 96b), el consumo ha sido de 10,84 kWh, ha estado encendido durante 13 horas y su potencia media ha sido de 451,82 kW.



a



b

Figura 98. Curva de potencia del acumulador en un día
a) Entre semana b) Fin de semana

Para conocer con más detalle el funcionamiento del acumulador que se ha utilizado se puede consultar el apartado 5.2.

7.3.4 Cálculo del tamaño del acumulador

En este apartado se va a calcular el tamaño óptimo de acumulador necesario para calentar la vivienda analizada. Como se vio en el capítulo 5, el acumulador es capaz de mantener la temperatura estable en una habitación para una temperatura de consigna fijada. Sin embargo, como los datos de consumo del acumulador se han obtenido en el laboratorio y los consumos de la bomba de calor y el radiador corresponden a la vivienda, se va a calcular la demanda de calor de la vivienda y se va a obtener el tamaño de acumulador óptimo que satisface esta demanda.

7.3.4.1 Demanda de calor en la vivienda

Para calcular la demanda de calor en la vivienda se va a calcular el calor que suministra la bomba de calor. Para ello, se va a calcular el COP a partir de la siguiente ecuación:

$$COP = \frac{T_H}{T_H - T_C}$$

Donde T_H corresponde con la temperatura interior de la vivienda (temperatura de consigna) que se va a suponer un valor de 25°C y T_C corresponde con la temperatura exterior o ambiente. Para obtener esta temperatura se han utilizado datos horarios de un año típico meteorológico (TMY, Typical Meteorological Year) de la base de datos de PVGIS [144].

En la siguiente figura se representa el perfil de temperatura exterior horaria de dos días del mes de enero 2017, que corresponden con los días seleccionados en los apartados anteriores como día laborable y día de fin de semana, respectivamente.

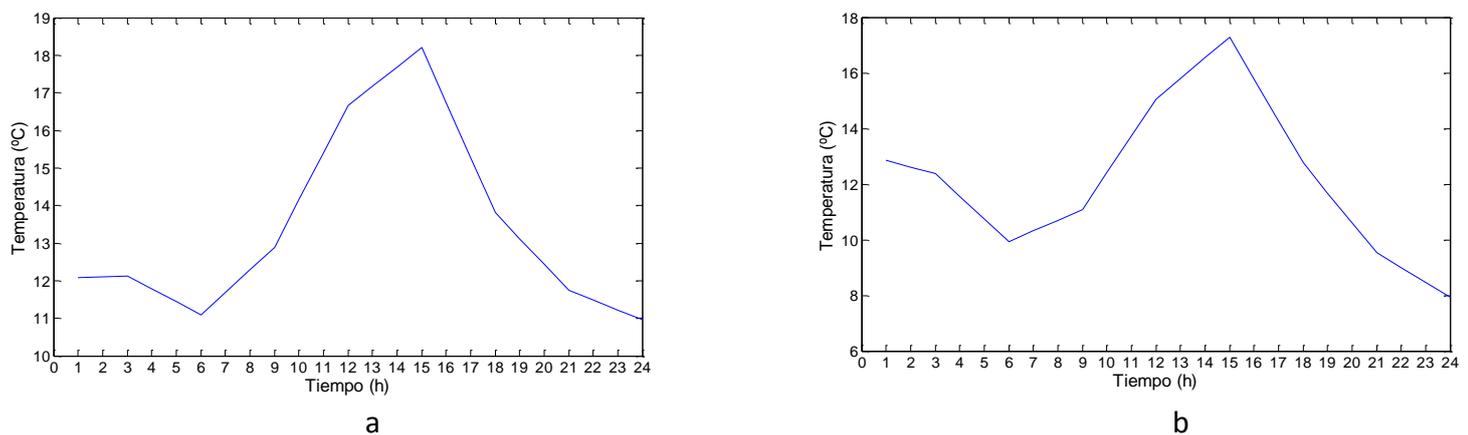
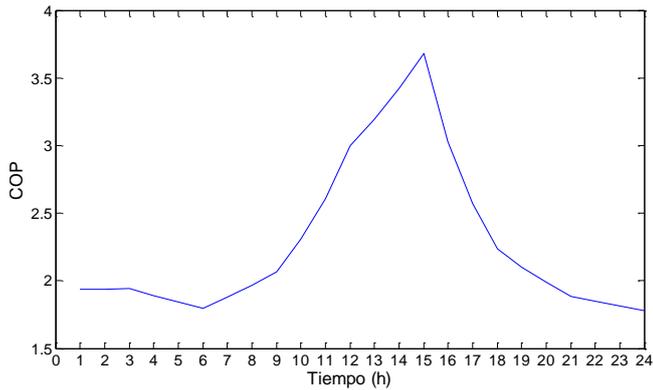
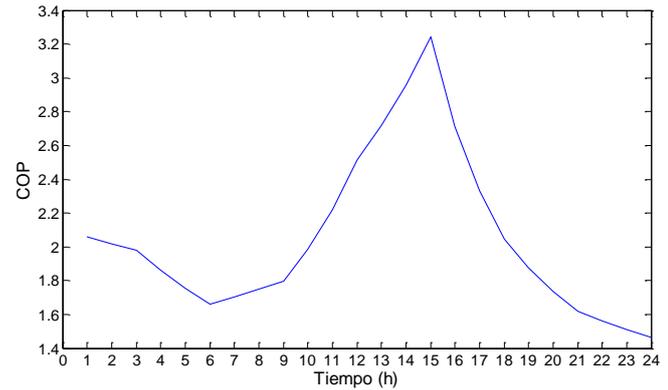


Figura 99. Perfil de temperatura exterior horaria de un día
a) Entre semana b) Fin de semana

Con estas temperaturas se obtiene un perfil del COP teórico que se representa en la siguiente figura:



a

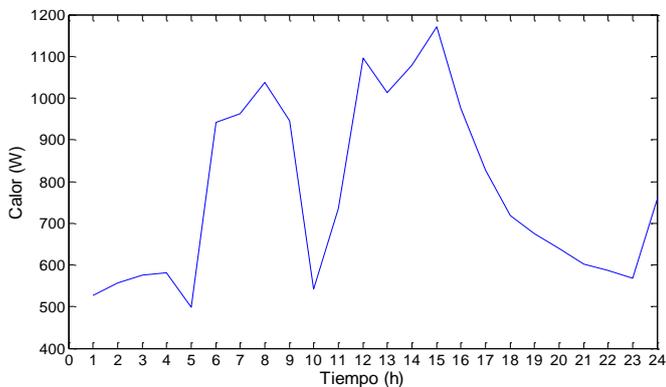


b

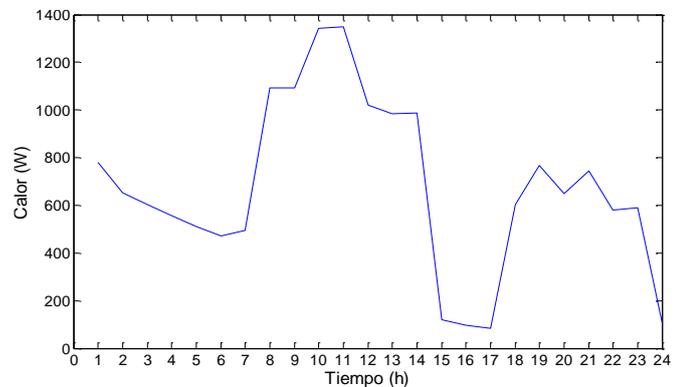
Figura 100. Perfil del COP de un día
a) Entre semana b) Fin de semana

Observamos que el COP es superior a 3,5 entre semana y a 3,2 en fin de semana. Normalmente, el COP de una bomba de calor oscila entre 2 y 3, este incremento se debe a que dicho COP es teórico, en la práctica esto no ocurre.

Como el calor de una bomba de calor es el producto del COP por la potencia, en la siguiente figura se representa el calor suministrado por la bomba de calor en un día laborable y en un día de fin de semana.



a



b

Figura 101. Perfil del calor de una bomba de calor en un día
a) Entre semana b) Fin de semana

El calor total suministrado por la bomba de calor a la vivienda en un día laborable y en un día de fin de semana es el siguiente:

	Día laborable	Día fin de semana
Calor Q_B (kWh)	18,62	16,27

Tabla 2. Calor total de la bomba de calor

7.3.4.2 Calor suministrado por el acumulador

En el caso del acumulador, las pérdidas que se producen durante la carga son en

realidad calor que se suministra al ambiente, por lo que las pérdidas son muy pequeñas y se va a considerar que el calor que puede suministrar el acumulador a la vivienda es aproximadamente igual a la potencia.

$$Q_{\text{acumulador}} \approx W$$

En la siguiente figura se representa el calor suministrado por el acumulador de calor en un día laborable y en un día de fin de semana.

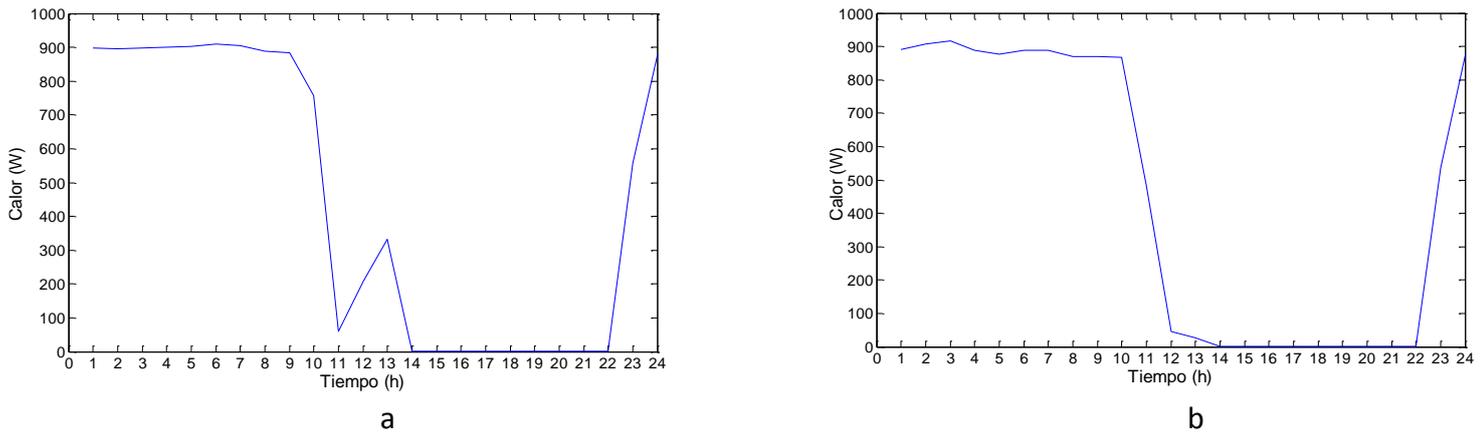


Figura 102. Perfil del calor del acumulador de calor en un día
a) Entre semana b) Fin de semana

	Día laborable	Día fin de semana
Calor Q_A (kWh)	10,88	10,84

Tabla 3. Calor total del acumulador de calor

7.3.4.3 Tamaño del acumulador

Una vez obtenidos el calor necesario para calentar la vivienda y el calor que es capaz de suministrar nuestro acumulador se va a calcular el tamaño o número de acumuladores que harían falta para abastecer a la vivienda. Para ello se calculará el ratio entre el calor de la bomba Q_B y el calor del acumulador Q_A de la siguiente forma:

$$N^{\circ} \text{ de acumuladores} = \frac{Q_B}{Q_A}$$

Se han obtenido los siguientes valores para los dos tipos de día analizados:

	Día laborable	Día fin de semana
N.º de acumuladores	1,72	1,51

Tabla 4. Número de acumuladores de calor necesarios

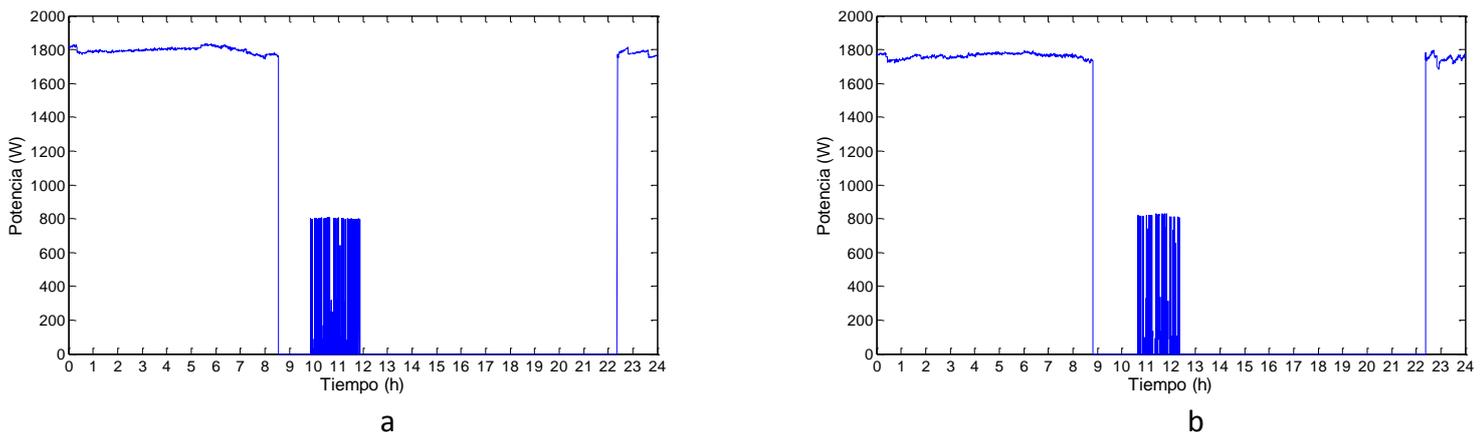
Por tanto, serían necesarios dos acumuladores de calor del mismo modelo que el nuestro (975 W) o un acumulador cuya potencia sea igual o mayor que $1,72 \cdot 975 \text{ W} =$

1677 W. Según el catálogo de la misma marca utilizada en este proyecto [149], el modelo que cumple estas características sería el ECO 308 PLUS con una potencia de 1950 W, un 15% de potencia superior a la necesaria.

Comparando precios entre ambos modelos, el precio del ECO 158 PLUS es de 276,06€, mientras que el del ECO 308 PLUS es de 422,63€, por lo que sale más rentable utilizar el acumulador grande en lugar de dos acumuladores pequeños, ya que supone un ahorro de 129,43€ (23,44% de ahorro).

Como los dos acumuladores son del mismo fabricante y tienen las mismas características técnicas a excepción de la potencia nominal, se va a adaptar la curva del acumulador obtenida en el laboratorio a la potencia nominal del acumulador ECO 308 PLUS, reduciendo aproximadamente en un 15% el tiempo de carga con respecto al acumulador ECO 158 PLUS ya que no es necesaria la carga completa para suministrar el calor de la vivienda.

A continuación, se muestran las curvas de potencia del acumulador de calor ECO 308 PLUS en un día laborable y en un día de fin de semana.



a

b

*Figura 103. Potencia del acumulador de calor ECO 308 PLUS en un día
a) Entre semana b) Fin de semana*

El intervalo entre las 10h y 12h de la mañana en el día laboral y entre las 11h y las 12 h de la mañana en el día de fin de semana corresponde a que se conecta la resistencia de apoyo del acumulador de calor.

Mientras que en la siguiente se muestra la curva de potencia en un mes del acumulador de calor ECO 308 PLUS.

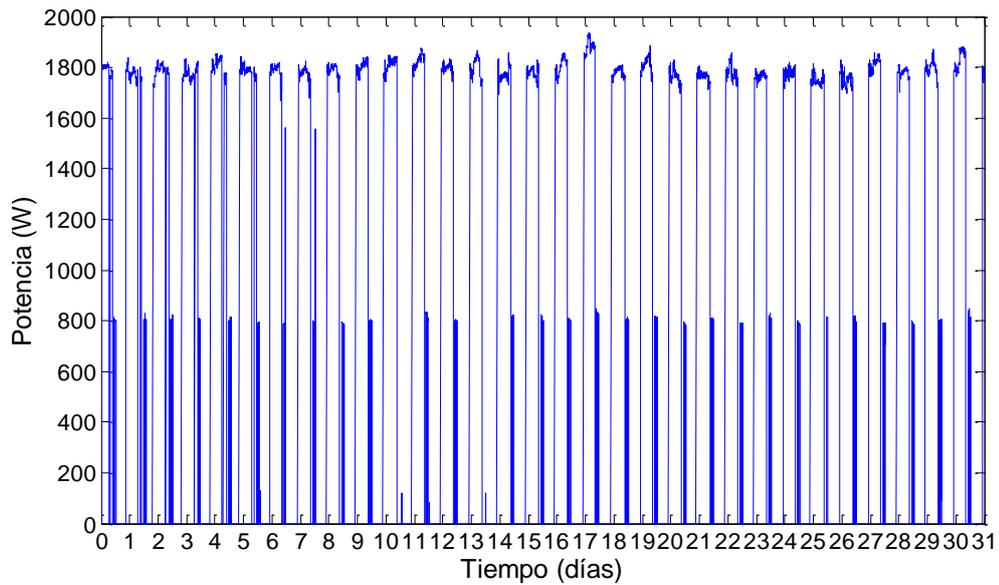


Figura 104. Potencia del acumulador de calor ECO 308 PLUS en un mes

7.3.5 COMPARATIVA

7.3.5.1 Consumo total

En la siguiente tabla se muestran los consumos totales en kWh de la bomba de calor, y el radiador durante el mes de enero 2017 y en el caso de del acumulador durante el mes de octubre 2020, así como el consumo total en un día laborable.

CONSUMO TOTAL (kWh)	MES	CONSUMO MEDIO POR DÍA	DÍA LABORABLE	DÍA FIN DE SEMANA
HVAC	312,71	10,09	8,43	8,27
RADIADOR	182,90	5,90	7	5,19
ACUMULADOR	590,43	19,04	18,59	18,61

Tabla 5. Comparativa del consumo total

Si se considerara la bomba de calor junto con el radiador como un conjunto, el consumo total de ambos en un mes es 495,61 kWh, mientras que el del acumulador es 94,82 kWh mayor. Por tanto, esto repercutirá en el coste de la energía consumida, ya que, en principio a mayor consumo, mayor coste, pero en caso de disponer de una tarifa de discriminación horaria esto no debe de suceder siempre así, ya que depende de las horas en las que se produzca el consumo el coste será mayor o menor. Este mismo análisis puede hacerse tanto para un día laborable como de fin de semana.

7.3.5.2 Tiempo de encendido

Además, en la siguiente tabla se ha comparado el tiempo de encendido de las tecnologías estudiadas.

TIEMPO DE ENCENDIDO (h)	MES	TIEMPO MEDIO AL DÍA	DÍA LABORAL	DÍA FIN DE SEMANA
HVAC	641	21	24	20
RADIADOR	194	7	8	6
ACUMULADOR	336	11	11	11

Tabla 6. Comparativa del tiempo encendido

Observamos que, la bomba de calor de las 744 horas que tiene el mes de enero 2017 ha estado encendida 641 horas, lo que supone un 86,16% de las horas totales del mes, ya que el objetivo es que mantenga la temperatura de consigna. Por otro lado, el radiador está encendido solo un 0,26% de las horas totales del mes, ya que en este caso es utilizado como un elemento de apoyo a la bomba de calor.

Si tenemos en cuenta esto la suma del tiempo utilizado de las dos tecnologías es 835 horas que comparadas a las horas en las que se utiliza el acumulador suponen 499 horas menos, es decir un 59,76% menos de tiempo encendido. Este descenso del tiempo de encendido se debe a la capacidad que tiene de almacenar el calor mediante los ladrillos cerámicos de su interior.

7.3.5.3 Potencia media

Al igual que con el consumo total, se comparan las potencias medias durante el mismo mes y día laboral.

POTENCIA MEDIA (W)	MES	DÍA LABORAL	DÍA FIN DE SEMANA
HVAC	420,71	345,10	356,13
RADIADOR	253,59	286, 10	226,73
ACUMULADOR	793,59	774,80	775,35

Tabla 7. Comparativa de la potencia media

La potencia media se relaciona como hemos visto en el punto anterior con el tiempo de encendido, ya que, a mayor tiempo de encendido, mayor potencia media.

Mencionar que, la potencia media del día laborable en el caso del radiador es superior a la del mes, esto lo que nos indica es que durante este día el tiempo de encendido ha sido mayor que el tiempo medio diario de encendido del radiador durante todo el mes.

La potencia media del acumulador es muy superior a la de la bomba de calor a pesar de tener un tiempo de encendido mucho menor como se ha visto en el apartado anterior. Esto es debido a que la potencia nominal del acumulador es de 1,95 kW mientras que la de la bomba de calor no llega a 1 kW.

7.4 ANÁLISIS ECONÓMICO Y RESULTADOS

En la siguiente tabla se muestra un resumen del análisis económico de las tecnologías utilizadas según el tipo de tarifa.

TARIFA	COSTE (€)	HVAC	RADIADOR	ACUMULADOR
2.0 DHA	PROMOCIONADO	19,08	16,75	54,85
	NO PROMOCIONADO	21,39	1,18	2,86
	TOTAL	40,47	18,13	57,71
2.0 A	TOTAL	50,62	29,61	95,57

Tabla 8. Comparativa del análisis económico

Si tenemos en cuenta que en la vivienda analizada como se ha mencionado anteriormente, se utiliza la bomba de calor y el radiador como elemento de apoyo a esta, los costes en el mes analizado serán los siguientes:

- Tarifa 2.0 DHA. Coste HVAC + radiador suponen 58,60€ al mes.
- Tarifa estable 2.0A. Coste HVAC + radiador suponen 80,23€ al mes.

Observamos que, la tarifa 2.0 DHA supone un ahorro económico de 21,63€ al mes, por lo que debido a las horas de encendido de ambas tecnologías interesa utilizar esta tarifa frente a la tarifa estable 2.0A, lo que supone un 26,96% de ahorro.

Por otro lado, en el acumulador los costes según la tarifa utilizada son los siguientes:

- Tarifa 2.0 DHA. Coste del acumulador es igual a 57,71€ al mes.
- Tarifa estable 2.0A. Coste del acumulador es igual a 95,57€ al mes.

Como sucedía en el caso anterior, utilizando una tarifa 2.0 DHA conseguimos un ahorro económico de 37,86€ al mes, lo que supone un 39,61% de ahorro. Este porcentaje es muy elevado debido a que este tipo de tecnologías están preparadas para ser utilizadas con tarifas de discriminación horaria.

Los ahorros que se consiguen se resumen en la siguiente tabla:

	HVAC + radiador	Acumulador
Tarifa 2.0 A	80,23€	95,57€
Tarifa 2.0 DHA	58,60€	57,71€
Ahorro	21,63€	37,86€
Ahorro	26,96%	39,61%

Tabla 9. Ahorro económico tarifa 2.0 DHA vs 2.0 A

Si ahora comparamos los costes de cada tarifa del conjunto bomba de calor + radiador frente al acumulador, tenemos lo siguiente:

En el caso de la tarifa 2.0A, utilizando el acumulador de calor en lugar de HVAC +

radiador no se produce ahorro ya que se obtienen unas pérdidas de 15,34€, lo que supone un 16,05% más de coste.

Por último, en el caso de la tarifa 2.0 DHA se produce un ahorro económico despreciable al utilizar el acumulador frente a la bomba de calor y el radiador, el cual no llega al 2%.

	Tarifa eléctrica	
	2.0 A	2.0 DHA
HVAC + radiador	80,23€	58,60€
Acumulador	95,57€	57,71€
Ahorro al mes	-15,34€	0,89€
Ahorro al mes	-16,05%	1,52%

Tabla 10. Ahorro económico HVAC + radiador vs acumulador por mes

Como se demuestra en los porcentajes de ahorro de la tabla anterior, el mayor ahorro en un mes se consigue con la tarifa 2.0 DHA. Teniendo que la Región de Murcia no es la mejor zona climática para que salga rentable un acumulador de calor en comparación con la zona central o norte de España, estimamos que se utiliza desde el mes de diciembre hasta mediados del mes de marzo del año siguiente, es decir, 3 meses y 15 días, el ahorro que se conseguirá al año será el siguiente:

	Tarifa eléctrica	
	2.0 A	2.0 DHA
HVAC + radiador	280,81€	205,10€
Acumulador	334,50€	201,98€
Ahorro invierno	-53,69€	3,12€
Ahorro invierno	-16,05%	1,52%

Tabla 11. Ahorro económico HVAC + radiador vs acumulador en invierno

7.5 ESTIMACIÓN DE COSTES Y BENEFICIOS DE PARTICIPAR ACTIVAMENTE EN EL MERCADO

Como se comentó en el capítulo anterior, se van a extrapolar los cálculos realizados en el apartado 7.4 con otros mercados como el PJM y el ISO New England y se van a comparar con un hipotético caso en el mercado español actual.

El mercado PJM ofrece en la subasta por capacidad para el periodo 2021/22 un incentivo por capacidad de 140\$/MW día, lo que en un mes supondría unos incentivos de 4,20\$/kW mes (3,55€/kW mes).

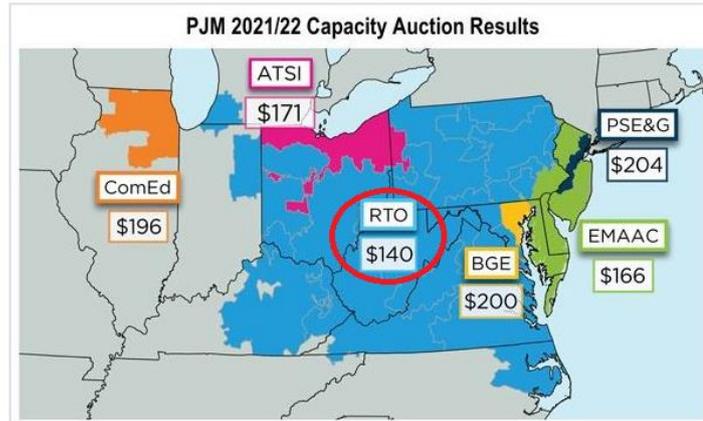


Figura 105. Precios por capacidad del mercado PJM [103]

Por otro lado, el mercado ISO New England para el mismo periodo de subasta que PJM supone unos incentivos iguales a 4,63\$/kW mes (3,91€/kW mes).

AUCTION COMMITMENT PERIOD	TOTAL CAPACITY ACQUIRED (MW)	NEW DEMAND RESOURCES (MW) ¹	NEW GENERATION (MW) ²	CLEARING PRICE (\$/KW-MONTH)
FCA #7 in 2013 for CCP 2016/2017	36,220	245	800	\$3.15 (FLOOR PRICE) NEMA/Boston: \$14.99
FCA #8 in 2014 for CCP 2017/2018	33,712	394	30	\$15.00/new & \$7.025/existing
FCA #9 in 2015 for CCP 2018/2019	34,695	367	1,060	System-wide: \$9.55 SEMA/RI: \$17.73/new & \$11.08/existing
FCA #10 in 2016 for CCP 2019/2020	35,567	371	1,459	\$7.03
FCA #11 in 2017 for CCP 2020/2021	35,835	640	264	\$5.30
FCA #12 in 2018 for CCP 2021/2022	34,828	514	174	\$4.63
FCA #13 in 2019 for CCP 2022/2023	34,839	654	837 ³	\$3.80

Figura 106. Incentivos por capacidad del mercado ISO New England [104]

Como se explicó en el apartado 6.4, para que un consumidor tenga la posibilidad de entrar al mercado, tiene que ser usuario activo, tanto en compra como en gestión de la energía, por lo que los pagos por capacidad que se obtendrían serán al año por 1,95 kW, por lo que se obtiene unos beneficios que se muestran en la siguiente tabla:

PJM	ISO NEW ENGLAND
83,07€	91,50€

Tabla 12. Pagos por capacidad al año

Una vez que hemos calculado el ahorro económico que supone en la factura eléctrica al utilizar un acumulador de calor con una tarifa 2.0 DHA junto con los posibles

incentivos por capacidad, haremos un presupuesto de los dispositivos de control utilizados para conseguir este ahorro, como medidores de temperatura y los dispositivos utilizados en el laboratorio, explicados en el apartado 5.2, los cuales se muestran en la siguiente tabla:

DISPOSITIVO	PRECIO UNITARIO	COEFICIENTE REDUCCIÓN	PRECIO FINAL
AEOTEC MULTISENSOR 6	58,38€	0,5	29,19€
TERMOSTATO MCO HOME (MH8)	67,14€	0,5	33,57€
ACUMULADOR ECO 308 PLUS	422,63€	1	422,63€
Z-WAVE GATEWAY	54,79€	0,5	27,39€
NODON SMART PLUG	46,24€	1	46,24€
TOTAL	654,39€	-	559,02€

Tabla 13. Presupuesto de los dispositivos utilizados

Se ha aplicado un coeficiente de reducción de 0,5 en algunos dispositivos debido a que no tienen por qué utilizarse exclusivamente para la monitorización del acumulador de calor, se pueden utilizar, por ejemplo, para otro tipo de aplicaciones, por ejemplo, información al consumidor, como medir la temperatura y humedad de la vivienda y del exterior y para controlar dispositivos en verano.

Teniendo en cuenta estas reducciones el presupuesto resultante es 95,37€ más barato que sin tener en cuenta dichas restricciones.

Teniendo en cuenta que el ahorro económico que conseguimos al año en la factura eléctrica mediante el acumulador funcionando con una tarifa 2.0 DHA con respecto a utilizar la bomba de calor y el radiador, sumado a los posibles pagos por capacidad, según el mercado PJM o en el caso del mercado ISO New England, se obtendría:

	PJM	ISO New England
Ahorro por cambio de tarifa (2.0 DHA)	3,12€	3,12€
Pagos por capacidad PJM	83,07€	-
Pagos por capacidad ISO New England	-	91,50€
TOTAL	86,19€	94,62€

Tabla 14. Beneficios totales

Por otro lado, el gasto que supone adaptar la vivienda para conseguir controlar la temperatura en cualquier momento mediante los distintos dispositivos descritos en la tabla anterior asciende a 559,02€.

Según estos resultados, se va calcular el periodo de amortización sin tener en

cuenta los pagos por capacidad y teniéndolos en cuenta, para ver la diferencia de años en ambos casos.

No teniendo en cuenta los pagos por capacidad.

- El ahorro es mínimo y no compensa cambiar el conjunto HVAC + radiador por el acumulador de calor.

Teniendo en cuenta los pagos por capacidad:

	PJM	ISO New England
Inversión inicial	559,02€	559,02€
Beneficios totales al año	86,19€	94,62€
Tiempo de amortización	6 años y 6 meses	6 años

Tabla 15. Tiempo de amortización de la inversión inicial

Observamos que, el tiempo de amortización obteniendo pagos por capacidad en ambos mercados es parecido en los dos mercados analizados, ya que los pagos por capacidad de los mercados PJM e ISO New England supone aumentar los beneficios totales un 96,38% y un 96,70%, respectivamente.

Por tanto, como hemos visto, teniendo contratada una tarifa de discriminación horaria (2.0 DHA) se consiguen ahorros prácticamente nulos de 3,12€ al año con respecto a una tarifa estable donde se producen pérdidas y, por otro lado, entrando en el mercado de capacidad se puede conseguir actualmente una media de 87€ por año de incentivos por capacidad.

Teniendo en cuenta que la recuperación de la inversión inicial sin tener en cuenta los pagos por capacidad no es viable, ya que el ahorro que se produce es prácticamente despreciable. Por otro lado, si incluimos los pagos por capacidad la recuperación será de 6 años en el mejor de los casos (ISO New England). Podemos concluir que debido a la larga vida útil que tienen los acumuladores de calor y que apenas requieren mantenimiento, podría ser una buena inversión de cara al futuro a considerar para la calefacción de una vivienda residencial.

Desde el punto de vista de la potencia, el acumulador de calor al disponer de una potencia nominal de 1950 W la cual es casi el doble que la potencia de la bomba de calor y el radiador, penaliza mucho su eficiencia económica ya que la cantidad de energía necesaria para calentar los ladrillos cerámicos es muy elevada y esto repercute en que prácticamente no se produzca ahorro económico si lo comparamos con el conjunto HVAC + radiador. Este pequeño ahorro económico se consigue gracias a que dicho acumulador se beneficia de la tarifa de discriminación horaria, utilizándose poco tiempo en los periodos no promocionados, cosa que la bomba de calor no puede hacer ya que no tiene capacidad de acumulación. Otro aspecto que también penaliza en el reducido ahorro económico es que el acumulador elegido tiene una potencia superior al 15% de la

necesaria para abastecer a la vivienda.

Por el contrario, una inversión de más de 650 € para un hogar medio puede resultar elevada, sería interesante que para evitar un gran desembolso económico de los hogares que estén interesados en cambiar su sistema de calefacción en el futuro el gobierno pueda, por ejemplo, mediante bonos incentivar el cambio de sistema de calefacción de los hogares y que este sea sostenible, como sucede en Estados Unidos [154, en el que diferentes sistemas de calefacción, calentadores de agua e incluso termostatos para la vivienda están subvencionados para fomentar el uso de sistemas más eficientes desde el punto de vista energético.

CAPÍTULO 8: CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

8. 1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se resumen las conclusiones finales obtenidas tras la realización de este Trabajo Fin de Máster, además se proponen otras alternativas futuras para la ampliación del estudio iniciado en este proyecto.

8. 2 CONCLUSIONES

Para conseguir los objetivos planteados en la propuesta de este trabajo, se han estudiado las tecnologías convencionales (bomba de calor y radiador eléctrico como elemento de apoyo) utilizadas en la actualidad en sistemas de calefacción y se han comparado con el caso de estudio, un acumulador de calor monitorizado con los distintos dispositivos explicados en el Capítulo 5, mediante la simulación de un modelo térmico-eléctrico equivalente y la realización de ensayos de carga y descarga del acumulador, ha permitido obtener diferentes parámetros del modelo, modelo que ha sido herramienta básica de evaluación en el TFM.

Para comparar las tecnologías mencionadas se ha analizado un caso práctico, en el caso de bomba de calor y el radiador los datos se han obtenido de una vivienda residencial con una potencia contratada menor o igual a 10 kW, mientras que las medidas del acumulador se han obtenido mediante una monitorización de un aparato comercial en el laboratorio.

Tras el desarrollo teórico y práctico del presente trabajo, se obtienen las siguientes conclusiones:

- Se ha comprobado que un sistema de calefacción destinado a consumidores residenciales, mediante un acumulador de calor en sustitución de una bomba de calor (y radiadores eléctricos en su caso), permite obtener prácticamente el mismo coste en la factura eléctrica, consiguiendo un beneficio muy reducido. Esto se debe principalmente al paso de una tarifa estable 2.0 a una tarifa de discriminación horaria 2.0 DHA, la cual distingue entre horas promocionadas y horas no promocionadas, funcionando principalmente durante la noche al ser las tarifas más bajas (horas promocionadas), mientras que durante el día las tarifas son más elevadas (horas no promocionadas) se difiere el consumo y gracias a los ladrillos cerámicos de su interior es capaz de almacenar la energía demandada durante la noche para suministrarla durante todo el día y mantener el confort térmico de la vivienda.

En cuanto al consumo total, el acumulador de calor tiene un consumo 94,82 kWh mayor que la suma de los consumos totales de la bomba y el radiador. Sin embargo, los acumuladores están preparados para ser utilizados con tarifas de discriminación horaria, y esto hace que, aunque el consumo sea mayor, el coste de esta energía se reduzca.

- El tiempo de encendido del acumulador es un 59,76% menor que la suma de las horas de la bomba de calor y el radiador, esto se debe, como se ha mencionado anteriormente, a la capacidad de almacenamiento del calor del acumulador mediante los ladrillos cerámicos de su interior. Con el tiempo de encendido también podemos relacionar la potencia media, ya que, a mayor tiempo de encendido, mayor potencia media. La potencia media del acumulador en un mes es prácticamente el doble de la potencia media de la bomba de calor, esto se debe a que la potencia nominal del acumulador es 1,95 kW y la de la bomba de calor no llega a 1 kW (prácticamente el doble).
- Con respecto al análisis económico realizado, se puede concluir que con una tarifa de discriminación horaria (2.0 DHA) se consiguen ahorros en la factura eléctrica con respecto a una tarifa estable (2.0 A) en las tres tecnologías estudiadas. Siendo el acumulador de calor la tecnología donde se aprecia un mayor ahorro (39,61%), mientras que el ahorro que se consigue con la bomba de calor y el radiador es del 29,61%. Por último, utilizando la tarifa 2.0 A no se produciría ahorro, sino que supondría al mes un 16,05% más de gasto con respecto a si utilizamos bomba de calor y radiador. En el caso de la tarifa 2.0 DHA se produciría prácticamente el mismo coste, consiguiéndose un ahorro que podríamos considerar residual. Principalmente el aspecto que más penaliza el reducido ahorro económico que se consigue es que el acumulador elegido tiene una potencia un 15% superior a la necesaria para abastecer a la vivienda, por lo que esa potencia “de más” no se aprovecha como tal.
- Por otro lado, a pesar de conseguir pequeños ahorros en la factura eléctrica, los beneficios de participar activamente en el mercado arrojan una oportunidad de mejorar la viabilidad del uso de acumuladores de calor en lugar de las tecnologías convencionales, ya que, según la extrapolación que se ha hecho con dos mercados de EEUU (PJM e ISO New England) se podrían conseguir incentivos (pagos por capacidad) de hasta 92€. Como se comentó en los capítulos 4 y 6 la participación de la demanda en capacidad y servicios complementarios no es una posibilidad en España. En este Trabajo Fin de Máster dicha opción se ha planteado como una estrategia a considerar en el futuro para que, junto al ahorro que se obtiene de la factura eléctrica la utilización de acumuladores de calor monitorizados sea una opción viable que considerar en sistemas de calefacción.
- Por el contrario, la inversión inicial de los dispositivos utilizados para monitorizar el acumulador de calor más el propio acumulador de calor es bastante elevado. Un hogar medio no se puede permitir realizar un desembolso de más de 560€ en adaptar el sistema de calefacción de su vivienda a otro por mucho que pueda ser

utilizado con energías renovables y que no emitan sustancias contaminantes a la atmósfera a corto/medio plazo.

- Teniendo en cuenta la inversión inicial que hay que hacer para adaptar la vivienda y los ahorros económicos que se obtienen en la factura eléctrica sumados a los beneficios de participar en el mercado se ha obtenido que en el mejor de los casos que el tiempo de amortización es igual a 6 años.
- Para conseguir el ahorro citado en el anterior punto, es necesario tener en cuenta el tipo de vivienda y otras características, las cuales se muestran a continuación:
 - Es importante la ubicación correcta de donde instalar el acumulador de calor, ya que tiene una repercusión en su rendimiento. Un lugar idóneo para su colocación, por ejemplo, podría ser una zona de la vivienda que no esté bloqueada por un mueble, ya que impediría que irradie el calor que tiene acumulado.
 - Mantener una temperatura media. Para conseguir un confort adecuado en el espacio (vivienda) que se quiere calentar no es necesario elevar en exceso la temperatura. Por encima de 21°C, el consumo del acumulador se elevará en exceso, por lo que esto repercutirá en la factura eléctrica, la cual queremos disminuir precisamente con la implantación de dicho acumulador en la vivienda.
 - Adaptación de la carga si se permanece en la vivienda. Si se pasa gran parte del tiempo en la vivienda, colocaremos la descarga al mínimo y la carga en un punto intermedio, de forma que, si al día siguiente la temperatura es “agradable” pero se enfría al llegar la noche, elevaremos levemente la carga. Por otro lado, si la temperatura por la mañana no es la adecuada, subiremos la descarga y la carga y si la temperatura fuera excesiva, realizaremos el proceso contrario. Este proceso puede ir variando hasta que encontremos el punto intermedio entre confort y consumo eléctrico.
 - Adaptación de la descarga cuando se está fuera de la vivienda. En este caso habrá que adaptar la descarga para conseguir ahorro de energía y, por tanto, ahorro en la factura eléctrica. En este caso, la descarga se colocará al mínimo y la carga en un punto intermedio. Cuando estemos en la vivienda, elevaremos la descarga al punto medio para que suba la temperatura y cuando no estemos en la misma, bajaremos la temperatura para que no se produzca desperdiciamiento de energía. Como sucedía en el caso anterior, verificaremos si la temperatura es la adecuada. En el caso de que no lo sea, elevaremos la descarga si no es la suficiente o la bajaremos si el calor es excesivo.

8. 3 TRABAJOS FUTUROS

Por último, para continuar con la línea de investigación iniciada con este Trabajo Fin de Máster se plantean las siguientes vías:

- Comparativa de la legislación actual de España con la legislación extranjera mediante una simulación que permita comprobar la rentabilidad económica de la transición entre sistemas de calefacción convencionales a sistemas monitorizados con acumuladores de calor.
- Estudio de las nuevas tarifas de acceso 2.0 TD [105] [ANEXO I].
- Estudio de la posibilidad de que el consumidor final pueda ser un usuario activo y participar en los mercados eléctricos en España, mediante mercados de capacidad y servicios complementarios, por ejemplo, como sucede en varios países de la Unión Europea.
- Estudio de la posibilidad de integrar herramientas de gestión de la demanda y almacenamiento energético para conseguir sistemas de calefacción eficientes y sostenibles.
- Estudio de la reducción de emisiones contaminantes que supondría la sustitución de calderas de gas o gasoil por acumuladores de calor (electrificación).
- Plan de incentivación por parte del gobierno mediante bonos para evitar que los hogares que estén interesados en cambiar su sistema de calefacción en el futuro puedan hacerlo sin la necesidad de realizar un gran desembolso económico no accesible para todos los hogares como ya ocurre en Estados Unidos [107] para fomentar el uso de sistemas más eficientes desde el punto de vista energético.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Precios negativos en mercados de energía. Disponible en: https://cincodias.elpais.com/cincodias/2020/04/27/companias/1588009206_826008.html
- [2] Aumento de la potencia de la energía eólica en España, 2019. Disponible en: <https://www.aeeolica.org/comunicacion/la-actualidad-eolica-en-5-minutos/boletin-febrero-2020/4019-la-eolica-supera-los-25-700-mw-instalados-en-espana-tras-un-ano-de-intensa-actividad>
- [3] Imagen sobre la energía solar fotovoltaica. Disponible en: <https://www.diariorenovables.com/2016/04/conoce-las-diferencias-entre-energia-solar-fotovoltaica-y-termsolar.html>
- [4] International Renewable Energy Agency (IRENA), “Las energías renovables representan casi tres cuartas partes de la nueva capacidad de 2019”, 2020, Abu Dabi (Emiratos Árabes Unidos). Disponible en: <https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Articles/2020/Apr/Capacity-Stats-2020-Spanish.pdf?la=en&hash=F0E8036436E1CD8D7569972192EDF37E3A17953D>
- [5] Imagen sobre la energía termosolar. Disponible en: <https://www.energiasolartermica.biz/energia-termsolar/>
- [6] Definición de Gestión de la Demanda. Disponible en: <https://www.enelx.com/es/faq/eindustry/Qu%C3%A9%20es%20la%20Gesti%C3%B3n%20de%20la%20Demanda>
- [7] Beneficios de la Gestión de la Demanda. Disponible en: <https://www.fenercom.com/publicacion/guia-basica-de-la-gestion-de-la-demanda-energetica-2007/>
- [8] BOE: 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 y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE (versión refundida). Disponible en: <https://www.boe.es/doue/2019/158/L00125-00199.pdf>
- [9] Servicio de interrumpibilidad para grandes consumidores de electricidad (REE). Disponible en: <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/notas-de-prensa/2019/12/comienzo-la-asignacion-del-servicio-de-interrumpibilidad-para-grandes-consumidores-electricidad>
- [10] Imagen sobre un ejemplo de curva de generación. Disponible en: <https://www.ree.es/es/search/site/CURVA%20DE%20GENERACION>
- [11] Imagen sobre un ejemplo de curva de consumo. Disponible en: <https://www.ree.es/es/search/site/CURVA%20DE%20CONSUMO>

[12] Subasta de interrumpibilidad para el primer semestre de 2020, Madrid, 2019. Disponible en:

<https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/notas-de-prensa/2019/12/las-subastas-asignan-1000-mw-de-potencia-interrumpible-para-grandes-consumidores-de-electricidad>

[13] Orkestra “La transición energética en el Reino Unido”, Instituto Vasco de competitividad (Fundación Deusto), 2020. Disponible en:

<https://www.orquestra.deusto.es/images/investigacion/publicaciones/informes/cuaderno-s-orkestra/200019-la-transicion-energetica-en-el-Reino-Unido.pdf>

[14] Energy UK, “Pathways for the GB Electricity Sector to 2030”. Disponible en:

<https://www.energy-uk.org.uk/publication.html?task=file.download&id=5722>

[15] Energy Information Administration (EIA), “Demand response saves electricity during times of high demand”, 2008. Disponible en:

https://www.researchgate.net/publication/221956808_A_summary_of_demand_response_in_electricity_markets

[16] Imagen sobre la Gestión de la Demanda en EEUU. Disponible en:

<https://sepapower.org/>

[17] TAKANORI IDA, KAYO MARAKAMI, MAKOTO TANAKA: “Electricity demand response in Japan: Experimental evidence forma a residential photovoltaic generation system, Japón, 2015. Disponible en:

<https://ideas.repec.org/p/kue/dpaper/e-15-006.html>

[18] SARA ÁLVAREZ QUINTÁNS: “La diplomacia del hidrógeno: Japón, Australia y la nueva energía”, The political room, 2020.

<https://thepoliticalroom.com/la-diplomacia-del-hidrogeno-japon-australia-y-la-nueva-energia/>

[19] El doble reto del sector energético: expandir las renovables garantizando el suministro. Disponible en:

<https://www.elindependiente.com/economia/2020/10/08/el-doble-reto-del-sector-energetico-expandir-las-renovables-garantizando-el-suministro/>

[20] ROBERT SMITH, KE MENG, ZHAOYANG DONG & ROBERT SIMPSON: Demand response: a strategy to address residential air-conditioning peak load in Australia, Australia, 2020. Disponible en:

<https://link.springer.com/article/10.1007/s40565-013-0032-0>

[21] Batería de litio (Tesla) en Australia capaz de abastecer a 78.000 hogares. Disponible en:

<https://www.motorpasion.com/tesla/bateria-litio-grande-mundo-tesla-esta-australia-su-potencia-podria-abastecer-a-78-000-hogares>

[22] Imagen de una central hidroeléctrica de bombeo. Disponible en:

<https://sites.google.com/site/centralhidraulicadebombeo/autores/paso2>

[23] Imagen de la reacción química de una batería de plomo-ácido. Disponible en:

<https://bateriascostadelsol.com/proceso-quimico-una-bateria-plomo/>

[24] Imagen de una batería de plomo-ácido. Disponible en:

<https://www.syscomblog.com/2017/10/baterias-de-plomo-acido.html>

[25] Imagen de la carga y descarga de una batería de ion de litio. Disponible en:

<https://blogs.publico.es/ignacio-martil/2019/11/28/proceso-de-carga-descarga-de-una-bateria-de-iones-de-litio/>

[26] Imagen de una batería de ion litio. Disponible en:

<https://www.pngwing.com/es/free-png-hymkg>

[27] Imagen de un volante de inercia. Disponible en:

<https://elperiodicodelaenergia.com/el-volante-de-inercia-quiere-liderar-el-mercado-de-almacenamiento-de-energia-renovable/>

[28] Imagen de la instalación de un termo eléctrico. Disponible en:

<https://www.vegainstalaciones.com/instalar-termo-electrico/>

[29] Imagen de un termo eléctrico con bomba de calor. Disponible en:

<https://www.energy.gov/energysaver/water-heating/heat-pump-water-heaters#303608-tab-1>

[30] Imagen de un radiador eléctrico. Disponible en:

<https://ibericadelcalor.es/radiadores-electricos/13780-radiador-electrico-ferroli-modelo-rimini-dp-150-9-elementos.html>

[31] Imagen de un radiador de agua. Disponible en:

<https://www.tuandco.com/radiador-aluminio-ferroli-europa-c-800?conf=ODkxMA%3D%3D&gclid=CjwKCAiA8Jf-BRB-EiwAWDtEGohyEul00-RjSZplPm8c8a6ubkrs80EKAaP3tgLVCSFsZVgDSFTvIRoCPQMQA vD BwE>

[32] Imagen de un radiador híbrido. Disponible en:

<https://gastroclima.com/radiadores-h%C3%ADbridos/547-radiador-h%C3%ADbrido-climastar-dk-hybrid-inverter.html>

[33] Imagen de un acumulador de calor. Disponible en:

<https://calientatuhogar.com/acumuladores/575-gabarron-eco15-plus-acumulador-de-calor-digital-programable-con-wifi-8432336111426.html?gclid=CjwKCAiA8Jf-BRB-EiwAWDtEGrDCA0p75vgKbW2DTN2R2iHlkTJFAHqMztpTcvgN-jGWW80G73inoRoCRrAQAvD BwE>

[34] Imagen de un suelo radiante. Disponible en:

<https://www.fontgas.com/blog/como-funciona-el-suelo-radiante/>

[35] Imagen de instalación de aerotermia. Disponible en:

<https://www.disper.com/blog/2018/11/15/sabes-lo-que-es-la-aerotermia/>

[36] Desarrollo de un muro radiante con alta capacidad de acumular calor, UPM, 2019. Disponible en:

<https://www.upm.es/UPM/SalaPrensa/Noticias?fmt=detail&prefmt=articulo&id=ef0229887404b610VgnVCM10000009c7648a>

[37] Como conseguir edificios energéticamente neutros. Disponible en:

https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-efficiency/energy-efficient-buildings/nearly-zero-energy-buildings_en

[38] Batería de frío ICEBAT. Disponible en:

<http://www.solaen.es/icebat-bateria-frio/>

[39] Imagen de la batería de frío ICEBAT. Disponible en:

<http://www.clevergreen.es/icebat-bateria-frio/>

[40] Demand response saves electricity during times of high demand. Disponible en:

<https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=24872#>

[41] RYAN HLEDIK, JUDY CHANG, ROGER LUEKEN: The Hidden Battery, Opportunities in Electric Water Heating, 2016. Disponible en:

<https://www.electric.coop/wp-content/uploads/2016/07/The-Hidden-Battery-01-25-2016.pdf>

[42] BOE, Boletín Oficial del Estado: Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. Disponible en:

<https://www.boe.es/eli/es/l/1997/11/27/54/dof/spa/pdf>

[43] REE, operador del sistema eléctrico para garantizar seguridad y fiabilidad. Disponible en:

<https://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema-electrico>

[44] Descarbonización de la energía a largo plazo, escenario 2030-2050. Disponible en:

https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2050_es

[45] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), “Trends in the Institutional Design of Competition and Regulatory Authorities”, Madrid, 2015. Disponible en:

<https://www.cnmc.es/cnmc-2015-conference-271456>

[46] Sobrecoste que ha supuesto a los españoles la moratoria de la energía nuclear. Disponible en:

<https://www.expansion.com/economia/2015/10/27/562fd778268e3ee05f8b4575.html>

[47] Escasa rentabilidad que lleva al cierre progresivo de centrales térmicas. Disponible en:

https://www.oecd-ilibrary.org/energy/key-world-energy-statistics-2015_key_energ_stat-2015-en

[48] Déficit tarifario: qué es, consecuencias y solución. Disponible en:

<http://www.energiaysociedad.es/manenergia/7-2-el-deficit-tarifario-que-es-consecuencias-y-solucion/>

[49] BOE: Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. Disponible en:

<https://www.boe.es/buscar/pdf/2013/BOE-A-2013-13645-consolidado.pdf>

[50] Insostenibilidad del sistema energético y vías de solución. Disponible en:

<http://www.energiaysociedad.es/manenergia/1-6-insostenibilidad-del-sistema-energetico-y-vias-de-solucion/>

[51] En 2010 el sector eléctrico fue el responsable del 55% de las emisiones de CO₂. Disponible en:

<https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2012>

[52] Imagen de la evolución de la capacidad instalada en la UE en el escenario 450 ppm. Disponible en:

<http://www.energiaysociedad.es/manenergia/3-4-cambio-climatico-a-futuro-y-el-sector-electrico/>

[53] Imagen de la evolución de emisiones contaminantes en el periodo 1990-2050. Disponible en:

<https://es.slideshare.net/fundacionrenovables/fundacin-renovables-descarbonizacin-finger-plus-05-10-11>

[54] C. MENSAH-BONSU, S. OREN: "California Electricity Market Crisis: Causes, Remedies, and Prevention". California, 2002. Disponible en:

<https://ieeexplore.ieee.org/document/1021360>

[55] MITECO: "Estrategia a largo plazo para una economía española moderna, competitiva y climáticamente neutra en 2050". Madrid, 2020. Disponible en:

https://www.miteco.gob.es/es/prensa/anexoelp2050_tcm30-516147.pdf

[56] Precios negativos en países de la UE en abril 2020 a raíz de la crisis sanitaria COVID-19. Disponible en:

https://cincodias.elpais.com/cincodias/2020/04/27/companias/1588009206_826008.htm

!

[57] Imagen de la “duck curve” de California ISO. Disponible en:

<https://www.energy.gov/eere/articles/confronting-duck-curve-how-address-over-generation-solar-energy>

[58] La isla El Hierro consigue funcionar 55 horas ininterrumpidas solo con energías renovables. Disponible en:

https://www.elconfidencial.com/tecnologia/2016-07-13/el-hierro-bate-su-record-55-horas-funcionando-solo-con-energias-renovables_1232565/

[59] Crisis sanitaria COVID-19 aumenta la urgencia de ampliar las soluciones de energía sostenible en el mundo. Disponible en:

<https://www.who.int/es/news/item/28-05-2020-covid-19-intensifies-the-urgency-to-expand-sustainable-energy-solutions-worldwide>

[60] Jornada “Transformación energética y recursos distribuidos. Madrid, 2020. Disponible en:

<https://www.eseficiencia.es/2020/02/21/recursos-distribuidos-imprescindibles-transformacion-energetica-asegurar-sistema-flexible-eficiente-sostenible>

[61] Plan Nacional Integrado de Energía y clima (PNIEC) 2021-2030. Disponible en:

<https://www.idae.es/informacion-y-publicaciones/plan-nacional-integrado-de-energia-y-clima-pniec-2021-2030>

[62] En 2019 se instalaron 459 MW nuevos de potencia fotovoltaica en régimen de autoconsumo, según datos de UNEF. Disponible en:

<https://www.eseficiencia.es/2020/02/10/2019-instalaron-459-mw-nuevos-potencia-fotovoltaica-regimen-autoconsumo-segun-datos-unef>

[63] BOE: Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. Disponible en:

<https://www.boe.es/boe/dias/2019/04/06/pdfs/BOE-A-2019-5089.pdf>

[64] Curvas de oferta y demanda de energía. Disponible en:

<https://blogs.cdecomunicacion.es/ignacio/2016/02/11/funcionamiento-del-mercado-mayorista-de-la-energia/>

[65] Imagen de los distintos periodos del mercado intradiario. Disponible en:

<https://www.omie.es/es/mercado-de-electricidad>

[66] Imagen del balance generación-demanda de energía. Disponible en:

<https://www.aeqenergia.com/blog/mercado-electrico-iii-los-servicios-de-ajuste-del-sistema-electrico-peninsular>

[67] Proyecto DRIMPAC potencia la Demand Response en el pequeño consumidor. Disponible en:

<https://enertic.org/el-proyecto-drimpac-potencia-la-demand-response-en-el-pequeno->

[prosumidor/](#)

[68] DIMITROS TZOVARAS, IOANNIS DAMOUSIS, ANTONIS PAPANIKOLAOU, GIORGIOS PITSILADIS Y GIULIA BARBAGELATA: “DRIMPAC - Unified Demand Response Interoperability Framework Enabling Market Participation of Active Energy Consumers.” Cagliari (Italia), 2019. Disponible en:

<https://www.mdpi.com/2504-3900/20/1/15>

[69] Demand response and load participation (California ISO). Disponible en:

<http://www.caiso.com/participate/Pages/Load/Default.aspx>

[70] Programas basados en incentivos (IBP) y programas basados en precios (PBP). Disponible en:

https://www.researchgate.net/publication/51980644_IBP_is_a_form_of_PLS_and_should_be_distinguished_from_PBP

[71] Tarifas PVPC (descrimación horaria). Disponible en:

<https://tarifaluzhora.es/info/pvpc-discriminacion-horaria>

[72] Estudio de LUCERA “Analizamos 50K facturas de la luz: ¿Cómo consumimos y cómo podemos ahorrar?”. Disponible en:

<https://lucera.es/blog/calculadora-analizamos-50k-facturas-luz>

[73] Descripción del ECO 158 PLUS. Disponible en:

<https://www.elnur.es/caracteristicas-tecnicas-ecombi/>

[74] Características técnicas del catálogo ECO 158 PLUS. Disponible en:

<https://www.elnur.es/wp-content/uploads/2018/08/Folleto-Ecombi-Plus-Gabarron-Usuarios-2018.pdf>

[75] Imagen del ECO 158 PLUS. Disponible en:

<https://calientatuhogar.com/acumuladores/575-gabarron-eco15-plus-acumulador-de-calor-digital-programable-con-wifi-8432336111426.html>

[76] Imagen del AEOTEC STICK GEN 5.

Disponible en: <https://www.domoticalia.es/es/adaptadores-pc-mac-nas-rpi/404-z-stick-gen5-de-aeon-labs-adaptador-usb-con-bateria-z-wave-plus-1220000012813.html>

[77] Imagen del G CONTROL HUB EU.

Disponible en: <https://www.elnur.es/accesorios/centralita-wifi-emisores-acumuladores-g-control-hub/>

[78] Imagen del AEOTEC MULTISENSOR 6. Disponible en:

<https://aeotec.com/z-wave-sensor/>

[79] Imagen del WALL PUG. Disponible en:

<https://www.fibaro.com/cl/products/wall-plug/>

[80] Imagen del NODON SMART PLUG.

Disponible en: <https://www.domoticalia.es/es/enchufables/717-micro-smart-plug-de-nodon-enchufe-con-medicion-de-consumo-z-wave-plus-3700313920602.html>

[81] Imagen del MOTION SENSOR.

Disponible en:

https://greatecno.com/es/modemsrouters/138966-sensor-infrarrojo-pasivo-fibaro-detector-de-movimiento-fibefgms-001-zw5-5902020528579.html?SubmitCurrency=1&id_currency=1&gclid=Cj0KCQiAk53-BRD0ARIsAJuNhptmPDIZ3hZO0MhjHJTeNk00kuWLyF9se7jxMuo8QxkgmHNdbDuVOJoaAhdMEALw_wcB

[82] Imagen del termostato MH7.

Disponible en: <https://www.domoticalia.es/es/termostatos/1096-mco-home-termostato-para-calefaccion-agua-caliente-mh7-wh-eu-z-wave-ver2-6928954216008.html>

[83] Imagen del termostato MH8. Disponible en:

<https://zwave.es/index.php?route=MCO-MH8-FC>

[84] Imagen del termostato MH9. Disponible en:

<https://zwave.es/index.php?route=MCO-MH9-CO2>

[85] Imagen del termostato MH10.

Disponible en:

<https://www.domoticalia.es/es/temperatura-y-ambientales/878-sensor-de-calidad-del-aire-z-wave-mcohome-pm25-monitor-4251295700182.html>

[86] Imagen de la tarjeta Velleman 8055K.

Disponible en:

<https://www.amazon.es/Velleman-K8055-Interfaz-Experiment-board/dp/B0088I00EI>

[87] Imagen de un termopar K.

Disponible en:

<http://inteligenciaartificialyrobotica.com/esp/item/436/sen-13715-termopar-tipo-k-acero-inoxidable>

[88] Imagen del diagrama de bloques del AD595. Disponible en:

http://edge.rit.edu/edge/P14224/public/Schematics/Components/Thermocouple_Amplifier/AD594_595.pdf

[89] Imagen del amplificador operacional.

Disponible en:

<https://pedalesdeguitarradrive.com/circuitos-integrados-amplificadores-operacionales/>

[90] Imagen del circuito de amplificación secundaria. Disponible en:

<https://www.ti.com/lit/ds/symlink/lm158-n.pdf>

[91] Imagen del Display Eco LITE. Disponible en:

<https://www.integralel.com/en/heating-cooling-controllers/122293-eco-lite-on-off-temperature-control-unit.html>

[92] Imagen del Display Digital Voltimeter 4 Digit. Disponible en:

<https://www.reichelt.com/de/en/led-voltmeter-4-digit-3-5-to-30-v-dc--joy-it-vm433-p245320.html>

[93] Software IP-Symcon, utilizado para la automatización que permite controlar dispositivos. Disponible en:

<https://www.symcon.de/>

[94] Software Micro-Cap, utilizado para simular distintos tipos de filtros para las señales del termopar. Disponible en:

<http://www.spectrum-soft.com/index.shtm>

[95] Tarifas de discriminación horaria desde el punto de vista del consumidor. Disponible en:

<https://www.iberdrola.es/luz/plan-noche>

[96] Competitividad en el mercado de capacidad para satisfacer una demanda proyectada en 3 años vista. Disponible en:

<https://www.enerdynamics.com/content/Default.aspx>

[97] Mercado ISO New England. Disponible en:

<https://www.iso-ne.com/>

[98] Imagen de los precios del mercado ISO New England desde 2010 hasta la actualidad. Disponible en:

<https://www.iso-ne.com/about/key-stats/markets#fcaresults>

[99] Imagen de los resultados de la subasta T-3 (capacidad). Disponible en:

https://www.smartestenergy.com/en_gb/info-hub/blog/capacity-market-auction-results-t-3-clears-at-644kw/

[100] Imagen de la evolución de los ingresos de los consumidores por pagos por capacidad. Disponible en:

<https://www.pjm.com/-/media/markets-ops/dsr/2019-demand-response-activity-report.ashx?la-en>

[101] BOE: 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. Disponible en:

<https://www.boe.es/doue/2019/158/L00125-00199.pdf>

[102] Imagen del ciclo de Carnot. Disponible en:

<http://hyperphysics.phy-astr.gsu.edu/hbasees/thermo/carnot.html>

[103] Imagen de los precios por capacidad del mercado PJM. Disponible en:
https://www.enerdynamics.com/Energy-Currents_Blog/Capacity-Market-Auction-Results-and-Rule-Changes-in-PJM.aspx

[104] Imagen de los incentivos por capacidad del mercado ISO New England, periodo 2021-2022. Disponible en:
<https://www.iso-ne.com/about/key-stats/markets#fcaresults>

[105] Nuevas tarifas de acceso 2.0 TD.
Disponible en: <https://www.mipodo.com/blog/actualidad/efectos-tarifa-electrica-2-0td/>

[106] Estudio de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) de la deficiente comprensión de los españoles para comprender una factura eléctrica. Disponible en:
<https://www.rankia.com/blog/luz-y-gas/2037319-como-leer-factura-luz>

[107] Imágenes de los periodos de la temporada eléctrica y periodos de energía en la Tarifa 2.0 TD. Disponible en:
<https://www.pv-magazine.es/2020/04/14/la-filial-estadounidense-de-iberdrola-emite-bonos-verdes-por-750-millones-de-dolares/>

ANEXO I

NUEVAS TARIFAS DE ACCESO 2.0 TD

A partir de principios del año 2020, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) presentó una nueva metodología para las tarifas eléctricas que cambiará radicalmente como se facturará el Precio Voluntario del Pequeño Consumidor (PVPC) del mercado regulado. Actualmente las instalaciones de baja tensión (menos de 15 kW) pueden escoger entre seis tarifas distintas (2.0 A, 2.0 DHA, 2.0 DHS, 2.1 A, 2.1 DHA y 2.1 DHS) según sus necesidades. Con el cambio de normativa estas tarifas se sustituirán por la tarifa 2.0 TD. Dicha tarifa presentará los siguientes cambios:

- Discriminación por zona geográfica y temporada eléctrica. Distingue las zonas geográficas de residencia, estableciéndose cinco áreas diferentes para definir las franjas horarias que tendrán un precio diferente. Las zonas serán Canarias, Baleares, Ceuta, Melilla y Península. Donde cada una de estas zonas tendrá asignadas cuatro temporadas eléctricas diferentes (alta, media alta, media y baja).



Figura 107. Temporada eléctrica tarifa 2.0 TD [105]

- Seis periodos de energía. Esta tarifa contará para el término de energía con seis franjas horarias de tres precios diferentes (punta, llano y valle) en la que el coste de la electricidad será diferente a lo largo del año. Los periodos de facturación serán los siguientes:

Periodo de facturación en Canarias, Baleares y Península.



Figura 108. Periodos de energía Canarias, Baleares y Península (L-V) [105]

Periodo de facturación en Ceuta y Melilla.

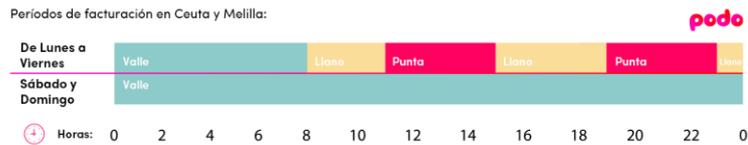


Figura 109. Periodos de energía Ceuta y Melilla (L-V) [105]

- Dos potencias diferentes. En función de la franja horaria en la que nos encontremos cada cliente podrá contratar una potencia diferente para cada franja. De forma que se podría conseguir ahorro en la factura eléctrica si se contrata una potencia más elevada en las horas más económicas (periodo de valle) y una potencia menor (periodo de punta), siempre y cuando los hábitos y necesidades de consumo del hogar lo permitan. Por otro lado, con este tipo de tarifa mediante la instalación de un maxímetro si se supera la potencia máxima contratada se pagará un sobrecoste en la factura eléctrica y no se interrumpirá el suministro eléctrico. Actualmente, si el consumidor supera la potencia contratada, el Interruptor de Control de Potencia (ICP) “salta” e interrumpe el suministro eléctrico.
- Periodos en los que será más barata la electricidad. Con lo explicado anteriormente, la tarifa 2.0 TD tendrá los precios más bajos de la electricidad en las siguientes franjas horarias:

Lunes a viernes. De 00:00h de la noche a 08:00h de la mañana (periodo de valle).

Fines de semana y festivos nacionales. Todas las horas del sábado y domingo formarán parte del periodo de valle.

Por último, la consecuencia de estos cambios es que la factura eléctrica será más compleja y extensa de lo que es actualmente, y, por tanto, más difícil de comprender. Según un estudio [106] de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE), los españoles tienen una comprensión muy deficiente de la comprensión de la factura eléctrica, por lo que una tarifa nueva con cambios notables con respecto a las anteriores agravaría este desconocimiento a la hora de comprender la factura.

