



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**AVANCES EN VERIFICACIÓN Y MEDIDA DE LA
RESPUESTA DE LA DEMANDA Y APLICACIÓN A SU
INTEGRACIÓN EN SMART GRIDS**

TESIS DOCTORAL

Autor:

D. CARLOS ROLDÁN BLAY

Directores:

Dr. CARLOS ÁLVAREZ BEL

Dr. CARLOS ROLDÁN PORTA

Valencia, 11 de Enero de 2016

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer toda la ayuda y el apoyo recibido de todas las personas que me han acompañado a lo largo de este camino.

En primer lugar a mis directores de tesis, Carlos Álvarez Bel y mi padre, Carlos Roldán Porta, por todas las conversaciones mantenidas sobre la materia de esta investigación, que sin duda han contribuido a dirigir los esfuerzos en la dirección más adecuada. Carlos Álvarez ha sido un guía y director clave en la búsqueda de información y contactos en relación con el ámbito de la respuesta de la demanda y los mercados energéticos. Por otro lado, Carlos Roldán, ha sido la otra pieza imprescindible en la dirección de este trabajo, con aportaciones tanto a nivel personal como profesional relacionadas con Smart grids y Sistemas eléctricos.

También quiero agradecer a todos mis compañeros su ayuda y compañía en los buenos ratos que hemos podido pasar juntos, tanto a aquellos con los que sigo colaborando como a los que ya no siguen vinculados a nuestro trabajo, pero que también aportaron su granito de arena. Por nombrar algunos, destaco a Guillermo Escrivá, que me ha prestado una inmensa ayuda en la labor investigadora y en mi formación como docente, para mantener una evolución y una productividad satisfactorias. También nombraré a Javier Rodríguez, que ha contribuido a ampliar mi formación y mis conocimientos, resolviendo dudas técnicas y planteando ideas interesantes para el desarrollo de las metodologías propuestas. Junto a ellos dos, recuerdo con especial afección a José Carbonell, Óscar Santamaría y Fernando Mugarra, con los que he compartido momentos amenos y numerosos almuerzos. Está también en esta lista de personas a las que agradezco su colaboración Manuel Alcázar, compañero de despacho, con una trayectoria formidable, un gran ejemplo de trabajo, constancia y dedicación que ha servido de inspiración. También recuerdo a muchos otros miembros del Instituto de Ingeniería Energética, como su director, José Miguel Corberán, Ángel Pérez-Navarro, Alberto Escrivá, Carla Montagud, Elisa Peñalvo, David Alfonso, Carlos Vargas y muchos otros que por cuestiones de espacio no puedo citar.

Del mismo modo, quiero agradecer a los tres revisores, Emilio, Armando y Natividad, sus contribuciones para la mejora de la calidad de este documento, gracias a las cuales muchos aspectos han sido mejorados, dando como resultado una estructura más cohesionada y coherente, con mayor justificación y corrección en algunos puntos.

Durante este periodo he tenido el placer de disfrutar de una estancia de tres meses en la Brunel University London donde he tenido el gusto de colaborar con Prof. Maria Kolokotroni, cuya amabilidad y ayuda agradezco enormemente. Por falta de

tiempo no he tenido la oportunidad de elaborar un trabajo de mayor detalle con su equipo, no obstante, he aprendido mucho de la labor que he podido realizar allí. He colaborado con un grupo investigador integrado por gente extraordinaria, como Beatriz, Weslie, Lesh, Valia, Zoi, Demetris, Kostas y Carlos (entre otros) y he tenido unos compañeros de residencia excepcionales, entre los cuales destaco a Rachel, Song, Peter y Buka que han contribuido a hacer más llevadero el pasar tres meses alejado de mis seres más queridos.

En mi familia no hay una sola persona que no haya aportado algo positivo en mi vida, por lo que debo darles también las gracias a todos, especialmente a mi madre, que me dio el mejor regalo que me podía dar, *la vida*, además de cuidarme y volcarse conmigo siempre, enseñarme y ayudarme a levantarme tras cada caída, porque *todo sacrificio tiene su recompensa*. También debo agradecer a mi *hermano y compañero* de clase Óscar, cuya ayuda y apoyo son imprescindibles para poder seguir adelante y continuar estudiando Matemáticas con él y a mi hermano Rubén, por sus conversaciones y apoyo en cada situación que hemos compartido, siempre con *ilusión y magia*. Así mismo, a mis tíos, primos y yayas, por su afecto y compañía en cada reunión familiar, y los yayos que no están aquí pero que estoy seguro de que también me mandan *toda su energía*.

A lo largo de la realización de este doctorado, me han sucedido cosas maravillosas que se han convertido en algunos de los momentos que considero absolutamente inolvidables en mi vida, como casarme con mi esposa Marta, la mujer más maravillosa del mundo, con la que sin duda he querido, quiero y querré compartir *todos los días de mi vida*. Hemos tenido dos hijos maravillosos, Carlos y Marta, cuya alegría y viveza compensan cualquier esfuerzo o situación de estrés del día a día. Es a ella, a mi esposa, a quien quiero dedicar especialmente todo el esfuerzo que he dedicado estos años para sacar adelante esta tesis y agradecer, desde lo más profundo de mi ser, que haya sido *mi mano izquierda* y a veces *mis dos manos* durante todo este tiempo. De la misma manera debo agradecer a su familia (mi familia, *nuestra familia*) la aceptación y el trato con que me han recibido, pues me siento uno más y disfruto de cada momento que pasamos juntos cada vez que nos reunimos. Así, doy las gracias a José Ricardo, a Carmen, a Luis y al resto de la familia.

Aunque sé que la lista está incompleta, debo dejarlo aquí para no extenderme en exceso. Así pues, muchas gracias de todo corazón a todos aquellos que han colaborado de una forma u otra durante la elaboración de este trabajo y a todas las personas que forman parte de mi vida y contribuyen a su mejora y prosperidad.

TABLA DE CONTENIDOS

LISTA DE TABLAS.....	IX
LISTA DE FIGURAS	XIII
ABSTRACT	XIX
RESUMEN.....	XXIII
RESUM.....	XXVII
CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. Introducción.....	1
1.2. Objetivos	3
1.3. Estructura de la tesis	4
CAPÍTULO 2. Estado del arte: las smart grids y la respuesta de la demanda.....	9
2.1. Introducción.....	9
2.2. Situación actual de las smart grids.....	9
2.2.1. Objetivos de la smart grid.....	10
2.2.2. Beneficios de la smart grid	11
2.2.3. Las microrredes.....	13
2.2.4. Los medidores inteligentes.....	14
2.2.5. Desafíos por resolver	14
2.3. Situación actual de la respuesta de la demanda	15
2.3.1. Respuesta de la demanda en Estados Unidos.....	18
2.3.1.1. Programas de respuesta de la demanda ofrecidos por los operadores de sistemas.....	18

2.3.1.2. Programas de respuesta de la demanda ofrecidos por las compañías.....	20
2.3.2. Respuesta de la demanda en Europa	21
2.3.2.1. Francia	21
2.3.2.2. Noruega	22
2.3.2.3. Reino Unido	22
2.3.2.4. Italia.....	23
2.3.2.5. España.....	23
2.4. Modelos de consumo	23
2.4.1. Proyecto EU-DEEP	25
2.4.2. Segmentación de la demanda.....	27
2.4.2.1. Sectores comercial e industrial	28
2.4.2.2. Sector residencial.....	28
2.4.3. Modelado de segmentos	29
2.4.4. Aplicación y resultados a los sectores residencial y comercial.....	29
2.4.5. Aplicación y resultados al sector industrial	30
2.5. Conclusiones del capítulo.....	31
CAPÍTULO 3. Smart grids	33
3.1. Introducción	33
3.2. Concepto de smart grids.....	34
3.2.1. Topología y aspectos morfológicos	35
3.2.1.1. Componente de interfaz de dispositivos inteligentes.....	35
3.2.1.2. Componente de almacenamiento	35
3.2.1.3. Componente del subsistema de transporte.....	36
3.2.1.4. Componente de la tecnología de monitorización y control.....	36
3.2.1.5. Componente del subsistema de distribución de la red inteligente.....	36
3.2.1.6. Componente de la gestión de la demanda.....	37
3.2.2. Control y protección.....	37
3.2.2.1. Ensayos de cambios en la tensión de suministro.....	39
3.2.2.2. Ensayos de cambios en la tensión debidos a modificaciones en la carga	40
3.2.2.3. Ensayos de distorsión armónica	42
3.2.2.4. Ensayos de frecuencia	44
3.2.2.5. Ensayos de ruido	46

3.2.2.6. Ensayos de transitorios.....	50
3.2.2.7. Conclusiones de los ensayos.....	53
3.2.3. Calidad de la energía	53
3.3. Propuesta de sistema y metodología de control.....	54
3.3.1. Smart grid en el LabDER de la UPV	55
3.3.1.1. Generador solar fotovoltaico	56
3.3.1.2. Generador eólico.....	56
3.3.1.3. Gasificador de biomasa y grupo electrógeno	58
3.3.1.4. Banco de baterías	59
3.3.1.5. Otros equipos.....	60
3.3.2. Esquema del sistema de gestión desarrollado	61
3.3.3. Software de control de la microrred desarrollado	61
3.3.4. Panel principal.....	62
3.3.5. Panel de planificaciones.....	63
3.3.6. Experiencias de control realizadas.....	64
3.4. Conclusiones del capítulo.....	65
CAPÍTULO 4. Eficiencia y gestión en edificios	67
4.1. Introducción.....	67
4.2. Eficiencia, gestión y respuesta de la demanda	68
4.2.1. Medidas de eficiencia y gestión.....	69
4.2.2. Ejemplos de medidas de eficiencia y gestión	69
4.2.3. Análisis de las medidas de eficiencia y gestión.....	69
4.2.4. Clasificación de procesos para las acciones de eficiencia y gestión	71
4.2.5. Listado de los principales elementos de mejora.....	73
4.2.6. Clasificación de las medidas de ahorro	74
4.2.7. Recopilación de medidas de ahorro	77
4.3. La gestión y la respuesta de la demanda	77
4.4. Eficiencia en edificios	78
4.5. Gestión en edificios	79
4.6. Respuesta de la demanda en edificios.....	79
4.7. Caso práctico: Acciones de ahorro energético en algunos edificios de la Universitat Politècnica de València.....	80
4.7.1. Introducción.....	80

4.7.2. Descripción de las acciones	81
4.7.2.1. Tarifa del consumo eléctrico en la UPV	82
4.7.3. 8G - Ciudad Politécnica de la Innovación	82
4.7.4. 4P - ETS de Ingenieros de Telecomunicación	85
4.7.5. 8I-8J - Invernaderos	89
4.7.6. Discusión de los resultados	91
4.7.7. Conclusiones de este caso práctico	92
4.8. La importancia de la fase de diseño de los edificios	92
4.8.1. Edificio Solar XXI en Lisboa	93
4.8.1.1. Aspectos aprendidos del edificio Solar XXI	93
4.8.2. Edificio Rijkswaterstaat en los Países Bajos	94
4.8.2.1. Aspectos aprendidos del edificio Rijkswaterstaat	94
4.9. Conclusiones del capítulo	95
CAPÍTULO 5. Medida y verificación de ahorros energéticos	97
5.1. Introducción	97
5.2. Comparación de los principales protocolos existentes	98
5.2.1. IPMVP volumen I	99
5.2.2. FEMP M&V guidelines versión 3.0	101
5.2.3. ASHRAE GUIDELINE 14	102
5.2.4. Australia BPG-M&V	103
5.3. IPMVP	104
5.3.1. Estructura del documento	105
5.3.2. Aplicación del IPMVP	106
5.3.3. Selección de opciones de M&V	108
5.3.4. Plan de medida y verificación	113
5.4. Protocolo de medida y verificación de la respuesta de la demanda	114
5.5. Certificación en la respuesta de la demanda	116
5.5.1. Definición de certificación	116
5.5.2. Beneficios de la certificación	117
5.5.3. Agentes involucrados	117
5.5.4. Certificación del proveedor de la respuesta de la demanda	118
5.5.4.1. Ensayos necesarios para la certificación del proveedor de la respuesta de la demanda	119
5.5.5. Certificación del comercializador de los servicios energéticos	120

5.6. Caso práctico: respuesta de la demanda en la Universitat Politècnica de València.....	121
5.6.1. Corte de potencia del sábado 20/02/2010.....	123
5.6.2. Corte de potencia del viernes 26/02/2010.....	125
5.6.3. Corte de potencia del martes 09/03/2010	127
5.6.4. Corte de potencia del miércoles 31/03/2010	129
5.6.5. Conclusiones del caso práctico.....	131
5.7. Propuesta de un método estadístico para el cálculo de la baseline para respuesta de la demanda	131
5.8. Conclusiones del capítulo.....	135
CAPÍTULO 6. Predicción de consumo	137
6.1. Introducción.....	137
6.2. Método EUs.....	138
6.2.1. Introducción y justificación.....	138
6.2.2. Algoritmo de previsión de consumo	139
6.2.2.1. Proceso de selección de días de entrenamiento	141
6.2.2.2. Arquitectura de las redes neuronales.....	143
6.2.2.3. Entrenamiento, test y validación de las redes neuronales	144
6.2.3. Resultados y conclusiones	144
6.3. Método TEUs	146
6.3.1. Introducción y justificación.....	147
6.3.2. Modelo de previsión de la curva de temperatura.....	148
6.3.3. Algoritmo de previsión de consumo	154
6.3.3.1. Proceso de selección de días de entrenamiento	155
6.3.3.2. Arquitectura de las redes neuronales.....	156
6.3.3.3. Entrenamiento, test y validación de las redes neuronales	157
6.3.4. Resultados y conclusiones	158
6.4. Conclusiones del capítulo.....	161
CAPÍTULO 7. Desagregado y previsión de usos finales	165
7.1. Introducción.....	165
7.2. Estudio de la laboralidad en la UPV	166
7.3. Desagregado de usos finales en la UPV	168

7.3.1. Uso final Máquinas Partidas (SS).....	170
7.3.2. Uso final Bombas de Calor (HP).....	171
7.3.3. Uso final Solo Frío (OC)	173
7.3.4. Uso final Solo Calor (OH)	174
7.3.5. Uso final Alumbrado Público (PL).....	175
7.3.6. Uso final Alumbrado Interior (IL).....	175
7.3.7. Uso final Consumo de Fuerza (GA).....	176
7.3.8. Ponderación de los criterios de selección para cada uso final y el consumo total	177
7.4. Metodología de previsión de consumo aplicada en la UPV	179
7.4.1. Proceso de previsión del consumo de los usos finales en la UPV	181
7.4.2. Proceso de previsión del consumo total en la UPV	182
7.4.3. Resultados de previsión del consumo de los usos finales.....	184
7.4.4. Discusión de los resultados de este método de previsión de consumo.....	189
7.5. Conclusiones del capítulo.....	189

CAPÍTULO 8. Sistemas de Gestión Energética para Smart Customers 191

8.1. Introducción	191
8.2. Sistema de gestión energética de la Universitat Politècnica de València: DERD.....	192
8.2.1. Sistemas de medida de la UPV	193
8.2.1.1. Equipo de medida de la compañía comercializadora	193
8.2.1.2. Equipo de medida del sistema DERD	195
8.2.1.3. Sensores de temperatura.....	197
8.2.1.4. Sensor de luz Hagner.....	198
8.2.2. Detalle del sistema de maniobra y medida	199
8.2.3. Beneficios del DERD en la Universitat Politècnica de València	200
8.2.4. Ahorros obtenidos gracias al sistema DERD.....	203
8.3. Control de recursos en una smart grid	206
8.3.1. Descripción de la metodología	207
8.3.2. Objetivos e hipótesis iniciales.....	209
8.3.3. Descripción de la herramienta.....	211
8.3.4. Descripción de los escenarios.....	215
8.3.5. Algoritmo de optimización propuesto.....	216

8.3.6. Análisis de los resultados de las simulaciones y conclusiones	218
8.3.6.1. Escenario A1	218
8.3.6.2. Escenario B1	219
8.3.6.3. Escenario C1	220
8.3.6.4. Escenario D1	222
8.3.6.5. Escenario A2	223
8.3.6.6. Escenario B2	224
8.3.6.7. Escenario C2	226
8.3.6.8. Escenario D2	227
8.3.6.9. Comparación de las simulaciones y conclusiones	228
8.4. Metodología de gestión para la participación en la respuesta de la demanda	229
8.5. Conclusiones del capítulo.....	231
CAPÍTULO 9. Conclusiones	233
9.1. Conclusiones y contribuciones de la tesis	233
9.2. Líneas futuras de investigación	237
CHAPTER 9. Conclusions	239
9.1. Conclusions and contributions of this dissertation	239
9.2. Future research lines	243
LISTA DE REFERENCIAS	245
APÉNDICES.....	255
Apéndice 1. Listado DE abreviaturas	255
Apéndice 2. Listado clasificado de acciones de eficiencia y gestión energética.....	259
Apéndice 3. Tabla de afinidad laboral del método TEUs aplicado al Campus de Vera de la UPV	291
PUBLICACIONES.....	301
SOBRE EL AUTOR	303

LISTA DE TABLAS

Tabla 3.1 Especificaciones del inversor solar.....	56
Tabla 3.2 Especificaciones del aerogenerador Siliken Wind 3.5 GT	57
Tabla 3.3 Especificaciones del inversor Windyboy 2500.....	57
Tabla 3.4 Especificaciones del grupo electrógeno PRAMAC P 12000.....	59
Tabla 3.5 Especificaciones de las baterías	60
Tabla 4.1 Ficha descriptiva de una medida de ahorro.....	71
Tabla 4.2 Resumen de resultados.....	91
Tabla 5.1 Descripción de los enfoques basada en el IPMVP volumen I	100
Tabla 5.2 Descripción de los enfoques basada en el documento FEMP M&V Guidelines versión 3.0	101
Tabla 5.3 Descripción de los enfoques basada en la ASHRAE Guideline 14	103
Tabla 5.4 Descripción completa de la opción A del IPMVP.....	109
Tabla 5.5 Descripción completa de la opción B del IPMVP.....	110
Tabla 5.6 Descripción completa de la opción C del IPMVP.....	110
Tabla 5.7 Descripción completa de la opción D del IPMVP.....	111
Tabla 5.8 Sugerencias de opciones ante diversas situaciones extraía del IPMVP	113
Tabla 5.9 Previsión, consumo y desviación para el programa del 20/02/2010	125
Tabla 5.10 Previsión, consumo y desviación para el programa del 26/02/2010	126
Tabla 5.11 Previsión, consumo y desviación para el programa del 09/03/2010	128
Tabla 5.12 Previsión, consumo y desviación para el programa del 31/03/2010	130
Tabla 6.1 Criterios de selección de días de entrenamiento para usos finales fuertemente dependientes de la temperatura.....	142

Tabla 6.2 Valores de LAP asignados a cada tipo de día	144
Tabla 6.3 Resultados del método para múltiples simulaciones y comparación con otros métodos.....	145
Tabla 6.4 Criterios de selección de días de entrenamiento para usos finales fuertemente dependientes de la temperatura	156
Tabla 6.5 MAPE obtenido con el método TEUs para la semana del 21/2/2011 al 27/2/2011	161
Tabla 6.6 Resultados del método para múltiples simulaciones y comparación con otros métodos.....	161
Tabla 7.1 Diferentes grupos de laboralidad en una semana uniforme	167
Tabla 7.2 Pesos asignados a los criterios de selección de días de entrenamiento para los distintos usos finales.....	178
Tabla 7.3 MAPE obtenido con este método de previsión de consumo para la semana del 26/3/2012 al 1/4/2012.....	190
Tabla 8.1 Resultados numéricos de la simulación del escenario A1	219
Tabla 8.2 Resultados numéricos de la simulación del escenario B1	220
Tabla 8.3 Resultados numéricos de la simulación del escenario C1	221
Tabla 8.4 Resultados numéricos de la simulación del escenario D1	223
Tabla 8.5 Resultados numéricos de la simulación del escenario A2	224
Tabla 8.6 Resultados numéricos de la simulación del escenario B2	225
Tabla 8.7 Resultados numéricos de la simulación del escenario C2.....	226
Tabla 8.8 Resultados numéricos de la simulación del escenario D2.....	228
Tabla 8.9 Comparación de los resultados de todas las simulaciones	229
Tabla 9.1 Resultados del método TEUs para múltiples simulaciones y comparación con otros métodos.....	236
Tabla 9.2 Simulación optimizada de los costes de la energía y las emisiones utilizando almacenamiento energético y generación propia con una tarifa con discriminación horaria	237
Table 9.1 Results of multiple simulations with TEUs method and comparison with other methods.....	242
Table 9.2 Optimised simulation of energy costs and emissions using energy storage and self-generation with an hourly discrimination tariff	243

Tabla A3. 1 Valores de LAP asignados a cada tipo de día.....291

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 Interacciones entre los distintos sistemas en una smart grid	17
Figura 2.2 Consumo eléctrico simulado en los diferentes escenarios para un día típico de invierno	30
Figura 2.3 Flexibilidad en una industria papelera en los procesos de pulpa y aguas residuales	31
Figura 3.1 Arquitectura del diseño de la SG, basado en el DOE.....	35
Figura 3.2 Propuesta de la arquitectura de control y esquema utilizado para los ensayos	38
Figura 3.3 Valores de tensión eficaz V1N en medidores a 400 V en el ensayo de cambios en la tensión de suministro	39
Figura 3.4 Valores de corriente eficaz I1 en medidores a 400 V en el ensayo de cambios en la tensión de suministro	40
Figura 3.5 Valores de tensión eficaz V1N en medidores a 400 V en el ensayo de cambios en la carga.....	41
Figura 3.6 Valores de corriente eficaz I1 en medidores a 400 V en el ensayo de cambios en la carga.....	41
Figura 3.7 Formas de onda durante el ensayo de distorsión armónica en la tensión MA V1N	42
Figura 3.8 Valores de distorsión armónica total en la tensión V1N en medidores a 400 V	43
Figura 3.9 Valores de distorsión armónica total en la corriente I1 en medidores a 400 V	44
Figura 3.10 Valores de frecuencia en la tensión MA V1N medidos durante el ensayo de frecuencia.....	45
Figura 3.11 Valores de tensión eficaz V1N en medidores a 400 V en el ensayo de frecuencia	45
Figura 3.12 Valores de corriente eficaz I1 en medidores a 400 V en el ensayo de frecuencia	46

Figura 3.13 Formas de onda durante el ensayo de ruido en la tensión MA V1N	47
Figura 3.14 Valores de tensión eficaz V1N en medidores a 400 V en el ensayo de ruido	48
Figura 3.15 Valores de corriente eficaz I1 en medidores a 400 V en el ensayo de ruido	48
Figura 3.16 Valores de distorsión armónica total en la tensión V1N en medidores a 400 V en el ensayo de ruido	49
Figura 3.17 Valores de distorsión armónica total en la corriente I1 en medidores a 400 V en el ensayo de ruido	50
Figura 3.18 Forma de onda de la corriente I1 como respuesta a una perturbación en la tensión de suministro cuando se conectan 3 ordenadores como carga.....	51
Figura 3.19 Forma de onda de la corriente I1 como respuesta a una perturbación en la tensión de suministro cuando se conectan 3 ordenadores como carga y no hay conexión a tierra	51
Figura 3.20 Forma de onda de las corrientes I1, I2 e In como respuesta a una perturbación en la tensión de suministro cuando se conectan un calentador y un ordenador en la fase R y dos ordenadores en la fase S como carga.....	52
Figura 3.21 Esquema de la microrred del LabDER	55
Figura 3.22 Aerogenerador Siliken Wind 3.5 GT	57
Figura 3.23 Gasificador de biomasa.....	58
Figura 3.24 Grupo electrógeno PRAMAC P 12000	59
Figura 3.25 Banco de baterías	60
Figura 3.26 Sistema de comunicación local	61
Figura 3.27 Panel principal del programa de gestión de la microrred del LabDER.....	63
Figura 3.28 Panel de planificaciones.....	63
Figura 4.1 Representación simbólica de la metodología empleada en este estudio.....	82
Figura 4.2 Consumo del edificio 8G en días laborables	83
Figura 4.3 Consumo del edificio 8G en sábados	84

Figura 4.4 Consumo del edificio 8G en días laborables antes y después de los cambios	84
Figura 4.5 Consumo del edificio 8G en sábados antes y después de los cambios	85
Figura 4.6 Consumo de ventilación en las enfriadoras de la escuela de telecomunicaciones antes del cambio	86
Figura 4.7 Consumo de ventilación de la enfriadora 1 tras el cambio	87
Figura 4.8 Consumo de ventilación de la enfriadora 2 tras el cambio	88
Figura 4.9 Consumo de ventilación de la enfriadora 3 tras el cambio	88
Figura 4.10 Consumo de los invernaderos del edificio 8I-8J antes de los cambios	89
Figura 4.11 Consumo de los invernaderos del edificio 8I-8J antes y después de los cambios	90
Figura 5.1 Proceso de selección de las opciones del IPMVP (simplificado) basado en el IPMVP	112
Figura 5.2 Esquema de DR. Participantes y certificados	118
Figura 5.3 Resultado del corte de potencia del 20/02/2010	124
Figura 5.4 Resultado del corte de potencia del 26/02/2010	126
Figura 5.5 Resultado del corte de potencia del 09/03/2010	128
Figura 5.6 Resultado del corte de potencia del 31/03/2010	130
Figura 5.7 Consumo de n días del mismo tipo (lunes)	133
Figura 5.8 Consumo de n días del mismo tipo (lunes), con su valor medio y las franjas adyacentes utilizando la desviación típica	134
Figura 6.1 Arquitectura de la red neuronal utilizada en el método EUs.....	143
Figura 6.2 Previsión de consumo de la UPV utilizando el método EUs desde el 28/04/2008 hasta el 4/5/2008	145
Figura 6.3 Curva teórica de temperatura prevista mediante el modelo desarrollado.....	153
Figura 6.4 Resultados del modelo de TTC durante dos semanas del año 2010	154
Figura 6.5 Arquitectura de la red neuronal utilizada en el método TEUs	157

Figura 6.6 Previsión de consumo de la UPV utilizando el método TEUs para el 15/2/2011.....	159
Figura 6.7 Previsión de consumo de la UPV utilizando el método TEUs para la semana del 21/2/2011 al 27/2/2011	160
Figura 6.8 Comparación del MAPE del método TEUs y el método EUs	163
Figura 7.1 Relación entre la energía diaria y la temperatura media en “Martes, Miércoles y Jueves Laborables” para el uso final SS	170
Figura 7.2 Relación entre la energía diaria y la temperatura media en “Martes, Miércoles y Jueves Laborables” para el uso final HP	172
Figura 7.3 Relación entre la energía diaria y la temperatura media en “Martes, Miércoles y Jueves Laborables” para el uso final HP en los modos de calefacción y refrigeración.....	172
Figura 7.4 Relación entre la energía diaria y la temperatura media en “Martes, Miércoles y Jueves Laborables” para el uso final OC.....	173
Figura 7.5 Relación entre la energía diaria y la temperatura media en “Martes, Miércoles y Jueves Laborables” para el uso final OH.....	174
Figura 7.6 Relación entre la energía diaria y el número de día durante un año completo para el uso final PL	175
Figura 7.7 Relación entre la energía diaria y el número de día en “Martes, Miércoles y Jueves Laborables” para el uso final IL.....	176
Figura 7.8 Relación entre la energía diaria y el número de día en “Martes, Miércoles y Jueves Laborables” para el uso final GA.....	177
Figura 7.9 Diagrama general de la metodología de previsión de consumo	180
Figura 7.10 Composición de la suma de usos finales en térmicos y no térmicos para la UPV.....	182
Figura 7.11 Función utilizada para calcular la extrapolación del TC a partir de la previsión del EUC para el DOP	183
Figura 7.12 Resultados de las previsiones de consumo para el uso final SS desde el 3/11/2010 hasta el 18/11/2010.....	184
Figura 7.13 Resultados de las previsiones de consumo para el uso final HP desde el 3/11/2010 hasta el 18/11/2010.....	185
Figura 7.14 Resultados de las previsiones de consumo para el uso final OC desde el 3/11/2010 hasta el 18/11/2010.....	186

Figura 7.15 Resultados de las previsiones de consumo para el uso final OH desde el 3/11/2010 hasta el 18/11/2010	187
Figura 7.16 Resultados de las previsiones de consumo para el uso final PL desde el 3/11/2010 hasta el 18/11/2010	187
Figura 7.17 Resultados de las previsiones de consumo para el uso final IL desde el 3/11/2010 hasta el 18/11/2010	188
Figura 7.18 Resultados de las previsiones de consumo para el uso final GA desde el 3/11/2010 hasta el 18/11/2010	188
Figura 7.19 Previsión de consumo de la UPV utilizando el método descrito desde el 26/3/2012 hasta el 1/4/2012	190
Figura 8.1 Imagen del contador de la distribuidora	195
Figura 8.2 Imagen de la plataforma de automatismos Twido	196
Figura 8.3 Esquema de medidas de los sensores de temperatura	197
Figura 8.4 Ilustración orientativa de las sondas de temperatura STA-250, TTA-250 y TTA 280.....	198
Figura 8.5 Imagen del sensor de luz Hagner ELV-741.....	199
Figura 8.6 Puntos de medida instalados en CGBT	200
Figura 8.7 Consumo total anual en el Campus de Vera de la Universitat Politècnica de València	204
Figura 8.8 Consumo total mensual en el Campus de Vera de la Universitat Politècnica de València	204
Figura 8.9 Consumo eléctrico por unidad de superficie en el Campus de Vera de la Universitat Politècnica de València	205
Figura 8.10 Energía anual en horario de actuación del Sistema DERD por superficie útil en el Campus de Vera de la Universitat Politècnica de València.....	205
Figura 8.11 Ahorro anual obtenido por la implantación del sistema DERD en el Campus de Vera de la Universitat Politècnica de València	206
Figura 8.12 Metodología para la búsqueda de un algoritmo de optimización de recursos energéticos	208
Figura 8.13 Perfil de carga supuesto para la batería.....	210
Figura 8.14 Primera parte de la pantalla principal (entradas y resumen de resultados).....	212

Figura 8.15 Segunda parte de la pantalla principal (salidas)	212
Figura 8.16 Pantalla de resultados gráficos	213
Figura 8.17 Pantalla de simulación.....	213
Figura 8.18 Pantalla de resultados	214
Figura 8.19 Menú principal emergente	214
Figura 8.20 Algoritmo de optimización de la gestión de los recursos de la SG	219
Figura 8.21 Resultados de la simulación del escenario A1	218
Figura 8.22 Resultados de la simulación del escenario B1	219
Figura 8.23 Resultados de la simulación del escenario C1	221
Figura 8.24 Resultados de la simulación del escenario D1	222
Figura 8.25 Resultados de la simulación del escenario A2	224
Figura 8.26 Resultados de la simulación del escenario B2	225
Figura 8.27 Resultados de la simulación del escenario C2	226
Figura 8.28 Resultados de la simulación del escenario D2	227
Figura 8.29 Diagrama de flujo de la toma de decisiones para la participación en la respuesta de la demanda	230

ABSTRACT

The electric power industry is being shaken by a new idea that is taking shape: smart grids. Nowadays, they appear in all international forums on the future of the electricity grid and many companies show their modernity ensuring they have one or more of these networks in their infrastructure, despite the fact that this concept is still being developed, and it must evolve, because it has major challenges to be solved in several aspects. A traditional distribution network, equipped with smart meters in users' facilities is just that: a network with smart meters. That does not make it a smart grid, although it helps.

Three aspects are considered keys to reach smart grids:

a) The structure of the network must meet the smart grid concept, i.e. it must be resistant to failures, e.g. causing the automatic separation of any broken element without affecting the operation of the other components; it must be flexible to allow the connection or disconnection of loads and distributed generators, it must maintain efficient operation under various load conditions, and so on.

b) The network should open the possibilities of participation of large and small generators as well as users, enabling new business opportunities and active participation, so that "intelligent" generation or consumption may benefit.

c) All participants must have easy access to the information needed to choose the best operating strategy in each case.

In regard to the first condition (a) there are significant challenges to solve: network automation, optimal design, development of new protection and control equipment, etc. To date it cannot be roundly stated whether future networks (hopefully smart grids) will work with alternating current or direct current, as the latter has advantages in many aspects related to operation and control. In any case, it will be necessary to develop equipment adapted to new problems and new needs that will be generated in these networks. Those items of equipment should be standardised, it will be necessary to define tests to take into account issues that currently are not usually needed, such as the presence of disturbances in voltage, or others. In this sense, marginally though, the research team in which the author works has collaborated with a laboratory for electrical testing, the Flex Power Grid Lab Research Infrastructure DNV KEMA in the Netherlands, in the definition and implementation of some tests, as described in *Chapter 3. Smart grids*.

In the second aspect (b), deep social changes are needed and, above all, regulation changes are crucial. In any case, the first step is to know how the consumption of loads is, how can demand be modified, how can small generation (mainly renewable) and energy storage influence generation, and so on. Having accurate models that provide this information is a key factor for network agents to establish their best strategies. It is important to note that a significantly inelastic demand, as presented by most consumers today, leaves the market dominated by large companies, whereas an elastic demand allows demand response actions to offer services to the network, such as removing overloads, voltage control, power reserve, and so on. This dissertation discusses many aspects of energy demand and the problem of controlling several resources and agents in the system operation is addressed and *Chapter 3. Smart grids* shows the management and control software (in which the author has collaborated during the design and development stages) of a small smart grid that exists in LabDER laboratory at the Universitat Politècnica de València (onwards, UPV), where various resources are integrated according to the needs of demand, energy prices, and so on.

In the third condition (c) there are also major challenges to be solved, such as mass information management and the increasing volume of data traffic that it can involve. It is clear that smart meters are an important element to enable the future development of this complex communications system, but it is also necessary to provide the reception facilities with their own communications systems and control centres to manage the facility in an efficient way. Also, small generators and distributed energy storage systems must be equipped with powerful communications systems for large amounts of information and data, as well as with their own control centres to design optimal generation policies. Regarding the use of information, this dissertation proposes several algorithms to facilitate treatment of the available data to optimise the management of the resources in a smart grid or to make decisions about the participation in demand response programs, as shown in *Chapter 8. Energy Management Systems for Smart Customers*.

Energy efficiency and the optimal use of renewable energy resources are important objectives in the operation of smart grids. Energy savings result in lower consumption (thus less generation required and less environmental impact) and a reduction in energy costs for users. It is also a potential source of demand reduction, which could be offered by consumers to the network. But these savings should be quantified, which is not easy. From the consumption data, it is not easy to compute the avoided consumption that is being achieved. Both load models and models of the response of facilities as a result of control actions are necessary. Disconnecting a centralised service in a building (air conditioning, for example) may cause the connection of individual air handling units, which results in a change in consumption much lower than expected. Therefore, a model of the overall response of the building is required, partial models of the elements of the facility are not accurate enough. But, for users it is essential to quantify the savings achieved with each action, to study the profitability, and

if power reductions are offered to the network operator, this quantification is critical, since it involves an economical transaction. This is one of the fundamental aspects of this line of research and most of the contributions of this dissertation are related to it. Thus, in *Chapter 4. Energy efficiency and energy management in buildings*, several classifications are proposed in order to facilitate the identification of possible energy efficiency and energy management actions and the quantification of the impact of such actions, showing real examples in various types of facilities. Later, *Chapter 5. Measurement and verification of energy savings* provides a comprehensive review of the framework for measuring savings and it makes some interesting proposals to facilitate the measurement and verification of demand response actions based on the analysis of a practical case. Additionally, *Chapter 6. Consumption forecast* proposes a consumption forecast method that improves the accuracy of other existing methods and *Chapter 7. End-uses disaggregation and forecast* provides a complete methodology for analysing consumption of facilities, disaggregating end-uses and computing consumption forecasts with great accuracy. These tools are of great importance for the measurement and verification of savings.

In regard to the potential savings and the use of renewable energy, we must not forget that electric power is only a part of the total energy used in buildings. The building design and its use of natural resources will have a great influence in its electricity consumption. Smart grids must be developed jointly with smart buildings, not only in the sense that they have control systems, but in the sense that their design allows optimal use of natural resources, thus reducing future energy demand. The study of the main keys to achieve energy efficient buildings is therefore closely linked to the development of smart grids as well as to energy savings. Although in a marginal way, this aspect is also taken into account in this dissertation. The collaboration with the research group CSEF (Centre for Sustainable Energy in Food Chains) during the stay at Brunel University London has enabled a participation in some of the current developments in the areas of intelligent building design and the use of natural energy resources. In *Chapter 4. Energy efficiency and energy management in buildings*, a summary of these aspects is shown.

RESUMEN

La industria eléctrica de potencia está siendo sacudida por una idea que va tomando forma: las smart grids. En la actualidad se habla de ellas en todos los foros internacionales sobre el futuro de la red eléctrica y muchas empresas exhiben su modernidad asegurando contar con una o varias de estas redes entre sus infraestructuras, aun cuando sea este un concepto en desarrollo, que aún deberá evolucionar y que tiene importantes retos por resolver en varios de sus frentes. Una red de distribución tradicional, dotada de contadores inteligentes en sus usuarios es sólo eso: una red con contadores inteligentes. Eso no la convierte en una smart grid, aunque ayude.

Tres aspectos pueden considerarse claves para llegar a las smart grids:

a) La estructura de la red debe responder al concepto de red inteligente, es decir, ser resistente a fallos, por ejemplo provocando la separación automática de cualquier elemento averiado sin afectar al funcionamiento del resto de la red; ser flexible para permitir la conexión o desconexión de cargas y generadores distribuidos, mantener un funcionamiento eficiente bajo diversos estados de carga, etc.

b) La red debe abrir las posibilidades de participación de grandes y pequeños generadores así como de los usuarios, permitiendo nuevas posibilidades de negocio y de participación activa, de manera que la generación o el consumo “inteligentes” se vean beneficiados.

c) Todos los participantes deben tener acceso fácil a la información necesaria para poder elegir la mejor estrategia de funcionamiento en cada caso.

En lo que respecta a la primera condición (a) hay importantes retos por resolver: automatización de la red, diseño óptimo, desarrollo de nuevas protecciones y equipos de control, etc. A fecha de hoy no puede afirmarse con rotundidad si las redes del futuro (supuestas smart grids) funcionarán en corriente alterna o en corriente continua, ya que esta última ofrece ventajas en muchos aspectos de funcionamiento y de control. En cualquier caso será necesario desarrollar equipos adaptados a los nuevos problemas y nuevas necesidades que se generarán en estas redes. Esos equipos deberán ser normalizados, para lo cual será necesario definir ensayos que tengan en cuenta aspectos que actualmente no suelen ser necesarios, como la presencia de perturbaciones en la tensión, u otros. En este sentido, aunque de forma marginal, se ha colaborado con un laboratorio para ensayos eléctricos, la Flex Power Grid Lab Research Infrastructure del DNV KEMA en los Países Bajos, en la definición y realización de algunos ensayos, como se indica en el *Capítulo 3. Smart grids*.

En el aspecto segundo (b), son necesarios profundos cambios sociales y, sobre todo, legislativos. En cualquier caso, el primer paso consiste en saber cómo es el consumo de los receptores, de qué manera puede variarse la demanda, qué influencia puede tener la pequeña generación (renovable principalmente) y el almacenamiento de energía, etc. Disponer de modelos precisos que proporcionen esta información es clave para que los actores de la red puedan establecer sus mejores estrategias. Es importante destacar que una demanda inelástica, como la que presentan muchos consumidores en la actualidad, deja el mercado en manos de las grandes empresas, mientras que una demanda elástica permite acciones de Respuesta de la Demanda, ofertando servicios a la red como eliminación de sobrecargas, control de tensión, reserva de potencia, etc. En la tesis se analizan muchos aspectos relacionados con la demanda de energía y se aborda el problema del control de la participación de diversos recursos y diversos agentes en el funcionamiento del sistema y en el *Capítulo 3. Smart grids* se muestra el software de gestión y control (en cuyo diseño y desarrollo se ha colaborado) de una pequeña smart grid que existe en el laboratorio LabDER de la Universitat Politècnica de València (en adelante, UPV), donde se integran diversos recursos en función de las necesidades de la demanda, los precios de la energía, etc.

En la tercera condición (c) hay, también, grandes retos por resolver, como la gestión masiva de información y el incremento en el volumen de tránsito de datos que puede representar. Está claro que los contadores inteligentes son un elemento importante para permitir el desarrollo futuro de este complejo sistema de comunicaciones, pero además es necesario dotar a las instalaciones receptoras de sus propios sistemas de comunicación y sus centros de control individuales, desde los que se gestione eficientemente la instalación. También los pequeños generadores distribuidos y los sistemas de almacenamiento de energía deberán estar dotados de potentes sistemas de comunicación para recibir gran cantidad de información, así como de centros de control propios que diseñen las políticas óptimas de generación. En lo referente al uso de la información, en la tesis se proponen diferentes algoritmos para facilitar el tratamiento de los datos disponibles a la hora de optimizar la gestión de los recursos de una smart grid o tomar decisiones de cara a participar en programas de respuesta de la demanda, tal como puede verse en el *Capítulo 8. Sistemas de Gestión Energética para Smart Customers*.

En el funcionamiento de las smart grids son objetivos de gran importancia la eficiencia energética y el aprovechamiento óptimo de los recursos energéticos renovables. El ahorro de energía redonda en un menor consumo (por ende menor impacto ambiental, al requerirse menos generación) y una reducción de los costes energéticos del usuario. Es además una fuente potencial de reducción de demanda, susceptible de ser ofertada por los consumidores a la red. Pero este ahorro debe cuantificarse, lo cual no resulta fácil. A partir de los datos del consumo, no es evidente cuál es el consumo evitado que se está consiguiendo. Son necesarios tanto modelos de carga como modelos de respuesta de las instalaciones ante las acciones de control. La

desconexión de un servicio centralizado en un edificio (climatización, por ejemplo) puede provocar la conexión de equipos individuales que hagan que la variación del consumo sea mucho menor que la esperada. Por tanto, se requiere un modelo de respuesta global para el edificio, no sirven modelos parciales de los elementos de las instalaciones. Pero para el usuario es fundamental cuantificar cuál es el ahorro que está obteniendo con cada acción, para poder estudiar su rentabilidad, y en caso de ofertar a la empresa gestora de la red una reducción de potencia, su cuantificación es crítica, ya que implica una transacción comercial. Este es uno de los aspectos fundamentales de esta línea de investigación y en la que se hacen más aportaciones. Así, en el *Capítulo 4. Eficiencia y gestión en edificios* se proponen una serie de clasificaciones con el fin de facilitar la identificación de posibles acciones de gestión y de mejora de la eficiencia y el proceso de cuantificación del impacto de dichas acciones, mostrando ejemplos reales en instalaciones de diversos tipos. Más adelante, el *Capítulo 5. Medida y verificación de ahorros energéticos* ofrece una completa revisión del marco de referencia para la medida de ahorros y realiza interesantes propuestas para facilitar la medida y verificación de acciones de respuesta de la demanda basadas en el análisis de un caso práctico. Adicionalmente, el *Capítulo 6. Predicción de consumo* propone un método de predicción de consumo que mejora la precisión de otros métodos existentes y el *Capítulo 7. Desagregado y previsión de usos finales* ofrece una metodología completa para el análisis del consumo de una instalación, la desagregación de los usos finales y la predicción del consumo con gran precisión. Estas herramientas son de gran importancia para la medida y verificación de ahorros.

En relación con los posibles ahorros y con el aprovechamiento de energías renovables, no hay que olvidar que la energía eléctrica es sólo una parte del total de energía que se utiliza en los edificios. El diseño de los edificios y su aprovechamiento de los recursos naturales influirá, de manera notable, en el consumo de energía eléctrica de éstos. No podrá hablarse de redes inteligentes si no van acompañadas de edificios inteligentes, no sólo en el sentido de que dispongan de sistemas de control, sino en el sentido de que su diseño permita utilizar en forma óptima los recursos naturales, reduciendo así la demanda de energía futura. El estudio de las principales claves para lograr edificios energéticamente eficientes está, por tanto, íntimamente ligado al desarrollo de las redes inteligentes y al ahorro energético. Aunque de manera un poco marginal, este aspecto es también tenido en cuenta en la tesis. La colaboración con el grupo de investigación del CSEF (Centre for Sustainable Energy in Food Chains) durante la estancia en la Brunel University London ha permitido seguir de cerca los avances actuales en temas de diseño inteligente de edificios y aprovechamiento de los recursos energéticos naturales. En el *Capítulo 4. Eficiencia y gestión en edificios* se muestra un resumen de estos aspectos.

RESUM

La indústria elèctrica de potència està sent sacxada per una idea que va prenent forma: les smart grids. En l'actualitat es parla d'elles en tots els fòrums internacionals sobre el futur de la xarxa elèctrica i moltes empreses exhibeixen la seua modernitat i asseguren comptar amb una o diverses d'aquestes xarxes entre les seues infraestructures, encara que siga aquest un concepte en desenrotllament, que encara haurà d'evolucionar i que té importants reptes per resoldre en diversos dels seus fronts. Una xarxa de distribució tradicional, dotada de comptadors intel·ligents en els seus usuaris és només això: una xarxa amb comptadors intel·ligents. Això no la converteix en una smart grid, encara que ajude.

Tres aspectes poden considerar-se claus per a arribar a les smart grids:

a) L'estructura de la xarxa ha de respondre al concepte de xarxa intel·ligent, és a dir, ser resistent a fallades, per exemple amb la separació automàtica de qualsevol element avariats sense afectar el funcionament de la resta de la xarxa; ser flexible per a permetre la connexió o desconnexió de càrregues i generadors distribuïts; mantindre un funcionament eficient davall diversos estats de càrrega, etc.

b) La xarxa ha d'obrir les possibilitats de participació de grans i xicotets generadors així com dels usuaris. Així, ha de permetre noves possibilitats de negoci i de participació activa, de manera que la generació o el consum "intel·ligents" es vegem beneficiats.

c) Tots els participants han de tindre accés fàcil a la informació necessària per a poder triar la millor estratègia de funcionament en cada cas.

Pel que fa a la primera condició (a) hi ha importants reptes per resoldre: automatització de la xarxa, disseny òptim, desenrotllament de noves proteccions i equips de control, etc. En data de hui no pot afirmar-se amb rotunditat si les xarxes del futur (suposades smart grids) funcionaran en corrent altern o en corrent continu, ja que aquesta última ofereix avantatges en molts aspectes de funcionament i de control. En qualsevol cas serà necessari desenrotllar equips adaptats als nous problemes i noves necessitats que es generaran en aquestes xarxes. Aqueixos equips hauran de ser normalitzats, per a la qual cosa serà necessari definir assajos que tinguen en compte aspectes que actualment no solen ser necessaris, com la presència de perturbacions en la tensió, o altres. En aquest sentit, encara que de forma marginal, s'ha col·laborat amb un laboratori per a assajos elèctrics, la Flex Power Grid Lab Research Infrastructure del DNV KEMA en els Països Baixos, en la definició i realització d'alguns assajos, com s'indica en el *Capítol 3. Smart grids*.

En l'aspecte segon (b), són necessaris profunds canvis socials i, sobretot, legislatius. En qualsevol cas, el primer pas consisteix a saber com és el consum dels receptors, de quina manera pot variar-se la demanda, quina influència pot tindre la xicoteta generació (renovable principalment) i l'emmagatzemament d'energia, etc. Disposar de models precisos que proporcionen aquesta informació és clau perquè els actors de la xarxa puguen establir les seues millors estratègies. És important destacar que una demanda inelàstica, com la que presenten molts consumidors en l'actualitat, deixa el mercat en mans de les grans empreses, mentre que una demanda elàstica permet accions de Resposta de la Demanda, oferint servicis a la xarxa com ara eliminació de sobrecàrregues, control de tensió, reserva de potència, etc. En la tesi s'analitzen molts aspectes relacionats amb la demanda d'energia i s'aborda el problema del control de la participació de diversos recursos i diversos agents en el funcionament del sistema i en el *Capítol 3. Smart grids* es mostra el programari de gestió i control (en el disseny i desenrotllament del qual s'ha col·laborat) d'una xicoteta smart grid que existeix en el laboratori LabDER de la Universitat Politècnica de València (d'ara en avant, UPV), on s'integren diversos recursos en funció de les necessitats de la demanda, els preus de l'energia, etc.

En la tercera condició (c) hi ha, també, grans reptes per resoldre, com ara la gestió massiva d'informació i l'increment en el volum de trànsit de dades que pot representar. És clar que els comptadors intel·ligents són un element important per a permetre el desenrotllament futur d'aquest complex sistema de comunicacions, però a més a més és necessari dotar a les instal·lacions receptores dels seus propis sistemes de comunicació i els seus centres de control individuals, des dels que es gestiona eficientment la instal·lació. També els xicotets generadors distribuïts i els sistemes d'emmagatzemament d'energia hauran d'estar dotats de potents sistemes de comunicació per a rebre gran quantitat d'informació, així com de centres de control propis que dissenyen les polítiques òptimes de generació. Pel que fa a l'ús de la informació, en la tesi es proposen diferents algorismes per a facilitar el tractament de les dades disponibles a l'hora d'optimitzar la gestió dels recursos d'una smart grid o prendre decisions de cara a participar en programes de resposta de la demanda, tal com pot veure's en el *Capítol 8. Sistemes de Gestió Energètica per a Smart Customers*.

En el funcionament de les smart grids són objectius de gran importància l'eficiència energètica i l'aprofitament òptim dels recursos energètics renovables. L'estalvi d'energia redunda en un menor consum (per tant menor impacte ambiental, ja que es requereix menys generació) i una reducció dels costos energètics de l'usuari. És, a més a més, una font potencial de reducció de demanda, susceptible de ser oferida pels consumidors a la xarxa. Però aquest estalvi ha de quantificar-se, la qual cosa no resulta fàcil. A partir de les dades del consum, no és evident quin és el consum evitat que s'està aconseguint. Són necessaris models de càrrega i models de resposta de les instal·lacions davant de les accions de control. La desconexió d'un servici centralitzat en un edifici (climatització, per exemple) pot provocar la connexió d'equips individuals

que facen que la variació del consum siga molt inferior a l'esperada. Per tant es requereix un model de resposta global per a l'edifici, no serveixen models parcials dels elements de les instal·lacions. Però, per a l'usuari és fonamental quantificar quin és l'estalvi que està obtenint amb cada acció, per a poder estudiar la seua rendibilitat, i en cas d'oferir a l'empresa gestora de la xarxa una reducció de potència, la seua quantificació és crítica, ja que implica una transacció comercial. Aquest és un dels aspectes fonamentals d'aquesta línia d'investigació i en la que es fan més aportacions. Així, en el *Capítol 4. Eficiència i gestió en edificis* es proposen una sèrie de classificacions a fi de facilitar la identificació de possibles accions de gestió i de millora de l'eficiència i el procés de quantificació de l'impacte de les esmentades accions, mostrant exemples reals en instal·lacions de diversos tipus. Més avant, el *Capítol 5. Mesura i verificació d'estalvis energètics* ofereix una completa revisió del marc de referència per a la mesura d'estalvis i realitza interessants propostes per a facilitar la mesura i verificació d'accions de resposta de la demanda basades en l'anàlisi d'un cas pràctic. Addicionalment, el *Capítol 6. Predicció de consum* proposa un mètode de predicció de consum que millora la precisió d'altres mètodes existents i el *Capítol 7. Desagregat i previsió d'usos finals* ofereix una metodologia completa per a l'anàlisi del consum d'una instal·lació, la desagregació dels usos finals i la predicció del consum amb gran precisió. Aquestes eines són de gran importància per a la mesura i verificació d'estalvis.

En relació amb els possibles estalvis i amb l'aprofitament d'energies renovables, no pot oblidar-se que l'energia elèctrica és només una part del total d'energia que s'utilitza en els edificis. El disseny dels edificis i el seu aprofitament dels recursos naturals influirà, de manera notable, en el consum d'energia elèctrica d'aquests. No podrà parlar-se de xarxes intel·ligents si no van acompanyades d'edificis intel·ligents, no sols en el sentit que disposen de sistemes de control, sinó en el sentit que el seu disseny permeta utilitzar en forma òptima els recursos naturals i reduir així la demanda d'energia futura. L'estudi de les principals claus per a aconseguir edificis energèticament eficients és, per tant, íntimament lligat al desenrotllament de les xarxes intel·ligents i a l'estalvi energètic. Encara que de manera un poc marginal, aquest aspecte és també tingut en compte en la tesi. La col·laboració amb el grup d'investigació del CSEF (Centre for Sustainable Energy in Food Chains) durant l'estada en la Brunel University London ha permés seguir de prop els avanços actuals en temes de disseny intel·ligent d'edificis i aprofitament dels recursos energètics naturals. En el *Capítol 4. Eficiència i gestió en edificis* es mostra un resum d'aquests aspectes.

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

1.1. Introducción

El aumento del consumo de energía y la gran dependencia del uso de combustibles fósiles ha provocado una situación notablemente problemática cuya solución debe abordarse desde distintos frentes. En primer lugar, los desarrollos tecnológicos que permitan mejorar el rendimiento de las fuentes de energía renovables son de gran importancia para cambiar la tendencia del consumo energético y el uso de combustibles fósiles. En segundo lugar, el comportamiento del consumidor es clave en este problema, al fin y al cabo, la demanda es la causa de la generación y distribución de la energía. En tercer lugar, el sistema de transporte y distribución de la energía también debe ser analizado y optimizado para minimizar las pérdidas y maximizar el rendimiento de los procesos de abastecimiento energético. Finalmente, los mercados requieren una evolución que permita implementar soluciones óptimas para aprovechar las nuevas posibilidades que los desarrollos científicos y sociales ofrecen en cuanto a comunicación y participación activa de la demanda.

Bajo esta perspectiva, se ha observado en los últimos años una tendencia a la globalización, la liberalización de los mercados, la mejora de la eficiencia de equipos y sistemas, etc. No obstante, sigue siendo necesario un gran esfuerzo de desarrollo y de cooperación entre todas estas mejoras. Si bien los mercados están empezando a transformarse para facilitar la participación de la demanda, los equipos están mejorando en eficiencia y en fiabilidad, los sistemas de comunicación están adaptándose a las nuevas posibilidades tecnológicas y sociales y los sistemas de gestión cuentan cada vez con herramientas más sofisticadas para la optimización de la demanda y la generación distribuida, lo cierto es que muchos de los mecanismos actuales no están produciendo los efectos esperados y gran parte de su potencial está siendo desaprovechado. A este respecto, se estima que del beneficio potencial de los medidores inteligentes que se están instalando en muchos países desarrollados, en torno a un 80% es inalcanzable si

no se implementan simultáneamente acciones de respuesta de la demanda [1]. Según estudios, los medidores inteligentes pueden ser rápidamente amortizados mediante mecanismos de respuesta de la demanda, permitiendo que el consumidor aproveche estos equipos para responder a precios dinámicos de manera activa.

Sin embargo, los Programas de Respuesta de la Demanda se han topado con un obstáculo de gran complejidad que está frenando su desarrollo, la medida y verificación de ahorros. A la hora de establecer un contrato en el que el consumidor ofrece su flexibilidad al sistema a cambio de una retribución económica, el proceso de cuantificación del impacto real de aquellas acciones implementadas por el usuario para modificar su consumo es controvertido a la vez que imprescindible. Esta es una de las mayores barreras de la respuesta de la demanda. Así pues, es necesario profundizar en esta línea y desarrollar propuestas de nuevas metodologías, sofisticadas y fiables para poder evaluar el resultado de las acciones de respuesta de la demanda de los consumidores.

La principal dificultad de la medida y verificación reside en la imposibilidad de conocer el consumo que una instalación tendría si no se hubiera implementado una acción dada. Dado que no es posible medir el consumo evitado, es necesario realizar una estimación del mismo, por ejemplo por comparación del consumo real con el consumo estimado en la misma instalación en condiciones de normalidad, es decir, sin la ejecución de ninguna acción sobre el consumo energético. Esta estimación conlleva el uso de herramientas como la baseline, cuyo desarrollo requiere la elaboración de análisis exhaustivos del consumo de los procesos existentes en las instalaciones y algoritmos de modelado y simulación del consumo.

En el presente trabajo se lleva a cabo una revisión de los actuales protocolos de medida y verificación y se desarrollan metodologías para cuantificar el impacto de las acciones ejecutadas por un consumidor, contrastadas con ejemplos reales que corroboran su validez y nivel de precisión. Estas metodologías se basan en el cálculo de una previsión de la curva de carga o baseline para comparar el consumo real de las instalaciones con el consumo previsto, evaluando así las modificaciones implementadas.

Los desarrollos presentados en esta tesis pretenden facilitar la respuesta de la demanda y a la vez van en la línea de la implementación de las smart grids. Con las metodologías propuestas se pretende dar los primeros pasos para iniciar un camino de mayor magnitud y trascendencia, cuyo resultado a largo plazo acabe siendo un nuevo escenario energético, con un nivel de penetración cercano al 100% tanto en la instalación de medidores inteligentes como en respuesta de la demanda. En esta estructura, debe existir una participación activa del consumidor como un agente del mercado de energía y existir un nivel de generación renovable muy elevado. Debe quedar integrado cada elemento del sistema y existir una comunicación bidireccional y continua entre todos ellos, permitiendo la optimización del sistema en su conjunto,

sistema cuya estructura debe corresponder al concepto de smart grid. Para todo ello deben solventarse algunas de las barreras que existen actualmente. Por tanto, se analizarán estas barreras y se tratará de avanzar en la búsqueda de soluciones a algunas de ellas.

1.2. Objetivos

El objetivo fundamental de este trabajo es mejorar la situación de la respuesta de la demanda y avanzar en la definición y el estudio de las smart grids, analizando a su vez su relación con la respuesta de la demanda y la sinergia que puede surgir de la concurrencia de ambos conceptos.

Se trata de dos campos de los sistemas energéticos que están en investigación y desarrollo en muchos países como EEUU, Francia, Noruega, España, Italia... Los avances producidos en ambas líneas pueden acabar significando un cambio conceptual muy importante y presumiblemente muy beneficioso desde el punto de vista de la eficiencia y el medio ambiente.

Además, el estudio de la relación existente entre estas dos vertientes es fundamental y existe cierta tendencia a olvidar su importancia. El consumidor debe convertirse en uno de los agentes fundamentales de los sistemas energéticos, para lo cual los sistemas de comunicación e información, así como los mecanismos del mercado de energía, deben evolucionar hacia un horizonte marcado por la integración de todos los elementos, la comunicación bidireccional entre ellos y la optimización de los recursos, cuya estructura debe coincidir con el concepto de smart grids. Como consecuencia, la relación entre la respuesta de la demanda y las smart grids debe ser analizada y clarificada para asegurar el éxito de estos conceptos en los futuros escenarios. Esta es la línea en la que se va a desarrollar esta tesis.

Para ello, se plantean los siguientes objetivos a abordar:

- Analizar la situación actual y el nivel de desarrollo de la respuesta de la demanda y de las smart grids. Así mismo se analizarán las barreras que dificultan su desarrollo y la posible sinergia entre ambos conceptos.
- Estudiar las posibilidades de la eficiencia y la gestión en edificios y bloques de edificios. Analizar así las posibles mejoras derivadas del uso de los medidores inteligentes, su potencial y su relación con las futuras smart cities.
- Estudiar modelos de consumo, analizando consumidores y revisando bibliografía para tratar de avanzar en el conocimiento de los procesos que consumen energía y su comportamiento.
- Desarrollar propuestas de metodologías para efectuar la medida y verificación de las acciones de eficiencia y gestión de los consumidores,

derivadas del estudio de los patrones de consumo. Relacionar estas propuestas con los sistemas de gestión inteligentes en los edificios para buscar la manera de alcanzar una estructura óptima que permita solventar algunas de las barreras fundamentales de la respuesta de la demanda.

1.3. Estructura de la tesis

Como se irá planteando a lo largo de todo el documento, el objetivo final de esta línea de investigación es permitir que la demanda pueda participar de manera activa en los mercados energéticos. Para ello parece esencial contar con un escenario mucho más desarrollado en cuanto a comunicación, información y penetración de recursos energéticos distribuidos, escenario que apunta en la dirección de las smart grids.

Las smart grids tienen una serie de dificultades a la hora de llevarlas a la práctica, como el control, las protecciones, la fiabilidad y la calidad del suministro energético. Sin embargo, son la clave para habilitar a la demanda para participar en los mercados energéticos futuros y para favorecer el desarrollo e integración de la pequeña generación distribuida en el mercado eléctrico.

Los consumidores tienen diversas maneras de interactuar con los mercados. Una de las maneras es consumir mejor la energía. Esto es lo que contemplamos en los conceptos de eficiencia y gestión. La otra forma es ofrecer al sistema su flexibilidad en el consumo a cambio de remuneraciones económicas, concepto que denominamos respuesta de la demanda.

Tanto las acciones de eficiencia y gestión como las de los programas de respuesta de la demanda tienen una gran barrera o dificultad que es la medida y verificación del impacto final de las mismas. Existen protocolos que facilitan el proceso de medida y verificación de acciones de eficiencia energética. Incluso existe una norma, la ISO 50001, que permite certificar los ahorros obtenidos tras aplicar acciones que mejoran la eficiencia energética. Sin embargo, en la medida y verificación de acciones de respuesta de la demanda surgen nuevas dificultades que deben ser resueltas para permitir el planteamiento de nuevos protocolos y normas, ampliamente aceptadas, que permitan medir y verificar los resultados de las acciones de respuesta de la demanda e incluso certificar la capacidad de participar en este tipo de programas.

Aun suponiendo resuelta la capacidad de medida y verificación de las acciones, los consumidores necesitan otras herramientas para poder participar activamente en toda esta serie de mecanismos de mercado. Sin descontar la importancia de las infraestructuras (hardware) y los sistemas de comunicación, en los que grandes empresas trabajan intensamente ante la perspectiva de un enorme mercado potencial, estos no son los únicos requisitos para lograr el objetivo propuesto de una gran participación de los consumidores en el mercado eléctrico, es decir, los medidores inteligentes, los equipos eficientes, las mejoras de los sistemas de comunicación o la

capacidad de control sobre los procesos no son las únicas condiciones para ser capaz de participar en programas de respuesta de la demanda o para comprar energía de manera óptima en el mercado o incluso para gestionar correctamente el consumo adaptándose a los diferentes precios de cada momento. Es necesario también conocer perfectamente cómo consumen las instalaciones y cómo lo hace cada uno de los procesos desarrollados en ellas, qué capacidad de gestión se tiene sobre éstos, qué recursos alternativos pueden ponerse en juego, etc. Así pues, los consumidores deben alcanzar un nivel de conocimiento suficientemente elevado en modelos de consumo, estudios de flexibilidad y gestión de los diferentes recursos disponibles.

Una de las herramientas de mayor utilidad a este respecto es la previsión del consumo. Se trata de algo esencial para poder planificar el propio consumo, la compra de energía, estudiar la flexibilidad, evaluar la posibilidad de participar en programas de respuesta de la demanda, etc. Una de las principales aportaciones de esta tesis es el estudio del consumo de las instalaciones y la propuesta de metodologías para clasificar los procesos o usos finales de la energía y los diferentes perfiles de consumo o días tipo, así como el desarrollo e implementación de metodologías de previsión de consumo robustas y fiables.

Mediante el conocimiento de todos estos aspectos y del funcionamiento de los mercados energéticos, los consumidores se convierten en lo que podría denominarse smart customers. Este tipo de consumidor, con capacidad de gestión de recursos, con diferentes recursos energéticos distribuidos, con posibilidades para participar en respuesta de la demanda, con procesos eficientes y flexibles, necesita un sistema de gestión adaptado a las posibilidades y las necesidades de sus instalaciones. En este sentido, el último paso de este proceso de capacitación de la demanda, sería el desarrollo de nuevos sistemas de control y nuevas metodologías para gestionar todos los recursos que existen en una smart grid, desde la generación distribuida hasta los sistemas de almacenamiento o los recursos de la demanda.

A continuación se detalla cómo se ha estructurado esta tesis con el fin de abordar los objetivos descritos.

En el *Capítulo 2. Estado del arte: las smart grids y la respuesta de la demanda* se presenta un estudio del estado actual de las smart grids, de la respuesta de la demanda y de la relación entre ambos conceptos. Este capítulo resume la bibliografía existente, mostrando las ventajas e inconvenientes de las smart grids y de la respuesta de la demanda, a la vez que trata de relacionar ambos conceptos y de explicar la potencial sinergia entre ellos, identificando los problemas y deficiencias que existen en la situación actual y que dificultan su implementación. En este capítulo se identifican las principales líneas de investigación a desarrollar para lograr el éxito en estos aspectos. También se hace una revisión de un aspecto relacionado con ambos conceptos y que será la base de toda la investigación: los modelos de consumo.

Como continuación del anterior, el *Capítulo 3. Smart grids*, profundiza en el análisis del estado actual de las smart grids, realizando algunas aportaciones de interés en diversos aspectos relacionados con el equipamiento de medida y control y el funcionamiento de los sistemas de control en smart grids. En el capítulo se describe una pequeña smart grid real existente en el LabDER de la Universitat Politècnica de València y se muestra el programa de control propuesto para la misma, en cuyo desarrollo ha participado de manera relevante el autor.

Puesto que el consumo eficiente de la energía es un requisito previo, tanto en el desarrollo de las smart grids como en el planteamiento de acciones de respuesta de la demanda, en el *Capítulo 4. Eficiencia y gestión en edificios*, se analiza el aspecto de la eficiencia y la gestión energética desde el punto de vista de edificios y de bloques de edificios. La integración de grupos o bloques de edificios tiene algunas ventajas de cara a participar en mercados, ya que permite ofrecer flexibilidad conjunta, como productos o servicios de respuesta de la demanda. Esta visión está en línea con la tendencia de los conceptos de las smart grids y las smart cities. Por otro lado se analizan las posibilidades de la respuesta de la demanda y se muestran algunos ejemplos reales de acciones de eficiencia y gestión que han sido desarrolladas por el equipo de investigación del que forma parte el autor. En este estudio se destaca la importancia del papel de las Empresas de Servicios Energéticos para la identificación de las oportunidades de mejora en el comportamiento energético de las instalaciones. Además se ha propuesto un extenso listado de acciones de eficiencia y gestión y una clasificación, tanto de las medidas como de los procesos y los elementos susceptibles de mejoras de este tipo en las instalaciones más comunes. Toda esta información permite al personal experto identificar, rápidamente, las mejoras potenciales en las instalaciones para alcanzar ahorros significativos y duraderos sin apenas esfuerzo ni mantenimiento.

Dado por supuesto que se decide acometer alguna acción de mejora de la eficiencia o de gestión energética conducente a una posible actuación como respuesta de la demanda, el siguiente problema (y no mínimo) es cómo demostrar su resultado, cómo cuantificar el efecto de la acción ejecutada, ya que de ese efecto depende el beneficio que dicha acción va a representar para el cliente, e incluso para la empresa suministradora de la energía. El *Capítulo 5. Medida y verificación de ahorros energéticos*, explica algunas de las metodologías más interesantes para poder cuantificar el impacto de las acciones de ahorro llevadas a cabo, tanto de eficiencia como de gestión. En este capítulo se resalta la necesidad de las herramientas que se desarrollarán en capítulos posteriores. Las principales aportaciones de este capítulo son la revisión de los actuales protocolos de medida y verificación de acciones de mejora de la eficiencia, la propuesta de las principales directrices para la elaboración de un protocolo de medida y verificación de respuesta de la demanda y la propuesta de un posible proceso de certificación para esta última. Por otro lado, los desarrollos descritos son ejemplificados mediante un caso práctico del que surgen conclusiones interesantes

y posibles mejoras a desarrollar. Finalmente y como propuesta conceptual se desarrolla un método de previsión de consumo a pocas horas vista para la evaluación de los programas de respuesta de la demanda, basado en conceptos estadísticos.

Como consecuencia de los planteamientos realizados en el capítulo anterior, se llega a la necesidad de disponer de métodos de predicción de demanda que mejoren la precisión de los existentes. El *Capítulo 6. Predicción de consumo*, es uno de los capítulos clave en esta tesis. En este capítulo se presentan algunas de las aportaciones más importantes de este trabajo. En él se desarrolla paso a paso una metodología de previsión de consumo eléctrico que es contrastada con datos reales para todo un año. Esta metodología surge tras el análisis y la evolución de otro algoritmo previo, introduciendo una serie de mejoras de gran importancia y solventando las deficiencias halladas.

El *Capítulo 7. Desagregado y previsión de usos finales*, es otro de los capítulos más importantes de la tesis. En este capítulo se presenta una metodología de desagregado del consumo de una instalación en distintos usos finales y se mejora el método de previsión descrito anteriormente. Nuevamente, los resultados se contrastan con datos reales para un largo periodo de tiempo y se observa cómo la precisión de este nuevo método es mejor que la del método anterior. Tanto el proceso de desagregado de los usos finales como la identificación de los días tipo y el cálculo de la previsión de consumo son sistemáticos y pueden aplicarse a cualquier instalación en la que se disponga de los datos necesarios para su implementación. Con esta herramienta, el consumidor logra un mejor conocimiento de la manera en que se consume la energía en sus instalaciones y de las posibilidades de gestión de las que dispone para enfrentarse de manera inteligente a los nuevos retos de participación activa que el mercado futuro de las smart grids plantea.

Como aplicación de muchas de las propuestas realizadas a lo largo de todo el documento, el *Capítulo 8. Sistemas de Gestión Energética para Smart Customers*, ofrece una descripción y un análisis de los sistemas de gestión de consumo, generación y almacenamiento que podrán coexistir en las smart grids. En primer lugar, se describe un sistema de gestión integral desarrollado e instalado en la Universitat Politècnica de València y en otras instalaciones de gran tamaño por el grupo de investigación con el que colabora el autor. Después se propone un algoritmo sencillo para optimizar la gestión y el control. El enfoque es analizar y plantear las bases para que la respuesta de la demanda y las smart grids puedan tener éxito y alcanzar las expectativas que muchos autores vaticinan, tratando de maximizar el beneficio que el consumidor podrá obtener de ambos conceptos, desarrollando todo el potencial disponible. Con estos objetivos se trata de optimizar un caso concreto y se propone una metodología de optimización del control de los recursos distribuidos en una smart grid, simple pero conceptualmente válida. Todo esto se relaciona con las posibilidades de la respuesta de la demanda en todo momento, pues, como se ha ido viendo durante todo el documento, ambos conceptos están muy ligados, ya que la respuesta de la demanda es uno de los

principales recursos de los consumidores en las smart grids y aporta al sistema eficiencia, fiabilidad y seguridad.

En el *Capítulo 9. Conclusiones*, se exponen las principales conclusiones extraídas durante la elaboración del presente trabajo de investigación y los aspectos que se proponen como futuras líneas de investigación, en las que se debe profundizar o analizar más en detalle algunos aspectos con el fin de desarrollar nuevas metodologías que resulten cada vez más eficaces y fiables.

CAPÍTULO 2. ESTADO DEL ARTE: LAS SMART GRIDS Y LA RESPUESTA DE LA DEMANDA

2.1. Introducción

En este capítulo se presenta una introducción del concepto de **smart grid** (SG) y una revisión de los avances recientes respecto a su desarrollo, con énfasis en la participación activa de los consumidores en los mercados energéticos. Posteriormente, se explican algunos conceptos relacionados con la **respuesta de la demanda** (DR, del inglés demand response). Además se detalla el estado de los **programas de respuesta de la demanda** (DRP, del inglés demand response programs) en diversos lugares del mundo.

Tal como se verá, para acometer cualquier acción de DR es imprescindible el uso de herramientas que expliquen el comportamiento de los consumos de energía, así como disponer de procedimientos de medida y verificación (M&V) de los resultados de estos DRP que permitan su integración en el mercado. En relación con todo esto se comentan algunos de los resultados del proyecto europeo EU-DEEP (The birth of a European Distributed EnErgy Partnership), una de cuyas principales aportaciones fue la clasificación de consumos para permitir su análisis y modelado, imprescindible para la implementación de la DR y las SGs.

2.2. Situación actual de las smart grids

En los últimos años está desarrollándose un cambio de paradigma en los sistemas energéticos y en la organización del mercado eléctrico. Se está investigando continuamente acerca del cambio de los tradicionales sistemas centralizados con grandes centros de generación separados de los principales núcleos de consumo a los sistemas del futuro, con generación distribuida, un alto nivel de integración de las

fuentes de energía renovables y una gran participación de la demanda en los mercados energéticos. Este enfoque se centra en el desarrollo de las SGs, las redes del futuro, en las que todos los sistemas de generación, transmisión, consumo, y almacenamiento (incluyendo el vehículo eléctrico como elemento fundamental para la operación de los sistemas, al ser una fuente de consumo y de almacenamiento energético) están en constante comunicación e interactúan para determinar los flujos energéticos que optimicen la operación del sistema, el aprovechamiento de los recursos renovables y el abastecimiento de la demanda [2], [3], [4].

El principal desafío de la operación de los sistemas energéticos tradicionales siempre ha sido el requisito de equilibrio de potencia instantáneo, debido a la ausencia de capacidad de almacenamiento de la red. La DR puede ayudar a alcanzar este objetivo pero puede no ser suficiente para compensar la fluctuación altamente volátil de la salida de recursos renovables como los generadores eólicos. Un sistema de almacenamiento se considera clave para abrir la posibilidad de una alta penetración de los recursos renovables solar y eólico [5]. Los sistemas de almacenamiento intensificarán enormemente la capacidad de control de la red. Estos sistemas pueden ser integrados con los generadores de energía renovable tanto en aplicaciones aisladas como en conexión con la red. Sus principales aportaciones se espera que sean:

- Servicio de ajuste de carga: Carga por la noche cuando el viento es usualmente más fuerte y descarga durante el día, cuando la demanda es alta.
- Servicio de seguimiento de carga. Suministro de potencia para seguir las fluctuaciones de la demanda, típicamente en un rango de unos 5 a 15 minutos.
- Servicio de control de frecuencia: Ajuste de la potencia de salida en respuesta a desequilibrios en intervalos de pocos segundos.

2.2.1. Objetivos de la smart grid

Los objetivos de la SG ante la situación de los sistemas actuales son [6]:

- Integrar toda la generación, incluyendo los recursos renovables y opciones de almacenamiento.
- Permitir la participación activa de los consumidores en la DR.
- Optimizar los recursos y la eficiencia de la operación.
- Suministrar energía eléctrica con buena calidad.
- Ser capaz de autocorregir perturbaciones en el suministro.

- Resiliencia y alta seguridad de operación frente a ataques tanto físicos como cibernéticos.
- Habilitar nuevos productos, servicios y mercados.

En conjunto, los objetivos de la SG son proporcionar una mayor capacidad en la supervisión y en la gestión de la información, potenciar un mejor control de recursos, aumentar la seguridad y el rendimiento de los sistemas de potencia y reducir los costes de operación, mantenimiento y ampliación del sistema.

Para lograr esos objetivos, la SG necesita desarrollar los cuatro pilares sobre los que se fundamenta:

- Una infraestructura eléctrica dotada de inteligencia en sus elementos (automatización de redes, nuevos sistemas de protección, eliminación automática de averías, etc.).
- Un sistema de control adaptado a las nuevas estructuras (combinando el control distribuido y el centralizado).
- Un sistema de comunicaciones todos con todos, basado en los contadores inteligentes, con acceso desde dispositivos móviles de telecomunicación, etc.
- Una participación activa de todos los agentes (generadores distribuidos, grandes redes, consumidores, etc.).

En el desarrollo de los sistemas de automatización y de telecomunicaciones se está avanzando de manera rápida, con el impulso de grandes empresas proveedoras de estos elementos. También hay muchas propuestas sobre los sistemas de control y las estrategias de funcionamiento que se proponen como más adecuadas para conseguir un funcionamiento óptimo de la red, aunque es objeto de investigación por parte de muchos grupos. Es en la participación de los agentes donde más se adolece de falta de ideas y de herramientas para facilitar la toma de decisiones, tanto en usuarios con alto nivel tecnológico y de conocimientos como en usuarios no expertos; no en vano, conviene recordar que en la actualidad la energía eléctrica se ha convertido en un bien de uso general y de primera necesidad en muchos casos. Es en este último aspecto en el que quiere incidir la presente tesis, aportando ideas y haciendo pequeñas contribuciones para facilitar el desarrollo de acciones como la respuesta de la demanda. En apartados posteriores se comentarán con un poco más de detalle algunas de estas estructuras necesarias para el desarrollo de las SGs.

2.2.2. Beneficios de la smart grid

De acuerdo con los objetivos planteados, los beneficios que aportan las SGs desde el punto de vista de la gestión de la información son [7]:

- Mejora de los indicadores de rendimiento del sistema.
- Mayor satisfacción del consumidor.
- Mejora del sistema de información que facilite el suministro de información para los diferentes tipos de tarificación, gestión de recursos, operación del sistema.
- Provisión de datos para una planificación estratégica, así como un mejor soporte para los sistemas de control inteligentes distribuidos.
- Abastecimiento energético más fiable y económico, potenciado por el flujo de información y la comunicación segura.
- Facilitación del mantenimiento predictivo, reducción de costes y mejora del suministro energético gracias al diseño de la SG.
- Facilitación, por medio del flujo de información, de la actividad de las entidades reguladoras en cuanto a fijación de costes, tarifas, etc.
- Facilitación de la gestión de recursos a los centros encargados del control de la operación.
- Acceso a histórico de datos para una planificación estratégica.

Por otro lado, uno de los recursos que son de gran interés en las SGs son los sistemas de almacenamiento energético. Estos sistemas aportan los siguientes beneficios [8]:

- Control de tensión: dan soporte a alimentadores muy cargados, proporcionan una corrección del factor de potencia, reducen la necesidad de limitar la generación distribuida, ayudan a mitigar *flicker*, sobretensiones y huecos de tensión.
- Gestión del flujo de potencia: redirección del flujo de potencia, reducción de flujos inversos y minimización de pérdidas.
- Recuperación: ayudan al control de tensión y la gestión del flujo de potencia en una red reconfigurada tras un fallo eléctrico.
- Mercado energético: arbitraje, mercado de balances, reducen la variabilidad de la generación distribuida, incrementan el rendimiento de la generación distribuida, sustituyen a la reserva de capacidad (*spinning reserve*).
- Comercial/regulatorio: ayudan a cumplir estándares de seguridad y reducir el tiempo perdido por los consumidores en algunas operaciones.
- Gestión de la red: ayudan a las redes aisladas y a las recuperaciones, permiten conexiones alternativas entre distintos alimentadores.

Finalmente, atendiendo al concepto de smart grid, los beneficios que aportan estas redes incluyen [9]:

- Permiten una participación directa de los consumidores. Los consumidores en las SGs son informados y el proceso de uso y compra de energía se ve modificado. Pasan a existir opciones de oferta diferentes, incentivos y penalizaciones.
- Se adaptan a todas las opciones de generación y almacenamiento.
- Habilitan nuevos productos, servicios y mercados.
- Proporciona calidad de la energía. La SG ofrece un suministro energético fiable y con pocas interrupciones.
- Optimiza el uso y la operación de los recursos.
- Se anticipa y responde a perturbaciones en el sistema.
- Opera con resiliencia frente a ataques y desastres naturales. La SG resiste ataques tanto a la infraestructura física (subestaciones, apoyos, transformadores, etc.) como a la estructura cibernética (mercados, sistemas, software, comunicaciones).

2.2.3. Las microrredes

Una de las posibles infraestructuras para el desarrollo de las SGs son las microrredes, cuyas principales características son su reducido tamaño, la alta presencia de generación distribuida y de fuentes renovables y la posibilidad de operar conectada o aislada (operación en isla) del resto del sistema eléctrico.

Esto plantea importantes retos, pues el control de este tipo de redes y su operación en los diferentes modos no está resuelto en la actualidad. Se han desarrollado propuestas de control de **recursos energéticos distribuidos** (DER, del inglés distributed energy resources) y microrredes [10], [11]. El objetivo de estas estrategias es optimizar el control de este tipo de redes de manera que se aprovechen al máximo los recursos distribuidos y los intercambios energéticos con el sistema [12]. A este respecto, existen diferentes estrategias para la importación o exportación de energía entre la microrred y el sistema. Este tipo de estrategias deben ser estudiadas y desarrolladas para aportar una mejora importante en el futuro de los mercados energéticos.

La operación autónoma de las microrredes es una función que podría aportar grandes beneficios al sistema en términos de fiabilidad y calidad de la energía [13]. Para ello, es necesario seguir desarrollando estrategias de control que permitan optimizar la operación en isla de las microrredes. Actualmente se han desarrollado propuestas de

diferentes estrategias de control, como la operación con uno o varios maestros o el control secundario de potencia-frecuencia [14].

2.2.4. Los medidores inteligentes

El paso de la microrred a la SG se fundamenta en el uso de los medidores inteligentes y la mejora de los sistemas de comunicación. Las infraestructuras de medida avanzadas o AMI son los elementos que permiten la interconexión y comunicación de los sistemas consumidores con los generadores y el propio mercado de la energía. En las SGs se utilizarán medidores digitales avanzados en todos los puntos de suministro al cliente. Estos medidores tendrán comunicación bidireccional, podrán ser leídos remotamente y desconectar servicios, almacenar formas de onda, monitorizar magnitudes como tensión y corriente y soportar estructuras de facturaciones por periodos o en tiempo real. Su localización física será la misma que la de los medidores actuales, por lo que no requerirán ningún coste adicional por modificación de las instalaciones. Sin embargo, estos sistemas de medida ofrecerán grandes cantidades de datos para la planificación y operación del sistema, cosa que puede ser potencialmente usada para alcanzar mayor fiabilidad y una mejor gestión de los recursos [15]. Probablemente, el mayor cambio que estos medidores avanzados suponen es el aspecto de la facturación con precios en tiempo real. Además, estos medidores permitirán la automatización de la DR al interactuar con aparatos inteligentes (smart appliances). Desde la perspectiva del diseño, la demanda de punta es la clave conductora. Si el pico de demanda por consumidor se reduce, los alimentadores pueden ser más pequeños, las tensiones pueden ser menores, y las secciones de los cables pueden reducirse. Por ello, todo apunta a que las infraestructuras de medida avanzadas resultarán en una mayor durabilidad de los alimentadores, prolongando su vida útil por las razones explicadas [16].

2.2.5. Desafíos por resolver

Los medidores inteligentes o smart meters medirán el consumo eléctrico a nivel de consumidores o negocios individuales o incluso en ciertos aparatos aislados. Una red de comunicación bidireccional enlazará el centro de despacho energético con generadores (suministro) y consumidores (demanda), para permitir coordinación cercana entre ellos. Así, se necesita desarrollar un nuevo enfoque de la operación inteligente de SGs que sea compatible con esta nueva realidad de las redes del futuro [17].

Otro aspecto relevante por resolver es el tema de la seguridad en las SGs. Por un lado, es necesario desarrollar los protocolos y la aparatada de seguridad necesaria para este nuevo esquema. Por otro lado, debe asegurarse la seguridad de la

información almacenada y/o intercambiada mediante los sistemas de medida y comunicación existentes en este tipo de redes [18].

Con todo lo comentado, la búsqueda de las SGs tiene todavía algunos grandes desafíos por resolver. En este trabajo se abordará alguno de estos desafíos y se propondrán mejoras en aspectos relacionados con la capacitación de la demanda para participar en DRP como agente activo del mercado energético y el control y optimización de los recursos distribuidos de sistemas inteligentes. Poniendo la atención en el consumo de energía, dentro del contexto general del sistema eléctrico, en este trabajo se abordarán los desafíos citados.

En el siguiente epígrafe se va a hacer un breve recorrido por la situación actual de la DR como herramienta disponible para los consumidores para su contribución al funcionamiento óptimo del sistema, aspecto este que contribuye al objetivo principal de la tesis.

2.3. Situación actual de la respuesta de la demanda

El consumo de energía experimenta año tras año aumentos en la mayoría de países. Esto da lugar a una situación en que los sistemas están cada vez más sobrecargados, al mismo tiempo que se incrementa la dependencia de los combustibles fósiles. Para paliar este efecto, muchas investigaciones se llevan a cabo continuamente relacionadas con las formas de energía alternativas, en pos de buscar una vía renovable para asumir una fracción, cada vez mayor, del total de energía producida para el suministro a los consumidores. En esta situación se ha venido produciendo una implantación masiva de recursos energéticos renovables, cuyo comportamiento conlleva, en muchas ocasiones, problemas relacionados con la volatilidad de los precios, la inestabilidad de la curva de generación o producción energética y, en definitiva, la gestión de los sistemas, provocados en gran parte por las frecuentes fluctuaciones existentes en la disponibilidad de los recursos naturales.

Por otro lado, la economía actual de las grandes potencias mundiales está atravesando una situación de crisis y recesión que está provocando reducciones tanto en la demanda de energía como en la inversión de capital en los sistemas y los mercados [19].

Todos estos factores están llevando a que el sistema tenga una menor eficiencia, con el consiguiente sobrecoste que termina recayendo en gran parte sobre los consumidores.

Como cualquier otro escenario económico, las transacciones de energía obedecen a ciertas reglas de mercado. En la situación actual, determinadas empresas ofrecen su producto (energía), estas empresas son básicamente empresas generadoras, grandes productoras de energía. Por otra parte, el consumidor es quien

demanda esa energía. El elemento físico que enlaza a la oferta con la demanda es toda la red de transporte y distribución.

Con el desarrollo de pequeñas instalaciones productoras, basadas en energías renovables, al consumidor se le abren nuevas posibilidades de intervenir en el mercado, ya que puede optar por producir parte de su energía, e incluso por convertirse en proveedor. La DR añade una posibilidad a este escenario, ya que utilizando la elasticidad en el consumo y actuando según directrices de optimización económica el usuario encuentra otro posible nicho de actuación que le permite ofrecer un recurso tangible, como es la reducción de consumo en un determinado momento, junto con otros recursos menos tangibles basados en su flexibilidad para modificar su curva de consumo. En este sentido, los elementos que aportan capacidad de modificación de la curva de demanda, favorecen este tipo de acciones por parte de los usuarios. Estos equipos son básicamente los sistemas de almacenamiento y los recursos energéticos distribuidos a los que ya se ha hecho referencia. En conclusión, bajo esta perspectiva, y aprovechando la nueva tendencia de liberalización de los mercados eléctricos, se presenta la posibilidad de que los consumidores participen en los DRP. Este es uno de los objetivos que las SGs persiguen desde el punto de vista de introducir nuevas posibilidades sobre el mercado clásico. En una red "smart", también la manera de consumir la energía debe responder a esa clasificación de consumo inteligente. Resumiendo, la Figura 2.1 destaca las posibles interacciones entre los agentes económicos del mercado eléctrico añadiendo el doble rol de los usuarios, como consumidores y proveedores simultáneamente, pero por las restricciones técnicas que el sistema eléctrico tiene, es necesario dotarlo de elementos de monitorización y control entre los cuales podemos destacar los smart meters que con protocolos adecuados de M&V permitan cuantificar la participación de los consumidores en acciones de DR.

El concepto de DR se refiere a la capacidad de un consumidor de modificar su perfil de consumo para obtener un beneficio económico a cambio. Este beneficio puede surgir tanto del aprovechamiento de las variaciones en los precios como por compensaciones de los operadores de red a causa de la modificación llevada a cabo cuando el sistema lo requiere para evitar posibles contingencias. Ejemplos típicos de acciones de este tipo son aquellas que reducen potencia en los periodos punta para reducir la sobrecarga producida en el sistema. También cabe destacar las acciones de traslado de carga en las que un consumidor desplaza consumos de periodos más caros a otros con menor coste energético. Por otra parte, es interesante tener en cuenta la posibilidad de autogeneración, con la que un usuario puede cubrir una cierta fracción de su consumo mediante energía producida en sus instalaciones, produciéndose una reducción neta de energía absorbida del sistema mientras que el consumo de las instalaciones no refleja variación alguna [20], [21].

Este enfoque es complementario al enfoque más tradicional de la eficiencia energética, pues no siempre se trata de obtener un ahorro energético, sino que con frecuencia, se consigue pagar un menor precio por consumir la misma energía.

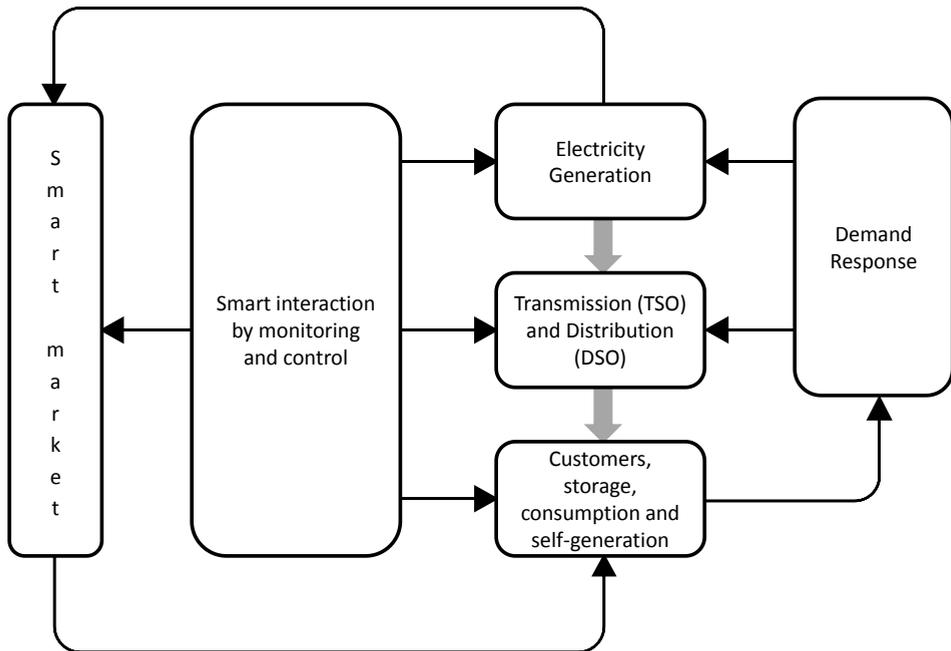


Figura 2.1 Interacciones entre los distintos sistemas en una smart grid

La dificultad de esta solución está en la gestión de la demanda, pues es necesario establecer los mecanismos necesarios para que las experiencias resulten beneficiosas para ambas partes. No resulta sencillo hacer ver a los consumidores las ventajas de participar en los DRP. Bajo este esquema, el consumidor se convierte en el proveedor de la DR, mientras que el operador del sistema pasa a ser el cliente que paga por la ejecución de estas acciones cuyo resultado conlleva un beneficio para el sistema.

En los últimos años se ha analizado la DR tanto para proveer mayor eficiencia al sistema como para aumentar su fiabilidad y su seguridad, siendo los consumidores considerados de ofrecer servicios complementarios al sistema eléctrico.

Una vía típica para la implantación de la DR es ofrecer una retribución a los consumidores que ofrezcan sus instalaciones como total o parcialmente interrumpibles [22]. Los programas de interrumpibilidad son uno de los ejemplos reales que se han desarrollado en países como España. No obstante, la DR es un recurso que siempre ha sido muy infrutilizado, pues existen importantes barreras que solventar y que hacen que, por ejemplo, en EEUU, donde existe un gran interés por estos desarrollos, los DR solo tienen la capacidad de modificar el 4% del actual pico de demanda, según indican algunos estudios, [23], [24]. A continuación se muestra una revisión del estado actual de la DR en diferentes lugares del mundo [25].

2.3.1. Respuesta de la demanda en Estados Unidos

La implementación de la DR varía notablemente a lo largo de los Estados Unidos debido a una serie de factores, tales como el crecimiento de la demanda, el coste de la capacidad evitada y la distinta normativa de los DRP en cada área geográfica. Algunos estados o regiones como California, Florida o Nueva Inglaterra han llevado a cabo una actividad de DR significativa, mientras que otras como Alaska, Montana o Wyoming han tenido más bien poca actividad al respecto [24].

Tradicionalmente, los DRP en los Estados Unidos han sido ofrecidos por las compañías [26]. Sin embargo, los operadores del sistema han comenzado recientemente a ofrecer sus propios programas. Muchos han sido lanzados desde 1999 debido a la combinación de eventos atípicos que ocurrieron ese año, incluyendo fallos de generación, congestión en la red de transporte y un clima especialmente cálido, los cuales dieron como resultado un aumento del precio de la electricidad. Como resultado, muchas organizaciones ofrecen ahora DRP tanto en mercados regulados como de libre competencia [27]. Se estima que el número de entidades que ofrecían DR en 2006 era en torno a 600, mientras que en 2008 se llegó casi a las 800. En los últimos años ha habido un aumento del interés por este tipo de programas y se han desarrollado algunos proyectos y protocolos de gran interés.

2.3.1.1. Programas de respuesta de la demanda ofrecidos por los operadores de sistemas

Los operadores de los sistemas están desempeñando un rol muy significativo en el desarrollo de los mercados de DR. Actualmente, la gran mayoría de los operadores de sistemas permiten a los clientes participar como recursos de demanda en algunos de los mercados que gestionan, incluyendo mercados a un día vista, mercados en tiempo real o servicios auxiliares [28], es decir, este tipo de acciones son ofertas que el TSO hace y en las que cualquier usuario puede participar (si cumple las condiciones que el TSO exija).

Los lugares donde mayor ha sido el desarrollo de la DR y donde se están obteniendo resultados de gran interés son aquellos que operan con mayores restricciones de recursos y en las que no existe un límite superior para la capacidad solicitada a la DR cuando se produce un evento en la red. Estos son el Operador del sistema de Nueva York, Nueva Inglaterra y California, entre otros [26].

Como ejemplo, algunos de los tipos de programas que se ofrecen son (en este caso los ofrece el operador del sistema de Nueva York):

- **Programa de respuesta de la demanda de emergencia** [29]: Este es un programa con un corto tiempo de preaviso basado en la capacidad de los consumidores para reducir voluntariamente su demanda durante un corto

periodo de tiempo a cambio de una compensación económica [30]. Al permitir a todos los participantes del mercado ofrecer reducciones de carga voluntarias durante estados de emergencia, no existe penalización por no responder. El requisito de participación es ser capaz de ofrecer una reducción de potencia de al menos 100 kW (en el caso de consumos agregados se requieren 500 kW) con un aviso de dos o más horas de antelación.

- **Recursos especiales de capacidad instalada [31]:** Los consumidores adscritos a este programa proporcionan al sistema el servicio de energía y el de capacidad. Los participantes reciben un pago por adelantado por capacidad y pagos adicionales por reducciones de carga. Cuando estas reducciones no se ejecutan adecuadamente existe una penalización. La participación es voluntaria con el requisito de ofrecer como mínimo reducciones de 100 kW. La respuesta debe prolongarse por lo menos durante 4 horas. La notificación debe ser emitida al menos con 2 horas de antelación.
- **Programa de respuesta de la demanda a un día vista [32]:** Este es un programa voluntario basado en ofertas económicas para reducir los costes totales de producción del día siguiente. Por lo tanto, los consumidores presentan sus ofertas de reducción de demanda, que son aceptadas cuando el coste de dichas interrupciones es menor que el de la generación planificada, por lo que los consumidores compiten cara a cara con los generadores. El precio mínimo a un día vista para que puedan aceptarse los programas debe ser de 50 \$/MWh. Si las ofertas son finalmente aceptadas, los participantes reciben una notificación hacia las 11:00 del día previo a la interrupción. Debe ofertarse al menos 1 MW (o 2 MW en el caso de agregadores) durante un tiempo no superior a 8 horas. Existen penalizaciones si el programa no se cumple. Para la verificación del cumplimiento del programa se calcula una baseline con un procedimiento estadístico.
- **Programa de servicios auxiliares de la demanda [24]:** Este programa permite a los consumidores ofertar su capacidad de reducción de carga en mercados en tiempo real. Existen modalidades en tiempo real y otras con tiempos de respuesta de 10 a 30 minutos. Debe ofertarse al menos 1 MW. La notificación de si las ofertas han sido aceptadas se envía a los participantes hacia las 11:00 del día anterior al del programa. En caso de que una reducción sea requerida, se envía un aviso final unos minutos antes del comienzo del programa.

2.3.1.2. Programas de respuesta de la demanda ofrecidos por las compañías

Analizando la situación de los DRP de las últimas décadas se observa una tendencia creciente a partir del año 2002. Los primeros programas eran ofertas de las compañías distribuidoras (o comercializadoras) para que los consumidores pudieran reducir el coste de su factura a cambio de reducir la demanda en ciertas franjas horarias, es decir, se trata de ofertas realizadas por las compañías de distribución para evitarse algún problema o alguna inversión, por lo que son estas mismas compañías las que ofrecen una bonificación a sus clientes si se acogen a estos programas. En 2007 se superaron los 30.000 MW de reducción de potencia pico mediante este tipo de programas.

Los DRP han permitido a las compañías obtener grandes ahorros tanto energéticos como económicos. En 2007, los ahorros obtenidos por programas de este tipo ofrecidos por las compañías rondaron los 70.000 GWh según informes del Department of Energy (DOE) de los EEUU.

Existe mucha variedad de programas en función de las posibilidades y las necesidades de cada zona. Por ejemplo, se pueden citar algunos de los programas existentes en California, ofrecidos por la Southern California Edison (SCE):

- **Programa de interrumpibilidad en agricultura y bombeo:** Este programa está destinado a consumidores con al menos 37 kW conectados a la red. En este programa se ofrecen descuentos en el precio de la energía a cambio de interrupciones de carga programadas.
- **Respuesta de la demanda automatizada:** Consumidores individuales o agregados con potencias iguales o superiores a 200 kW pueden participar en este programa. En él, la compañía tiene acceso a una serie de cargas interrumpibles predefinidas y puede desconectarlas durante los periodos de punta. El sistema automático desconecta cargas cuando recibe un precio caro de energía.
- **Programa de interrumpibilidad en periodos:** Tiene los mismos requisitos de participación que el programa previo. En este programa, los consumidores reciben un descuento mensual en función de la diferencia existente entre su demanda pico media para cada mes y la cantidad de potencia que consideran indispensable para el correcto funcionamiento de sus instalaciones.
- **Programa de oferta de capacidad:** Se ofrecen pagos a los consumidores que estén de acuerdo con desconectar algunas cargas (alumbrado, climatización, ascensores, bombas, etc.) cuando sea requerido por la compañía durante el verano. La duración máxima de los eventos es de 24 horas. El precio por kW ofrecido por los consumidores para un evento puede

variar desde los 3 \$ hasta los 24 \$, dependiendo del mes y el periodo de interrupción. Este precio se bonifica mensualmente.

2.3.2. Respuesta de la demanda en Europa

Debido a la inexistencia de un único mercado energético europeo, no existe ningún plan de DR conjunto para el conjunto de Europa. Por tanto, los programas desarrollados en los estados miembros de la Unión Europea dependen mucho de la iniciativa de cada país en particular y de su legislación. Sin embargo, cada vez existe una mayor conciencia acerca de las necesidades de cambiar el esquema de los sistemas y los mercados energéticos y considerar la demanda como un agente más, capaz de participar y ofrecer recursos. Esto ha llevado a la creación de diferentes iniciativas entre las que cabe destacar el proyecto europeo EU-DEEP, financiado por la Comisión Europea con el objetivo de identificar y superar las barreras que impiden la utilización de los recursos distribuidos de energía y DR. En este proyecto se involucraron compañías que cubrían más de 80 millones de consumidores [33], [34].

La DR es un método efectivo y eficiente para conseguir tanto ahorros económicos como reducciones de potencia pico con los que se pretende alcanzar un suministro energético sostenible, fiable y a un coste económico, tal como se cita en los objetivos de la Comisión Europea [35].

En la actualidad solo existen unos pocos DRP en Europa, como las tarifas con precios variables por periodos o algunos más sofisticados como el programa de interrumpibilidad en España y Noruega. A continuación se comentan algunos de los DRP utilizados en Europa.

2.3.2.1. Francia

La compañía eléctrica más grande de Francia, Électricité de France (EDF), ofrece un programa muy interesante en forma de tarifa por periodos llamado Tempo Tariff, utilizado por unos 350.000 consumidores residenciales y más de 100.000 pequeños negocios.

El requisito para acceder a este programa es tener contratados 9 kVA. El funcionamiento es que hay diferentes precios para la energía en función del día y la hora. Estos precios van desde los 0,057 €/kWh hasta los 0,517 €/kWh. Esta gran diferencia es un incentivo significativo para reducir el consumo de los clientes en los periodos caros a costa de aumentarlo en los más baratos.

2.3.2.2. Noruega

El operador de la red de transporte en Noruega, Statnett, ofrece una tarifa interrumpible para los clientes interesados en reducir el consumo de manera repentina cuando el operador del sistema lo solicite. Existen diferentes tiempos de preaviso (de 15 minutos a 2 horas), duraciones del programa (de 2 horas a tiempos indefinidos) y porcentajes de carga a interrumpir (desde un 5% hasta un 75%). Los precios pagados van desde unos 3 €/kW reducido hasta unos 30 €/kW.

Además de este programa, Statnett opera un mercado de opciones de regulación de capacidad, donde los recursos de la demanda pueden ofertar junto con los generadores, para adquirir reservas para casos de perturbaciones y desequilibrios. En torno a un 6% de la demanda pico es ofrecida por grandes clientes industriales en este mercado.

2.3.2.3. Reino Unido

En Reino Unido existen distintos tipos de DRP, como tarifas con precios variables por períodos o programas de interrumpibilidad [36]. Entre los programas de interrumpibilidad existen diferentes tipologías [37]:

- **Reserva de operación a corto plazo:** Este programa, iniciado en 2007 [38], se diseñó para que los consumidores pudieran responder con 3 MW en un tiempo de 4 horas. Se paga y tanto la disponibilidad como la utilización de estos recursos.
- **Reserva rápida:** Los participantes deben ofrecer 50 MW como mínimo con un aviso 2 minutos antes del evento y durante al menos 15 minutos. Se reciben pagos anuales por disponibilidad (€/h y por utilización (€/MWh).
- **Respuesta de frecuencia firme:** El operador de la red de transporte utiliza este programa para mantener la frecuencia dentro de los límites adecuados. Los participantes deben responder con reducciones de 10 MW durante 10 minutos, con un preaviso de 30 segundos de antelación.
- **Control de frecuencia mediante gestión de la demanda:** El consumo energético de los participantes es interrumpido de manera automática cuando la frecuencia en el sistema baja por debajo de un cierto valor preestablecido. El tiempo de notificación es de 2 segundos y la potencia mínima es de 3 MW reducidos durante al menos 30 minutos.

2.3.2.4. Italia

Italia es el país más avanzado en cuanto a la instalación de medidores inteligentes [36].

En este país existe un programa de interrumpibilidad disponible para garantizar la seguridad del sistema [39]. Existen diferentes tiempos de preaviso que van desde los 0,2 segundos hasta los 15 minutos.

En cuanto a las tarifas por períodos, también existen diferentes ofertas, algunas de ellas lanzadas en los últimos años [36].

2.3.2.5. España

En España se ha ido liberalizando el mercado eléctrico y solo se ha mantenido una tarifa regulada para consumidores con menos de 10 kW de potencia contratada.

Las tarifas por períodos son una de las opciones disponibles como DR en España. Existen diferentes formatos que distinguen tres períodos (punta, llano y valle) o incluso seis períodos. Antiguamente existía un séptimo períodos (más caro) durante 13 horas al día en 23 días al año establecido por Red Eléctrica de España (operador de la red de transporte) [40].

El programa de interrumpibilidad que existía desde hace un par de décadas, fue modificado en 2007 con la desregulación de las tarifas y se empezó a ofrecer a consumidores capaces de ofrecer 5 MW de reducción cuando lo solicite el operador de la red de transporte durante las emergencias. Existen cientos de consumidores interrumpibles que ofrecen varios GWh. Hay diversos tiempos de preaviso, entre 0 y 2 horas, y la duración de las interrupciones puede variar desde 1 hasta 12 horas. La participación en este programa proporciona a los usuarios un descuento en la factura anual de electricidad de hasta 20 €/MWh, con lo que este ahorro se obtiene incluso si no se solicita ninguna interrupción. Existen penalizaciones si los programas no se cumplen. Para la verificación del cumplimiento de las interrupciones, se registra la curva de carga durante todos los eventos.

2.4. Modelos de consumo

Para poder implementar correctamente técnicas de **medida y verificación** (M&V, en inglés measurement and verification) para comprobar ahorros obtenidos y evaluar los resultados de las acciones de gestión y DR, es imprescindible analizar y conocer el consumo de las instalaciones. El estudio de los modelos de consumo puede abordarse desde muchos puntos de vista, mediante el uso de diferentes medidores para registrar distintas variables (consumo energético en distintos puntos de la instalación,

temperatura ambiente, humedad, luz exterior, etc.) y haciendo uso de software para el modelado físico de los sistemas consumidores de energía.

Así mismo, los modelos de consumo son imprescindibles para que los consumidores puedan realizar ofertas aprovechando la flexibilidad y las facilidades que sus instalaciones permitan.

También para una planificación óptima de la generación con pequeños generadores distribuidos, estos modelos resultan de una importancia capital, al igual que para los sistemas de control distribuidos o centralizados, en los que la información que los modelos de consumo aporta resulta fundamental tanto para la planificación a corto y medio plazo como para la definición de la estrategia a más largo plazo. En consecuencia, en este trabajo se ha dado una importancia muy grande al modelado de los consumos.

El consumo de los edificios y las instalaciones puede ser estudiado basándose en diferentes enfoques, como métodos de regresión con una variable externa, modelado físico de las instalaciones, desagregado por procesos o usos finales, etc. Este último método es el que más se ha desarrollado durante este trabajo de investigación. El concepto de uso final ha evolucionado desde su primera definición como sinónimo de proceso hasta el significado que le damos actualmente, incluyendo aspectos relativos al consumo de la energía, su capacidad de ser modelado y desagregado o su dependencia de ciertas variables externas. Este concepto será formulado y analizado en los capítulos posteriores para el desarrollo de los métodos de previsión que se proponen para las metodologías de M&V.

Además de conocer el consumo de cada proceso es importante estudiar su evolución con el tiempo para estudiar los patrones que puedan existir. De este estudio debe extraerse la estacionalidad (variación en el consumo en función de la estación del año), los días tipo (días con consumos sistemáticamente diferentes en ciertas franjas horarias), así como llevar un control de los niveles de consumo, el crecimiento de las instalaciones, la eficiencia de los procesos, el impacto de los DER, etc.

El modelado físico de las instalaciones puede resultar excesivamente costoso porque requiere realizar medidas del consumo durante periodos generalmente largos, desarrollar los modelos con un software especializado y validar estos modelos. Para simplificar este proceso es útil desagregar el consumo y clasificar los diferentes tipos de día. De esta manera se pueden desarrollar otro tipo de modelos, utilizando regresiones y variables estadísticas, que no requieran el uso de potentes programas de modelado y alcancen una buena precisión a un coste más reducido.

2.4.1. Proyecto EU-DEEP

Por su importancia en el avance de los modelos de consumo, se va a hacer un breve resumen del proyecto Europeo EU-DEEP [33], en el que participó, de manera muy relevante, el grupo de investigación al que el autor se incorporó en fecha más reciente. EU-DEEP fue un proyecto europeo de investigación y desarrollo que se ejecutó entre enero de 2004 y junio de 2009 con un presupuesto total de 30 millones de euros.

En 2003, varias orientaciones políticas de la Unión Europea, incluyendo la liberalización de los mercados energéticos, el uso de fuentes de energía renovables, la seguridad de suministro energético y la calidad de los servicios, estaban dirigiendo el crecimiento de los DER. No obstante, existía un gran número de barreras, tanto técnicas como no técnicas, que impedían una mayor penetración de los DER. El proyecto EU-DEEP se estructuró para solventar los siguientes problemas de entre los más significativos:

- Integración de mercado: ¿cuáles son los modelos de negocio de DER en expansión más robustos o nuevos mercados que beneficiarán tanto a usuarios finales como a las compañías?
- Adaptación de la regulación: ¿cómo pueden las entidades reguladoras diseñar las reglas de los mercados (por medio de incentivos, tarifas y directivas) que incrementarán los beneficios prometidos por los DER?
- Tecnologías de conexión a red: ¿cuáles son las soluciones innovadoras para conectar los DER de generación a las redes existentes para que las compañías puedan ofrecer nuevos servicios a los usuarios finales, a la vez que proporcionen unos niveles adecuados de calidad y seguridad?
- Impacto en la red: ¿cómo mejorar las estrategias de gestión de las redes existentes para incrementar la cantidad de DER conectados a la vez que crear impactos globales positivos a nivel de transporte y distribución?
- Sistemas de DER: ¿cómo finalizar el desarrollo de prototipos de sistemas de DER (generador, almacenamiento, conexión a red y comunicación) con el fin de ajustarse mejor a los requerimientos de los mercados energéticos?

Por tanto, la meta principal del proyecto EU-DEEP fue diseñar, desarrollar y validar una metodología innovadora, basada en los requerimientos de los mercados energéticos del futuro y capaz de producir soluciones de negocio innovadoras para el desarrollo de los DER en Europa para 2010.

La única premisa del proyecto EU-DEEP era que una integración sostenible de los DER en el sistema debe basarse en perfiles de demanda energética validados que intrínsecamente favorezcan soluciones de DER. Una vez que los sectores finales más proclives a la integración de DER hayan sido detectados en toda Europa, deben

encontrarse opciones de negocio apropiadas que resuelvan los aspectos de la integración con un sistema de validación basado en la experimentación.

Los objetivos del proyecto resultante fueron, por tanto, trabajar en la eliminación de las barreras descritas proporcionando proactivamente soluciones basadas en este enfoque de la demanda:

- Opciones de negocio innovadoras para favorecer la integración de los DER en la red.
- Especificaciones del equipamiento y el sistema eléctrico para conectar de manera segura más DER a las redes existentes.
- Análisis exhaustivo del efecto de una alta penetración de los DER en el rendimiento del sistema eléctrico y en el mercado eléctrico.
- Recomendaciones de reglas de mercado para los reguladores y legisladores que sustentarán las tres rutas de agregación estudiadas.
- Un conjunto completo de acciones de divulgación dirigido a todos los grupos de interés en relación con los DER en Europa.

El consorcio del proyecto EU-DEEP incluía participantes de compañías suministradoras, industrias, centros académicos y de investigación, inversores y reguladores. Dada la variedad existente, este grupo aportó competencias complementarias desde el desarrollo de equipos eléctricos hasta el análisis de los mecanismos de los mercados energéticos.

La estructura del proyecto consta de ocho work packages:

- WP1: Segmentación de la demanda y modelado.
- WP2: Integración en la red y en el mercado.
- WP3: Estrategias de comercio locales.
- WP4 y WP5: Validación de la tecnología (ensayos de campo).
- WP6: Entrenamiento.
- WP7: Divulgación de los resultados.
- WP8: Modelo de negocio.

Se consideraron tres tecnologías de DER: fuentes de energía renovables intermitentes, cogeneración y flexibilidad de la demanda. Al igual que para los consumidores, el segmento del mercado y el tamaño están estrechamente relacionados entre sí: consumidores domésticos (pequeño tamaño), consumidores comerciales (pequeño/medio tamaño) y consumidores industriales (medio/gran tamaño). Los tipos de compañías investigadas para implementar la agregación de los DER son: las suministradoras de electricidad, las suministradoras de energía (electricidad y gas) y las

empresas de servicios energéticos (ESCO, del inglés Energy Services Companies). Generalmente las ESCO cuentan con el equipamiento a instalar, de manera que la involucración en el proyecto de la compañía del cliente es más importante.

Las innovaciones de conocimiento creadas por el proyecto EU-DEEP son:

- Soluciones técnicas, económicas y sistemáticas necesarias para la integración de los DER en los sistemas energéticos actuales. Aquí es donde se crean y se moldean las condiciones necesarias para la expansión de los DER.
- Opciones de negocio mediante las cuales los DER agregados pueden ser evaluados correctamente desde una perspectiva del sistema.
- Las condiciones de un futuro marco que catalizará el desarrollo sostenible de los DER, al menos en los próximos diez años.

Un aspecto en la investigación futura es el de las reglas de escalado necesarias para dimensionar los proyectos de demostración y la estandarización de estos experimentos. El proyecto EU-DEEP propone segmentar el enfoque de experimentos de gran escala en tres pasos principales: infraestructuras experimentales seguras “hasta nivel de medida”, ejemplos seguros de clientes reales “aguas abajo del medidor” y experimentos de “sistema” que involucran la contribución de los DER y la gestión de la demanda al sistema eléctrico.

2.4.2. Segmentación de la demanda

Durante el desarrollo de este proyecto, se realizó una segmentación orientada al consumidor en lugar de al suministrador de energía, siendo esta la diferencia fundamental respecto a los procedimientos de segmentación existentes hasta el momento. La distinción de cada segmento estaba centrada en el propósito de analizar las posibilidades de los recursos energéticos distribuidos en las distintas instalaciones. Por tanto, se utilizaron procedimientos basados en la siguiente información:

- Requerimientos energéticos (electricidad, gas y otros) y patrones de consumo.
- Descripción física de los procesos que consumen energía.
- Flexibilidad en el uso de la energía.
- Actitud frente a la inversión en DER (capacidad económica, aceptación del consumidor, etc.).

Utilizando como base la Clasificación de Actividades económicas de la Comunidad Europea (NACE), se consideraron tres niveles para la segmentación de los distintos consumidores. Los dos primeros niveles describen la actividad de la demanda y

el tercero tiene como objetivo ayudar en la identificación de sectores idóneos para el desarrollo y la implantación de DER. Por tanto, los tres niveles considerados para identificar cada segmento según esta metodología eran.

- Primer nivel (sectores): división tradicional de sectores (residencial, comercial e industrial).
- Segundo nivel (divisiones): basado en la actividad del consumidor.
- Tercer nivel (clases): basado en la evaluación cualitativa de los usos finales de la energía.

2.4.2.1. Sectores comercial e industrial

En los sectores comercial e industrial las divisiones corresponden con la actividad económica basada en una modificación de los códigos NACE para adecuar esta clasificación desde el punto de vista del consumo energético.

En cuanto a las clases, se llevó a cabo un estudio cualitativo de los procesos o usos finales que consumen energía. Estos usos finales se clasificaron según su importancia y los niveles de consumo a partir de unos rangos obtenidos del estudio de EUROSTAT (Electricity prices data 1990-2003). De esta manera, cada segmento queda caracterizado en función de estudio cualitativo de los niveles de consumo de los usos finales.

Tras los primeros análisis se acabaron eliminando algunas clases y reagrupando otras. Una vez finalizado el proceso de segmentación resultaron 43 divisiones comerciales con 154 segmentos y 131 divisiones industriales con 378 segmentos identificados.

La importancia de este proceso de segmentación reside en los siguientes aspectos:

- Todas las clases comerciales de la clasificación NACE fueron consideradas inicialmente.
- La separación de las zonas climáticas queda reflejada en los segmentos identificados.
- La segmentación está centrada en los usos finales.

2.4.2.2. Sector residencial

Los consumidores residenciales se clasificaron atendiendo a dos aspectos fundamentales para el segundo nivel: el tipo de vivienda y la zona climática. En cuanto al tipo de vivienda se tuvo en cuenta si se trataba de una casa unifamiliar, de un piso,

etc. Por otro lado, en cuanto a la zona climática, se utilizaron dos parámetros fundamentalmente: los Heating Degree Days (HDD) y los Cooling Degree Days (CDD).

El tercer nivel refleja los usos de la energía del ámbito residencial. Estos usos son principalmente climatización, alumbrado, agua caliente sanitaria y electrodomésticos. En este nivel se tiene en cuenta la existencia de diferentes fuentes de energía y el consumo anual de energía.

Como resultado de esta clasificación, se obtuvieron 18 divisiones diferentes con un total de 93 segmentos.

2.4.3. Modelado de segmentos

De acuerdo con el objetivo de identificar cambios en los consumos, el proceso de modelado consistía en una descripción física de los procesos y tecnologías para relacionar el servicio obtenido con un cierto uso de energía con la propia energía necesaria para obtenerlo.

La estructura utilizada para el proceso de modelado constaba de tres módulos.

- Módulo 1: Módulo de demanda. El objetivo de este módulo es obtener el consumo de energía por procesos en un consumidor típico de cada segmento.
- Módulo 2: Módulo de respuesta. Este módulo consiste en una herramienta de simulación, basada en relaciones físicas entre los elementos que forman cada proceso. Los modelos obtenidos a partir de este módulo son válidos tanto para un consumidor de un segmento como para una agregación de varios consumidores.
- Módulo 3: Módulo de agregación. Se trata de una herramienta de simulación basada en análisis estadísticos para agregar consumos elementales a partir de los resultados de los módulos 1 y 2.

En definitiva, los modelos desarrollados pretenden ser útiles para evaluar la implementación de DER en los sectores adecuados. Tras obtener estos modelos, se diseñaron una serie de simulaciones para evaluar la viabilidad de instalar generación distribuida, almacenamiento (eléctrico o térmico) e implementar DRP.

2.4.4. Aplicación y resultados a los sectores residencial y comercial

Se diseñaron un total de cinco escenarios:

- Escenario 1: Instalación de generación distribuida para cogeneración.

- Escenario 2: Adición de generación no convencional (50 kWp de energía fotovoltaica).
- Escenario 3: Instalación de almacenamiento térmico en verano (almacenamiento de hielo).
- Escenario 4: Respuesta de la demanda.
- Escenario 5: Combinación de los escenarios anteriores.

Algunas de las modificaciones simuladas en el consumo de electricidad para los distintos escenarios diseñados en un consumidor tipo en invierno se muestran en la Figura 2.2 [33].

2.4.5. Aplicación y resultados al sector industrial

En el sector industrial se diseñaron distintos escenarios consistentes en la interrupción de procesos y la adición de nuevas tecnologías para la generación de energía y se realizaron diferentes simulaciones.

Como ejemplo gráfico de los resultados obtenidos en una industria papelera, la Figura 2.3 [33] muestra las simulaciones ejecutadas para la interrupción de varios procesos.

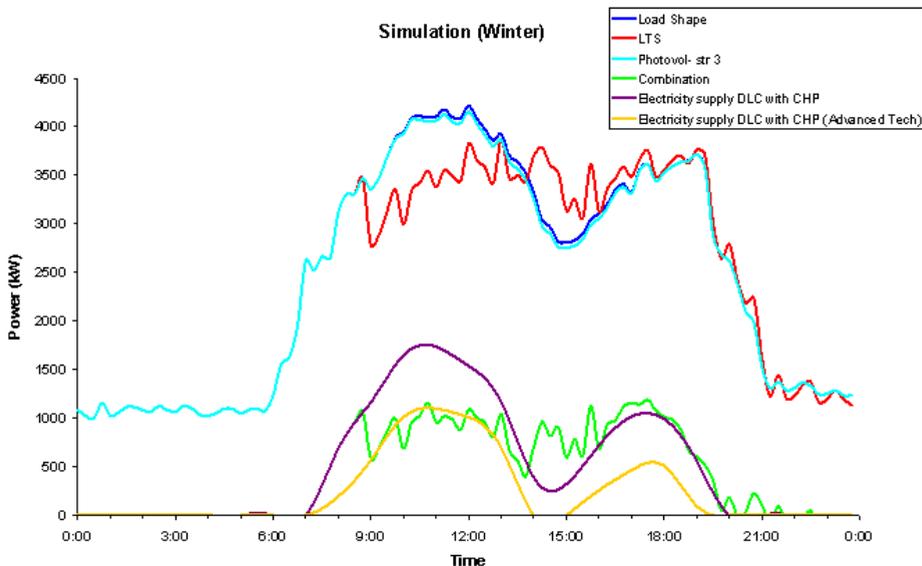


Figura 2.2 Consumo eléctrico simulado en los diferentes escenarios para un día típico de invierno

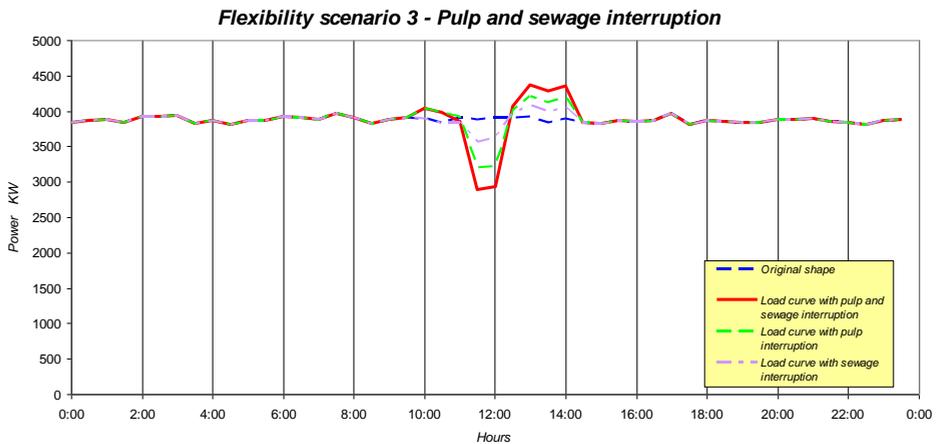


Figura 2.3 Flexibilidad en una industria papelera en los procesos de pulpa y aguas residuales

2.5. Conclusiones del capítulo

En este capítulo se ha hecho una revisión de los avances actuales en el desarrollo de las SGs. Se han descrito los principales beneficios que podrían aportar y las causas que propician la investigación acerca de las mismas. También se comentan algunas de las barreras que impiden su completo desarrollo en el momento actual.

Por otro lado, se habla de la DR y se analiza el estado de desarrollo e implementación en algunos de los principales países donde se están desarrollando DRP. La demanda pasa a ser un agente activo en las SGs, participando tanto en el mercado energético como en la operación, la fiabilidad y la seguridad del sistema. La DR permite rentabilizar los medidores inteligentes y los sistemas de comunicación y control que son los elementos básicos que distinguen las SGs de las microrredes.

Una de las principales barreras de la DR es la M&V del impacto de las acciones llevadas a cabo por el consumidor. Este proceso es fundamental para evaluar el cumplimiento del programa. Para poder aplicar técnicas de M&V es necesario disponer de un sistema de gestión energética y herramientas de modelado del consumo. Por ello, se comentan los resultados de uno de los principales proyectos europeos en cuanto a modelos de consumo.

En capítulos posteriores se desarrollan en profundidad aspectos relacionados con las SGs, la M&V y algunas técnicas para la evaluación de los DRP.

CAPÍTULO 3. SMART GRIDS

3.1. Introducción

Los sistemas energéticos utilizados actualmente para satisfacer la demanda de energía en edificios y otros tipos de estructuras tienen tres elementos que interactúan de una manera cada vez más intensa: los recursos energéticos, los flujos de energía y los consumidores.

Son numerosos los estudios que se están llevando a cabo en relación con estos sistemas y su complejidad. Una de las últimas tendencias, que poco a poco va teniendo más relevancia, es el surgimiento de las SGs. Se trata de un modelo de sistema energético totalmente innovador, con diversos aspectos pendientes de desarrollar (relativos a temas como la protección, la fiabilidad del suministro, la calidad de la energía, etc.) pero que ofrece un nuevo enfoque con algunas ventajas importantes respecto a los sistemas convencionales, como la integración de fuentes de energía renovable, la reducción de la dependencia de los combustibles fósiles o el aumento de la competitividad y la eficiencia de los mercados energéticos entre otros.

Paralelamente al concepto de las SGs, se ha desarrollado el concepto de las microrredes. Una microrred se puede entender como una parte del sistema de distribución de energía eléctrica, situada por debajo de la subestación de distribución y que integra un gran conjunto de DER, tanto de generación como de almacenamiento, junto con una variedad de consumidores interconectados con un sistema de control inteligente que gestiona toda la microrred.

Las microrredes tienen muchos retos por resolver, por ejemplo los modos de funcionamiento, ya que la microrred puede operar conectada al sistema o aislada (funcionamiento en isla).

Estos sistemas deben ser versátiles y fiables, con configuración *peer-to-peer* (configuración n+1) para que ningún elemento resulte crítico y la característica de

plug-and-play, para que cualquier elemento pueda ser añadido a la estructura existente sin llevar a cabo modificaciones en la misma [10].

Así, desde este punto de vista, las microrredes son una posible infraestructura para las SGs, cuya principal característica es la gestión optimizada de todos los recursos gracias a un sistema de comunicación y control que interconecta todos los elementos.

3.2. Concepto de smart grids

Para que una definición de SG sea totalmente consistente debe incluir las siguientes características [41]:

- Evaluar el estado de la red en cada instante.
- Predecir comportamientos, anticiparse a cambios.
- Integrar DER y fuentes de energía renovables.
- Controlar la demanda, tener demanda activa, contar con electrodomésticos inteligentes.
- Permitir reconfiguraciones, recuperaciones del sistema y autocorrecciones.
- Controlar el comportamiento de cargas y generadores aleatorios y de participantes en mercados energéticos en tiempo real.
- Proporcionar comportamientos interactivos más complejos con dispositivos inteligentes, protocolos de comunicación y algoritmos avanzados para mejorar los sistemas de transporte y comunicación.

Así, cualquier definición compatible con estos conceptos puede ser válida actualmente. En definitiva, una SG es un sistema de flujo de energía bidireccional, adaptativo, autocontrolado y autogestionado, sostenible, fiable y con capacidad de predecir comportamientos de consumo y generación, preparado para operar de manera compatible con estándares actuales y futuros, con características de *plug-and-play* y configuraciones adaptables redundantes n-1.

Tomando como base las directrices del Department of Energy (DOE) de EEUU, la arquitectura de una SG integra los elementos mostrados en la Figura 3.1.

En las SGs, el uso de receptores inteligentes, elementos de almacenamiento (incluido el vehículo eléctrico), los recursos distribuidos (generación y almacenamiento), etc. deben facilitar la DR y la gestión de la demanda (Demand Side Management). Los gestores o agregadores de consumidores deben facilitar la integración de DER y sistemas de almacenamiento, fuentes de energía renovables y contar con tecnologías de medida, control y comunicación robustas y fiables.

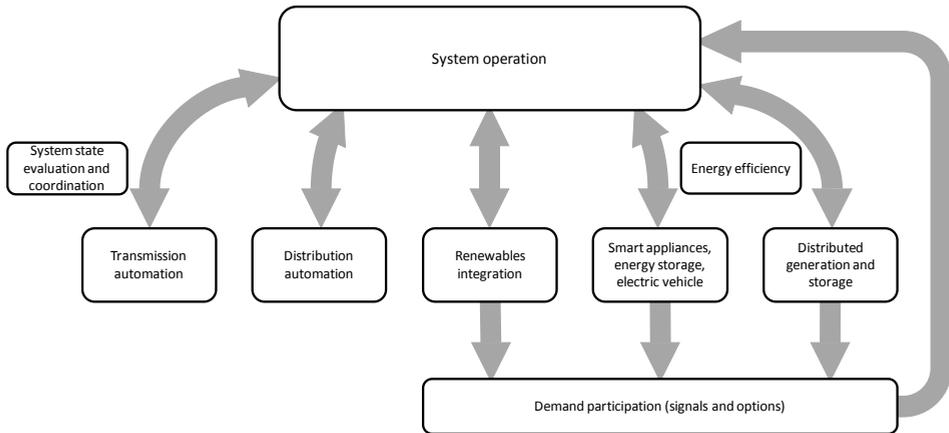


Figura 3.1 Arquitectura del diseño de la SG, basado en el DOE

3.2.1. Topología y aspectos morfológicos

En cuanto a la topología de una SG, no hay grandes restricciones al respecto. En realidad, cualquier sistema eléctrico puede ser la base para una SG, si bien debe potenciarse el uso de los recursos distribuidos y la energía renovable. Es por ello que pueden considerarse las microrredes como la base para la infraestructura de las SGs, aunque no sean la única opción.

En cuanto a los elementos y sus funciones, se pueden considerar los que se detallan en los siguientes apartados.

3.2.1.1. Componente de interfaz de dispositivos inteligentes

Los dispositivos inteligentes para la monitorización y el control forman parte de los procesos de información en tiempo real de los sistemas de generación. Estos recursos deben integrarse sin problemas tanto en el funcionamiento de sistemas distribuidos como centralizados de energía.

3.2.1.2. Componente de almacenamiento

Debido a la variabilidad de la energía renovable y la diferencia entre la disponibilidad durante periodo punta y el consumo en dicho periodo, es importante encontrar formas de almacenar la energía generada para su uso posterior. Entre las opciones para las tecnologías de almacenamiento de energía se incluyen centrales hidroeléctricas de bombeo, baterías, aire comprimido, producción de hidrógeno,

almacenamiento de energía magnética en súper conductores, súper condensadores y volantes de inercia. Otros componentes necesarios a nivel de generación son los mecanismos de mercado asociados al manejo de los recursos energéticos renovables, generación distribuida, impacto ambiental y contaminación. Estos mecanismos deben ser introducidos en el diseño del componente de la SG a nivel de generación.

3.2.1.3. Componente del subsistema de transporte

El sistema de transporte que interconecta las principales subestaciones y centros de consumo es la columna vertebral de un sistema de energía integrado. La eficiencia y la fiabilidad a un precio asequible siguen siendo los objetivos finales de los planificadores y operadores de transporte. Las líneas de transporte deben tolerar los cambios dinámicos en la carga y las contingencias sin interrupciones de servicio. Para asegurar el rendimiento, la fiabilidad y la calidad del suministro se prefieren estándares y normas ante contingencias. Entre las estrategias para lograr un buen rendimiento de la SG a nivel de transporte se incluyen el diseño de herramientas de análisis y tecnología avanzada con inteligencia para el análisis del rendimiento tales como flujo de carga óptimo dinámico, estimación de estado robusta, evaluación de la estabilidad en tiempo real y herramientas de simulación de mercado y fiabilidad. La monitorización en tiempo real basada en unidades de medida de rendimiento, los sensores de estimador de estado (como las nuevas unidades Phasor Measurement Unit o PMU), y las tecnologías de comunicación son las herramientas inteligentes del subsistema de transporte que permiten el desarrollo de la funcionalidad del transporte inteligente.

3.2.1.4. Componente de la tecnología de monitorización y control

Los sistemas de transporte inteligentes incluyen una red inteligente, auto-monitorización y auto-saneamiento y la capacidad de adaptación y la previsibilidad de la generación y la demanda lo suficientemente robusta como para manejar la congestión, la inestabilidad y problemas de fiabilidad. Esta nueva red tiene que soportar problemas (durabilidad y fiabilidad), y ser confiable para proporcionar cambios en tiempo real en su uso.

3.2.1.5. Componente del subsistema de distribución de la red inteligente

El sistema de distribución es la última etapa en la transmisión de energía a los usuarios finales. Los alimentadores primarios en este nivel de tensión suministran a los pequeños clientes industriales y los alimentadores de distribución secundarios suministran a los clientes residenciales y comerciales. A nivel de distribución, los

sistemas de apoyo inteligentes tendrán capacidad de monitorización para la automatización utilizando contadores inteligentes, enlaces de comunicación entre los consumidores y el centro de control, componentes de gestión energética e infraestructuras avanzadas de medida. La función de automatización estará equipada con capacidad de auto-aprendizaje, lo cual incluye módulos para la detección de fallos, optimización de tensión y transferencia de carga, facturación automática, recuperación del sistema y reconfiguración del alimentador y precios en tiempo real.

3.2.1.6. Componente de la gestión de la demanda

Se incluyen aquí opciones de gestión de la demanda y opciones de eficiencia energética desarrolladas eficazmente para modificar la demanda de los consumidores con el fin de reducir los gastos de operación de los generadores caros y permitir capacidad adicional.

Las opciones de gestión de la demanda contribuyen a reducir las emisiones en la producción energética, reducir los costes y aumentar la fiabilidad de la generación. Estas opciones tienen un impacto global en la curva de carga eléctrica. Como habilitador, se requiere un protocolo estándar con tecnología de información bidireccional para la entrega al cliente. Se contará con la característica *plug-and-play*, edificios y hogares inteligentes, medidores de consumo orientados al usuario, reducción de emisiones e interfaces para los clientes para una mejor eficiencia energética en la demanda.

3.2.2. Control y protección

El diseño de las SGs plantea una necesidad de ensayar toda la aparamenta para comprobar su adaptabilidad a este nuevo enfoque. Debe comprobarse su validez y deben diseñarse de nuevo todos aquellos componentes que no sirvan para las SGs. A este respecto, la tecnología de protección en SGs requiere el desarrollo de nuevos dispositivos capaces de actuar de manera adecuada en sistemas donde la demanda se muestra mucho más activa, con una gran penetración de los recursos renovables y fluctuaciones presumiblemente más bruscas tanto en la demanda como en la generación [42].

La tecnología de control debe superar una serie de ensayos para asegurar su capacidad de adaptarse a estos sistemas energéticos. Durante la elaboración de este trabajo de investigación se han ensayado equipos que pueden utilizarse en el control de una microrred, teniendo en cuenta algunas de las perturbaciones que previsiblemente pueden aparecer en redes más débiles y con mayor presencia de generación distribuida. Estos equipos son los siguientes.

- Power meters 710 de Schneider Electric.

- PLC Twido TWDLCAA40DRF Telemecanique.
- Puerta de enlace Twido TWDXAFD010 Telemecanique.

Algunos de los resultados de los ensayos realizados se resumen a continuación y han sido publicados en el congreso internacional ICREPQ'14 (International Conference on Renewable Energies and Power Quality) [43]. Para llevar a cabo los ensayos, se ha colaborado con la Flex Power Grid Lab Research Infrastructure del DNV KEMA en los Países Bajos. Como ya se ha indicado, estos equipos han sido ensayados ante situaciones de funcionamiento que presumiblemente podrían darse con más frecuencia en microrredes, con el fin de determinar su validez para estas situaciones. Para ello, se ha utilizado el esquema que se muestra en la Figura 3.2.

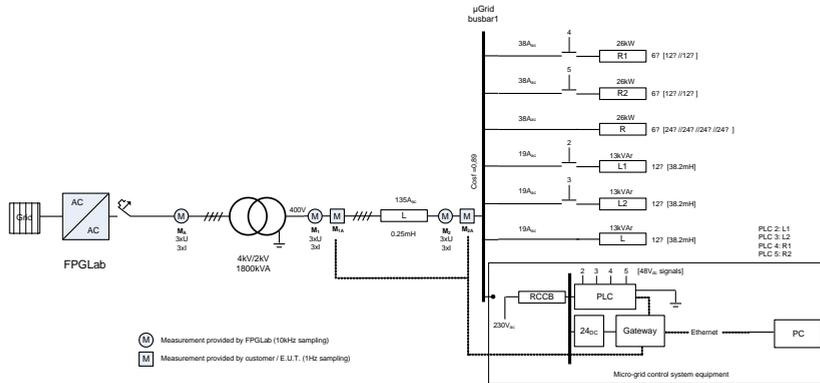


Figura 3.2 Propuesta de la arquitectura de control y esquema utilizado para los ensayos

El objetivo final de estos ensayos es tener una primera visión de si los aparatos actuales funcionarían adecuadamente en una red con una presencia más o menos significativa de perturbaciones como las estudiadas, a falta de futuras normas que establezcan de forma general los procedimientos a utilizar. No se trata, por tanto, de ensayos de certificación, sino de una comprobación de la capacidad de estos equipos para funcionar de manera correcta ante ciertas perturbaciones, ya que este tipo de equipos se utilizan para medidas realizadas en el LabDER (Laboratorio de renovables al que se hará referencia en el epígrafe 3.3.1). Para poder concluir la validez de los equipos en cuanto a clase de precisión u otro tipo de error, sería necesario definir normas.

3.2.2.1. Ensayos de cambios en la tensión de suministro

Para observar la respuesta del PM710 ante variaciones bruscas de tensión que, presumiblemente, pueden aparecer con mayor frecuencia en redes con alta penetración de renovables, se ha diseñado el ensayo cuyos resultados se muestran a continuación. La prueba consiste en la medición de un hueco de tensión en las tres fases. Al principio la tensión de fase es 230 Vrms, después cae a 210 Vrms durante 10 s, sube 230 Vrms durante 5 s, luego cae de nuevo a 210 Vrms durante 10 s y al final se recupera al 230 Vrms.

En la Figura 3.3 se presentan los valores RMS de tensión obtenidos en la prueba. El error medio obtenido para este ensayo es del 0,51%, por lo que se considera que el equipo puede ser utilizado en la medida con una clase de precisión del 1%. La Figura 3.4 muestra los valores de corriente, donde se obtiene un error medio de 1,88%.

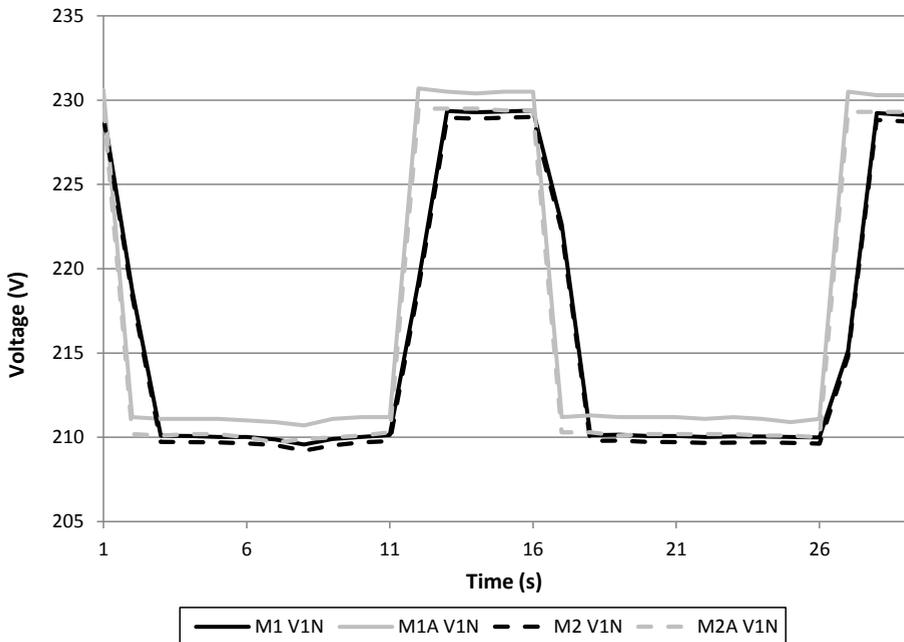


Figura 3.3 Valores de tensión eficaz V1N en medidores a 400 V en el ensayo de cambios en la tensión de suministro

En las leyendas, se muestran con una "A" los equipos ensayados. Los valores eficaces obtenidos con ambos medidores son similares, por lo que el resultado del ensayo se considera aceptable. Nótese que hay un offset de -0,5 A en la corriente

medida en M2A. Las diferencias en tiempo se deben a que la medida se realiza en un instante de muestreo determinado y los cálculos se ejecutan internamente.

La conclusión de este ensayo es que el PM710 es adecuado para caracterizar huecos o aumentos de tensión e interrupciones de larga duración en la tensión de suministro con errores que no superan el 1% en la tensión y el 2% en la intensidad

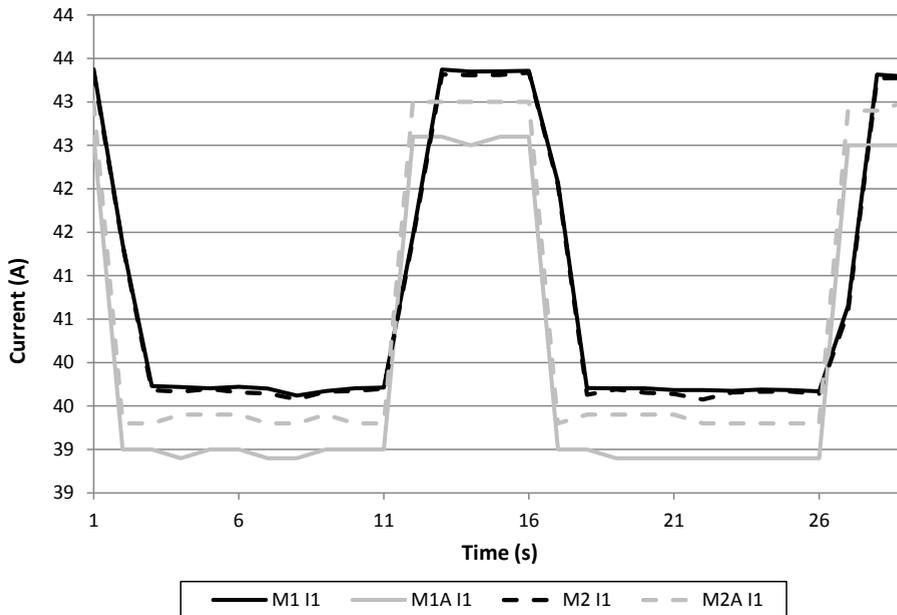


Figura 3.4 Valores de corriente eficaz I1 en medidores a 400 V en el ensayo de cambios en la tensión de suministro

3.2.2.2. Ensayos de cambios en la tensión debidos a modificaciones en la carga

Otro ensayo similar consiste en la medida de un hueco de tensión en las tres fases debido a la conexión de diferentes cargas. La carga de base conectada inicialmente consiste en resistencias de 6 Ω e inductancias de 12 Ω a 50 Hz equilibradas por fase. Tras 5 segundos, se conecta el siguiente escalón, consistente en otra carga idéntica en paralelo. Transcurridos otros 5 segundos, se conecta de nuevo otra carga igual en paralelo. El medidor bajo ensayo (PM710) tiene un intervalo de muestreo de 1s.

En la Figura 3.5 se presentan los valores RMS de tensión obtenidos en la prueba. La Figura 3.6 muestra los valores de corriente.

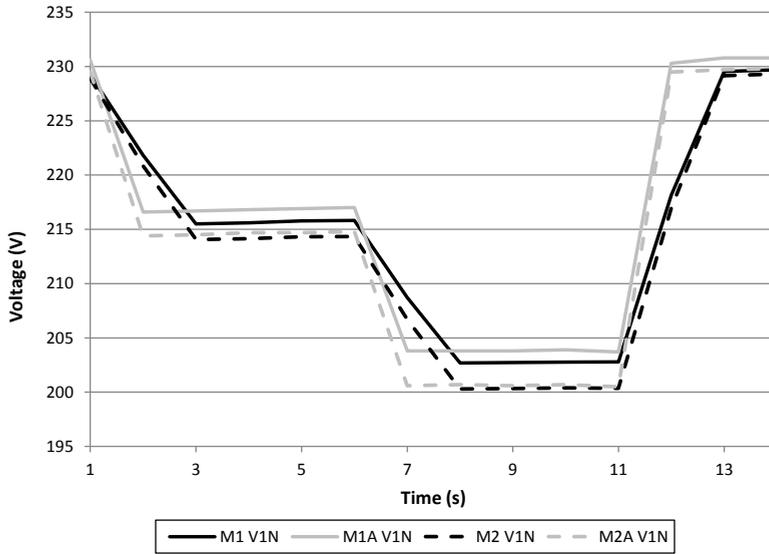


Figura 3.5 Valores de tensión eficaz V1N en medidores a 400 V en el ensayo de cambios en la carga

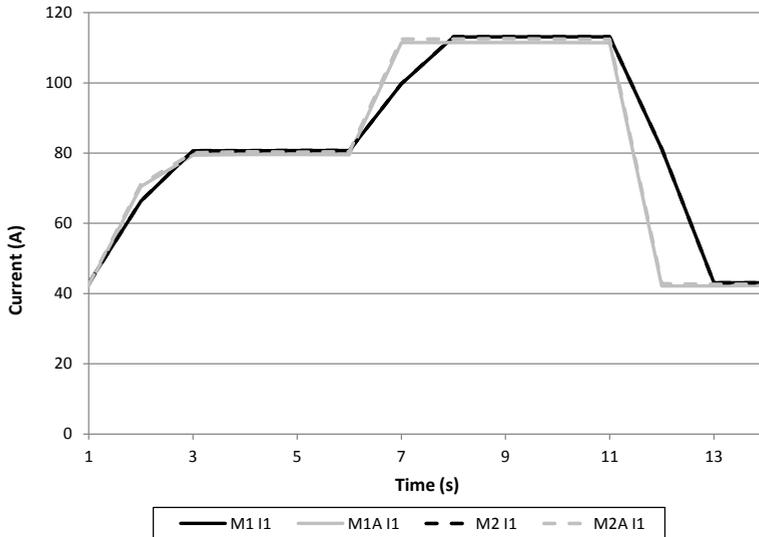


Figura 3.6 Valores de corriente eficaz I1 en medidores a 400 V en el ensayo de cambios en la carga

Los valores eficaces obtenidos con ambos medidores son similares, por lo que el resultado del ensayo se considera aceptable.

La conclusión de este ensayo es que el PM710 es adecuado para caracterizar huecos o aumentos de tensión e interrupciones de larga duración en la tensión de suministro como consecuencia de cambios en la carga, con una precisión suficiente para los objetivos que se persiguen con su uso en el LabDER.

3.2.2.3. Ensayos de distorsión armónica

Este ensayo consiste en la medida de la presencia de armónicos en la tensión de suministro.

La Figura 3.7 muestra las formas de onda de tensión y corriente con distorsión que se han utilizado en el ensayo.

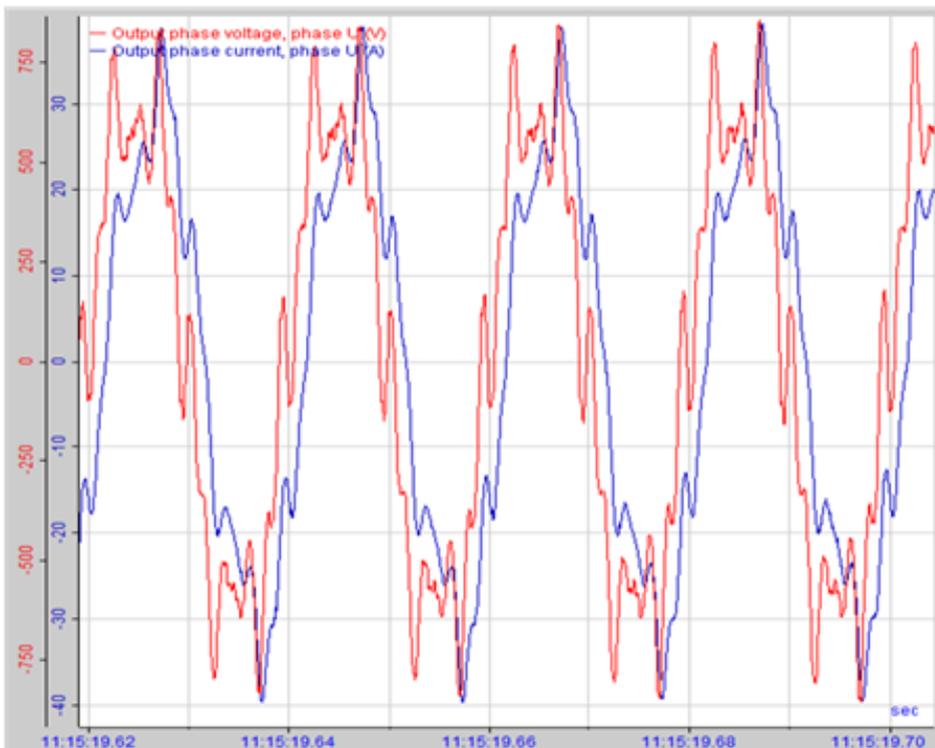


Figura 3.7 Formas de onda durante el ensayo de distorsión armónica en la tensión MA V1N

En la Figura 3.8 se presentan los valores de distorsión armónica total (THD, del inglés Total Harmonic Distortion) en la tensión V1N obtenidos en la prueba. La Figura 3.9 muestra los valores de distorsión armónica total en la corriente I1.

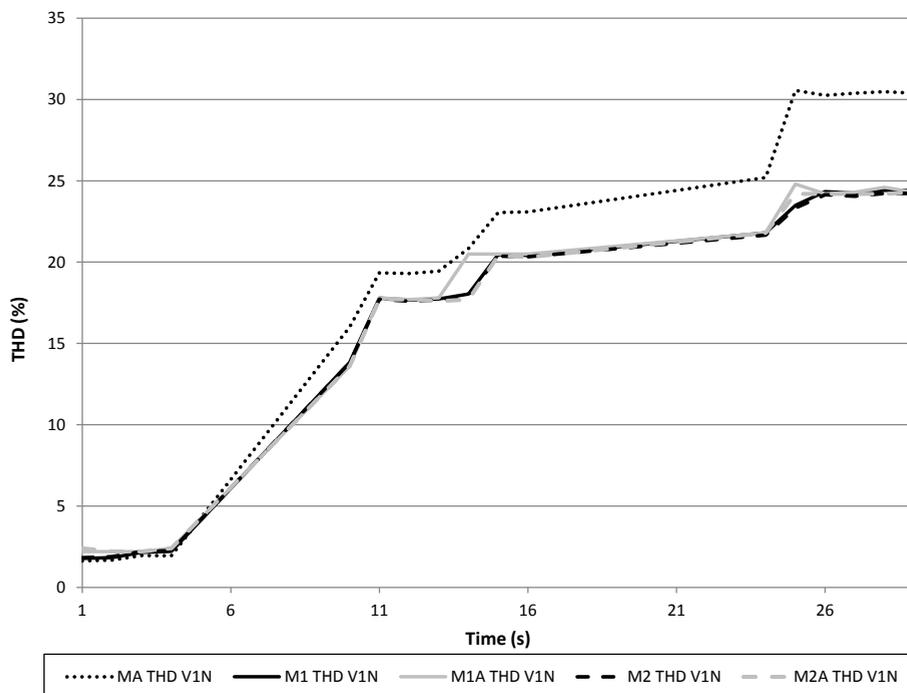


Figura 3.8 Valores de distorsión armónica total en la tensión V1N en medidores a 400 V

Los valores de distorsión armónica total obtenidos con ambos medidores son similares. También se han obtenido valores eficaces similares. Por tanto, el resultado del ensayo se considera aceptable.

La conclusión de este ensayo es que el PM710 es adecuado para caracterizar distorsión armónica total en la tensión de suministro pero no puede distinguir entre armónicos individuales.

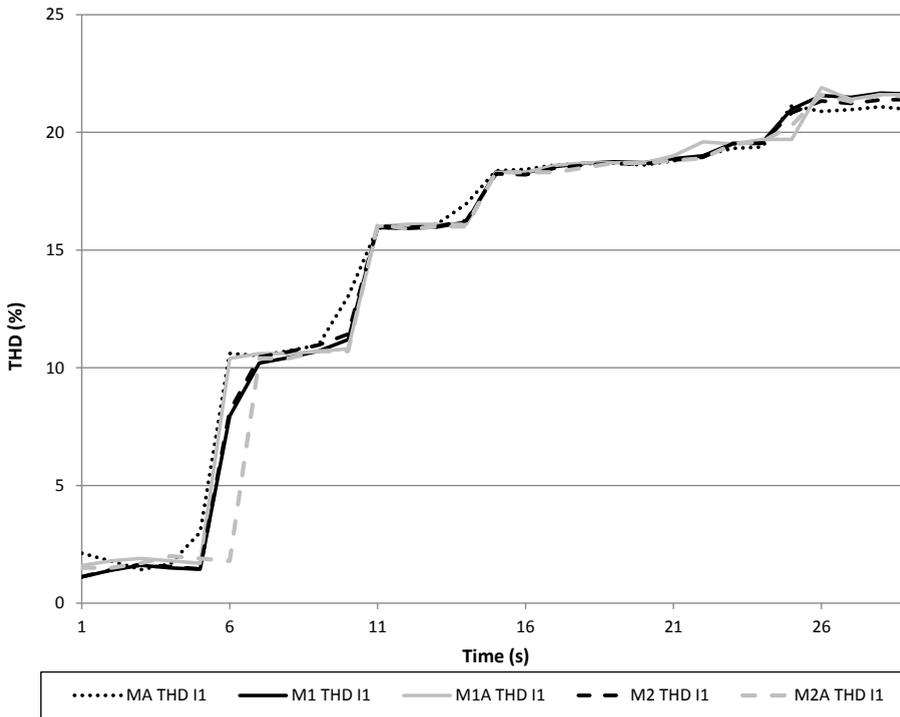


Figura 3.9 Valores de distorsión armónica total en la corriente I1 en medidores a 400 V

3.2.2.4. Ensayos de frecuencia

Otro de los ensayos llevados a cabo con estos medidores es el de la frecuencia de la tensión de suministro. La frecuencia se reduce de 50 Hz a 45 Hz durante 30 segundos. La carga de base conectada inicialmente consiste en resistencias de 6 Ω e inductancias de 12 Ω a 50 Hz equilibradas por fase. Tras 5 segundos, se conecta el siguiente escalón, consistente en otra carga idéntica en paralelo. Transcurridos otros 5 segundos, se conecta de nuevo otra carga igual en paralelo. El medidor bajo ensayo (PM710) tiene un intervalo de muestreo de 1s.

La Figura 3.10 muestra los datos de frecuencia que se han medido en el ensayo.

En la Figura 3.11 se presentan los valores RMS de tensión obtenidos en la prueba. La Figura 3.12 muestra los valores de corriente.

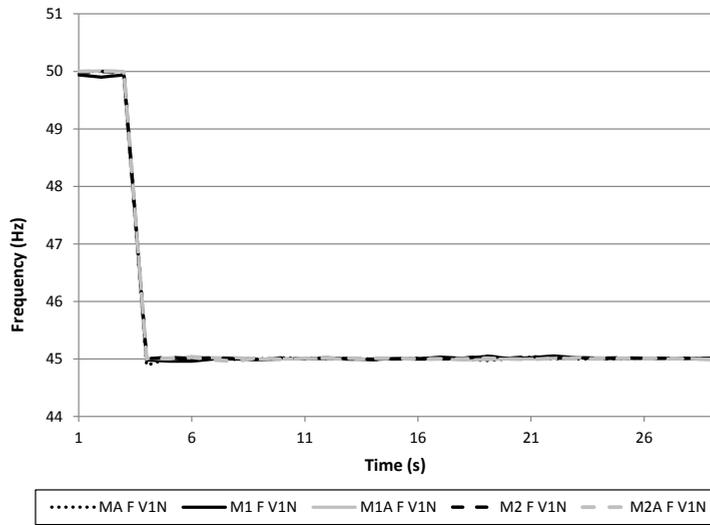


Figura 3.10 Valores de frecuencia en la tensión MA V1N medidos durante el ensayo de frecuencia

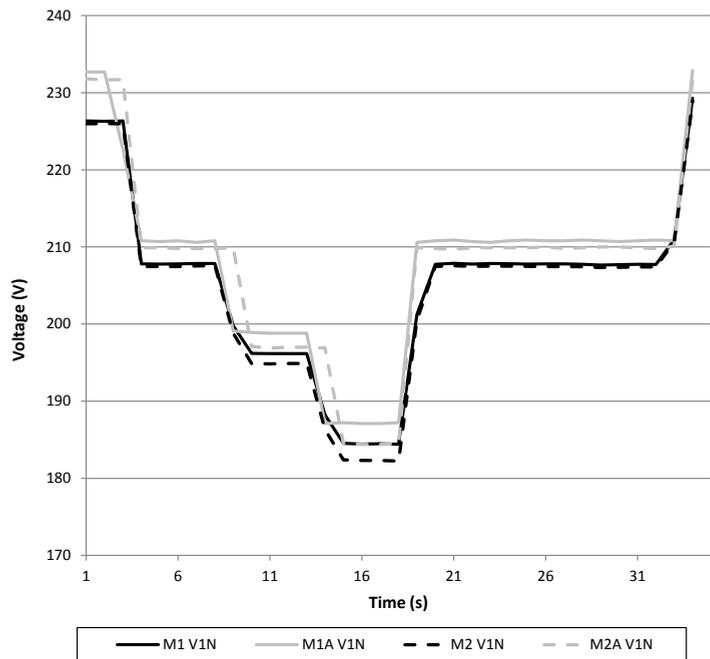


Figura 3.11 Valores de tensión eficaz V1N en medidores a 400 V en el ensayo de frecuencia

En las leyendas, se muestran con una "A" los equipos ensayados. Los valores de frecuencia obtenidos con ambos medidores son similares. También se han obtenido valores eficaces similares. Por tanto, el resultado del ensayo se considera aceptable.

La conclusión de este ensayo es que el PM710 es adecuado para caracterizar cambios en la frecuencia de la tensión de suministro.

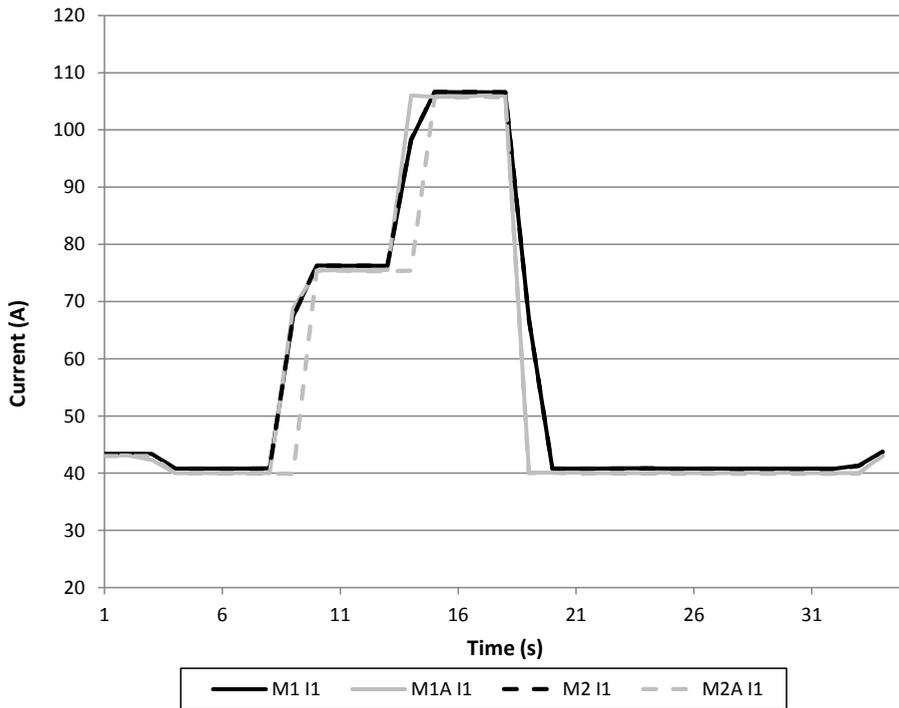


Figura 3.12 Valores de corriente eficaz I1 en medidores a 400 V en el ensayo de frecuencia

3.2.2.5. Ensayos de ruido

El siguiente ensayo realizado para validar el PM710 está relacionado con la presencia de ruido en la tensión de suministro. El ruido son pequeñas perturbaciones en la forma de la onda que no afectan significativamente al valor eficaz de la misma (como sí ocurría en el caso de presencia importante de armónicos).

La Figura 3.13 muestra las formas de onda de tensión y corriente con ruido que se han utilizado en el ensayo.

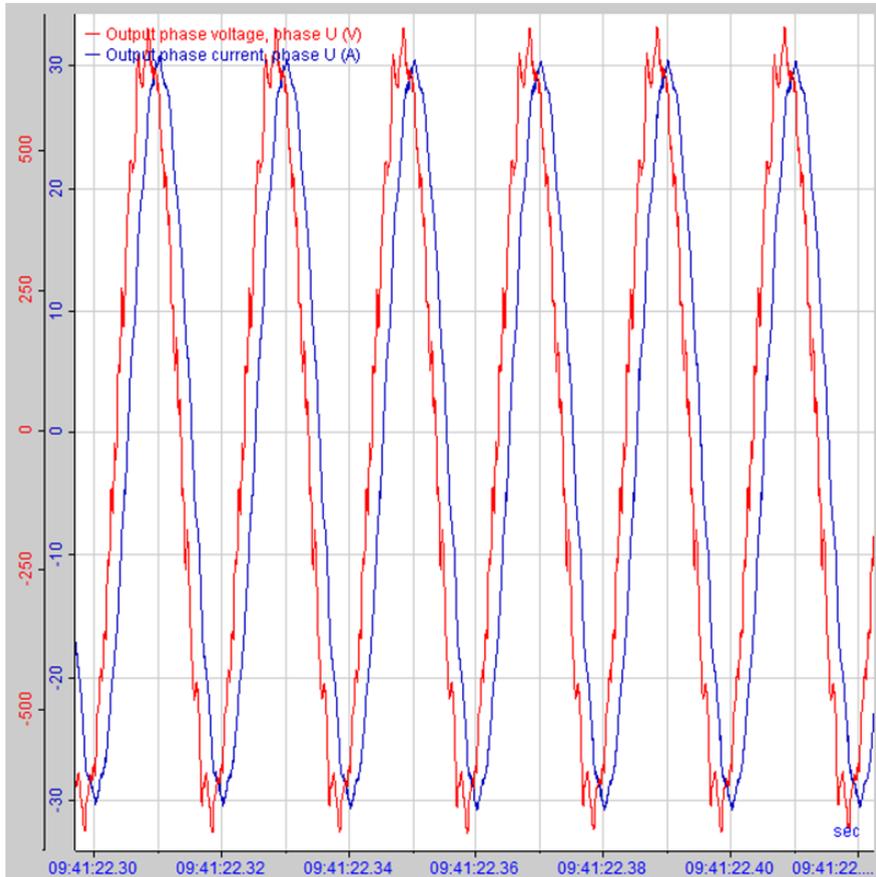


Figura 3.13 Formas de onda durante el ensayo de ruido en la tensión MA V1N

En la Figura 3.14 se presentan los valores RMS de tensión obtenidos en la prueba. La Figura 3.15 muestra los valores de corriente.

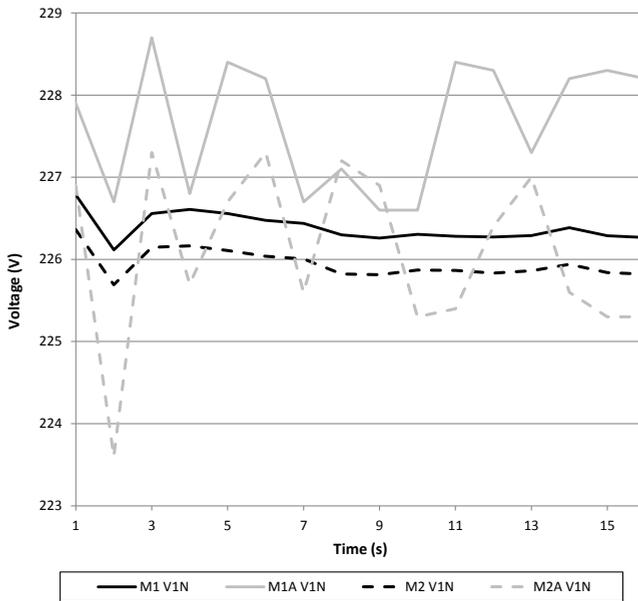


Figura 3.14 Valores de tensión eficaz V1N en medidores a 400 V en el ensayo de ruido

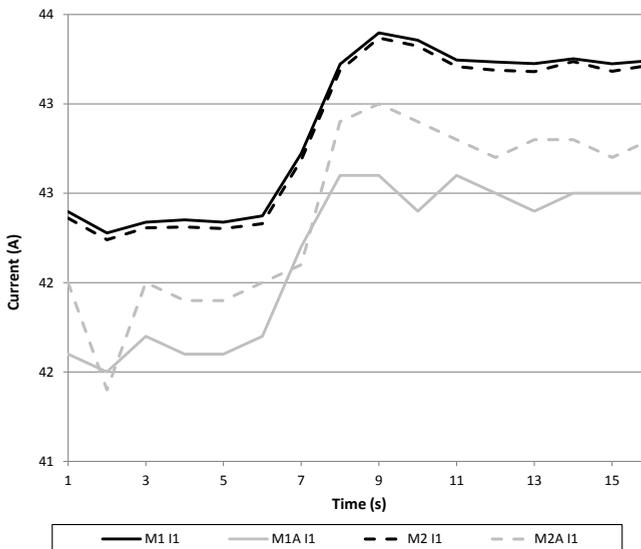


Figura 3.15 Valores de corriente eficaz I1 en medidores a 400 V en el ensayo de ruido

En la Figura 3.16 se presentan los valores de distorsión armónica total en la tensión V1N obtenidos en la prueba. La Figura 3.17 muestra los valores de distorsión armónica total en la corriente I1.

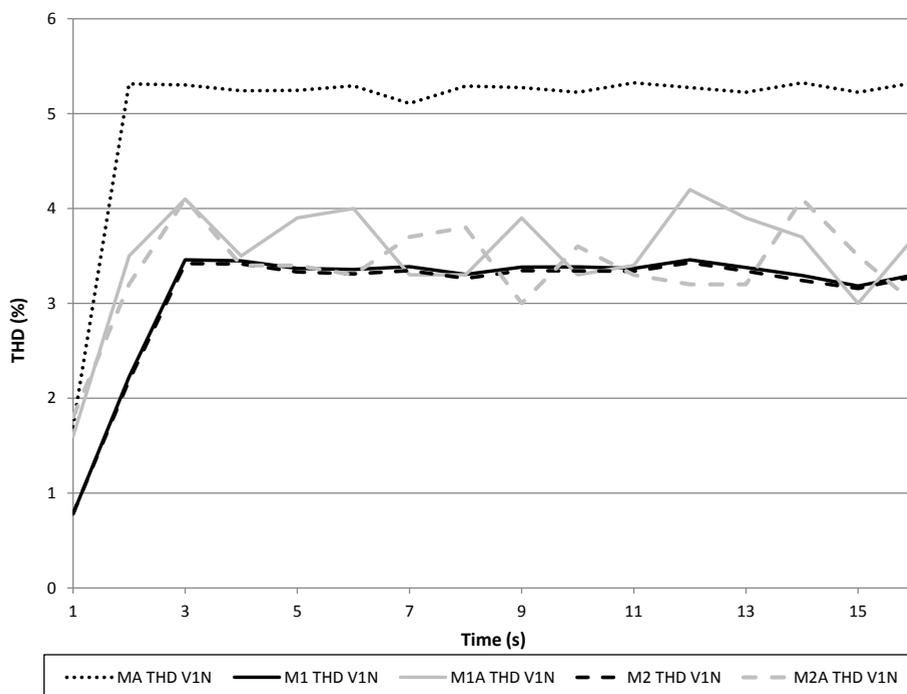


Figura 3.16 Valores de distorsión armónica total en la tensión V1N en medidores a 400 V en el ensayo de ruido

En las leyendas, se muestran con una "A" los equipos ensayados. Los valores eficaces y de distorsión armónica total obtenidos con ambos medidores son similares, por lo que el resultado del ensayo se considera aceptable. Los valores eficaces de tensión obtenidos con los medidores PM710 presentan mayores variaciones.

La conclusión de este ensayo es que el PM710 es adecuado para caracterizar ruido en la tensión de suministro pero con limitaciones.

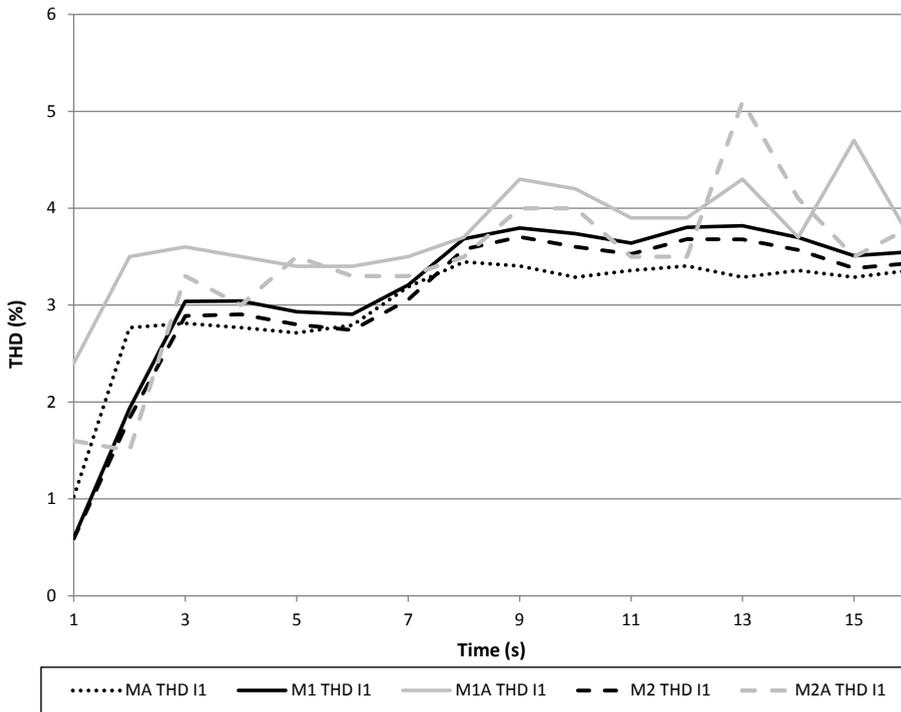


Figura 3.17 Valores de distorsión armónica total en la corriente I1 en medidores a 400 V en el ensayo de ruido

3.2.2.6. Ensayos de transitorios

Este ensayo consiste en la medida de transitorios en la tensión de suministro. Los interruptores diferenciales, que son los medios de protección frente a corrientes de defecto más usados en el territorio español, también son ensayados bajo estas condiciones. Se utilizan cargas no lineales para este ensayo (ordenadores). Se han realizado numerosos ensayos de este tipo. A continuación se muestran algunos de los más interesantes.

La Figura 3.18 muestra la forma de onda de la corriente I1 con una carga de tres ordenadores conectados en una fase. Se muestran las tres tensiones pero solo la intensidad de la fase en la que están conectadas las cargas. La Figura 3.19 muestra la forma de onda de la misma corriente cuando no hay conexión a tierra.

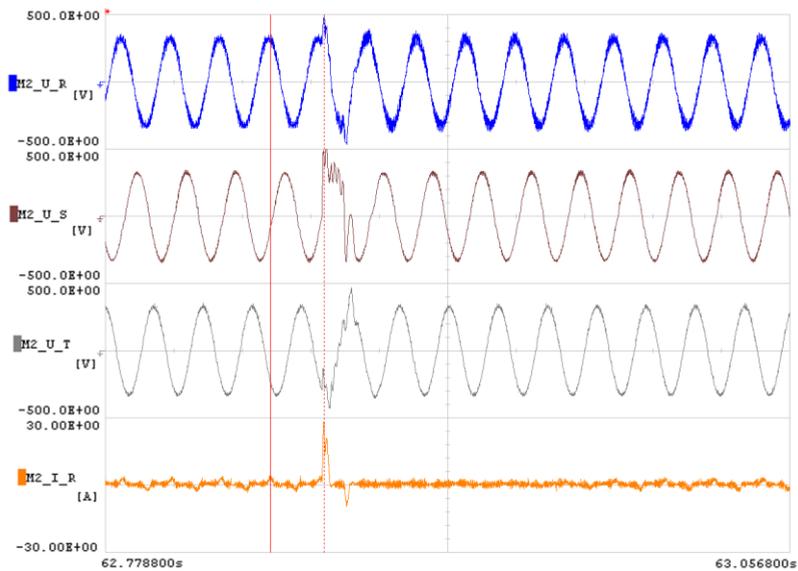


Figura 3.18 Forma de onda de la corriente I1 como respuesta a una perturbación en la tensión de suministro cuando se conectan 3 ordenadores como carga

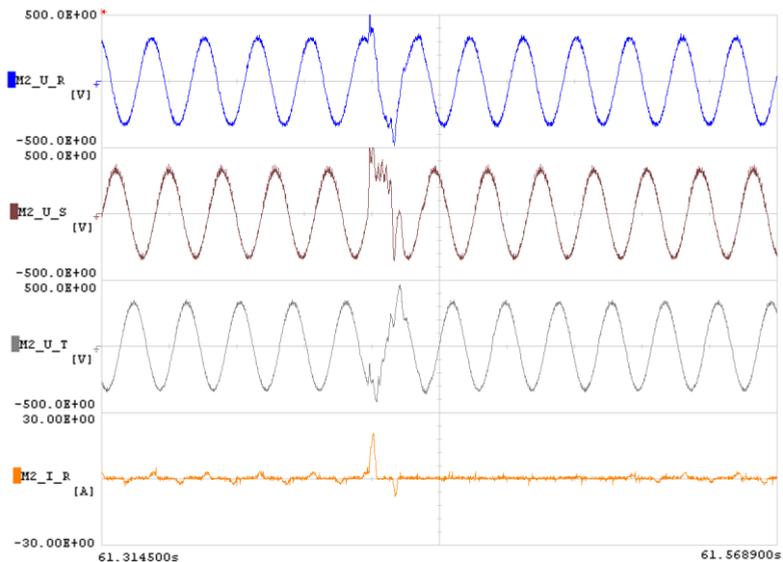


Figura 3.19 Forma de onda de la corriente I1 como respuesta a una perturbación en la tensión de suministro cuando se conectan 3 ordenadores como carga y no hay conexión a tierra

La Figura 3.20 muestra las formas de onda de las corrientes I1, I2 e In al utilizar un calentador y un ordenador en la fase R y dos ordenadores en la fase S como carga. Como solo se dispone de 4 canales y las tensiones son similares a las de las figuras anteriores, solo se muestra una tensión.

Los interruptores diferenciales no han disparado durante ninguno de los ensayos de transitorios ejecutados. Hasta donde se ha ensayado, los interruptores diferenciales no disparan en instalaciones con 3 ordenadores. Es importante mencionar que en instalaciones más grandes y complejas, los interruptores diferenciales podrían ocasionar disparos inesperados debidos a la reacción de la carga característica del sistema a tensiones inducidas transitorias.

Las cargas no lineales electrónicas (ordenadores) tienen una profunda reacción a perturbaciones o transitorios. Un incremento 10 veces mayor en la corriente ha sido observado durante los ensayos.

Esta reacción se reduce debido al efecto de la amortiguación de la resistencia en la carga, si se aumenta la carga resistiva en el sistema (relativamente menos cargas no lineales).

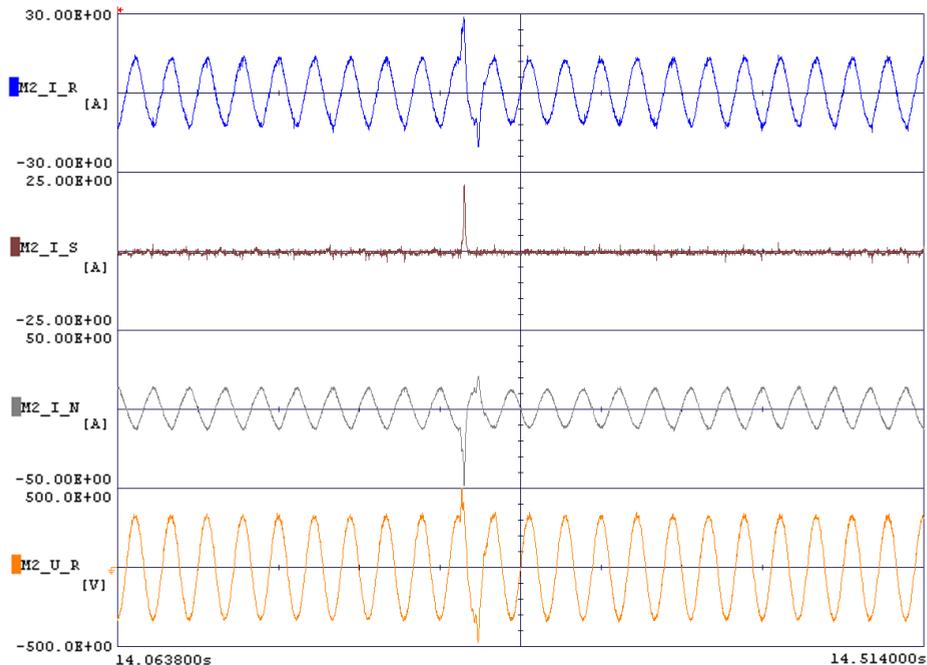


Figura 3.20 Forma de onda de las corrientes I1, I2 e In como respuesta a una perturbación en la tensión de suministro cuando se conectan un calentador y un ordenador en la fase R y dos ordenadores en la fase S como carga

3.2.2.7. Conclusiones de los ensayos

Con los resultados obtenidos en todos los ensayos realizados se han extraído las siguientes conclusiones.

- El PM710 es adecuado para medir fenómenos eléctricos en una microrred de baja tensión, al menos en primera instancia. Se ha identificado que, con el fin de obtener información más detallada del sistema, es necesario instalar medidores complementarios orientados a características en tiempo real en un punto de interés específico del sistema.
- El intervalo de muestreo seleccionado es de 1 segundo. Las magnitudes obtenidas se proporcionan en RMS y THD para corrientes y tensiones.
- El PLC Twido TWDLCAA40DRF es apropiado para llevar a cabo el control (conexión y desconexión) de las cargas y los recursos energéticos involucrados en la microrred.
- Para las conexiones TCP-IP se requiere la pasarela TWDXAFD010, tal como se ha utilizado en los ensayos.
- Los sistemas de protección típicos en el territorio español (interruptores automáticos diferenciales) son adecuados para la protección de la microrred. En particular, los transitorios de tensión deben ser tenidos en cuenta cuando se utilizan diferenciales en circuitos que alimentan equipos electrónicos, como ordenadores, puesto que pueden presentar disparos o reducir el nivel de protección.

Lógicamente, este tipo de ensayos deberán ser objeto de normativa, por tanto, los resultado aquí obtenidos deben entenderse únicamente como una información útil para saber si los equipos utilizados en la actualidad pueden funcionar correctamente en un entorno con más perturbaciones, pero no deben interpretarse como un procedimiento para la certificación de los aparatos de medida.

3.2.3. Calidad de la energía

En las SGs se esperan algunos problemas en la calidad de la energía eléctrica que deben ser combatidos mediante un control robusto y optimizado. Una de las principales causas de problemas de calidad es la fluctuación de los recursos renovables, especialmente la energía eólica. Por otro lado, las redes de pequeño tamaño, especialmente cuando funcionen en isla, pueden experimentar problemas en la calidad de las ondas, tales como ruido, distorsión, armónicos, etc. Esto puede verse acentuado en momentos en que las cargas electrónicas supongan porcentajes significativos de la demanda total de energía.

Para paliar este tipo de problemas, la SG debe contar con una serie de recursos que, utilizados de forma óptima, permitan no solo subsanarlos sino alcanzar un estado de gran robustez y fiabilidad.

Uno de los principales elementos contra los problemas de calidad es el componente de almacenamiento energético. En una SG implementada conjuntamente con la integración masiva del vehículo eléctrico, este tipo de carga puede actuar como sistema de almacenamiento de una gran magnitud y puede ayudar a conseguir un perfil más plano de consumo diario.

Otro elemento fundamental es el uso de la DR como factor de mejora para la continuidad del servicio. A este respecto, cabe destacar que existen DRP, como se ha comentado anteriormente, cuya finalidad es proporcionar al sistema, por parte de los consumidores, una mayor fiabilidad y seguridad, especialmente ante estados de emergencia.

Finalmente, el control es el aspecto definitivo para evitar los problemas de calidad y probablemente, el más complejo. En cuanto al control de la SG hay que desarrollar metodologías y algoritmos para gestionar todos los recursos disponibles asegurando la calidad y garantía de suministro, la optimización de los recursos renovables y la minimización de los costes de operación y explotación de la SG.

3.3. Propuesta de sistema y metodología de control

Con el fin de participar el DRP, es necesario desarrollar las estrategias adecuadas y tener un conocimiento exhaustivo del consumo de las instalaciones. Los modelos de consumo, los usos finales, la flexibilidad y la capacidad de actuación sobre cada fracción de consumo deben ser analizados en detalle. Todo ello conducirá a la capacitación de los consumidores para ofrecer al sistema, mediante la DR, una contribución a la garantía de suministro y a la fiabilidad y seguridad del sistema. Esto, en última instancia, permitirá reducir la reserva de generación del sistema y obtener precios de la energía más ajustados y competitivos.

Sin embargo, todo esto es imposible sin un sistema de control que permita gestionar adecuadamente todos los recursos disponibles en una SG. El control requiere de un robusto sistema de comunicación con datos en tiempo real, previsiones de consumo y generación, plan de contingencias, gestión de los sistemas de almacenamiento. Todo ello basado en la optimización de tres aspectos fundamentales, el coste de la energía, la garantía de suministro y la minimización de las emisiones y la contaminación.

3.3.1. Smart grid en el LabDER de la UPV

El laboratorio de recursos energéticos distribuidos (LabDER) del Instituto de Ingeniería Energética de la Universitat Politècnica de València fue creado con el fin de llevar a cabo investigaciones acerca de sistemas híbridos de energías renovables de bajas potencias y llevar a cabo el diseño de instalaciones de mayor potencia.

El esquema de funcionamiento de la microrred que se ha instalado en este laboratorio es el que se muestra en la Figura 3.21.

Como se puede observar existen diferentes recursos energéticos disponibles, incluyendo la posibilidad de almacenamiento energético en baterías, la conexión a la red eléctrica y unas cargas consistentes en resistencias y la propia iluminación de las instalaciones. Todos estos elementos están interconectados y gestionados mediante el inversor Xantrex.

Los elementos que integran esta microrred son los que se describen a continuación.

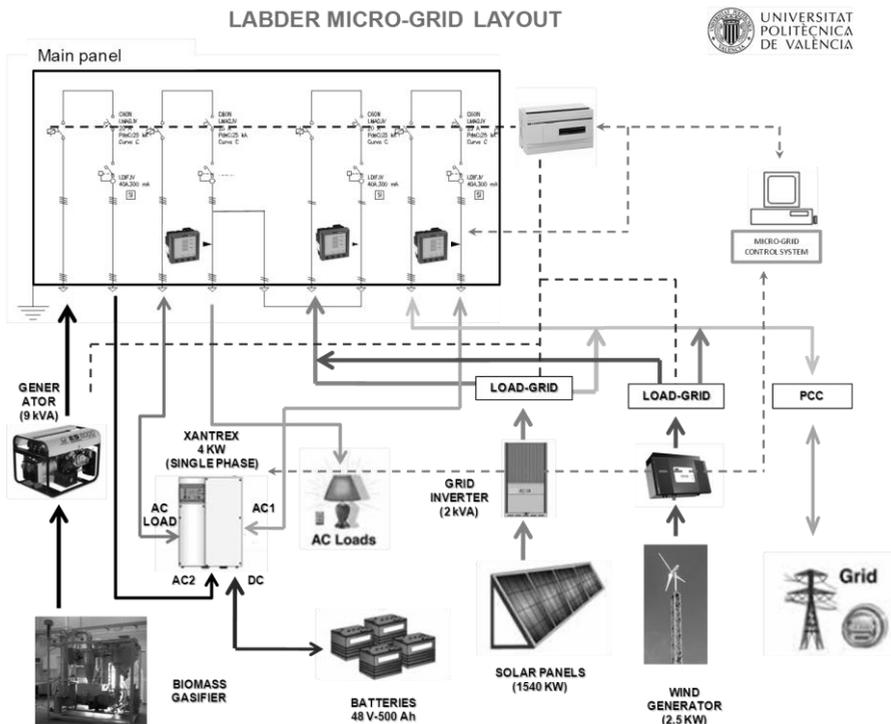


Figura 3.21 Esquema de la microrred del LabDER

3.3.1.1. Generador solar fotovoltaico

En este laboratorio hay una instalación de energía solar fotovoltaica de 2.17 kWp de potencia instalada, constituida por paneles de silicio (monocristalino y policristalino), situada en el techo de la nave. Esta planta no cuenta con un único tipo de panel, sino que está constituida por los siguientes:

- 2 paneles USP 145 (150 Wp).
- 4 paneles Wanxiang Solar 180s.
- 5 paneles REC Solar 230AE.

Los paneles están orientados hacia el Sur, inclinados 30° y dispuestos en una fila única. Por esta razón, a pesar de que la potencia instalada es de 2170 Wp (150·2 + 180·4 + 230·5), al verse limitada la corriente por los paneles de menor potencia (4.39 A para el punto de máxima potencia en condiciones STC en los paneles USP 145), la potencia real instalada estaría en torno a los 1540 Wp.

Para su conexión a la red eléctrica se dispone de un inversor monofásico Xantrex GT2.8-SP que presenta las siguientes que se muestran en la Tabla 3.1.

Tipo de inversor	Conexión a red
Control de Flujo de Potencia	MPPT
Potencia Salida Nominal (kW)	2800
Corriente de Salida (A)	14,5
Factor de Potencia	>0.9

Tabla 3.1 Especificaciones del inversor solar

3.3.1.2. Generador eólico

Se dispone de un generador eólico tripala Siliken Wind 3.5 GT, de 5 kW de potencia pico, ubicado en el exterior de la nave, a una altura de 24 metros para conseguir velocidades de viento elevadas y sobre un apoyo abatible, con el fin de poder intercambiar diferentes turbinas eólicas para ensayarlas y tratar de optimizar la producción eléctrica. Este aerogenerador se muestra en la Figura 3.22.

Las especificaciones técnicas de este generador eólico son las que se muestran en la Tabla 3.2.



Figura 3.22 Aerogenerador Siliken Wind 3.5 GT

Potencia Pico (W)	5000
Potencia (W) a 12 m/s	3500
Diámetro del rotor (m)	3.5
Rango de Velocidad (rpm)	100-465
Velocidad de arranque (m/s)	3.5
Velocidad de corte (m/s)	17.5
Control de Potencia	Seguimiento de curva de máxima potencia
Tipo de Generador	Síncrono de imanes permanentes

Tabla 3.2 Especificaciones del aerogenerador Siliken Wind 3.5 GT

Su conexión a red se realiza mediante un inversor Windyboy 2500 de SMA que presenta las características mostradas en la Tabla 3.3.

Tipo de inversor	Conexión a red
Control de flujo de potencia	MPPT y control de tensión
Potencia nominal de salida (kW)	2.300
Potencia máxima de salida (kW)	2.500
Factor de potencia	1

Tabla 3.3 Especificaciones del inversor Windyboy 2500

Se puede apreciar que la potencia de salida del inversor es claramente inferior a la potencia del aerogenerador. De este modo lo que se hace es limitar la potencia de

salida del aerogenerador a 2.500 kW, el exceso de potencia es evacuado mediante un radiador.

3.3.1.3. Gasificador de biomasa y grupo electrógeno

Se cuenta con un gasificador de biomasa de lecho fluido burbujeante mostrado en la Figura 3.23. Este gasificador permite obtener un caudal de 22-30 Nm³/h de gas de síntesis. El poder calorífico del gas obtenido es variable y se encuentra alrededor de 1.100-1.500 kCal/Nm³ (en función de las características de la biomasa empleada).



Figura 3.23 Gasificador de biomasa

El gas de síntesis es aprovechado por un grupo electrógeno modelo PRAMAC P 12000, de 10 kVA de potencia nominal. Este grupo electrógeno también puede funcionar con gasolina.

La Figura 3.24 muestra este grupo electrógeno y sus características se muestran en la Tabla 3.4.



Figura 3.24 Grupo electrógeno PRAMAC P 12000

Modelo motor	GX630 Honda
Modelo alternador	E1C LINZ
Potencia nominal continua (COP) (kW)	9.09
Potencia nominal máxima (LPT) (kW)	10.7
Velocidad de giro (rpm)	3.000
Factor de potencia nominal	0.9
Corriente nominal en COP (A)	43.5
Tensión (V)	230
Frecuencia (Hz)	50
Sistema de regulación de tensión	Condensador
Sistema de regulación de velocidad	Mecánico

Tabla 3.4 Especificaciones del grupo electrógeno PRAMAC P 12000

3.3.1.4. Banco de baterías

Para la adecuada gestión de la energía producida se dispone de un banco de baterías de 250 Ah de capacidad. El banco está compuesto por 4 baterías modelo Classic EnerSol 250 de la marca Exide conectadas en serie.

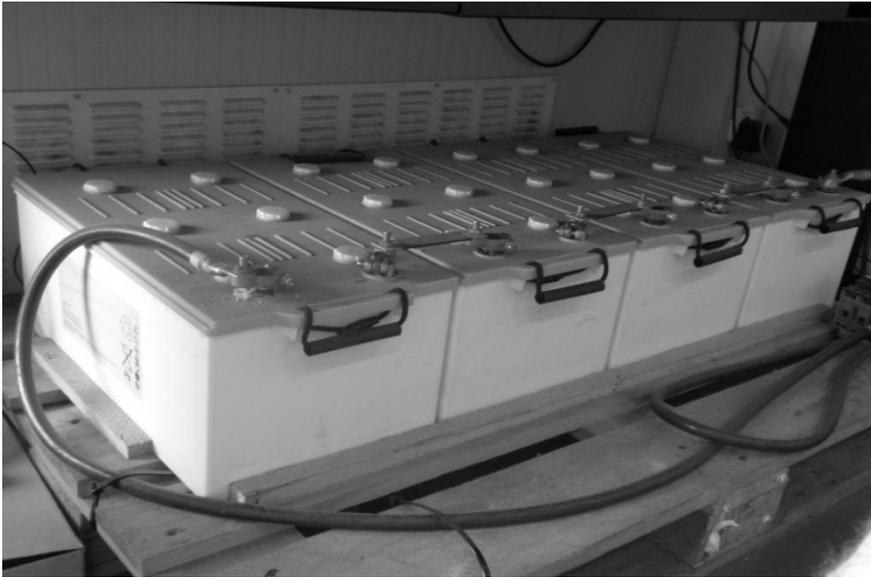


Figura 3.25 Banco de baterías

Tipo de batería	Plomo ácido
Nº de celdas por batería	4
C100 a 25 °C (1.85 Vpc) (Ah)	250
C 20 a 25 °C (1.85 Vpc) (Ah)	256
Tensión Nominal (V)	12
Corriente de descarga I_{120} (1,85 Vpc) (A)	1,49
Densidad de ácido (kg/l)	1,28

Tabla 3.5 Especificaciones de las baterías

Debido a la conexión serie, la tensión nominal del banco de baterías es de 48 V.

3.3.1.5. Otros equipos

También se dispone de un generador de hidrógeno y una pila de combustible que pueden tener la función de almacenamiento energético. Estos equipos se encuentran en fase de experimentación e integración en el sistema actualmente, por lo que aún no han sido incluidos en algunos de los estudios llevados a cabo.

3.3.2. Esquema del sistema de gestión desarrollado

Los equipos y el sistema de control se comunican mediante MODBUS. El sistema de control está implementado en un PC. La arquitectura del sistema de comunicación local es la que se muestra en la Figura 3.26.

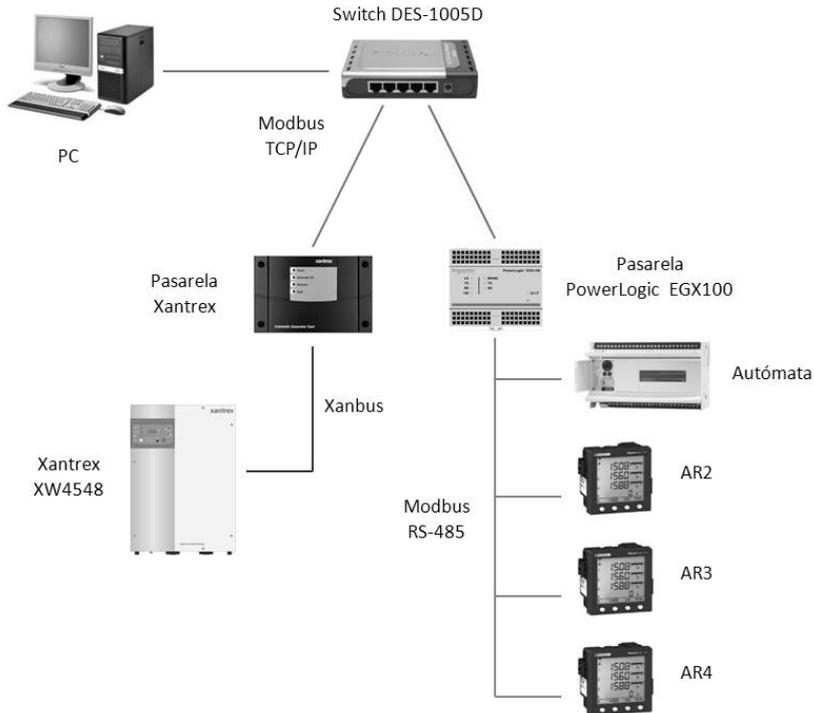


Figura 3.26 Sistema de comunicación local

3.3.3. Software de control de la microrred desarrollado

En LabDER, se ha implementado un programa para llevar a cabo el control de la microrred en Visual Basic.NET. Dicho software ha sido dividido en tres módulos, llamados **módulo de lectura**, **módulo lógico** y **módulo de acción o ejecución**. Cada módulo se encarga de diferentes instrucciones cuya finalidad es de distinta naturaleza.

El módulo de lectura se ejecuta cada minuto para leer el estado de cada aparato y la potencia generada o consumida en cada elemento de la microrred. Estos datos son almacenados en una base de datos SQL. En el futuro, idealmente, debería leerse el precio instantáneo de cada fuente de energía, en este caso de la electricidad de la red y de la gasolina del generador.

El módulo lógico es el módulo encargado de crear reglas de optimización de los recursos. Dichas reglas son planificadas y apuntadas en la base de datos. En cada una se incluye el elemento sobre el que se desea actuar, la acción a ejecutar y el momento en el que se debe ejecutar dicha acción. Además se especifica la naturaleza de la misma, pues ciertas acciones pueden ser necesarias por razones de seguridad, otras para optimizar el coste de la energía, o incluso, el usuario, utilizando la interfaz desarrollada en la segunda versión del programa, puede planificar acciones. Además, las acciones tienen asignada un nivel de prioridad, siendo esta máxima para acciones relativas a la seguridad y alta para acciones que el usuario quiere realizar. De esta manera, si dos acciones contradictorias deben ejecutarse en un periodo corto de tiempo, prevalecerá aquella con mayor prioridad y quedará marcada la otra como desechada. El módulo de ejecución, simplemente revisa las acciones pendientes en la base de datos en cada instante y las ejecuta, marcándolas como completadas cuando consigue llevarlas a cabo. Si una acción no se lleva a cabo satisfactoriamente, se marca como pendiente y se lleva un recuento del número de intentos ejecutados, de manera que si tras un cierto número, asignado independientemente para cada acción, no se puede ejecutar la acción, se marcará como no completada.

El tipo de acciones que se pueden ejecutar es cargar baterías, desconectarse de la red, utilizar el grupo para la generación, desconectar alguno de los recursos renovables, etc. De esta manera, se trata de encontrar algoritmos que permitan al módulo lógico planificar las acciones óptimas para la gestión de todos estos recursos, tratando de alcanzar una estructura de SG.

El programa ha sido traducido a la interfaz en LabVIEW recientemente, pero en este trabajo se presentará la versión en cuyo desarrollo se ha colaborado, en VB.NET. A continuación se muestra brevemente el funcionamiento del programa.

3.3.4. Panel principal

El panel principal es la pantalla con la que se inicia el programa. En ella se muestra el estado actual de los equipos y se permite navegar a otras pantallas de elementos como el Xantr0065 o los analizadores de redes. El aspecto de esta pantalla es el que se muestra en la Figura 3.27. Cada minuto, el módulo de lectura actualiza todos los datos mostrados en esta pantalla.

Desde esta pantalla, el usuario puede ejecutar órdenes de conexión y desconexión de los distintos elementos. Las órdenes son anotadas en la base de datos y el módulo de ejecución se encarga de ejecutarlas en el momento en que sea necesario. De este modo siempre se lleva un control de las acciones ejecutadas y no hay conflictos, al existir un único agente comunicando órdenes para ser ejecutadas por los elementos de la microrred.

Figura 3.27 Panel principal del programa de gestión de la microrred del LabDER

3.3.5. Panel de planificaciones

Mediante el botón de crear planificación, el usuario accede a otro panel, mostrado en la Figura 3.28, en el que puede establecer una acción para que sea ejecutada posteriormente por el módulo de ejecución. Las planificaciones pueden ser puntuales, anuales, mensuales, semanales o diarias.

Figura 3.28 Panel de planificaciones

Esta herramienta es el primer paso llevado a cabo para comenzar el desarrollo de una SG. Con la estructura implementada y los procedimientos diseñados, solo resta elaborar propuestas de algoritmos y ejecutarlos para comprobar su validez.

3.3.6. Experiencias de control realizadas

Tras diseñar la parte de los módulos de funcionamiento del sistema de control, la base de datos y las planificaciones, se han realizado diferentes pruebas de cargar las baterías desde la red, desde las fuentes renovables, desconectarse de la red y alimentar la iluminación de la nave con la energía producida en las fuentes renovables y la almacenada en las baterías, etc. Estas experiencias han resultado satisfactorias y permiten iniciar el proceso de diseño de los algoritmos de optimización de recursos, en los que todavía no se ha profundizado mucho.

A la hora de diseñar estos algoritmos, es imprescindible establecer previamente el objetivo principal, que puede ser minimizar el coste de la energía, maximizar el rendimiento de la instalación, minimizar las pérdidas en el sistema, minimizar las emisiones de gases de efecto invernadero. En segundo lugar es necesario tener claro el listado de datos disponibles, como los costes de cada recurso energético (gasolina y electricidad, en este caso), la previsión de consumo y de generación de cada recurso, el nivel actual de carga de las baterías. Una vez obtenida toda esta información, el algoritmo debe evaluar cada posibilidad y seleccionar la más adecuada, teniendo en cuenta siempre la seguridad del sistema, la fiabilidad del abastecimiento energético y el confort del usuario. Así, el sistema debe tratar de evitar consumir de la red cuando la electricidad es más cara, cargar las baterías cuando la energía es más barata, aprovechar tanto como sea posible los recursos energéticos de fuentes renovables disponibles o incluso alternar entre gasolina y red eléctrica si el precio de estas fuentes oscila lo suficiente.

Este tipo de algoritmos son de gran complejidad porque cuentan con información que puede no ser totalmente precisa, como la previsión del consumo y de los precios de la energía o la cantidad de energía prevista para generación en fuentes renovables, por lo que deben ser adaptativos, para cambiar de estrategia si las condiciones cambian. Es por ello que el módulo lógico debe ejecutarse continuamente y asignar prioridades a las acciones. Actualmente solo se han implementado acciones de seguridad, para que siempre haya alguna fuente de suministro activa o que las baterías nunca se carguen ni descarguen completamente. El diseño de estos algoritmos se deja para el futuro cuando la versión de LabVIEW se encuentre totalmente operativa.

Durante este trabajo se ha tratado de mejorar uno de los aspectos citados como obstáculos para el desarrollo de estos algoritmos, la previsión de consumo, cuyos avances se muestran en capítulos posteriores.

3.4. Conclusiones del capítulo

En este capítulo se ha tratado en profundidad el concepto de las SGs. Se han detallado sus características, sus beneficios y sus principales barreras.

Algunos de los desafíos pendientes de resolver son relativos al control, a la aparamenta de seguridad, protección, etc. También es necesario asegurar una buena calidad de la energía. Para todo esto debe hacerse un uso optimizado de los sistemas de almacenamiento energético y los DER.

Se ha descrito la SG instalada en el LabDER de la Universitat Politècnica de València. Se ha mostrado también el sistema de control desarrollado. En capítulos posteriores se tratará la optimización de los recursos de una SG y se mostrarán herramientas diseñadas para la simulación de los flujos energéticos en las SGs.

Los ensayos mostrados en este capítulo permiten comprobar la adecuación de algunos dispositivos para el uso en SGs. La metodología empleada en dichos ensayos es una propuesta de metodología para ensayos futuros de otros elementos del sistema.

La optimización de los recursos puede resolver los problemas de las fluctuaciones de la generación renovable y la calidad de la energía, pero uno de los recursos más interesantes y con un gran potencial para aumentar la fiabilidad del suministro y la seguridad del sistema en SGs es la DR. Para poder integrar y aprovechar los recursos de la demanda, deben solventarse las barreras existentes. En capítulos posteriores se tratará uno de los principales problemas de la DR, la M&V.

Finalmente, se ha descrito el sistema de control de la SG del LabDER en cuyo diseño y desarrollo ha participado el autor de esta tesis. Esta es una de las herramientas imprescindibles para dotar a las instalaciones de la capacidad para participar en DRP, que como se ha explicado, permitirán alcanzar unos precios de la energía más competitivos al ofrecer una capacidad añadida al sistema que podrá reducir sus reservas de generación. En un capítulo posterior se mostrarán experiencias de simulación y control realizadas con el sistema de control de la SG del LabDER y se propondrá un algoritmo para optimizar la gestión de los recursos de la SG.

CAPÍTULO 4. EFICIENCIA Y GESTIÓN EN EDIFICIOS

4.1. Introducción

Actualmente, el problema energético existente a nivel mundial está cobrando mucha importancia y los avances en el campo de la energía y la eficiencia son de una enorme importancia. Los combustibles fósiles se han convertido en imprescindibles durante años y esto ha provocado por un lado una gran dependencia y por otro unos niveles de contaminación alarmantes según se ha ido advirtiendo durante los últimos años. La lucha contra el cambio climático es una de las cuestiones actuales de mayor relevancia, y su relación con el consumo de energía motiva investigaciones de gran importancia respecto a la eficiencia, la generación con fuentes renovables y la gestión de la energía entre otras ramas. Esta situación junto con la actual crisis económica obligan a adoptar cambios en la manera de consumir energía.

La primera consecuencia es que es necesario el ahorro energético. Reducir los consumos de energía es algo que está al alcance de todos y que puede ayudar por un lado a disminuir la dependencia de las fuentes de energía derivadas del petróleo y por otro lado a frenar el consiguiente cambio climático (producido por un exceso de contaminación atmosférica).

En segundo lugar, cada vez más se hace imprescindible saber consumir la energía de manera inteligente, aprovechar las oportunidades de la flexibilidad de una instalación para obtener ahorros económicos importantes derivados de una buena gestión.

Para que todo esto pueda ser llevado a cabo, un camino es el apoyo que ofrecen las ESCO, que pueden facilitar la decisión del conjunto de acciones de eficiencia y gestión a implementar, ayudar a su evaluación y permitir su correcta implantación, logrando así unos niveles de eficiencia y de ahorro muy notables.

Las ESCO juegan hoy en día un papel importantísimo en el campo de la gestión y la eficiencia energética. Se trata de empresas que ofrecen servicios energéticos con los que el consumo puede ser adaptado a las necesidades y, por tanto, se evitan los consumos innecesarios y se obtienen ahorros por mantener un perfil de consumo adecuado.

Para poder llevar a cabo este tipo de acciones y poder verificar los resultados obtenidos, ha aparecido recientemente la norma ISO 50001, que describe cómo debe ser un Sistema de Gestión Energética, qué implicación debe tener el personal de la empresa en el tema del ahorro energético y de la gestión de la energía y de qué manera se puede comprobar el correcto funcionamiento de las medidas de eficiencia y gestión. La M&V de ahorros es una de las grandes dificultades de la DR. La dificultad de calcular un ahorro de manera exacta impide el desarrollo de los DRP.

4.2. Eficiencia, gestión y respuesta de la demanda

La eficiencia y la gestión son dos conceptos diferentes pero que pueden resultar complementarios. Se puede definir la **eficiencia**, desde el punto de vista energético, como toda mejora que permita obtener el mismo trabajo útil y los mismos resultados utilizando un consumo de energía menor para ello. De esta forma se obtiene un ahorro energético, de emisiones y económico. También podemos incluir en este concepto aquellas medidas cuya finalidad es eliminar los consumos de energía que no producen ningún trabajo útil, puesto que de esta manera se consigue un ahorro energético sin variar el trabajo útil. Por otro lado, podemos entender las medidas de **gestión** como las que están orientadas a aprovechar las oportunidades que existen para consumir la energía con un menor coste, esto es, pagar menos por el mismo servicio. En cuanto a la **DR**, se trata de un concepto cuyo nivel de penetración en los sistemas energéticos actuales es todavía demasiado bajo, debido a las barreras que dificultan su desarrollo. Se trata de un producto o servicio que los consumidores ofrecen al sistema, a modo de modificaciones (reducciones o aumentos) en el consumo a cambio de una remuneración económica. Su nombre deriva pues del hecho de que se trata de una respuesta del consumidor de energía a señales de precios de la compañía suministradora.

Estos conceptos son esenciales a la hora de luchar contra el problema energético actual y de obtener beneficios en las instalaciones. Las ESCO deben conocer muy bien toda esta terminología para ayudar a los consumidores a consumir mejor la energía y ofrecer todos los servicios posibles de manera que los clientes puedan saber con certeza que sus instalaciones funcionan adecuadamente. La optimización del funcionamiento de las instalaciones comienza realizando una auditoría para identificar el estado actual y todas las posibles vías de mejora, cuantificadas y detalladas. Este estudio preliminar y de vital importancia debe ser llevado a cabo por

uno o varios expertos capaces de comprender los procesos llevados a cabo para poder plantear las mejoras pertinentes.

4.2.1. Medidas de eficiencia y gestión

Las medidas de eficiencia y gestión son las acciones que un usuario puede llevar a cabo para lograr mejoras en sus instalaciones en cuanto a la eficiencia y la gestión y, por consiguiente, beneficios de diversa índole derivados de dichas mejoras. Estas acciones modifican la manera en que se consume la energía, bien afectando a su magnitud, su duración o su horario, de manera que el resultado final debe ser beneficioso para el consumidor.

Estas medidas deben ser evaluadas técnica y económicamente antes de ser implantadas. Cuando se decide que son viables es cuando finalmente se pueden implantar. Por último se deben mantener y, en su caso, verificar periódicamente. El proceso de mantenimiento requiere de un sistema de monitorización de los parámetros que definen el estado de las mejoras implementadas. Para la M&V es necesario establecer a priori una metodología para determinar el ahorro obtenido, de manera que siempre se pueda evaluar la mejora introducida mediante las acciones ejecutadas. Este procedimiento debe describirse detalladamente en un plan de M&V, elaborado antes de la implementación de las medidas.

4.2.2. Ejemplos de medidas de eficiencia y gestión

Entre las medidas de eficiencia cabe citar las que tratan de **sustituir** equipos de consumo por otros más eficientes (en iluminación, en motores, etc.), las que tratan de **eliminar** los consumos que resultan innecesarios, las que aprovechan energía o **calor residual** de un proceso para otro proceso, etc.

Las medidas de gestión pueden consistir en cualquier modificación del perfil de consumo para aprovechar mejor los precios de la energía. Por ejemplo, realizar **preeenfriamientos** de salas a primera hora, **trasladar consumos** al periodo nocturno, redistribuir consumos para adaptar la forma de la curva a un **perfil más plano** y evitar excesos de potencia en la punta o incluso contratar una potencia menor, etc.

4.2.3. Análisis de las medidas de eficiencia y gestión

Con el fin de seleccionar y aplicar las metodologías más apropiadas para la M&V, es importante conocer una serie de datos de las acciones de eficiencia y gestión implementadas. En concreto, se propone rellenar los datos mostrados en la Tabla 4.1 para cada medida, de manera que se puede elaborar una base de datos donde recopilar

todas las acciones para facilitar el procedimiento de implementación y de M&V en el futuro. Este ha sido el modo de proceder a la hora de evaluar ahorros en instalaciones durante el periodo de investigación que ha conducido a la elaboración de esta tesis.

Los campos a rellenar en esta tabla describen la medida de ahorro y el procedimiento ejecutado para la M&V del ahorro obtenido tras su implementación. El primero de ellos indica el tipo de acción ejecutada, distinguiendo las acciones de eficiencia, las de gestión y las de DR. A continuación se identifica el sistema, dentro de la instalación, al que afecta la ejecución de esta medida (sistema de alumbrado, de agua potable, etc.). Después se concreta el elemento afectado (sistema de control, bomba, caldera, tubería, etc.). La definición es un texto descriptivo donde se indica la acción que se va a realizar. En cuanto al protocolo de M&V y la opción seleccionada, existen diversas opciones reconocidas internacionalmente en la actualidad. Una de ellas es el International Performance Measurement and Verification Protocol (IPMVP), que ofrece cuatro opciones (A, B, C o D) o procedimientos de M&V de acciones de ahorro. En el capítulo siguiente se hace un análisis de este y otros protocolos utilizados en la actualidad. Para la definición de la situación inicial, es necesario describir la diversidad de cargas (si se trata de una carga de tipología única o la acción de ahorro afecta a diferentes tipologías de cargas), el tipo de consumo (variable, constante, escalonado, constante en un horario predefinido, etc.), la estacionalidad (si el consumo es distinto en diferentes épocas del año o no), las variables externas que afectan al consumo (temperatura, humedad, precipitaciones, nivel de ocupación, etc.), las posibilidades de medida existentes (si se puede medir la carga aislada, o todo el sistema, o el edificio completo, etc.) y la potencia instalada de los equipos afectados si es conocida. La descripción de la situación final requiere conocer la diversidad de las cargas y la posibilidad de medida tras implementar la acción de ahorro, el tipo de efectos cruzados que puedan producirse con otros procesos y su posible estacionalidad.

En cuanto a la descripción del procedimiento aplicado hay que identificar el procedimiento para calcular los efectos cruzados (estimados, medidos, calculados, etc.). Después hay que identificar las características de la situación inicial, indicando el tipo de medición (carga aislada, contador general, etc.), el parámetro medido (tiempo de uso, potencia pico, energía diaria, etc.) y el periodo durante el cual se mide este parámetro (un día, un mes, etc.). Igualmente, hay que describir la situación final, indicando, si existe, el periodo necesario para que los nuevos consumos se estabilicen y el tipo de medición, el parámetro medido y el periodo de medida. Por último, debe describirse el procedimiento de cálculo, indicando el periodo o frecuencia con que se va a comprobar el resultado de la medida (mensual, anual, semanal, etc.), el periodo o frecuencia de los informes (anual, trimestral, etc.) y el procedimiento concreto con las expresiones utilizadas para evaluar el ahorro.

Descripción medida de ahorro	
Tipo de medida de ahorro	
Sistema	
Elemento	
Definición	
Protocolo de M&V y opción seleccionada	
Situación inicial	
Diversidad cargas	
Tipo de consumo	
Estacionalidad del consumo	
Dependencia variable externa	
Posibilidad de medida	
Potencia de equipos	
Situación final	
Diversidad cargas	
Posibilidad de medida	
Tipo de efectos cruzados	
Estacionalidad efectos cruzados	
Procedimiento aplicado	
Efectos cruzados	
Situación inicial	
Medición	
Parámetro medido	
Periodo de medida	
Situación final	
Estabilización nuevos consumos	
Medición	
Parámetro medido	
Periodo de medida	
Procedimiento de cálculo	
Periodo de cálculo	
Periodo de informe	
Procedimiento	

Tabla 4.1 Ficha descriptiva de una medida de ahorro

4.2.4. Clasificación de procesos para las acciones de eficiencia y gestión

A partir de la experiencia adquirida tras varios años dedicados a las auditorías energéticas, la eficiencia, gestión y DR y la M&V, se ha elaborado la siguiente propuesta de clasificación de los procesos en los que se pueden llevar a cabo acciones de eficiencia y gestión en diversos tipos de instalaciones.

1.- Servicios básicos

- Alumbrado interior
- Alumbrado exterior
- Aire acondicionado
- Calefacción
- Agua caliente sanitaria
- Agua potable
- Ventilación/Extracción (aire primario)

2.- Servicios auxiliares

- Generación de frío industrial
- Generación de vapor/agua caliente de proceso
- Generación de electricidad
- Sistema eléctrico
- Aire comprimido
- Producción de vacío
- Extracción de gases
- Depuradora de residuos

3.- Procesos industriales

- Mecanizado
- Tratamiento de superficie
- Limpieza
- Envasado
- Explotación y producción minera
- Soldadura
- Transporte de materia
- Almacenamiento
- Secado

- Lavado
- Planchado
- Amasado
- Mezclado
- Tratamiento térmico
- Tratamiento químico
- Ósmosis inversa

4.- Otros procesos no contemplados

4.2.5. Listado de los principales elementos de mejora

Además, durante la realización de este trabajo de investigación, el grupo de trabajo del área de sistemas y mercados eléctricos del Instituto de Ingeniería Energética de la Universitat Politècnica de València del que el autor forma parte ha elaborado un listado de los principales elementos de las instalaciones en los que se puede implementar una mejora. Esta lista se muestra a continuación en orden alfabético.

- Bomba de calor/Enfriadora
- Bomba de impulsión
- Bomba de vacío
- Caldera
- Circuito eléctrico
- Climatizadora y fan-coil
- Compresor
- Condensadora
- Depósito de acumulación
- Evaporadora
- Horno
- Intercambiador de calor
- Lámpara y equipo auxiliar
- Motor alternativo

- Motor eléctrico
- Panel fotovoltaico
- Panel solar térmico
- Prensa
- Sistema de control
- Torre de enfriamiento
- Transformador
- Sistema de tuberías de distribución
- Túnel de congelación
- Turbina de gas
- Turbina de vapor
- Ventilador

4.2.6. Clasificación de las medidas de ahorro

Finalmente, para completar esta información cuya finalidad es facilitar la adecuada selección de los procedimientos de M&V, se propone una posible clasificación de las medidas de ahorro, tanto de eficiencia como de gestión, en función del tipo de sistema afectado y la acción llevada a cabo en él.

1.- Sustitución parcial o total de los elementos del sistema por otros más **eficientes**: *reducción de la potencia consumida sin variar la potencia útil.*

- Cambiar a lámparas más eficientes (LED).
- Cambiar a Balastos Electrónicos.

2.- Eliminación, modificación o sustitución parcial o total de los elementos del sistema para que se **ajusten mejor a la demanda** actual.

- Reducción de niveles de iluminación en áreas comunes.
- Ajuste de la potencia de los motores a la demanda.

3.- Instalar un sistema de control nuevo o mejorar la funcionalidad o los parámetros de control de uno existente.

3.1.- Control discreto en función de un parámetro que determina la variación de la demanda: *reducción del tiempo de funcionamiento.*

- Detectores de presencia (ocupación).
- Detección de apertura de puerta (intrusión).
- Interruptor crepuscular (iluminación natural).
- Horarios de uso (programación).

3.2.- Control discreto por etapas en función de un parámetro que determina la variación de la demanda: *reducción del consumo por ajuste de la Potencia útil a la variación de Potencia demandada con el tiempo.*

- Instalar sistemas de control para coordinar el trabajo de múltiples enfriadoras.

3.3.- Control variable en función de un parámetro que determina la variación de la demanda: *reducción del consumo por ajuste de la Potencia útil a la variación de Potencia demandada con el tiempo.*

- Regulación del nivel de iluminación interior (Digital Addressable Lighting Interface o DALI)
- Reductores de flujo en cabecera.
- Control punto a punto del flujo luminoso.
- Motores con variadores de frecuencia.

3.4.- Control variable por etapas en función de un parámetro que determina la variación de la demanda: *reducción del consumo por ajuste de la Potencia útil a la variación de Potencia demandada con el tiempo.*

- Ajustar la capacidad de compresores de tornillos a cargas parciales

4.- Modificaciones en la envolvente para aumentar o disminuir la influencia sobre el sistema de elementos externos.

- Lucernario.
- Aislamiento adecuado de conductos.

5.- División del consumo en consumos menores para gestionarlos de manera independiente: *esta medida pretende mediante el uso de escalones de potencia ajustar la Potencia útil a la Potencia demandada.*

- Sectorización del alumbrado.

6.- Modificaciones o **sustitución** parcial o total de los elementos del sistema para aumentar o disminuir la **influencia de elementos externos al proceso**.

- Free-cooling (disponibilidad de ausencia de calor en el exterior al edificio).
- Recuperador de Calor.

7.- Añadir o modificar elementos al sistema que mejoren la **eficiencia del propio proceso**.

- Instalación de un deshumidificador en salas de procesos refrigeradas.
- Precalentar el aire de combustión.

8.- Modificación del proceso productivo para reducir el consumo.

- Planificación del proceso de llenado del túnel de congelación.
- Utilizar los hornos en trabajos continuos y no discontinuos.

9.- Modificación del **horario** de consumo para aumentar o disminuir la influencia de una **variable externa**.

- Acumulación de frío.
- Traslado al periodo nocturno de procesos a los que les pueda afectar negativamente el calor o la luz diurna.

10.- Supervisión de parámetros clave que determinan la variación de la demanda en un sistema de control ya sea nuevo o existente: reducción del consumo de energía (el ahorro depende del sistema de control).

- Supervisar el nivel de calentamiento de la instalación eléctrica.
- Detección y eliminación de fugas.

11.- Sustitución de la materia prima del proceso industrial para **reducir el consumo o para obtener un beneficio económico**.

- Adicionar materiales no energéticos a la arcilla en industria cerámica (menor calor de reacción y menor consumo).
- Añadir residuos combustibles a la mezcla arcillosa.

12.- Añadir **generación** de energía para obtener un **beneficio económico** aprovechando variables del mercado energético.

- Cogeneración.
- Paneles fotovoltaicos.

4.2.7. Recopilación de medidas de ahorro

En base al trabajo realizado durante varios años en relación con las auditorías energéticas y la eficiencia y gestión en instalaciones, se ha elaborado un exhaustivo listado con cientos de mejoras que pueden ser implementadas en diferentes tipos de edificios e instalaciones. Esta recopilación, que se ha ido completando a lo largo de los años, se muestra en el apéndice 2.

4.3. La gestión y la respuesta de la demanda

La gestión de la energía y la respuesta de la demanda son dos conceptos parecidos, relacionados con el comportamiento del consumidor frente a los precios de la energía. Sin embargo, podemos establecer una diferencia fundamental entre ambos conceptos. Mientras que la gestión puede verse como una acción encaminada al ahorro por la adaptación del consumo para aprovechar las diferencias de precios entre distintos horarios (no modifica las transacciones totales de energía entre las dos partes), la DR no tiene como objetivo aprovechar estas diferencias más o menos fijas y preestablecidas. La DR puede entenderse como la modificación en los patrones de consumo frente a señales de precios enviadas por la compañía eléctrica. Así, la DR puede verse como un producto o servicio que el consumidor ofrece al sistema y que puede mejorar la fiabilidad y la seguridad del mismo. La DR puede contribuir a reducir los costes del sistema por diversas razones, ya que permite aumentar la fiabilidad del suministro y reducir las reservas de generación, al mismo tiempo que permite evitar situaciones peligrosas para el sistema tales como sobrecargas por defecto de producción. Se trata, por tanto, de una oferta nueva para intervenir en el mercado. En este caso, tanto el que ofrece el servicio, como la empresa interesada en el mismo, deben actuar desde un punto de vista empresarial, intentando alcanzar el máximo beneficio posible. De este modo, la implementación de la DR conlleva inherentemente la necesidad de ser capaz de gestionar los consumos y disponer de cierta flexibilidad en los mismos.

4.4. Eficiencia en edificios

A la hora de implementar acciones en un edificio para mejorar la eficiencia energética es importante tener un inventario completo de los equipos que consumen energía, perfiles de consumo clasificados por días tipo y por usos finales y datos de aquellos parámetros que puedan afectar a los niveles de consumo, tales como la temperatura, la humedad, niveles de ocupación, producción, etc. Cada medida de eficiencia propuesta debe ser evaluada para obtener por un lado la inversión necesaria y por otro el ahorro alcanzado en condiciones normales. Debe evaluarse el plazo de recuperación de la inversión para decidir cuáles son las medidas convenientes. En ocasiones existen medidas que no requieren ninguna inversión, tales como cerrar puertas, apagar luces, etc. sin embargo otras medidas pueden requerir grandes inversiones, tales como sustitución de maquinaria, cambio en el sistema de alimentación o en el sistema de refrigeración del edificio, etc. A la hora de evaluar estas inversiones es importante tener en cuenta el estado actual de los equipos a sustituir, ya que en ocasiones estos equipos van a ser reemplazados en un breve periodo de tiempo, en cuyo caso la inversión de la medida puede considerarse como la diferencia entre el equipo que se pensaba instalar y el equipo requerido para implementar la medida en cuestión.

Cuando se evalúa el ahorro obtenido mediante una acción de eficiencia, hay que hacer un estudio detallado del proceso afectado y de los procesos que puedan haber sufrido variaciones debidas a la modificación llevada a cabo en el proceso principal. Estos efectos, mayoritariamente negativos, pueden denominarse efectos cruzados y son causados, generalmente, por la influencia que un consumo de energía destinado a una finalidad puede tener en otro proceso cuya finalidad sea completamente diferente. Un ejemplo bastante claro de este tipo de efectos puede ser el que se produce en los ahorros en iluminación. En una zona fría, donde el consumo de calefacción sea notable, el ahorro en iluminación puede tener consecuencias negativas para el consumo de calefacción. Si en un edificio se sustituye toda la iluminación por leds, cuyo consumo es mucho menor que el de las luminarias convencionales, puede ocurrir que el decremento de calor emitido por las luminarias se traduzca en un incremento del consumo de calefacción. Este efecto puede ser de gran importancia en algunos casos y debe ser considerado en todas las medidas efectuadas. El efecto contrario (efecto positivo) también es posible, pues si se trata de una zona cálida en la que predomina el consumo de refrigeración, la reducción de consumo en iluminación conlleva inherentemente una reducción en el consumo de climatización, al reducirse uno de los focos de calor en el interior del edificio.

Nótese la gran importancia de estos efectos y la gran dificultad que plantean para el proceso de M&V de ahorros. En este trabajo se comentan más adelante algunas metodologías de M&V y se proponen interesantes mejoras para este y otros problemas.

4.5. Gestión en edificios

Las acciones de gestión en los edificios deben identificarse de la misma manera que las acciones de eficiencia, pero requieren conocer los precios de la energía en diferentes horarios, ya que se basan en aprovechar las diferencias existentes para desplazar consumos a periodos más baratos.

Cuando en una instalación se decide desplazar un consumo de un periodo caro a un periodo barato (generalmente de la punta al valle), suele ser sencillo evaluar el ahorro económico obtenido. Sin embargo, también existen ocasiones en que se producen efectos cruzados que pueden no resultar obvios para el personal no experto. Valga como ejemplo el desplazamiento de cualquier consumo que desprenda calor residual en una estancia climatizada de un periodo con ocupación a otro en que la estancia esté vacía. El consumo de climatización puede verse considerablemente afectado en una situación como esta, tanto más cuanto mayor sea el calor desprendido en el proceso cuyo horario ha sido modificado.

4.6. Respuesta de la demanda en edificios

En un edificio, generalmente existen un gran número de procesos que consumen energía. Este hecho favorece, en cierta medida, la posibilidad de participar en DRP, ya que puede haber diversas opciones a la hora de modificar consumos a cambio de una remuneración económica.

Generalmente un alto porcentaje del consumo del edificio se utiliza para los sistemas de climatización. En estos procesos, se ha comprobado que con un buen aislamiento, es posible realizar interrupciones del consumo sin comprometer el confort de los ocupantes. Otras opciones son afectar a los sistemas de ventilación, almacenar frío, producir calor mediante sistemas que no consuman electricidad, etc.

Un enfoque que está aún un poco inexplorado es la DR aplicada en bloques o grupos de edificios. Esto puede permitir ir haciendo rotaciones entre ellos para apagar alternativamente un cierto proceso durante cortos periodos de tiempo, de manera que el conjunto muestre una reducción más o menos continua de la potencia consumida. Este enfoque puede abrir nuevas líneas de investigación y resalta la importancia de los agregadores en la DR, pues estas entidades deben encargarse de gestionar grupos de consumidores para componer una oferta de DR conjunta de todos ellos.

4.7. Caso práctico: Acciones de ahorro energético en algunos edificios de la Universitat Politècnica de València

4.7.1. Introducción

El consumo de energía en la actualidad es necesario para llevar a cabo cualquier acción industrial, tanto de fabricación como de procesado, administrativa o de transporte. Es imprescindible el uso de la energía eléctrica y térmica en cualquier zona desarrollada del mundo. Sin embargo, se está alcanzando un nivel de consumo energético excesivamente alto y se está originando un problema energético relacionado con la dificultad en el abastecimiento y las emisiones de gases de efecto invernadero [44], [45], [46].

El problema energético debe solucionarse actuando sobre las dos partes de las que depende. Por un lado es importante avanzar en la investigación de nuevas fuentes de energía, más rentables o menos costosas [47]. En este sentido debe ampliarse la capacidad de generación y reducirse el coste de generación de energía con el fin de facilitar el abastecimiento a los consumidores. Por otro lado es necesario consumir mejor la energía, de manera más eficiente y más inteligente. Esta parte está más enfocada a los propios consumidores quienes, por su propia cuenta o ayudados por empresas dedicadas a los servicios energéticos, pueden ahorrar energía y dinero llevando a cabo acciones que mejoren el rendimiento de las instalaciones. La necesidad de acudir a personal experto es de gran importancia, especialmente en instalaciones de menor tamaño en las que no es usual encontrar a un ingeniero de energía encargado de la mejora de las instalaciones.

Las medidas de ahorro energético y económico son acciones que permiten reducir el coste dedicado al consumo de energía. Estas acciones pueden ser más o menos complejas, lo que en ocasiones justifica la necesidad de acudir a expertos para encontrar los puntos susceptibles de mejora en una instalación. Los ahorros obtenidos mediante acciones de eficiencia energética pueden ser en muchas ocasiones ahorros de por vida prácticamente sin necesidad de mantenimiento. El mantenimiento es una de las actividades industriales en las que los ahorros que no comprometan la seguridad son de gran importancia [48].

En este estudio se muestran ejemplos de medidas implantadas en algunas instalaciones de la Universitat Politècnica de València, con su correspondiente evaluación económica, que proporcionan ahorros mantenidos en el tiempo tras un sencillo estudio de las instalaciones llevado a cabo por personal experto y una rápida implantación. Estas acciones se llevaron a cabo durante el desarrollo del proyecto DERD, en el cual participó el autor, cuyo principal objetivo era el diseño, puesta en

marcha y operación del sistema de gestión energética DERD en las instalaciones de la Universitat Politècnica de València. Su inclusión en este apartado se justifica porque ilustran perfectamente posibilidades de ahorro fáciles de implementar y sin requisitos de grandes inversiones.

Los ahorros obtenidos mediante este tipo de medidas pueden llegar a ser muy significativos y en algunas ocasiones no requieren de un estricto seguimiento para mantenerse a lo largo de los años.

4.7.2. Descripción de las acciones

Los siguientes ejemplos, realizados en algunas de las instalaciones de la Universitat Politècnica de València, demuestran la posibilidad de obtener ahorros importantes en el consumo de las instalaciones con cambios puntuales. Estos cambios afectan generalmente al control de máquinas de climatización [49], [50], [51], [52] y alumbrado. Para la identificación de los procesos susceptibles de mejora se debe llevar a cabo un estudio detallado de los consumos. Una opción más rápida y fiable es acudir a un experto externo que sea capaz de encontrar, gracias a la experiencia, elementos de la instalación cuyo funcionamiento resulte sencillo mejorar.

En ocasiones, en una instalación existen procesos que consumen energía de manera continua innecesariamente, puesto que esta energía solo es útil en determinados periodos de tiempo. Las Empresas de Servicios Energéticos y los expertos en temas de auditorías energéticas y eficiencia energética pueden identificar estas mejoras e informar al usuario o al encargado del control de las instalaciones. A continuación, mediante un cambio, en ocasiones mínimo, se mejora sustancialmente la eficiencia de la instalación, bien reduciendo la energía consumida o bien obteniendo un beneficio económico por el traslado de cargas entre distintos periodos de facturación.

Los ahorros obtenidos con este tipo de acciones son, en ocasiones, muy importantes dentro del proceso al que afectan, llegando a porcentajes de energía del orden del 50%. Una vez implantada la mejora se puede evaluar su beneficio y rentabilidad que se mantendrán a lo largo del tiempo, ya que se trata de acciones que mejoran el control de las instalaciones permitiendo un uso más eficiente a partir de su implantación.

Por tanto, la metodología que se utiliza en este estudio es la que se ilustra en la Figura 4.1.

Cabe resaltar la importancia de la intervención de un experto externo para identificar la idea que puede convertirse en un ahorro importante. Así mismo, es importante notar que se trata de ahorros duraderos, fruto de acciones sencillas y puntuales.

A continuación se analizan los ahorros obtenidos en tres instalaciones completamente diferentes pertenecientes a la UPV. Los resultados que se muestran a continuación han sido enviados como artículo de investigación para su publicación en una revista científica de alto índice de impacto y se encuentran actualmente en fase de revisión [53].

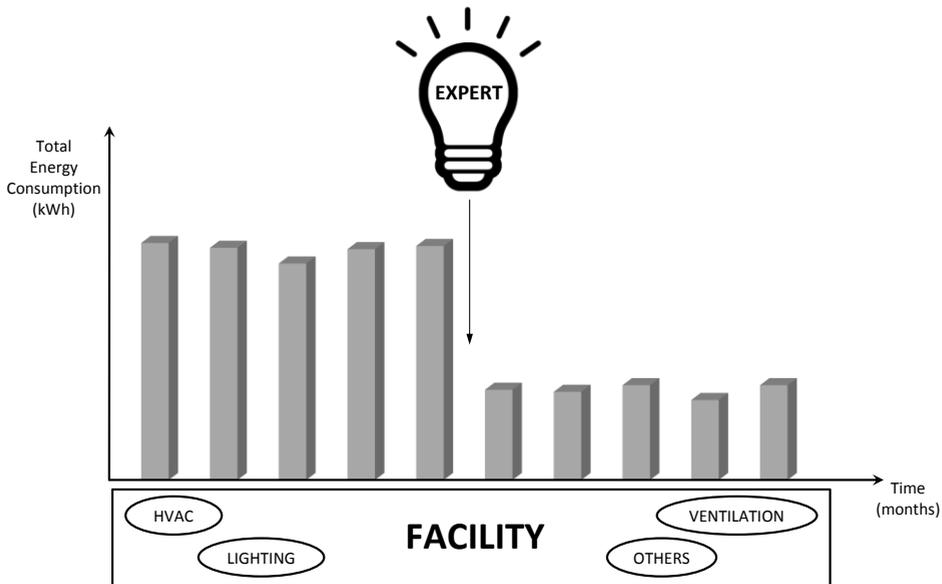


Figura 4.1 Representación simbólica de la metodología empleada en este estudio

4.7.2.1. Tarifa del consumo eléctrico en la UPV

En una factura eléctrica existe un término por la potencia contratada y otro por la energía consumida. En la Universitat Politècnica de València la tarifa de suministro eléctrico consta de 6 periodos. Cada uno de estos periodos tiene un precio distinto según la potencia de ese periodo y el consumo en kWh. En el periodo punta el precio de la energía es aproximadamente hasta 2.5 veces el del periodo valle en algunas épocas del año. La definición horaria de los periodos se programa para un año y se define para cada mes de ese año (los periodos varían cada mes).

4.7.3. 8G - Ciudad Politécnica de la Innovación

El edificio 8G de la Universitat Politècnica de València forma parte de la llamada Ciudad Politécnica de la Innovación (CPI). Se trata de un gran edificio que cuenta con

laboratorios y oficinas. En total, este edificio cuenta con 7 plantas en las que un personal de unos 610 trabajadores se distribuye a lo largo de una superficie total de 15.304 m².

En el edificio 8G el consumo principal es debido a la climatización. El aire acondicionado está generado por fan coils principalmente. La curva de consumo muestra una potencia cercana a los 450 kW durante la punta, 150 kW de base y un consumo en sábados que oscila entre los 150 kW en la base y los 275 kW en la punta (días en los que la jornada laboral es solo de mañana). A continuación se muestra el consumo de estas instalaciones en las diferentes épocas del año para días laborables (Figura 4.2) y sábados (Figura 4.3).

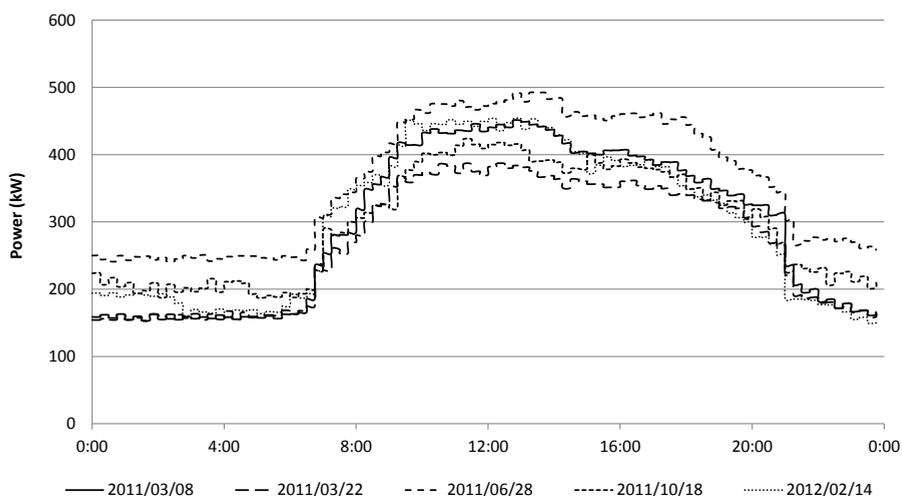


Figura 4.2 Consumo del edificio 8G en días laborables

El funcionamiento de los fan coils inicialmente era continuo, de manera que la ventilación no se detenía al alcanzar la temperatura de consigna. La modificación que se ha llevado a cabo para conseguir un ahorro energético y económico ha sido cambiar el modo de funcionamiento [54] de los fan coils de manera que una vez alcanzada la temperatura de consigna se detenga la ventilación. Esto provoca grandes ahorros en algunas épocas del año, pero los ahorros en verano no son muy elevados, ya que con las condiciones extremas de los días calurosos de verano, no se llega a alcanzar apenas la temperatura de confort y la ventilación se queda en marcha todo el tiempo.

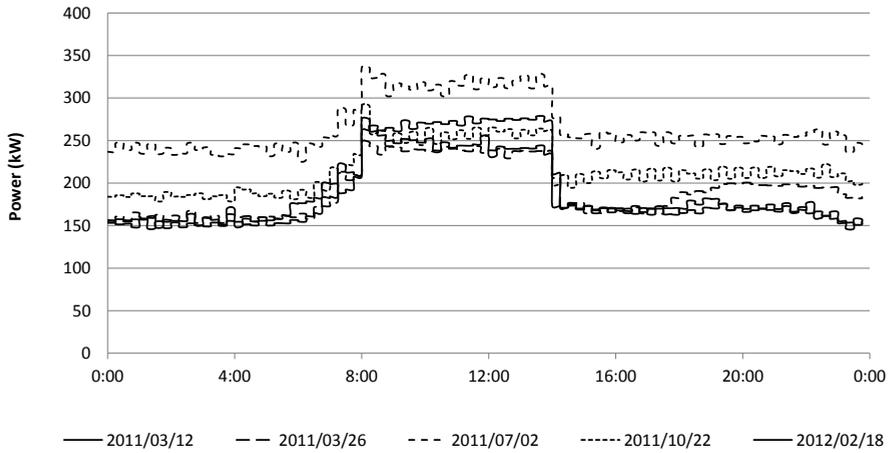


Figura 4.3 Consumo del edificio 8G en sábados

En la Figura 4.4 se muestra la comparación entre días similares antes y después del cambio para un día laborable. La misma comparación se muestra en la Figura 4.5 para los sábados.

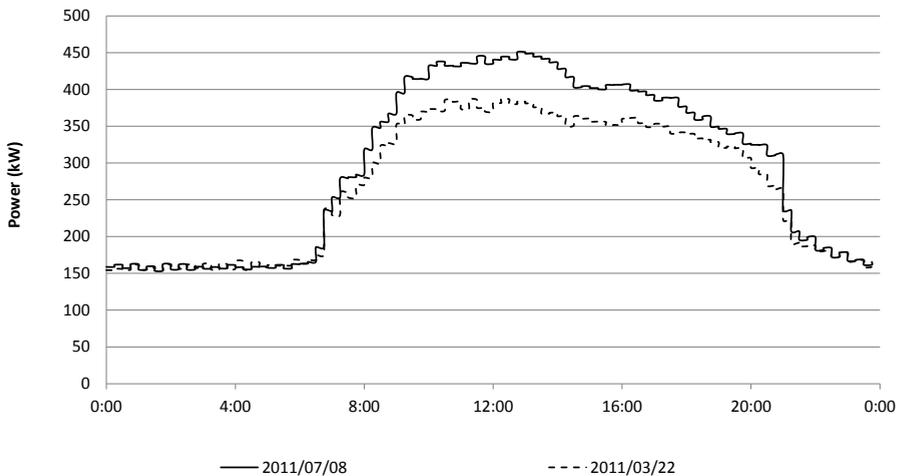


Figura 4.4 Consumo del edificio 8G en días laborables antes y después de los cambios

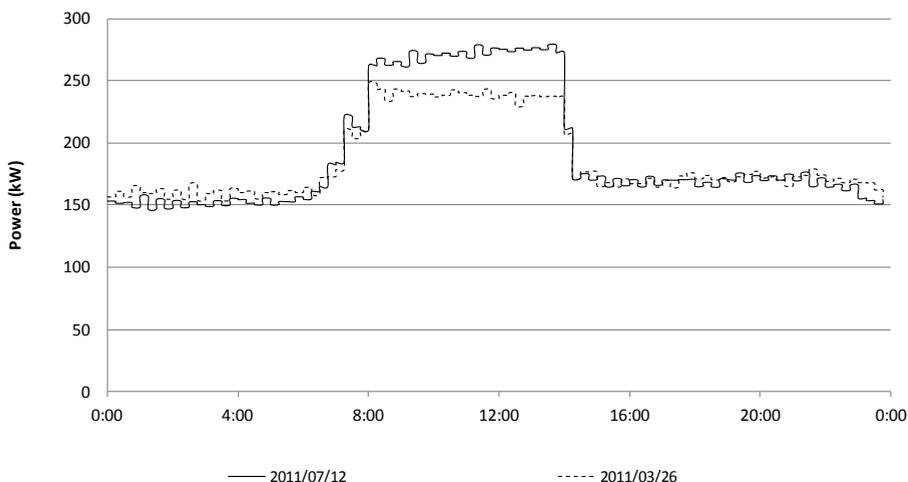


Figura 4.5 Consumo del edificio 8G en sábados antes y después de los cambios

Como puede observarse, se consigue un ahorro en los días laborables e incluso en los sábados. La potencia evitada con esta medida es de alrededor de 100 kW. El ahorro energético que esto supone es de un 10% en los días laborables y de un 1% en los sábados.

En verano el ahorro es menor por las causas comentadas anteriormente. La energía total ahorrada con esta medida es de 161.870 kWh/año. Teniendo en cuenta los precios de la energía para la Universitat Politècnica de València, con una tarifa de 6 periodos como la que se disponía en el momento de implementar la acción en la que el precio en periodo punta es más caro que en el valle, el ahorro económico anual obtenido con esta medida es de 14.178€, sin tener en cuenta la inflación. Dado que no se requieren inversiones nuevas, no se necesita otro tipo de estudios económicos.

4.7.4. 4P - ETS de Ingenieros de Telecomunicación

El edificio de la escuela de Ingeniería de Telecomunicaciones cuenta con un sistema de climatización que afecta a una superficie total de 6.353 m² con 380 usuarios. En la configuración inicial, el sistema de ventilación se mantenía encendido desde las 07:00 hasta las 22:00. Para optimizar este funcionamiento se ha propuesto controlar la ventilación con el fin de que únicamente actúe cuando sea necesario. De esta forma, solamente cuando la temperatura no alcance la consigna deseada y se desee un control sobre la misma se encenderá la ventilación para lograr una temperatura de confort en las instalaciones [49], [55].

Para evaluar esta medida se toman cuatro enfriadoras y se mantiene una como base, haciendo modificaciones en las otras tres. Estas tres enfriadoras son de diferentes espacios dentro del edificio, con lo que en promedio pueden representar bien las instalaciones en general de este edificio.

Con el modo de funcionamiento inicial, el comportamiento de la ventilación para días del mes de abril era el que se presenta en la Figura 4.6 (enfriadora de base).

El consumo de la ventilación se va a suponer unitario, es decir, una potencia de 1kW constante cuando está encendida. De esta forma, los cálculos del ahorro se realizarán para una potencia de una unidad, y serán proporcionales a la potencia instalada.

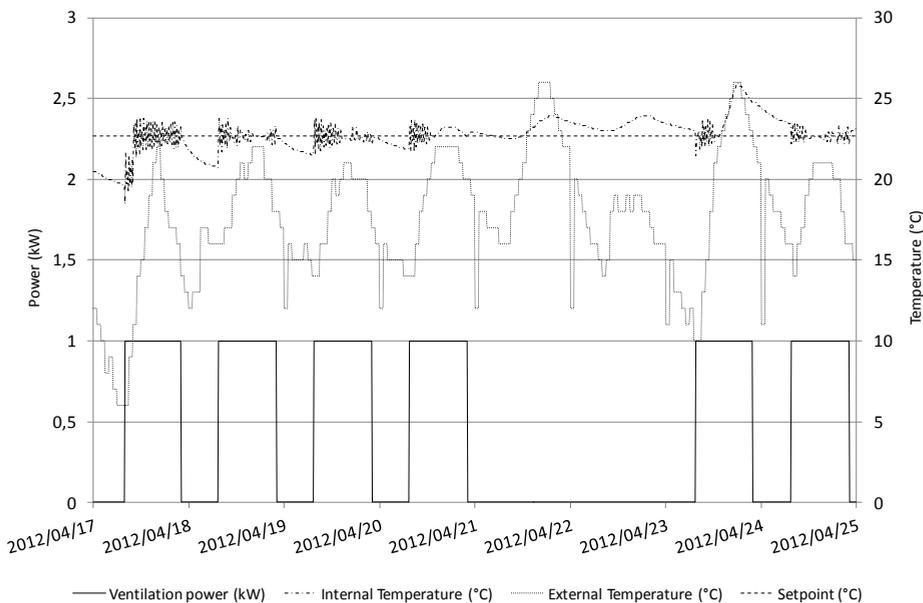


Figura 4.6 Consumo de ventilación en las enfriadoras de la escuela de telecomunicaciones antes del cambio

Este modo de funcionamiento ha sido modificado como se ha comentado anteriormente para que el funcionamiento de los sistemas de ventilación sea intermitente. Esta climatizadora se mantiene como base para el estudio y se llevan a cabo modificaciones en las otras tres climatizadoras. Con estos cambios, el nuevo perfil de consumo para los sistemas de ventilación de las otras tres climatizadoras es el que se muestran en la Figura 4.7, la Figura 4.8 y la Figura 4.9.

El ahorro obtenido es tanto mayor cuanto más tiempo sea prescindible el uso de la ventilación por tener una temperatura de confort en las instalaciones. Como puede observarse en la Figura 4.8, hay casos en los que el consumo de ventilación es prácticamente innecesario.

En algunas épocas el ahorro conseguido en el sistema de climatización es altísimo. En otras épocas el ahorro sigue siendo considerable, pues la ventilación se utiliza de manera intermitente, lográndose una reducción notable del tiempo de encendido, como se puede observar en las anteriores gráficas.

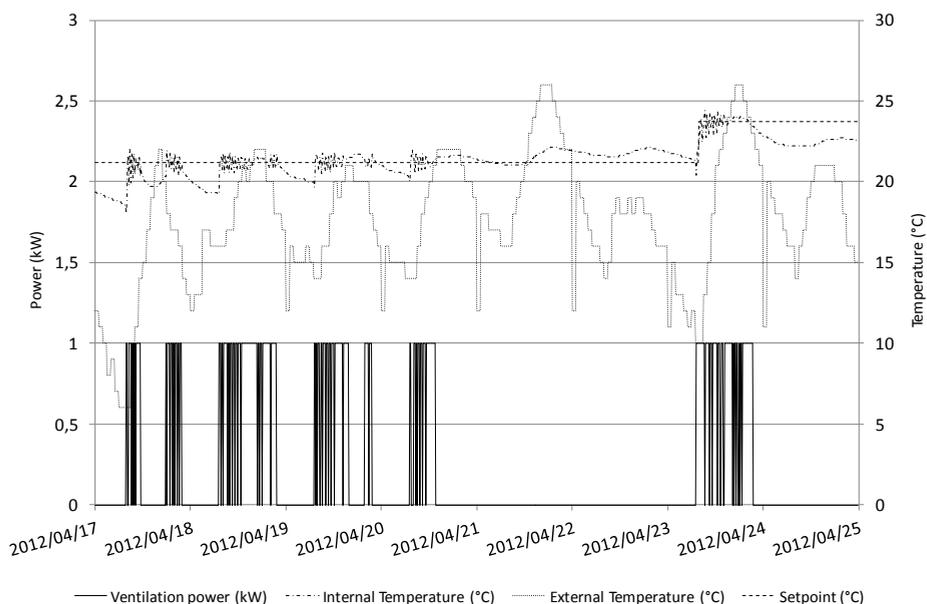


Figura 4.7 Consumo de ventilación de la enfriadora 1 tras el cambio

Esta acción de eficiencia energética produce un ahorro energético y económico en los sistemas de ventilación de todas las climatizadoras afectadas a lo largo del año. Se han modificado tres climatizadoras y en promedio se ha obtenido un ahorro del 47% del consumo en marzo, un 70% en abril y un 34% en junio. En un periodo de un año, el ahorro promedio obtenido es de un 50% de la energía consumida por los sistemas de ventilación. Esto se corresponde con un ahorro anual de 51.460 kWh, lo que representa, al precio actual de la energía, una cantidad de 4.525 € anuales.

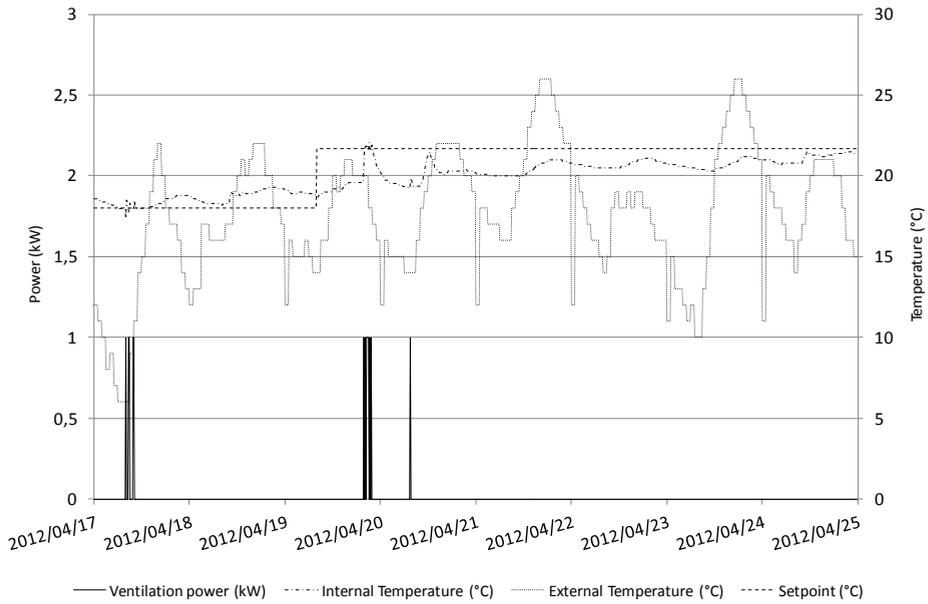


Figura 4.8 Consumo de ventilación de la enfriadora 2 tras el cambio

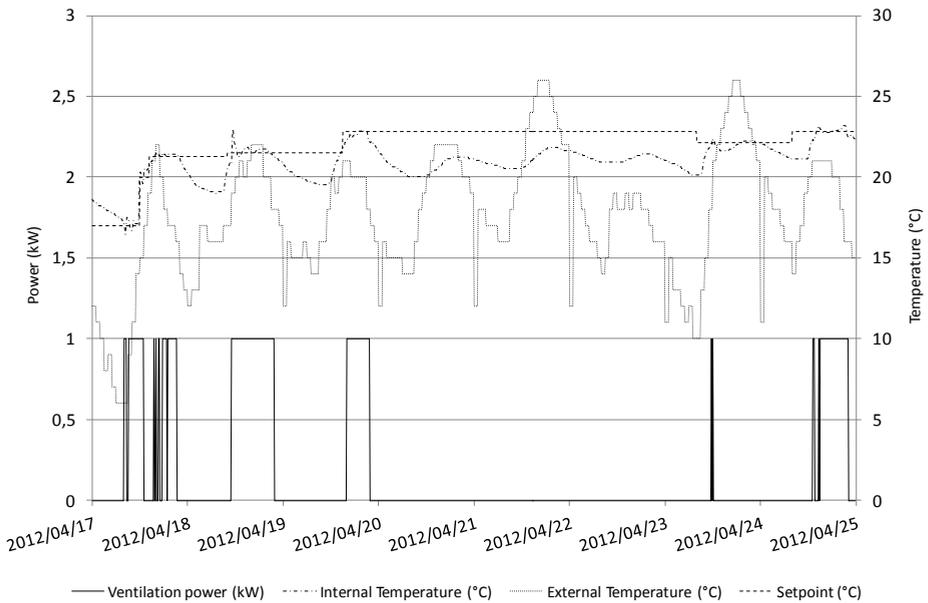


Figura 4.9 Consumo de ventilación de la enfriadora 3 tras el cambio

4.7.5. 8I-8J - Invernaderos

En el edificio 8I-8J de la Universitat Politècnica de València se encuentran unos invernaderos cuya superficie total es de 1.488 m² con una ocupación de unos 50 usuarios. El consumo eléctrico de las instalaciones de estos invernaderos se destina a dos fines bien diferenciados: el consumo de aire acondicionado y el consumo de alumbrado. Para mejorar la eficiencia de estas instalaciones y lograr ahorros significativos se ha llevado a cabo un estudio del modo de consumo existente.

La potencia consumida oscila entre dos niveles diferentes. Por un lado, el consumo nocturno es prácticamente constante desde poco después de las 00:00 hasta poco después de las 06:00, de unos 80 kW. Por otro lado, el consumo durante las horas de luz se mantiene entre los 300 kW y los 500 kW dependiendo de la época del año (mayor consumo en verano que en invierno debido a la refrigeración de las cámaras fundamentalmente). El consumo del alumbrado se ha medido mediante ensayos y la potencia que se observa es de 130 kW. En la Figura 4.10 se muestran las curvas de consumo de un día típico de cada estación en este edificio. El elevado consumo en verano es debido a que es necesario reducir las altas temperaturas que se alcanzan y a la refrigeración de las cámaras frigoríficas

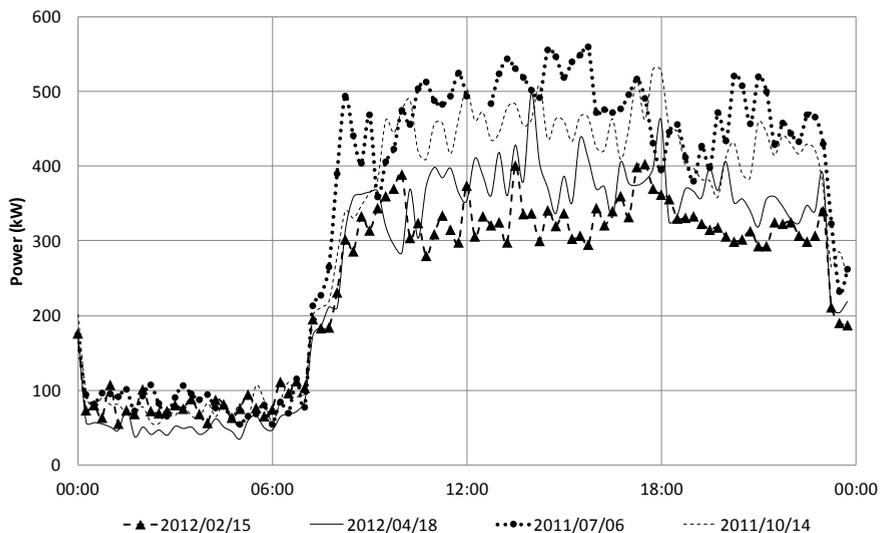


Figura 4.10 Consumo de los invernaderos del edificio 8I-8J antes de los cambios.

En estas instalaciones se propone llevar a cabo modificaciones en el consumo reajustando los parámetros de control. La climatización se ve fuertemente influida por el alumbrado de las cámaras. Por otro lado la luz y la meteorología afectan al consumo de

los invernaderos. Por tanto se deberían llevar a cabo modificaciones en los horarios de alumbrado y climatización [56], [57]. No obstante, se vio suficiente con actuar sobre el alumbrado, ya que los usuarios no se mostraron de acuerdo con llevar a cabo ningún cambio en la climatización. Teniendo en cuenta la tarifa de la UPV formada por 6 periodos y sus precios, resulta muy interesante intentar desplazar los consumos de la punta al valle (de las horas centrales del día a la noche). Esto es la base de las medidas propuestas para estas instalaciones.

En primer lugar se ha propuesto adelantar el horario de la luz de los invernaderos, de manera que se encienda a las 06:00 en lugar de a las 07:00 y se apaguen a las 22:00 en lugar de a las 23:00. Con esto se traslada una hora de consumo de un periodo diurno al periodo valle.

Por otro lado, se hará lo mismo con las luces de las cámaras, pasando a encenderse a las 06:00 en lugar de a las 08:00 y a apagarse a las 22:00 en lugar de a las 00:00. Esto provoca un traslado de carga de dos horas de periodo caro a periodo barato.

Finalmente se llevan a cabo cambios en el horario de verano. Desde el 1 de julio entraba en funcionamiento tradicionalmente el modo de operación del horario de verano, durante el cual las luces de los invernaderos no se encendían. Se propone alargar este periodo, de manera que a partir del día 15 de junio ya se tendrá consumo de modo verano, ampliando en unos quince días este perfil de carga. Esta modificación (junto con las anteriores) puede observarse en la Figura 4.11 en la que se observan las diferencias en los horarios de encendido y apagado entre la situación inicial y ya final.

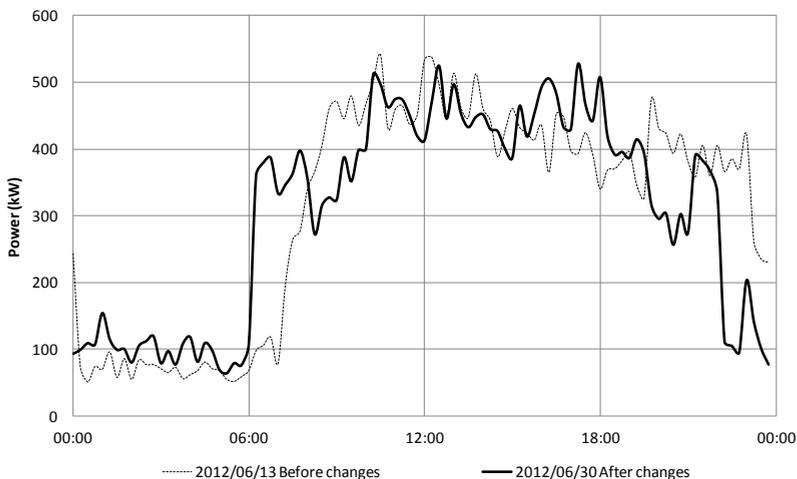


Figura 4.11 Consumo de los invernaderos del edificio 8I-8J antes y después de los cambios

4.7.6. Discusión de los resultados

En este estudio, se han presentado dos acciones de eficiencia diferentes en sistemas de ventilación. Estas consisten en reducir el tiempo de uso de este proceso ajustando los parámetros de control y el modo de operación. Además, se ha presentado una acción de mejora de eficiencia en iluminación. Estas medidas se han ejecutado en diferentes tipos de edificios, alcanzando ahorros similares en porcentaje respecto de la energía total consumida por los edificios. Existen muchas otras acciones que pueden llevarse a cabo en los usos finales de los edificios [44].

La Tabla 4.2 muestra un resumen de los resultados obtenidos mediante las acciones descritas.

Edificio	Área (m ²)	Usuarios	Ahorros anuales			Inversión (€)	Plazo de recuperación de la inversión (años)
			%	Energía (kWh)	€		
8G	15.304	610	11	161.870	14.178	385	0.027
4P	6.353	380	12	51.460	4.525	490	0.108
8I-8J	1.488	50	8	21.164	2.021	320	0.158

Tabla 4.2 Resumen de resultados

Tal como puede observarse en la Tabla 4.2, el plazo de recuperación de la inversión (calculado como la inversión dividida por el ahorro anual) de este tipo de acciones, siguiendo la metodología propuesta, es muy corto. Esto se debe a la baja inversión necesaria para implementar estas medidas, pues el único coste a tener en cuenta es el tiempo de un experto y el coste de los aparatos de medida para el estudio. Por tanto, cabe destacar la importancia del rol de un experto puntual. La correcta identificación de estas acciones permitirá obtener ahorros significativos que se mantendrán con los años sin apenas mantenimiento. El experto debe ser capaz de encontrar todas estas mejoras potenciales y dar el consejo adecuado al consumidor de una manera eficiente. Este experto es usualmente una persona externa con amplia experiencia en auditorías energéticas y eficiencia energética.

Estos ahorros pueden conseguirse en diferentes tipos de edificios, como se ha mostrado en este estudio. Cada ejemplo se trata de un tipo diferente de instalación, con diferentes superficies y números de usuarios, pero en todos ellos se ha mejorado la eficiencia en un ratio similar, con ahorros cercanos al 10% del total de energía consumida por los edificios. Normalmente, cuanto mayor es el ahorro energético, mayor es el coste evitado, no obstante, nótese que algunas acciones (relacionadas con la gestión de la demanda) aprovechan la diferencia entre los precios de diferentes periodos. Esta diferencia puede incrementar el ahorro obtenido con una cierta acción, reduciendo el coste de la energía consumida.

4.7.7. Conclusiones de este caso práctico

La principal conclusión de este trabajo de investigación experimental es que se pueden obtener ahorros significativos, entre el 5% y el 15% del total de energía demandada, mediante la implementación de acciones simples en distintos tipos de edificios. Asimismo, ahorros económicos significativos pueden ser obtenidos sin necesidad de implementar grandes cambios en los procesos que consumen energía, mediante la implementación de rápidas acciones de eficiencia y gestión que permanecerán durante años sin precisar un mantenimiento minucioso. Esto resulta en un nuevo enfoque de eficiencia energética, puesto que un experto puntual puede ofrecer estudios y análisis simples y efectivos que permitirán a los usuarios ahorrar energía sin cambios costosos ni altas inversiones. Estos ahorros son mantenidos en el tiempo y no comprometen el confort de los trabajadores ni la calidad del proceso desarrollado en las instalaciones.

Otro punto esencial es la importancia del experto externo para identificar todas estas acciones simples que permitirán ahorros con poco esfuerzo. Este experto será capaz de identificar, gracias a la experiencia en el campo, consumos innecesarios o procesos críticos que pueden ser fácilmente modificados con el fin de aumentar el rendimiento de las instalaciones analizadas, alcanzando así ahorros económicos importantes. El rol de este experto es especialmente importante en instalaciones de tamaño no muy grande en las que no es común hallar a un ingeniero de energía que se encargue de efectuar este tipo de estudios y revisiones.

En los ejemplos descritos en este estudio, se han alcanzado ahorros cercanos al 10% de la factura anual en diferentes tipos de edificios de la Universitat Politècnica de València. Estos ahorros son identificados como resultado del estudio y análisis de los procesos en las instalaciones. Este tipo de análisis permite al personal experimentado identificar los consumos que resultan prescindibles y los cambios en los procesos que pueden proporcionar ahorros y mejorar la eficiencia global de las instalaciones.

4.8. La importancia de la fase de diseño de los edificios

Para conseguir que las SGs acaben siendo una realidad y que su funcionamiento sea satisfactorio es imprescindible tener en cuenta los conceptos vistos de eficiencia energética, gestión y DR desde la propia planificación y diseño de los edificios. A continuación se resumen algunos resultados interesantes conseguidos en edificios que fueron diseñados para aprovechar el potencial de enfriamiento de la ventilación natural. El autor colaboró en la elaboración de los informes que aquí se resumen durante su estancia en la Brunel University de Londres en 2014. Estos ejemplos son algunos de los muchos casos que se pueden encontrar en páginas web como la de Build Up [58].

4.8.1. Edificio Solar XXI en Lisboa

Como su nombre indica, Solar XXI se creó con el objetivo de hacer un uso extensivo de la exposición solar [59]. El edificio está construido para proporcionar una alta capacidad térmica interna con aislamiento externo de poliestireno expandido de 5 cm de grosor tanto en las paredes como en el techo para reducir las ganancias y pérdidas de conducción de calor. La fachada principal está orientada al sur y contiene la mayoría de los cristales del edificio así como el apoyo de 100 m² de paneles fotovoltaicos.

La disposición del acristalamiento está pensada para optimizar la ganancia solar pasiva en la temporada de calefacción. Una matriz montada en el techo de 16 m² de colectores solares proporciona calefacción adicional y el suministro de agua caliente sanitaria. Para el suministro de agua caliente procedente de los colectores solares puede utilizarse también una caldera de gas de condensación.

La electricidad proviene de unos paneles fotovoltaicos de 100 m² montados en la fachada sur y una serie de paneles situados sobre el aparcamiento cercano para proporcionar sombra a los vehículos. La potencia pico total instalada es de 18 kWp. Cuando sea necesario, la electricidad suministrada por los paneles fotovoltaicos se puede completar mediante apoyo de red.

Solar XXI no cuenta con ningún sistema de refrigeración activa, por tanto, se incorporan una serie de medidas de diseño para reducir la carga de calor del verano. Se colocaron persianas venecianas fuera del acristalamiento para limitar la radiación directa incidente. La ventilación natural en condiciones favorables se promueve a través de la utilización de las aberturas de la fachada y entre los espacios internos, junto con las ventanas del claristorio que pueden abrirse a nivel del techo. Cuando estos métodos son insuficientes, el aire de entrada puede ser preenfriado mediante su succión por pequeños ventiladores a través de una serie de 32 tubos subterráneos. Cada tubo tiene un diámetro de 30 cm, una longitud de 20 metros y está enterrado a una profundidad de 4,6 m.

Se ha prestado atención a la iluminación natural, permitiendo su uso siempre que sea posible. En el centro del edificio hay un lucernario que proporciona luz natural a los pasillos y habitaciones orientadas al norte de las tres plantas. La potencia de iluminación artificial instalada es de 8 W/m².

4.8.1.1. Aspectos aprendidos del edificio Solar XXI

Cuando un edificio utiliza un amplio abanico de técnicas pasivas, es importante que los usuarios del edificio comprendan cómo funcionan y cuál es la mejor manera de utilizarlos. Solar XXI no es una excepción a este requisito. Así, es necesario, por

ejemplo, que los ocupantes sepan cómo manejar las lamas de sombreado y las válvulas de entrada y salida de aire del sistema de ventilación natural.

Un posible método de mejora sería la instalación de un sistema de control automático que actúe de acuerdo a las condiciones interiores y exteriores. Otra opción para mejorar sería la extensión de la refrigeración de aire a través del suelo para abastecer a las habitaciones orientadas al norte que, en la actualidad, no tienen ningún método de enfriamiento.

4.8.2. Edificio Rijkswaterstaat en los Países Bajos

Los objetivos de diseño de este edificio de oficinas de 1.750 m² fueron desarrollar un edificio sostenible, ecológico e integrado con su entorno y proporcionar un alto nivel de control individual y asegurar el confort de los ocupantes [60].

En la construcción se utilizaron materiales sostenibles, principalmente madera, y se proporcionó un alto nivel de aislamiento. Ante la ausencia de un suministro de gas natural para este lugar, el agua del canal adyacente se utiliza como fuente para una bomba de calor que suministra una pared de baja temperatura y un sistema de calefacción por suelo radiante.

El edificio está diseñado para aprovechar al máximo la iluminación natural y la captación solar para la calefacción pasiva en invierno. En verano, la ganancia de calor se reduce mediante el uso de sombreado externo y sus efectos son minimizados gracias a la disposición de masa térmica en las paredes y techos, junto con la ayuda de la ventilación nocturna.

El edificio aprovecha la ventilación natural usando un sistema con aberturas de entrada controladas electrónicamente. El agua caliente sanitaria se obtiene mediante un colector solar y para el suministro eléctrico se cuenta con la ayuda de 54 m² de paneles fotovoltaicos.

4.8.2.1. Aspectos aprendidos del edificio Rijkswaterstaat

Los ocupantes perciben el edificio y el ambiente interior como agradable y muestran una cantidad significativamente menor de quejas que en otros edificios con un uso similar.

Aunque el edificio funciona correctamente, su consumo de energía primaria anual corresponde al 57% del edificio de referencia, por lo que el ahorro de energía es menor que el 46% predicho por la simulación realizada en la etapa de diseño. Esto puede ser el resultado de las diferencias entre el edificio construido y las hipótesis de diseño o puede deberse a la forma en que el edificio es utilizado por los ocupantes. Sin

embargo, a pesar del tiempo transcurrido desde su diseño este edificio es considerado como muy sostenible en los Países Bajos.

Proporcionar luz diurna en las superficies de trabajo puede no ser suficiente para evitar la iluminación artificial, puesto que muchos ocupantes encenderán las luces si perciben una zona oscura en el espacio cercano.

Se experimentaron dificultades para la obtención de materiales sostenibles (lana, arcilla, madera) con un nivel suficiente de calidad.

4.9. Conclusiones del capítulo

En este capítulo se han tratado tres conceptos fundamentales y relacionados entre sí: eficiencia, gestión energética y DR. Todos ellos son claves para el diseño y la operación de las SGs. En las redes inteligentes del futuro se pretende contar con instalaciones eficientes, sistemas de gestión y control de los diferentes recursos energéticos y una participación activa de la demanda en los mercados energéticos, prestando un servicio al sistema para garantizar la fiabilidad del suministro y la seguridad del sistema.

Desde el punto de vista de la eficiencia y la gestión, se ha creado un extenso listado de medidas (véase apéndice 2), un listado de los procesos y elementos en los que se puede actuar con mayor frecuencia en las instalaciones y una propuesta de clasificación de las acciones de eficiencia y gestión. Este trabajo va en la línea de facilitar el proceso de M&V de las acciones implementadas.

La eficiencia y la gestión son conceptos a tener en cuenta desde la fase de diseño de los edificios, pues existen algunas ventajas significativas de ciertos aspectos constructivos, tales como la ventilación natural o la iluminación natural, que pueden resultar en grandes ahorros durante la fase de explotación de las instalaciones. También, la disponibilidad de sistemas de generación energética distribuida mediante fuentes renovables y sistemas de almacenamiento energético pueden ser aspectos clave para el desarrollo de la DR, a la vez que son elementos fundamentales de las SGs

En el capítulo se han mostrado algunos ejemplos de acciones de eficiencia y gestión en edificios de la Universitat Politècnica de València, resaltando dos aspectos básicos:

- Se pueden obtener ahorros significativos (entre un 5% y un 15% del consumo total de un edificio) mediante un análisis de las instalaciones y acciones sobre el sistema de gestión y control del edificio. Además estos ahorros son duraderos y no tienen grandes requisitos de mantenimiento.
- La presencia de un experto en eficiencia y gestión energética, como el personal de una **ESCO**, es de gran ayuda para la identificación de las

mejoras potenciales en los sistemas de los edificios a partir de un sencillo estudio preliminar.

Como se analizará posteriormente, la M&V de ahorros es una tarea compleja y en la que existen muchas mejoras a desarrollar actualmente. No obstante, es una tarea absolutamente imprescindible para las SGs y especialmente para la DR. En capítulos posteriores se hará una revisión de los protocolos de M&V existentes, proponiendo mejoras y adaptaciones para su uso en DR. Además, se propondrá un proceso de certificación para la DR y algunas metodologías de M&V aplicables tanto en acciones de eficiencia y gestión como en DRP.

CAPÍTULO 5. MEDIDA Y VERIFICACIÓN DE AHORROS ENERGÉTICOS

5.1. Introducción

Uno de los mayores problemas de la DR, común también a la eficiencia y la gestión de energía, es la dificultad de medir el ahorro obtenido. Mientras que el consumo es sencillo de medir, el ahorro, que puede ser entendido como el consumo evitado, resulta mucho más complicado de cuantificar. Para ello se han elaborado distintos protocolos y metodologías que se revisarán en este capítulo.

En una instalación en la que se desea implementar un conjunto de acciones para participar de algún modo en un programa en el que el consumidor recibirá una retribución por adoptar un cierto comportamiento en cuanto al consumo de su instalación, es imprescindible elaborar un plan de M&V claro y consensuado entre las partes implicadas. En él deben recogerse las acciones a llevar a cabo, las retribuciones que el cliente debe percibir, la metodología a emplear para medir y verificar el cumplimiento del contrato por parte del consumidor (incluyendo los parámetros a medir, los cálculos a realizar, los ajustes oportunos, etc.), las penalizaciones derivadas del incumplimiento del programa, etc.

Para elaborar este plan de M&V y para ejecutar de una manera fiable este tipo de programas, es conveniente seguir las directrices establecidas en alguno de los protocolos desarrollados por distintos grupos de expertos. Entre este tipo de protocolos se encuentran algunos como el International Performance Measurement and Verification Protocol (IPMVP) desarrollado por la Efficiency Valuation Organization (EVO), el Federal Energy Management Program (FEMP) Guideline coordinado por un proyecto federal americano y el American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers (ASHRAE) protocol, entre otros.

5.2. Comparación de los principales protocolos existentes

La optimización continua es un procedimiento sistemático para asegurar que los sistemas electromecánicos de un edificio operan como mínimo de acuerdo con los criterios de diseño, pero sobre todo de acuerdo con las necesidades reales. Retrocommissioning (RCx), también llamado existing building commissioning (EBCx), es un proceso de verificación de sistemas completos aplicado a edificios existentes para determinar mejoras en las operaciones y el plan de mantenimiento y para implementarlas con el fin de asegurar un rendimiento permanente con el tiempo. El objetivo de este proceso es asegurar el correcto funcionamiento de los sistemas del edificio. De esta manera se optimiza no solo la manera en que funcionan el equipamiento y los sistemas, sino también la forma en que los sistemas trabajan juntos. Aunque este proceso puede incluir recomendaciones para mayores mejoras, la prioridad es la operación del edificio. Este proceso no es una alternativa al trabajo de reparación; de hecho, los problemas de gran importancia deben ser resueltos antes de que se pueda poner en funcionamiento el RCx [61].

Las tradicionales auditorías energéticas se centran en la sustitución de equipos o las posibilidades de mejoras energéticas, mientras que el RCx explora oportunidades para la operación a bajo coste y mejoras en el mantenimiento y la gestión óptima de materiales.

En este contexto, es importante conocer bien los protocolos existentes para seleccionar el mejor de cara a utilizarlo como referencia en los proyectos de RCx. Este protocolo debe ser simple y ofrecer un enfoque generalizado para facilitar el proceso de verificación de los ahorros resultantes de los proyectos.

Se requiere un plan especial para medir y verificar los ahorros obtenidos de los contratos de rendimiento energético y los impactos de la implementación de las medidas de ahorro. Para ello es útil conocer los distintos protocolos de M&V que existen. En primer lugar, existe el IPMVP desarrollado por EVO. Esta organización sin ánimo de lucro es apoyada por un gran número de suscriptores de todo el mundo. Entre los distintos documentos que ofrece, el IPMVP volumen I Concepts and Options for Determining Energy and Water Savings es el más relevante para esta materia, ya que presenta los diferentes enfoques de M&V desarrollados. En segundo lugar está el FEMP M&V guidelines versión 3.0 del DOE de los EEUU. Este protocolo fue editado para proporcionar directrices para apoyar el trabajo de las ESCO u otras entidades en proyectos de eficiencia energética en edificios públicos de América. Finalmente está el protocolo de M&V desarrollado por ASHRAE. ASHRAE es una compañía internacional con más de 50.000 miembros en diferentes países. Es una compañía líder en calefacción, refrigeración y aire acondicionado y ha desarrollado varios estándares y directrices utilizados por la mayoría de los profesionales. Se va a proceder a comparar estos tres protocolos y uno menos conocido de Australia.

Para hacer mejor esta comparación es necesario examinar la historia de estos protocolos, así como las entidades que se encargaron de desarrollarlos. El IPMVP y el FEMP fueron ambos producto del DOE. El IPMVP fue ordenado por el DOE para sustituir todos los protocolos existentes, la mayoría de los cuales eran inconsistentes. El IPMVP fue desarrollado para incluir los diferentes enfoques posibles y llegar a ser una referencia internacional. Al mismo tiempo, el departamento de energía estaba iniciando un gran programa de gestión energética para edificios públicos. Se creó un documento basado en el IPMVP, para proporcionar las directrices y los enfoques necesarios para la M&V de ahorros resultantes de los contratos de rendimiento energético en edificios públicos. FEMP guidelines versión 3.0 está basado en el IPMVP pero se orienta principalmente a las situaciones y modificaciones en edificios del gobierno. El ASHRAE guideline 14 se hizo público en el año 2000 pero existe una versión privada desde 1993, lo que lo convierte en el más antiguo de todos. Los enfoques proporcionados se clasifican en tres categorías: simulación calibrada, instalación completa y acción aislada. Los tres protocolos presentan básicamente los mismos enfoques con pequeñas diferencias para el caso del aislamiento de la medida. El IPMVP ofrece un enfoque y una estructura más general, el documento FEMP guidelines es una aplicación específica del IPMVP para edificios federales y el ASHRAE complementa IPMVP siendo un documento más técnico. A continuación se presentan las principales diferencias entre cada protocolo.

5.2.1. IPMVP volumen I

Desarrollado por un comité voluntario bajo el Departamento de energía (DOE) de los EEUU en 1994, la primera versión de este documento fue publicada en 1996 bajo el nombre de North American Energy Measurement and Verification Protocol (NEMVP). En aquellos tiempos, las inversiones en eficiencia energética eran reducidas debido a la considerable incertidumbre en cuanto a los ahorros obtenidos. Los protocolos de M&V que existían eran mayoritariamente inconsistentes, lo que aumentaba las dudas acerca del cálculo de los ahorros. Para reducir esta incertidumbre, se estableció un protocolo internacional describiendo los diferentes métodos aplicables para determinar los ahorros de energía y agua en un proyecto de eficiencia energética.

Hasta la fecha, el IPMVP se encuentra en su séptima versión, ha sido traducido a 14 idiomas, entre los cuales están el español, el catalán, el alemán, etc. Desde 2001, el comité encargado del IPMVP es la Efficiency Valuation Organization (EVO), una organización sin ánimo de lucro dedicada a mejorar el contenido del protocolo y a promocionar su uso. Este protocolo es gratuito y puede ser descargado desde la web de EVO.

El volumen 1 del IPMVP es un documento de soporte que describe las prácticas comunes para la medida, el cálculo y el seguimiento de los ahorros en proyectos de eficiencia energética y del agua para cada usuario final. El IPMVP presenta una

estructura y cuatro opciones de M&V para evaluar los ahorros de un proyecto de una manera transparente, coherente y fiable. Las actividades de M&V incluyen estudios in situ, medidas de flujo de energía o agua, seguimiento de variables independientes, cálculos e informes. Las actividades de M&V producen informes de ahorros fiables cuando se basan en el IPMVP.

El volumen I presenta los cuatro posibles enfoques (descritos en la Tabla 5.1) e incluye ejemplos para cada uno de ellos. También explica los principios de la M&V, la estructura de un plan de M&V y da algunas explicaciones acerca de los límites de medida, los ajustes, el periodo de medida y el informe.

Este documento es aplicable para proyectos de eficiencia energética, ahorro de agua o energías renovables en edificios comerciales o industriales. A través de los contenidos del IPMVP es posible atender y ayudar a cualquier usuario, desde el inexperimentado hasta el experto, en el desarrollo de un plan de M&V adecuado para un proyecto. También se describen aspectos relacionados con la incertidumbre y se ofrece ejemplos que ilustran y aclaran el uso de las metodologías descritas.

Este es el documento más extendido de los que existen disponibles hoy en día.

Opciones del IPMVP	Descripción
Opción A - Verificación aislada de la medida de ahorro energético: medición del parámetro clave	Este enfoque requiere la medida en campo de los parámetros clave de rendimiento que determinan el uso de energía de los sistemas afectados por las medidas de ahorro energético. Los ahorros energéticos se calculan mediante medidas de campo de los parámetros clave y la estimación de otros parámetros. Dichas estimaciones pueden ser basadas en datos históricos o en especificaciones de los fabricantes.
Opción B - Verificación aislada de la medida de ahorro energético: medición de todos los parámetros	Esta opción es similar a la opción A, salvo que se deben medir todos los parámetros necesarios para calcular el ahorro obtenido mediante la acción implementada.
Opción C - Verificación de toda la instalación	Para este enfoque, la energía ahorrada se determina mediante la medición del consumo de energía de toda la instalación. Las medidas del consumo de gas y electricidad de la compañía suministradora son utilizadas para determinar la baseline y el ahorro obtenido.
Opción D - Simulación calibrada	Este último enfoque utiliza una simulación calibrada mediante un software profesional aplicada a toda la instalación completa. El software modela el funcionamiento del edificio y sus instalaciones y se utilizan simulaciones calibradas para determinar el uso de energía en el sistema objeto de estudio.

Tabla 5.1 Descripción de los enfoques basada en el IPMVP volumen I

5.2.2. FEMP M&V guidelines versión 3.0

Siguiendo las políticas energéticas desarrolladas a partir de la década de los 90, con los objetivos de reducir el consumo energético de los edificios públicos para el año 2010, el DOE de los EEUU lanzó el FEMP. Para alcanzar estos objetivos, el FEMP incentiva el uso de expertos y técnicos del sector privado a través de contratos de rendimiento energético.

El documento FEMP M&V guidelines versión 3.0 fue desarrollado para proporcionar métodos específicos y directivas de M&V de los ahorros energéticos obtenidos con los contratos de rendimiento energéticos para edificios públicos. Contiene procedimientos y directrices para cuantificar los ahorros resultantes del uso de cogeneración, energías renovables, conservación de agua y proyectos de equipamiento de eficiencia energética.

Los diferentes métodos de M&V explicados en el documento son los que se presentan en la Tabla 5.2.

Enfoques	Descripción
Opción A - Verificación aislada de la medida de ahorro energético: medición del parámetro clave	Este método se aplica al sistema afectado por las medidas de ahorro energético implementadas. Para calcular el ahorro energético, ciertos parámetros serán medidos y otros se estimarán utilizando datos históricos del edificio o especificaciones de los fabricantes. Se pueden utilizar también estimaciones únicamente, pero es altamente recomendable la medida de parámetros.
Opción B - Verificación aislada de la medida de ahorro energético: medición de todos los parámetros	Este método se aplica al sistema afectado por las medidas de ahorro energético implementadas. Deben medirse todos los parámetros necesarios para calcular el ahorro energético.
Opción C - Análisis de datos de la instalación	Este método se aplica a toda la instalación. Los ahorros se calculan mediante los datos de los medidores de las compañías suministradoras.
Opción D - Simulación calibrada por ordenador	Este método se aplica a toda la instalación o a los subsistemas afectados por las medidas de ahorro energético. Los ahorros de energía se miden utilizando una simulación basada en estimaciones ingenieriles, sustitución o cambios en equipos y datos de los medidores de las instalaciones.

Tabla 5.2 Descripción de los enfoques basada en el documento FEMP M&V Guidelines versión 3.0

En función de las condiciones de cada caso, el gestor del proyecto debe elegir la opción que describe mejor la situación y usar el método proporcionado para demostrar los ahorros de las acciones de ahorro energético implementadas.

Este documento es esencialmente una aplicación del IPMVP para edificios públicos. Proporcionan las directrices requeridas para conseguir el nivel mínimo aceptable de medida de ahorros energéticos para una transacción comercial basada en dicho ahorro. Este protocolo también ofrece directrices y ejemplos más detallados que el IPMVP para los enfoques aplicables a ciertas medidas de ahorro energético normalmente implementadas en el sector público. El objetivo es proporcionar unas pautas y planes de medida específicos adaptados a la mayoría de las medidas implementadas usualmente en un edificio. Otros protocolos simplemente presentan un marco general para el desarrollo de un enfoque de medida y la preparación de planes para cada proyecto específico. En este documento también hay una sección completa para las medidas de ahorro de agua, presentada de acuerdo con los diferentes enfoques ofrecidos.

Mientras que en el IPMVP el enfoque de medir la acción aislada requiere medir al menos los parámetros clave, en este documento se permite la estimación de todos los parámetros primarios y secundarios.

La última actualización de este documento fue presentada en Abril de 2008. En la actualidad es gratuito y puede descargarse de la web del DOE. Este documento se usa casi exclusivamente en los EEUU mientras que los otros protocolos son de ámbito internacional.

5.2.3. ASHRAE GUIDELINE 14

La primera versión de este documento fue publicada por ASHRAE en Abril del año 2000, a raíz de la organización de un comité de expertos en 1993 para trabajar en la verificación de ahorros. Dicho documento se desarrolló para normalizar los cálculos de los ahorros resultantes de las acciones de ahorro energético. Estas directrices proporcionan el nivel mínimo que se considera aceptable para la M&V de ahorros energéticos para las transacciones comerciales.

Este protocolo fue desarrollado por un grupo de expertos técnicos. Ofrece diferentes enfoques, parámetros requeridos y procedimientos a seguir. El apéndice incluye documentación de instrumentos de medida, estimación de niveles de incertidumbre, técnicas de análisis de regresión y ejemplos de los enfoques presentados para diferentes sistemas. El documento tiene una gran profundidad técnica y desarrolla todos los aspectos de un modo suficientemente exhaustivo.

Los tres procedimientos para el cálculo de ahorros presentados en este documento son los que se describen en la Tabla 5.3.

Enfoques	Descripción
Edificio completo	Este enfoque utiliza el medidor general de la instalación, generalmente instalado por la compañía suministradora de electricidad, gas, combustible o agua caliente. Las acciones de ahorro energético pueden afectar a uno o más subsistemas del edificio. El uso de datos históricos es frecuentemente necesario para definir la baseline.
Medida aislada	Este método utiliza equipos de medida para aislar la energía consumida por los subsistemas afectados por la acción de ahorro implementada. La baseline se determina utilizando medidas tomadas antes de la implementación de la acción de ahorro. Todos los parámetros necesarios deben medirse.
Simulación calibrada del edificio completo	Este método se aplica a un edificio completo y utiliza software de simulación por ordenador para crear un modelo de demanda energética del edificio. Los parámetros afectados por la medida de ahorro energético son modificados en el modelo para obtener los ahorros resultantes.

Tabla 5.3 Descripción de los enfoques basada en la ASHRAE Guideline 14

Este documento es más técnico que los anteriores. Además de explicar los distintos procedimientos posibles, incluye una sección describiendo los instrumentos de medida, las técnicas de medida y los instrumentos de calibración.

En este protocolo se exige que en todo plan de medida se incluya un análisis y discusión de la incertidumbre. Este requisito no fue muy bien recibido en su momento por la comunidad, puesto que iba mucho más lejos de lo que el mercado estaba preparado para aceptar como un procedimiento. De hecho, el cálculo de incertidumbre es un aspecto técnico cuya relevancia ha ido creciendo en los últimos años y el IPMVP proporciona elementos para considerar estos aspectos en el diseño de planes de medida. La comunidad de especialistas en M&V mostró un profundo rechazo a este documento cuyo número de descargas ha sido muy inferior en comparación con el IPMVP.

En cuanto a la opción de medida de la acción aislada, según el documento de ASHRAE, todos los parámetros deben ser medidos, no se aceptan estimaciones en este enfoque.

5.2.4. Australia BPG-M&V

Esta guía fue elaborada en 2004 por la Australasian Energy Performance Contracting Association (AEPCA) con la ayuda del Innovation Access Program (IAcCP). La AEPCA es una asociación que representa la industria especializada en contratos de

rendimiento energético en Australia. Esta guía promueve el desarrollo de proyectos de eficiencia energética en Australia, un objetivo muy importante de la APECA.

Esta guía está principalmente basada en el IMPVP volumen I y utiliza los mismos enfoques (opciones A, B, C y D). También se basa en las directrices de ASHRAE y FEMP para la sección de la incertidumbre y la evaluación del coste de la M&V. En esta guía se describe la estructura de la M&V y los métodos y procedimientos utilizados para determinar ahorros energéticos con un ratio de incertidumbre aceptable.

Adicionalmente, existe una sección de tres páginas que describe cómo utilizar esta guía para otros proyectos que no sean contratos de rendimiento energético.

5.3. IPMVP

A la vista del análisis anterior, el IPMVP es una de las mejores opciones a la hora de establecer un plan de M&V para la evaluación del impacto de acciones de ahorro tanto de energía como de agua. El IPMVP es el marco de referencia más ampliamente utilizado para medir este tipo de ahorros. Se utiliza especialmente para los contratos de rendimiento energético donde los ahorros deben ser informados al cliente y deben conformar una base para el pago a una ESCO. El IPMVP presenta terminología común y define todos los conceptos necesarios para dar soporte a la discusión racional de los aspectos, a menudo conflictivos, de la M&V. Documenta el estado del arte, pero no especifica el diseño de los proyectos puesto que es un marco más general. Para aplicar los principios del IPMVP a la medida de ahorros para cada proyecto de energía se necesita un ingeniero especializado en M&V.

Uno de los objetivos principales del IPMVP es publicar buenas prácticas actuales de M&V, como aliciente para la seguridad del público en relación con los informes de ahorros. Por ejemplo, explica la necesidad de ajustar las diferencias existentes en el uso de la energía debidas a cambios en las condiciones entre el periodo de la baseline y los periodos de los informes de ahorros. El crecimiento en Estados Unidos de la industria de contratos de rendimiento es una de las consecuencias de la publicación del IPMVP. Su uso generalizado ha ayudado de manera similar a la industria de los contratos de rendimiento energético en todo el mundo.

El IPMVP es gratuito y se encuentra actualmente en su séptima versión traducido a 14 lenguajes. Éste documento ha sido citado en un gran número de sitios tal como puede comprobarse en la web de EVO. EVO tiene un programa de entrenamiento y certificación de personas con conocimientos demostrados y cualificaciones adecuadas acerca del IPMVP.

Este protocolo consta de varios volúmenes.

- El volumen I “conceptos y opciones para determinar ahorros de energía y agua” define la terminología y sugiere las buenas prácticas para documentar

la efectividad de los proyectos de eficiencia de agua y energía implementados en edificios e instalaciones industriales. Estos términos y prácticas ayudan a los gestores a preparar los planes de M&V, los cuales especifican cómo deben ser medidos los ahorros en cada proyecto. Un plan de M&V adecuado permite la verificación por medio de informes transparentes del rendimiento real de un proyecto.

- El volumen II “aspectos de la calidad ambiental interior” en realidad no revisa dichos aspectos, ya que estos pueden ser influenciados por los proyectos de eficiencia energética. En este documento se destaca el buen diseño de los proyectos y las prácticas de la implementación para mantener condiciones aceptables en el interior del edificio durante la ejecución de un proyecto de eficiencia energética. También indica cómo medir los parámetros de calidad ambiental interior para comprobar si las condiciones en el interior de los edificios han cambiado con respecto a las existentes durante la baseline a la hora de determinar los ahorros.
- El volumen III “aplicaciones” contiene guías y manuales del volumen I para aplicaciones específicas. Se tratan por un lado edificios de nueva construcción y por otro lado la adición de energías renovables a instalaciones existentes. Este volumen pretende ser un área en continuo desarrollo conforme se vayan definiendo aplicaciones más específicas o se vayan aportando contribuciones específicas de distintos países.

5.3.1. Estructura del documento

El IPMVP está pensado para ser utilizado por profesionales como base para preparar los informes de los ahorros. Cada usuario debe establecer su propio plan de M&V que describa las características únicas de su proyecto. El IPMVP no es un estándar y por tanto no hay mecanismos ni exigencias formales para este documento. Para seguir este protocolo es necesario preparar un plan de M&V específico para un proyecto que sea consistente con la terminología del IPMVP. Se deben seleccionar las opciones del protocolo a utilizar, los métodos de análisis y medida a emplear, los procedimientos a seguir para asegurar la calidad y las personas responsables de la M&V. La estructura del volumen I es la que se muestra continuación.

- Capítulo 1. Introducción del IPMVP y de EVO. En el apartado 1.4 se muestra una guía de usuario para ayudar a diferentes tipos de lectores a comprender las maneras usuales de aplicar el documento.
- Capítulo 2. Define la M&V y lista ocho usos para las técnicas de medida de verificación.

- Capítulo 3. Establece los fundamentos de M&V definiendo sus principios fundamentales. Se describen los métodos comunes para aplicar estos principios fundamentales en la industria.
- Capítulo 4. define el marco del IPMVP y sus cuatro opciones. Presenta las metodologías básicas, los ajustes de medida de energía y agua necesarios para elaborar correctamente los informes de ahorros. Contiene tablas y figuras que resumen las opciones y ofrece una guía a la hora de elegir la más adecuada para cada aplicación.
- Capítulo 5. Se muestra un listado de los temas que deberían formar parte del plan de M&V y ofrece una guía para el diseño de las decisiones necesarias para ejecutar las actividades de M&V a un coste adecuado para todos los usuarios de los informes de ahorros.
- Capítulo 6. Define el modo de especificar el uso del IPMVP y de adaptarse a sus criterios.
- Capítulo 7. Presenta la información clave que debería incluirse en cada informe de ahorros.
- Capítulo 8. Lista aspectos adicionales que surgen comúnmente en el diseño de la M&V o en la elaboración de los informes.
- Capítulo 9. Lista definiciones de todas las palabras clave del documento.
- Capítulo 10. Provee una lista de referencias y algunos recursos útiles.
- Apéndice A. Muestra una serie de ejemplos de aplicaciones del IPMVP con diferentes niveles de detalle.
- Apéndice B. Resume algunas técnicas básicas de cuantificación de incertidumbres para guiar las decisiones sobre el nivel de rigurosidad adecuado para cada proceso de M&V.
- Apéndice C. Contiene materiales específicos de regiones de EEUU y otros países como Francia, España, Rumanía, etc.

Este protocolo no es una norma, no obstante, su modo de aplicación es similar. Existen unos procedimientos concretos y una terminología específica a utilizar para poder acogerse al IPMVP. Solo de esta manera puede lograrse una correcta estandarización de los proyectos que sigan este documento.

5.3.2. Aplicación del IPMVP

Para aplicar el IPMVP hay que elaborar un plan de M&V, lo que requiere seleccionar una de las cuatro opciones de M&V disponibles en el protocolo, definir los

equipos de medida y los parámetros a medir, seleccionar un periodo de referencia para las mediciones, establecer los cálculos a realizar y los ajustes que puedan ser necesarios y elaborar los informes demostrativos de ahorros de manera periódica [62].

Cada proyecto, en función de todos los factores condicionantes, debe contar con su propio plan de M&V. Al aplicar este plan de M&V se seguirán los procedimientos indicados en el mismo para calcular los ahorros. Como resultado de estos cálculos se realizarán informes periódicos que se utilizarán para determinar los resultados de las acciones y las remuneraciones oportunas según el contrato tras aplicar los ajustes correspondientes. En el plan de M&V debe acordarse cualquier tipo de incentivo o penalización que pueda ser posteriormente requerido a la ESCO o al consumidor.

La ventaja principal de acogerse al IPMVP es que se estructura el procedimiento de la M&V de los ahorros de acuerdo con los principios recogidos en este protocolo que cuenta con un alto nivel de reconocimiento a nivel internacional. Esto proporciona a la ESCO y al cliente una garantía de que los resultados de los ahorros medidos son fiables.

Pasos para aplicar el IPMVP:

- Acotar el alcance de las mediciones necesarias en función de las necesidades del cliente.
- Selección de la opción del IPMVP que resulte más adecuada.
- Recopilación de información (consumo, operación, etc.) del periodo de referencia.
- Preparación del plan específico de M&V.
- Instalación de los equipos de medida.
- Adquisición de los datos medidos.
- Cálculo del ahorro energético y económico.
- Elaboración del informe demostrativo de ahorro según el plan de M&V.

Los principales aspectos a tener en cuenta a la hora de aplicar el IPMVP son:

- Límite de medida.
- Periodo de medida.
- Ajustes.
- Opciones del IPMVP.
- Plan de M&V.
- Informes demostrativos de ahorros.

- Otros aspectos de la M&V.
 - o Determinación de los precios de la energía (ajustes).
 - o Necesidad de ajustes no rutinarios (cambios durante la vida útil de una acción de ahorro).
 - o Incertidumbre (precisión y coste adecuados).
 - o Coste (coste de M&V adecuado).
 - o Verificadores independientes (informes de ahorros contrastables en su caso).
 - o Cuestiones sobre la medida (equipos y lugares adecuados).

5.3.3. Selección de opciones de M&V

La principal característica de este protocolo, al igual que ocurre en otros, es la existencia de cuatro opciones de M&V diferentes entre las que hay que seleccionar una para llevar a cabo la evaluación de las acciones. Esta selección debe constar en el plan de M&V y está condicionada por las características de las acciones, las instalaciones, el presupuesto, etc.

- **Opción A.** Verificación aislada de la medida de ahorro energético (MAE) o medida de mejora de eficiencia energética (MMEE): medición del parámetro clave. Se trata de medir algunos parámetros y estimar otros para determinar el ahorro. Esta estimación se permite únicamente cuando pueda demostrarse que no afecta significativamente al ahorro total mostrado en el informe. Por tanto, en función de la contribución de cada parámetro al error, debe decidirse cuáles medir y cuáles estimar. Las estimaciones se basan en datos históricos, especificaciones de los fabricantes, datos meteorológicos, etc. La descripción completa de esta opción se muestra en la Tabla 5.4 [63].

- **Opción B.** Verificación aislada de la acción de ahorro energético: medición de todos los parámetros. En esta opción el ahorro se determina midiendo el consumo de energía del sistema en que se ha implementado la acción de ahorro energético. La medición puede ser continua o puntual, en función de la variación esperada del ahorro y la duración del periodo demostrativo de ahorro. Se trata de una opción más exacta pero más costosa que la opción A. Esta opción se describe detalladamente en la Tabla 5.5 [63].

<p>Opción del IPMVP</p>	<p>A. Verificación Aislada de la acción de ahorro energético: medición del parámetro clave El ahorro se determina midiendo en la instalación el parámetro clave que determina el consumo de energía del sistema donde se ha implementado la medida de ahorro energético y/o el éxito del proyecto. La medición se puede realizar de forma continua o puntual, en función de la variación que se espere del parámetro a medir y de la duración del periodo demostrativo de ahorro. Se realiza una estimación del parámetro que no ha sido seleccionado para ser medido en la instalación. La estimación se puede realizar con datos históricos, especificaciones del fabricante o supuestos técnicos. Sería necesario disponer de la documentación que se ha utilizado como fuentes o la justificación del parámetro que se está estimando. El error admisible obtenido al determinar el ahorro de energía por usar estimaciones en lugar de mediciones es estimado.</p>
<p>Determinación del ahorro</p>	<p>Cálculo, por parte de una ingeniería, de la energía de referencia y de la energía del periodo demostrativo de ahorro a partir de:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Lecturas continuas o puntuales del parámetro clave operativo. - Valores estimados. <p>Será necesario aplicar Ajustes rutinarios y ajustes no-rutinarios como corresponda.</p>
<p>Aplicaciones comunes</p>	<p>Una medida de ahorro energético en iluminación donde la potencia es el parámetro clave que se mide de forma periódica. Se estimarán las horas de funcionamiento de los puntos de luz según los horarios del edificio y el comportamiento de sus ocupantes.</p>

Tabla 5.4 Descripción completa de la opción A del IPMVP

- **Opción C.** Verificación de toda la instalación. El ahorro se determina midiendo el consumo de energía de toda la instalación, para lo cual puede utilizarse el equipo de medida de la compañía. La medición de todo el consumo de energía de la instalación se realiza de forma continua durante el periodo demostrativo de ahorro. Es necesario que el ahorro sea importante en comparación con el consumo total durante el periodo de referencia. Así, se suele considerar necesario que el ahorro estimado supere el 10% de la energía de referencia para poder distinguir el ahorro con precisión. La Tabla 5.6 muestra una descripción completa de esta opción [63].

Opción del IPMVP	<p>B. Verificación aislada de la acción de ahorro energético: medición de todos los parámetros</p> <p>El ahorro se determina midiendo en la instalación el consumo de energía del sistema en el que se ha implementado la medida de ahorro energético.</p> <p>La medición se realiza de forma continua o puntual, en función de la variación esperada del ahorro y la duración del periodo demostrativo de ahorro.</p>
Determinación del ahorro	<p>Mediciones continuas o puntuales de la energía del periodo de referencia y de la energía del periodo demostrativo de ahorro; y/o cálculos que utilicen patrones de consumo.</p> <p>Será necesario aplicar ajustes rutinarios y ajustes no-rutinarios como correspondan.</p>
Aplicaciones comunes	<p>Instalación de un variador de frecuencia en un motor para regular el caudal de la bomba. Medir la potencia (kW) con un equipo de medida instalado en el propio motor que toma la lectura de la potencia cada minuto. En el periodo de referencia se instala el equipo de medida durante una semana para verificar la carga de trabajo del motor. El equipo de medida sigue instalado durante el periodo demostrativo de ahorro para hacer un seguimiento de la variación de la potencia de la bomba.</p>

Tabla 5.5 Descripción completa de la opción B del IPMVP

Opción del IPMVP	<p>C. Verificación de toda la instalación</p> <p>El ahorro se determina midiendo el consumo de energía de toda la instalación, o de una parte de ella.</p> <p>La medición de todo el consumo de energía de la instalación se realiza de forma continua durante el periodo demostrativo de ahorro.</p>
Determinación del ahorro	<p>Análisis de toda la información de los equipos de medida de la empresa de suministro durante todo el periodo de referencia y todo el periodo demostrativo de ahorro.</p> <p>Ajustes rutinarios según sean necesarios utilizando comparaciones simples y análisis de regresión.</p> <p>Será necesario aplicar Ajustes no-rutinarios según sean convenientes.</p>
Aplicaciones comunes	<p>Proyectos de eficiencia en los que las medidas de ahorro energético implementadas afecten a varios equipos de la instalación. Medición del consumo con equipos de medida de energía eléctrica, de combustibles y agua durante un periodo de referencia de doce meses y durante el periodo demostrativo de ahorro.</p>

Tabla 5.6 Descripción completa de la opción C del IPMVP

- **Opción D.** Simulación calibrada. El ahorro se determina simulando el consumo de energía de toda la instalación o de parte de ella. La simulación tiene que ser capaz de modelar el rendimiento energético actual de la instalación. La principal utilidad de esta opción es aquellas situaciones en que no se puede conocer la energía consumida por la instalación durante el periodo de referencia. Esta opción suele requerir ciertas habilidades y conocimientos específicos para realizar simulaciones calibradas, lo que, generalmente, conlleva un coste elevado. Esta opción se describe con detalle en la Tabla 5.7 [63].

Opción del IPMVP	D. Simulación calibrada El ahorro se determina simulando el consumo de energía de toda la instalación, o de una parte de ella. La simulación tiene que ser capaz de modelar el rendimiento energético actual de la instalación. Esta opción suele requerir habilidades especiales para realizar simulaciones calibradas.
Determinación del ahorro	La simulación del consumo de energía calibrado con la información de las facturas de suministro, horarias o mensuales. (La lectura del consumo en un equipo puede servir para mejorar los datos de entrada.)
Aplicaciones comunes	Proyectos de eficiencia donde las acciones de ahorro energético implementadas afecten a varios equipos de la instalación y no existen equipos de medida en el periodo de referencia. Después de la instalación de los equipos de medida de energía eléctrica y de combustibles se utilizan sus lecturas para calibrar la simulación. El consumo de energía de referencia, que se ha determinado con la simulación calibrada, es comparado con la simulación del consumo de la energía durante el periodo demostrativo de ahorro.

Tabla 5.7 Descripción completa de la opción D del IPMVP

Por tanto las opciones A y B se utilizarían para la verificación aislada de las Medidas de Ahorro y Eficiencia (acción de ahorro energético) por cuanto se mide exclusivamente el efecto de la mejora dentro del límite de medida.

La opción C por el contrario se emplearía en aquellos casos en los que interesa verificar el efecto de las acciones de ahorro energético y por lo tanto los ahorros en toda la instalación.

Finalmente la opción D podría emplearse para verificar el impacto de la medida de mejora en toda o parte de la instalación.

No existe una regla estricta que conduzca a la opción más adecuada, pero existen ciertas recomendaciones en función de determinadas características del proyecto que pueden ayudar a decantarse por unas o descartar otras.

Cada una de las opciones, de cualquier modo, tiene sus ventajas e inconvenientes que serán los que finalmente hagan decantarse por una opción u otra.

La Figura 5.1 muestra una simplificación del proceso de selección de las opciones ofrecidas por el IPMVP en función de la medida de mejora de eficiencia energética (MMEE) implementada. En la Tabla 5.8 [63] se muestran las opciones sugeridas ante diversas situaciones como ayuda para este proceso de selección.

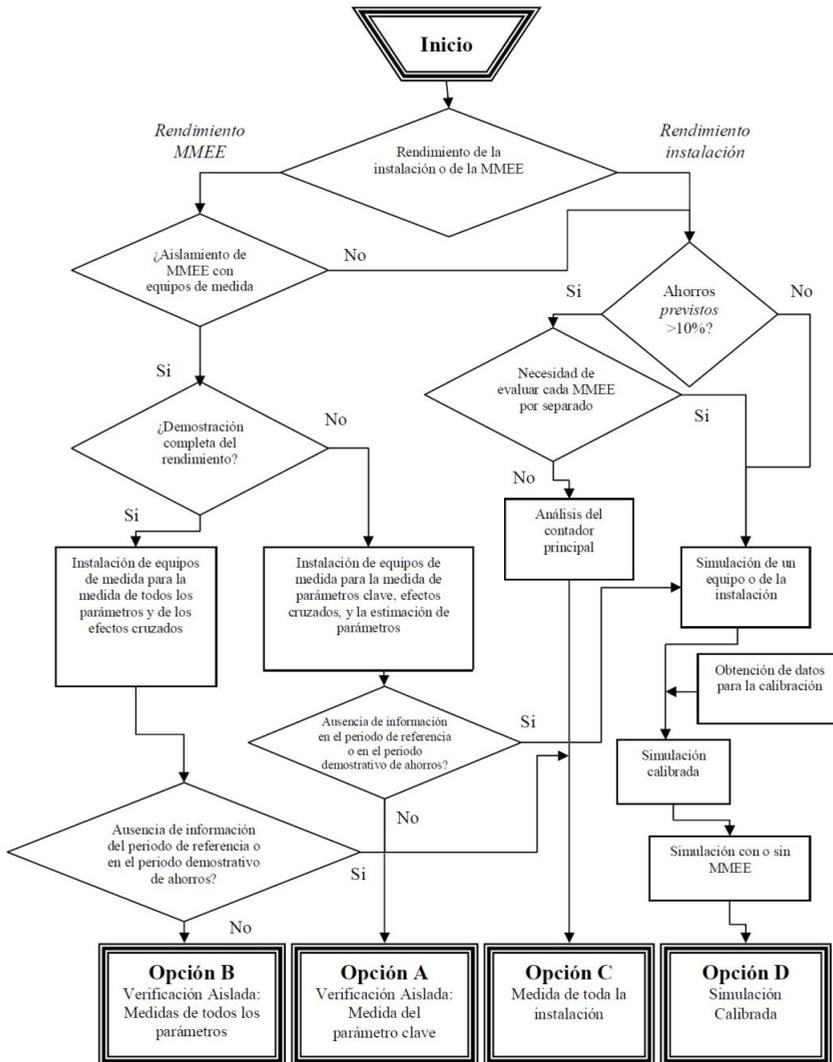


Figura 5.1 Proceso de selección de las opciones del IPMVP (simplificado) basado en el IPMVP

Características del Proyecto de Implantación de las acciones de ahorro energético	Opciones recomendadas			
	A	B	C	D
Hay que evaluar cada una de las acciones de ahorro energético de forma independiente		X		
Sólo se necesita evaluar el rendimiento de toda la instalación			X	
El ahorro estimado está por debajo del 10% respecto del consumo del equipo de medida de la empresa de suministro		X		X
Hay varias acciones de ahorro energético implementadas			X	X
No está claro cuál es el significado de algunas variables que influyen sobre la energía		X	X	X
Los efectos cruzados de las acciones de ahorro energético son significativos y no se pueden medir			X	X
Se esperan muchos cambios dentro del límite de medida				X
Hay que evaluar el rendimiento en un periodo de tiempo largo			X	
No se dispone de datos de referencia				X
Hay que preparar los informes para que sean entendidos por personas que no tienen formación técnica	X	X	X	
Habilidades sobre medida	X	X		
Habilidades sobre simulación por ordenador				X
Se posee experiencia en la lectura de las facturas de la empresa de suministro y en realizar análisis de regresión			X	

Tabla 5.8 Sugerecias de opciones ante diversas situaciones extraía del IPMVP

5.3.4. Plan de medida y verificación

El plan de M&V, específico para cada proyecto, debe constar de los siguientes puntos.

- 1.- Objetivo de la acción de ahorro energético
- 2.- Opción del IPMVP seleccionada y límite de medida
- 3.- Referencia: periodo, energía y condiciones
- 4.- Periodo demostrativo de ahorro
- 5.- Base para el ajuste
- 6.- Procedimiento de análisis
- 7.- Precios de la energía

- 8.- Especificaciones de la medida
- 9.- Responsabilidades de monitorización
- 10.- Precisión esperada
- 11.- Presupuesto
- 12.- Formato de los informes
- 13.- Garantía de calidad

Además, en el caso de haberse seleccionado la opción A, deben tratarse los siguientes aspectos:

- Justificar las estimaciones.
- Inspecciones periódicas.

Por otro lado, si se ha seleccionado la opción D, deben incluirse los aspectos que se citan a continuación:

- Nombre del software.
- Datos de entrada/salida.
- Datos medidos.
- Calibración.

5.4. Protocolo de medida y verificación de la respuesta de la demanda

Tomando como base el IPMVP, es necesario desarrollar un nuevo protocolo de medida y verificación orientado a las acciones de DR. Este protocolo, idealmente, debe dar lugar a una norma con la que se pueda certificar la respuesta de la demanda de manera similar al modo en que la eficiencia energética puede ser certificada mediante la norma ISO 50001.

La mayor diferencia con el IPMVP está en las **opciones** elegidas. En DR no tiene sentido evaluar una acción sin medir el consumo total de la instalación. Esto es así porque cuando el operador del sistema o la compañía eléctrica solicitan una acción de DR a cambio de una compensación económica, la intención final es que el consumo total del consumidor (el proveedor de la DR) se vea modificado según las condiciones del contrato. Por lo tanto, de nada sirve llevar a cabo la M&V de las acciones midiendo solamente los procesos afectados, ya que cualquier imprevisto en otros procesos podría dar como resultado una modificación significativa del impacto de dicha acción en el consumo total.

Así pues, se considera necesario **medir el consumo total** de la instalación. **Opcionalmente** se puede **medir el consumo del uso final** en el que se lleva a cabo una modificación para alcanzar el resultado deseado como medida adicional para la justificación del impacto de la acción ejecutada.

En función del tipo de programa, puede ser necesario el cálculo de una **baseline**. Por ejemplo, si se trata de llevar a cabo una interrupción (o reducción de consumo) durante un cierto periodo de tiempo, es necesario conocer una estimación del consumo que habría habido en la instalación sin ejecutar las acciones de DR. Este es uno de los aspectos más conflictivos y uno de los más importantes. En el plan de M&V debe quedar completamente claro quién y cuándo calcula esta baseline, así como los posibles ajustes que puedan ser necesarios tras el programa. Hay que tener en cuenta que toda previsión conlleva un cierto error, por lo que hay que asegurar que el orden de magnitud del mismo es significativamente menor que la magnitud de la modificación acordada para el consumo. De lo contrario, no será posible evaluar el cumplimiento del programa. Esto no sería necesario en DRP en los que se solicite no exceder un cierto valor de potencia media cuartohoraria, por ejemplo, ya que bastará medir el consumo total para evaluar el resultado del programa.

En este y otros capítulos se detallan aspectos relacionados con el cálculo de la baseline. Es fundamental establecer el momento en el que debe conocerse esta baseline. Una opción interesante sería conocer la baseline al inicio del día para poder negociar el programa y luego conocer una baseline ajustada o corregida un cierto tiempo antes de la modificación del programa (5 minutos, 1 hora o lo que se estime oportuno en cada caso). De esta manera se tendrá una mayor precisión.

También es necesario concretar las **penalizaciones** del programa. Por un lado puede existir una penalización por incumplir el programa. Por otro lado, hay que considerar una penalización por cometer un error excesivamente elevado entre ambas baselines o entre ellas y el consumo real. Esto es debido a que debe evitarse que el consumidor cumpla un programa de interrupción de consumo a costa de trasladar carga (mediante un cambio de horario del proceso afectado). Los límites de los incrementos de consumo antes y/o después de las interrupciones (preparaciones o recuperaciones) deben ser perfectamente detallados en el plan de M&V acordado por ambas partes.

Del mismo modo, los **pagos o primas** deben ser detallados para poder efectuar el contrato. Pueden existir **pagos por disponibilidad**, **descuentos** en el precio de la energía, **pagos por la energía modificada** para el programa, **pagos por el cumplimiento del programa**, etc.

Finalmente, es interesante que existan evidencias de la **flexibilidad** de la instalación del consumidor, por medio de estudios y ensayos previos a los contratos de DR. Este tipo de ensayos, pueden dar lugar a la obtención de un certificado que garantice la aptitud del consumidor para ofertar DR.

5.5. Certificación en la respuesta de la demanda

Una vez comprendidos todos los conceptos relativos a la M&V y a la DR, resulta interesante tratar de definir un procedimiento para la estandarización y certificación de las diferentes actividades involucradas en las transacciones de los recursos de DR.

A tal efecto, existen algunas propuestas como la del proyecto europeo Demand Response in Industrial Production (DRIP) [64], la cual se utilizará como base para el desarrollo de este apartado.

Mientras que la eficiencia energética puede ser certificada de acuerdo con la norma ISO 50001, no existe ninguna norma o estándar para la certificación de la DR. Como consecuencia, la DR no puede ser certificada en la actualidad.

El proceso de certificación de acuerdo con estándares internacionales aporta diversos beneficios a la sociedad, incluyendo aspectos técnicos, económicos y ambientales. En este contexto, resulta necesario realizar un análisis para remarcar estos beneficios de la certificación de la DR, incluyendo la credibilidad adicional que proporciona a las transacciones de flexibilidad y la mayor confianza entre los diferentes agentes. La consecuencia de esto es un mayor dinamismo que facilita la aceptación en el mercado de los servicios y productos de la DR.

En los siguientes apartados se expondrán las directrices de una metodología propuesta para la certificación sistemática de las actividades de DR, basada en los desarrollos obtenidos durante el transcurso del proyecto DRIP. Se proponen dos tipos de certificados, uno para el proveedor de la DR (generalmente, el consumidor) y otro para la entidad comercializadora de los servicios energéticos, que es la encargada de permitir el intercambio físico de los servicios entre el proveedor y el solicitante de la DR.

5.5.1. Definición de certificación

De acuerdo con la International Standard Organization (ISO), la certificación es la provisión por una entidad independiente de constatación escrita (un certificado) de que el producto, servicio o sistema en cuestión cumple unos requisitos específicos. Así pues, la certificación es un documento expedido por una entidad reconocida confirmando que se cumplen las condiciones establecidas por algún tipo de norma o estándar [65].

La certificación se ha convertido en la actualidad en una herramienta estratégica para asegurar que las operaciones en los negocios son eficientes y fiables y maximizan la productividad y el beneficio obtenido.

5.5.2. Beneficios de la certificación

De acuerdo con ISO, los principales beneficios que proporciona la certificación para los **negocios** son:

- Ahorro económico (optimización de las operaciones y mejora del resultado final).
- Aumento de la satisfacción de los clientes (mejora de la calidad con el consiguiente incremento de ventas).
- Acceso a nuevos mercados (eliminación de barreras facilitando la participación global de los clientes y los mercados).
- Aumento de la competitividad y la productividad.
- Mejoras ambientales.

En cuanto a la **sociedad**, cuando los productos y servicios cumplen con estándares internacionales, los consumidores pueden tener confianza en que son seguros, fiables y de buena calidad. Existen estándares internacionales centrados en hacer del mundo un lugar más seguro, otros tratan de preservar el medio ambiente y la salud de los ciudadanos.

Además, los estándares internacionales se desarrollan por expertos y basados en la experiencia, lo que los convierte en un recurso vital para el desarrollo de las políticas públicas por parte de los **gobiernos**.

Entre los beneficios que pueden aportar estos estándares a los gobiernos cabe destacar los siguientes:

- Opinión de expertos. Integrando estos estándares en la regulación nacional, los gobiernos pueden beneficiarse de la opinión de expertos sin necesidad de solicitar sus servicios directamente).
- Abrir mercados internacionales. Estos estándares son internacionales y muchos gobiernos los adoptan. Al integrarlos en la regulación nacional, los gobiernos ayudan a asegurar que los requisitos para importaciones y exportaciones son los mismos en todo el mundo, por lo que se facilita el movimiento de los bienes, servicios y tecnologías entre distintos países.

5.5.3. Agentes involucrados

Los **consumidores** son los agentes que típicamente ofrecerían la DR. En el caso de consumidores de pequeño tamaño, como los residenciales, ellos ofertarían la DR a los **agregadores**, que podrían ofertar a su vez a otros agregadores o al usuario final de

la DR, que puede ser el **operador de la red de transporte**, el **operador de la red de distribución** o **agentes del mercado**.

Nótese el doble papel de los agregadores, pues pueden ser a la vez solicitantes de la DR (a los consumidores, típicamente) y proveedores de la misma (a los operadores de las redes y los agentes del mercado, generalmente).

Adicionalmente, debe haber una **entidad encargada de desarrollar los productos de DR** o crear modelos contractuales que faciliten el comercio de estos recursos. Igualmente, se necesitará un **agente encargado de proveer una plataforma para los intercambios físicos de recursos** de DR.

Finalmente, los **reguladores** serían los responsables de desarrollar un nuevo estándar o ampliar la actual ISO 50001 de certificación de eficiencia energética para permitir la certificación de los servicios de DR.

5.5.4. Certificación del proveedor de la respuesta de la demanda

En un mercado energético, el proveedor de la DR es el agente encargado de ofrecer tales servicios a otro agente. Por tanto, puede tratarse de un consumidor o bien de un agregador. Los distintos roles y certificados necesarios para cada agente se muestran en la Figura 5.2.

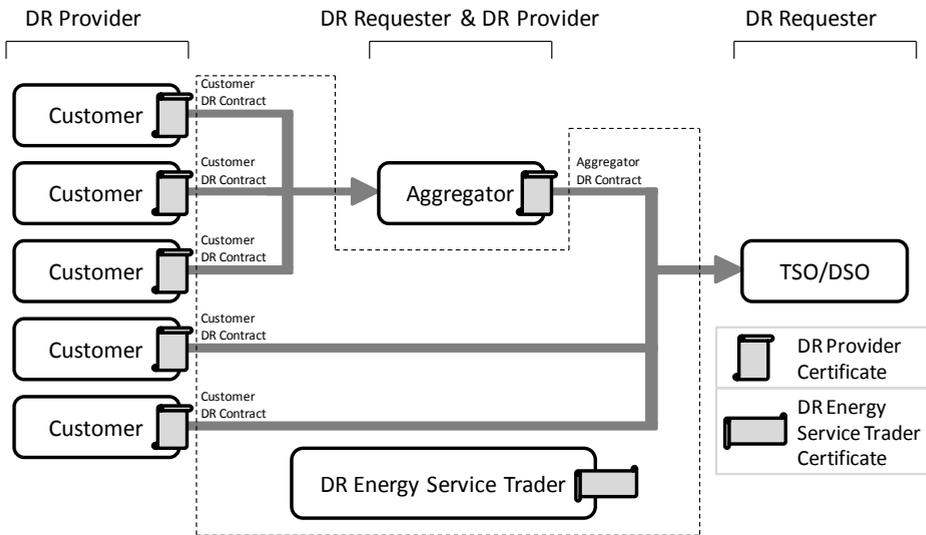


Figura 5.2 Esquema de DR. Participantes y certificados

En el caso del proveedor de la DR, el certificado debe asegurar:

- Que este agente dispone de unos niveles de flexibilidad establecidos bajo unas condiciones determinadas.
- Que este agente cuenta con el equipamiento de control, medida y comunicación necesario para participar en DRP de una manera efectiva y fiable.
- Que este agente es capaz de responder de manera activa y eficaz a señales de precios.

En el certificado deben constar los siguientes datos:

- Identificación del proveedor de la DR.
- Características de la capacidad de oferta de DR (potencia flexible, duración de las interrupciones, tiempo de preaviso, necesidades de recuperación de consumo tras las interrupciones, etc.)
- Procedimientos disponibles para la M&V de las acciones ejecutadas (baseline, equipamiento de control, medida y comunicación, personal cualificado encargado de la DR, etc.)

5.5.4.1. Ensayos necesarios para la certificación del proveedor de la respuesta de la demanda

Para que un certificado favorable pueda ser expedido, el proveedor debe superar satisfactoriamente una serie de ensayos. El primero de ellos consistirá en una experiencia de flexibilidad libremente elegida por el proveedor. El segundo de ellos se basará en la demostración de la capacidad de flexibilidad ofertada, es decir, deberá ejecutar una modificación en su consumo de al menos la magnitud y duración máximas que pretende certificar. Para estas dos primeras experiencias, el proveedor tiene libertad a la hora de elegir los periodos de los ensayos.

La tercera experiencia que el proveedor debe superar tiene por objetivo principal demostrar la capacidad de respuesta del proveedor. Por tanto, en este ensayo el proveedor debe ejecutar modificaciones en su consumo siguiendo las indicaciones de la entidad certificadora. Para ello, la entidad que expide los certificados dará unos avisos dentro de las franjas en las que el proveedor está disponible y este deberá ejecutar las acciones pertinentes para ajustar su consumo a los programas acordados. Esta experiencia se repetirá 5 veces a lo largo de un mismo mes, debiendo obtenerse 4 resultados satisfactorios para poder obtener el certificado. Si el proveedor de DR ofrece distintos tipos de servicios, todos ellos deberán ser demostrados mediante este tercer ensayo de manera independiente (4 experiencias válidas de 5 para cada tipo de acción ofertada).

Mediante estos ensayos el proveedor demuestra su capacidad de ofrecer sus servicios y de participar de manera activa y fiable en DR mediante respuesta a precios.

El caso de un agregador puede resultar ligeramente más complejo, puesto que no se trata de un consumidor propiamente dicho. Para que un agregador pueda obtener su certificado debe ser capaz de demostrar que puede cumplir los objetivos de un proveedor de DR de manera eficaz, para lo cual debe demostrar que posee todo el equipamiento y software necesario para la monitorización y control de los consumos agregados y un sistema de comunicación rápido y fiable. Además debe superar estas experiencias, para lo cual debe comunicarse con los consumidores para ejecutar los ensayos necesarios.

5.5.5. Certificación del comercializador de los servicios energéticos

El comercializador de servicios energéticos es la entidad encargada de posibilitar los intercambios de los servicios energéticos. Su certificado debe asegurar:

- Que dispone de una plataforma sólida y fiable para que los proveedores y los solicitantes de la DR puedan establecer sus acuerdos y ejecutar los intercambios de los servicios de DR pertinentes.
- Que cuenta con un sistema de comunicación y de almacenamiento de datos rápido y fiable. El sistema debe ser redundante y con un alto nivel de seguridad y de fiabilidad.
- Que el personal cualificado tiene los conocimientos adecuados para dar el soporte necesario a los usuarios y la entidad cuenta con la formación y la experiencia necesarias para desarrollar su labor adecuadamente.

De esta manera, el certificado de esta entidad debe transmitir al proveedor de la DR, la confianza y seguridad de que sus servicios de DR serán adecuadamente ofrecidos, intercambiados y liquidados. En cuanto al solicitante de la DR, este certificado garantiza que las transacciones serán seguras y fiables.

Para obtener el certificado, la entidad debe aportar la documentación demostrativa de su experiencia en aspectos relacionados con la DR y los servicios energéticos. También debe acreditar que su personal cubre todas las áreas de conocimiento relacionadas con la energía, el consumo, la DR, los mercados energéticos y los servicios energéticos.

Por otro lado, debe justificar que cuenta con todo el hardware y software necesarios para desempeñar sus funciones.

En cuanto a los requisitos de hardware, el comercializador de servicios energéticos tiene que ser capaz de:

- Almacenar datos de manera segura y rápida, con un sistema redundante y a prueba de fallos. Este sistema debe contar además con un mantenimiento apropiado.
- Comunicar y permitir la comunicación entre los distintos agentes. Se requiere una comunicación rápida y fiable.
- Operar remotamente algunas cargas de consumidores. Para algunos casos, la DR debe ser prácticamente instantánea, por lo que el usuario que pueda prestar ese servicio puede necesitar que las cargas sean operadas de manera automática cuando sea requerido por la entidad solicitante de DR.
- Capacidad de medida de magnitudes relacionadas con la energía, precios, transacciones, etc.

El software debe incluir todas las funciones siguientes:

- Almacenamiento de datos.
- Comunicación.
- Medida (con los rangos e intervalos adecuados a los servicios que ofrece).
- Negociación.
- Operación.
- Análisis (de las medidas, los precios, las emisiones, etc.).
- Liquidaciones de contratos.

Adicionalmente, se requiere un mantenimiento adecuado y un manual de usuario de todas las herramientas.

El certificado solo puede ser expedido si la entidad demuestra que cumple todos los requisitos establecidos.

5.6. Caso práctico: respuesta de la demanda en la Universitat Politècnica de València

A lo largo del año 2010 se desarrolló un programa piloto para abordar las posibilidades de DR en las instalaciones de la Universitat Politècnica de València. Este programa se desarrolló mediante un acuerdo de colaboración entre Unión Fenosa Comercial y la Universitat Politècnica de València, con el nombre “Nuevo modelo de contrato UFC-UPV: Mercado dinámico de precios y medidas de eficiencia energética”. En él se diseñaron y ejecutaron algunas experiencias piloto de DR para comprobar su viabilidad y desarrollar las metodologías necesarias para la medida de verificación de las mismas.

Estas experiencias consistían en disminuir el consumo durante una franja horaria o trasladar consumo de una franja a otra. Para la evaluación de estas medidas se desarrolló un método de previsión de consumo, opción correspondiente a la opción C del IPMVP. El hecho de seleccionar esta opción se basa principalmente en que la DR se consiguió, durante estas experiencias, mediante conjuntos de acciones aplicadas a todas las instalaciones de la Universitat Politècnica de València. En estas experiencias la universidad actúa como proveedor de la DR y Unión Fenosa Comercial actuaba como solicitante o consumidor de la misma.

La manera de proceder comenzaba mediante una oferta enviada por la Universitat Politècnica de València indicando la flexibilidad disponible para reducir potencia en cada hora del día. A continuación, la compañía distribuidora solicitaba reducciones durante las franjas que estimaba oportuno y daba un precio a cada kWh eliminado. Una vez aceptado el programa y estando ambas partes de acuerdo se realizaba una previsión del consumo para el día en el que iba tener lugar el programa. Durante las horas de programa el sistema de gestión de la Universitat Politècnica de València se encargaba de cumplir los requisitos desconectando diferentes cargas de los distintos edificios que componen el campus de la Universitat Politècnica de València.

Los resultados de estas experiencias no pudieron ser verificados con las metodologías existentes en el momento de una manera satisfactoria. El problema principal era que los errores de la previsión del consumo realizada, a menudo eran mayores que la potencia a modificar durante el programa, por lo que resultaba imposible evaluar el resultado de las acciones ejecutadas.

Posteriormente, han sido analizados estos resultados y se ha llegado a la conclusión de que existe una necesidad de crear un procedimiento de cálculo de baseline para un número menor de horas en lugar de una previsión para un día completo. Mediante este procedimiento sería posible ir actualizando, a medida que fueran avanzando las horas, la previsión para el resto del día, de manera similar a como lo hace Red Eléctrica de España (REE), el operador del sistema eléctrico.

De esta manera, en el momento de comienzo el programa, puede disponerse de la información más precisa acerca de cómo se prevé que consuman las instalaciones. Durante la realización de dicho programa sería necesario mantener la baseline calculada antes del inicio del mismo, sin actualizarla, de manera que el consumo durante el programa no afectara a la previsión calculada. Una vez finalizado el programa debería actualizarse la baseline de acuerdo con los datos obtenidos en las horas que no pertenecen al programa. Así, el consumo durante el programa no afectaría a la previsión del consumo del día y la previsión durante las horas del programa sería lo más realista posible teniendo en cuenta todas las contingencias que hubieran podido tener lugar.

Para ser más rigurosos, sería conveniente evaluar las diferencias existentes entre la baseline original y la final, obtenida tras todas las actualizaciones realizadas en cada instante del día. Este análisis debería resultar en los posibles ajustes necesarios

para la evaluación del programa y las penalizaciones pertinentes en su caso. Esto es así porque el procedimiento autoadaptativo que se propone disimularía cualquier comportamiento fuera de lo normal en las horas externas al programa. Toda esta información, relativa al modelo de previsión de consumo, a las adaptaciones horarias, a la evaluación del resultado del programa y a los posibles ajustes resultantes del análisis de las distintas previsiones realizadas para el consumo del día en su conjunto, debe quedar bien detallada en el plan de M&V.

En capítulos posteriores se detallan procedimientos desarrollados durante la realización de esta tesis para calcular una previsión de consumo horario de todo un día con mejor precisión que la que se podía obtener durante la realización de este programa. Utilizando estos procedimientos y la metodología comentada para realizar una baseline adaptativa a lo largo del día, puede realizarse de una manera más precisa la evaluación de los resultados de estos programas. A continuación se describen los cuatro programas realizados y se analizan los resultados obtenidos.

5.6.1. Corte de potencia del sábado 20/02/2010

Se trata de la primera experiencia llevada a cabo. La propuesta es cortar 300 kW de potencia durante tres horas, desde las 19:00 hasta las 22:00. El resultado de esta experiencia se muestra en la Figura 5.3 (los valores de la gráfica muestran potencias medias cuartohorarias).

Como puede observarse, con la previsión original no se pudo hacer una valoración correcta del resultado de este programa, puesto que había errores en otros momentos del día de una magnitud similar a la del programa. Esto se debe a dos causas fundamentales. En primer lugar, la baja precisión de los procedimientos de cálculo de previsión de consumo existentes en aquella época provocaban errores excesivamente grandes. En segundo lugar, al tratarse de una experiencia piloto, los programas eran de potencias reducidas, para probar los sistemas de control, los procedimientos de DR y M&V y para asegurarse de no comprometer en ningún momento el confort de los usuarios. En la Universitat Politècnica de València se ha estimado que se pueden ofertar cortes de potencia de varios MW durante una hora sin afectar a los procesos desarrollados ni al bienestar de los trabajadores.

Por estas razones, se ha hecho uso de la técnica descrita anteriormente y se ha calculado una corrección de la baseline teniendo en cuenta en cada instante el error obtenido hasta dicho instante, corrigiendo así los instantes posteriores. El resultado obtenido es el mostrado en la Figura 5.3.

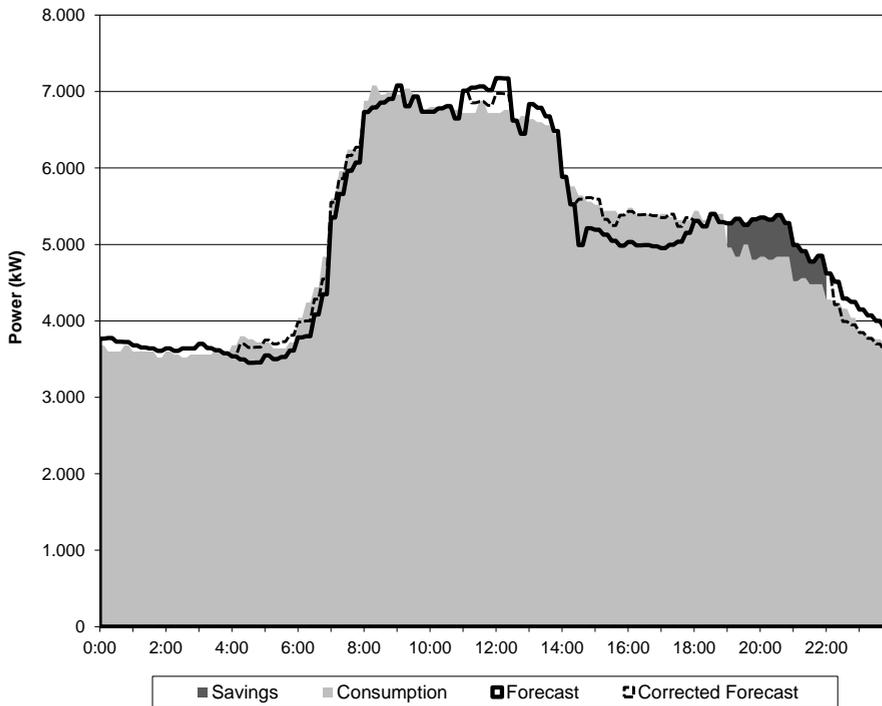


Figura 5.3 Resultado del corte de potencia del 20/02/2010

Observando la previsión original, se aprecia el corte de potencia pero no la reconexión posterior. En la previsión corregida se observa que las curvas prevista y real coinciden al final del día, pero esto es debido a los ajustes realizados al acabar el programa y observar que las curvas tenían un error en el cuarto de hora posterior al programa. En realidad, tras analizar los resultados se observó que la reconexión no fue del todo satisfactoria porque algunas máquinas importantes no volvieron a encenderse tras la experiencia y lo hicieron más tarde, de madrugada. El objetivo de estas primeras experiencias era precisamente detectar este tipo de errores para ir corrigiéndolos y valorar la viabilidad de este tipo de programas en consumidores como la Universitat Politècnica de València.

La Tabla 5.9 recoge la previsión y el consumo para analizar la validez de la experiencia.

Hora	Previsión Corregida (kWh)	Consumo (kWh)	Desviación (kWh)	Desviación (%)
18:00	5.309	5.390	-81	-1,5%
19:00	5.299	4.900	399	8,1%
20:00	5.335	4.830	505	10,5%
21:00	4.883	4.510	373	8,3%
22:00	4.193	4.180	13	0,3%
23:00	3.732	3.780	-48	-1,3%

Tabla 5.9 Previsión, consumo y desviación para el programa del 20/02/2010

Para realizar una valoración de este programa vamos a suponer un precio de la energía consumida de 0,07€/kWh y una prima por participar en DR de 0,05€/kWh. A continuación se muestra el balance económico del programa:

- Beneficio prima = Energía de programa deslastrada * Precio de prima
- Beneficio prima = 900 kWh * 0,05 €/kWh = 45 €
- Beneficio modificación consumo = Energía real deslastrada * Precio Energía
- Beneficio modificación consumo = 1.277 kWh * 0,07 €/kWh = 89,39 €
- Por lo tanto, el resultado final de este programa es de **+89,39 €**

El precio de la prima real ofrecido era mucho menor por tratarse de una prueba, pero para ilustrar el proceso se ha utilizado un valor más alto. El resultado de este programa es satisfactorio a pesar de que el sistema no ha conseguido reconectar algunas cargas tras el programa.

5.6.2. Corte de potencia del viernes 26/02/2010

Se trata de la segunda experiencia llevada a cabo. La propuesta es cortar 300 kW de potencia durante tres horas, desde las 15:00 hasta las 18:00. En la Figura 5.4 se muestra el resultado gráficamente.

La Tabla 5.10 recoge la previsión y el consumo para mostrar la validez de la experiencia.

Con el consumo real y la previsión original, el programa se cumpliría, pues la desviación en las horas de programa es superior a los 300 kW solicitados en el programa. Sin embargo, dada la gran desviación de la curva de previsión, durante el resto del día, se ha hecho una corrección de la baseline para apreciar la forma del corte, utilizando la metodología descrita para adaptar la curva de previsión en función de la evolución del error en el día. En esta corrección se aprecia cómo el corte aparece con posterioridad al inicio del programa. Esto es debido a que inicialmente, con la previsión

disponible en el sistema de gestión, ya se estaba cumpliendo el programa, pues la potencia ya era 300 kW o más inferior a la previsión, lo que la aplicación informática interpretaba como que no se debía deslastrar carga. Es por ello que no se aprecia el inicio del programa debidamente. Para solucionar esto, el programa informático del sistema de gestión debe considerar la baseline más actualizada, o en su defecto, asumir que justo antes del programa no hay carga que haya sido reducida y reducir desde ese nivel de consumo la potencia solicitada.

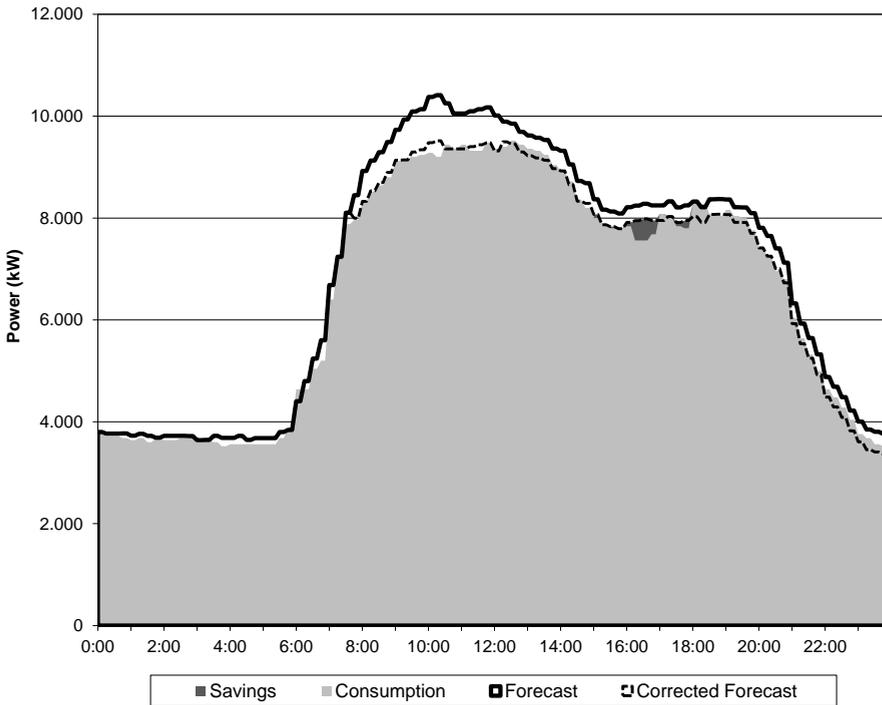


Figura 5.4 Resultado del corte de potencia del 26/02/2010

Hora	Previsión Corregida (kWh)	Consumo (kWh)	Desviación (kWh)	Desviación (%)
14:00	8.550	8.550	0	0%
15:00	7.891	7.870	21	0,3%
16:00	7.950	7.660	290	3,7%
17:00	7.962	7.930	32	0,4%
18:00	8.023	8.170	-147	-0,2%

Tabla 5.10 Previsión, consumo y desviación para el programa del 26/02/2010

Se supondrá un precio de la energía de 0,13 €/kWh, una prima de 0,10 €/kWh y una penalización por incumplir el programa de 0,20 €/kWh. El balance del programa es el siguiente:

- Beneficio prima = Energía de programa deslastrada * Precio de prima
- Beneficio prima = 343 kWh * 0,10 €/kWh = 34,3 €
- Beneficio modificación consumo = Energía real deslastrada * Precio Energía
- Beneficio modificación consumo = 343 kWh * 0,13 €/kWh = 44,59 €
- Penalización = Energía de programa no deslastrada * Precio penalización
- Penalización = 557 kWh * 0,20 €/kWh = 111,4 €
- Por lo tanto, el resultado final de este programa es de **-32,51 €**

Si la baseline hubiese sido correcta, el programa se cumpliría sin problemas. El beneficio de este programa habría sido de 250 € y en realidad, el sistema de gestión actúa correctamente, reduciendo la carga cuando el consumo tiende a subir por encima de un nivel de consumo que se encuentra 300 kW por debajo de la previsión de consumo.

5.6.3. Corte de potencia del martes 09/03/2010

La propuesta de esta tercera experiencia es reducir 300 kW de potencia durante dos horas, desde las 12:00 hasta las 14:00. A continuación se muestra el resultado gráficamente en la Figura 5.5.

Con el fin de poder evaluar el programa correctamente ha sido necesario utilizar de nuevo una baseline corregida. En este día se observa un error de medida entre las 17:30 y las 17:45, fuera de las horas del programa. Este tipo de errores pueden afectar negativamente a la verificación de los programas. Es importante minimizar los errores de medida mediante sistemas redundantes y fiables y un mantenimiento adecuado. Se puede utilizar esta baseline corregida en tiempo real para detectar posibles errores de medida y comprobarlos en el momento.

El programa se ha cumplido correctamente en esta ocasión. Para ello, se tuvo en cuenta la desviación de la baseline en el momento de iniciar el programa para actuar asumiendo esa desviación durante todo el programa. La Tabla 5.11 recoge la previsión y el consumo para mostrar la validez de esta tercera experiencia.

Utilizando la baseline corregida, el programa se cumple perfectamente. Para evitar el problema anterior se ajustó el error de la baseline al inicio del programa y se obligó al sistema de gestión a actuar con un nivel de seguridad suficientemente alto. El resultado es que el consumo se reduce en el doble de la cantidad solicitada.

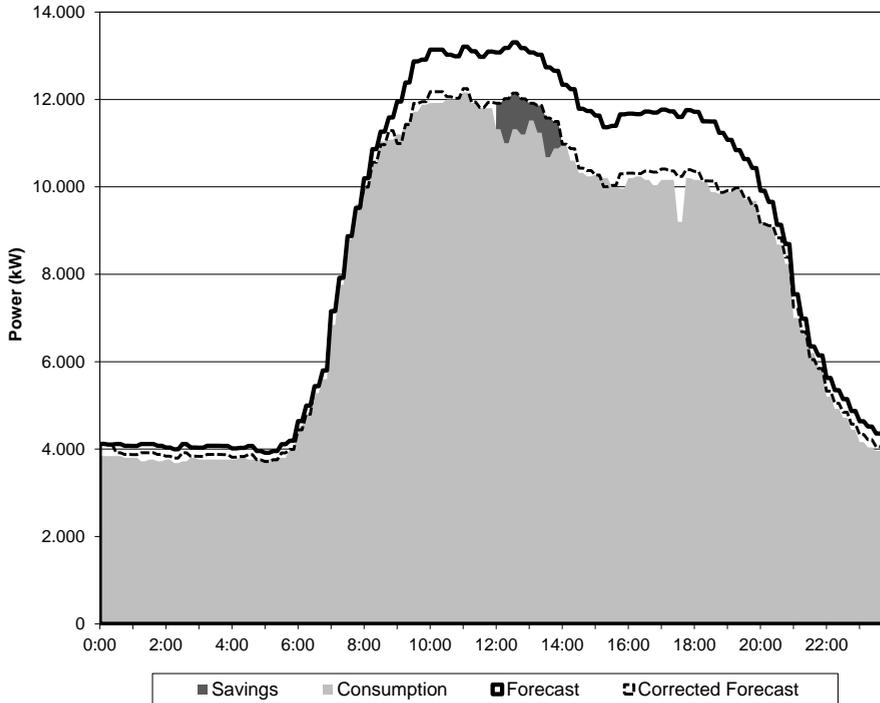


Figura 5.5 Resultado del corte de potencia del 09/03/2010

Hora	Previsión Corregida (kWh)	Consumo (kWh)	Desviación (kWh)	Desviación (%)
11:00	11.985	11.920	65	0,5%
12:00	12.024	11.210	814	7,2%
13:00	11.712	11.080	632	5,7%
14:00	10.663	10.530	133	1,3%
15:00	10.152	10.110	42	0,4%

Tabla 5.11 Previsión, consumo y desviación para el programa del 09/03/2010

Para calcular el balance económico de este programa se utilizará un precio de la energía de 0,09 €/kWh y un precio de prima de 0,05 €/kWh. La evaluación de este programa es la siguiente:

- Beneficio prima = Energía de programa deslastrada * Precio de prima
- Beneficio prima = 600 kWh * 0,05 €/kWh = 30 €

- Beneficio modificación consumo = Energía real deslastrada * Precio Energía
- Beneficio modificación consumo = 1.446 kWh * 0,09 €/kWh = 130,14 €
- Por lo tanto, el resultado final de este programa es de **160,14 €**

Este programa ha resultado muy satisfactorio pero no es necesario reducir tanto la potencia. Para evitar este desajuste es necesario que el sistema de control conozca en todo momento la desviación real entre la previsión y el consumo. Para ello debe calcularse una previsión corregida por el procedimiento descrito u otro similar. Todo esto debe quedar bien detallado en el plan de M&V acordado por ambas partes antes de comenzar los contratos.

5.6.4. Corte de potencia del miércoles 31/03/2010

La propuesta para esta cuarta experiencia es llevar a cabo la reducción de 500 kW de potencia durante una hora, desde las 17:00 hasta las 18:00. Se trata de un corte de mayor potencia y menor duración. En la Figura 5.6 se muestra el resultado obtenido utilizando la baseline corregida.

En este caso el programa tiene un comienzo muy bueno, con la desconexión de los 500 kW acordados en el momento del inicio. Sin embargo, al tratarse de un corte de mayor potencia resulta necesario actuar sobre más máquinas que en los casos anteriores. Como consecuencia, algunas de estas nuevas máquinas no responden a la hora de reconectar, por lo que en la gráfica se aprecia cómo el sistema tarda en recuperar el consumo normal. Esto es debido a que se configuraron adecuadamente las máquinas sobre las que se operó en el primer programa y algunas de estas nuevas máquinas no estaban configuradas para una reconexión inmediata. En principio esto no afecta al programa, por lo que podemos evaluar su resultado igual que los anteriores.

La Tabla 5.12 recoge la previsión y el consumo para mostrar la validez de la experiencia.

Para la evaluación de este programa se va a utilizar un precio de la energía de 0,09 €/kWh y una prima de 0,05 €/kWh. El balance económico de este programa con estos datos y haciendo uso de la corrección de la baseline es el siguiente (solo se evaluará la energía ahorrada durante las horas del programa, y no en las posteriores):

- Beneficio prima = Energía de programa deslastrada * Precio de prima
- Beneficio prima = 500 kWh * 0,05 €/kWh = 25 €
- Beneficio modificación consumo = Energía real deslastrada * Precio Energía
- Beneficio modificación consumo = 593 kWh * 0,09 €/kWh = 53,37 €
- Por lo tanto, el resultado final de este programa es de **78,37 €**

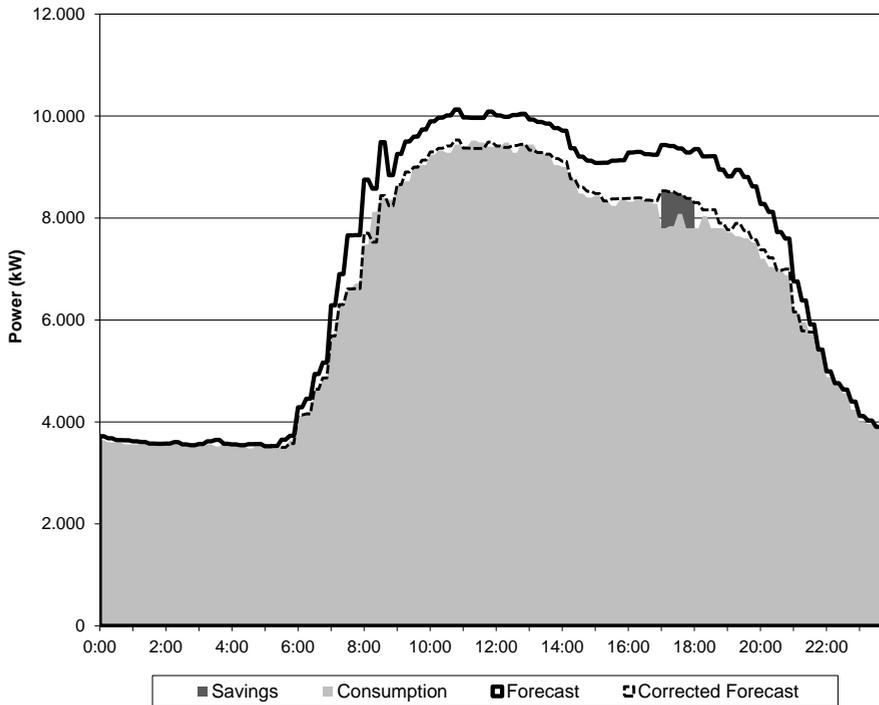


Figura 5.6 Resultado del corte de potencia del 31/03/2010

Hora	Previsión Corregida (kWh)	Consumo (kWh)	Desviación (kWh)	Desviación (%)
16:00	8.368	8.330	38	0,4%
17:00	8.473	7.880	593	7,5%
18:00	8.130	7.860	270	3,4%
19:00	7.746	7.620	126	1,6%

Tabla 5.12 Previsión, consumo y desviación para el programa del 31/03/2010

Nuevamente, esta experiencia resulta satisfactoria y se obtiene un beneficio económico muy interesante. Esta es la última experiencia de este tipo que se realizó en este proyecto piloto.

5.6.5. Conclusiones del caso práctico

Esta experiencia ha servido para demostrar la flexibilidad de una instalación como la del Campus de Vera de la Universitat Politècnica de València. La flexibilidad real es considerablemente mayor según otros estudios realizados.

Estas experiencias se basaron en interrupciones de corta duración en equipos de climatización que se iban alternando durante el programa. En ninguno de los casos se vio afectado el confort de los usuarios ni se recibió ninguna queja del personal.

Uno de los problemas surgidos fue que algunos consumos no reconectaban inmediatamente tras finalizar el programa. Esto se solucionó mediante una revisión y actualización del sistema de gestión energética de la universidad.

Otro problema de mayor complejidad e importancia fue la imposibilidad de realizar una correcta evaluación de las experiencias por no disponer de una baseline con una precisión suficiente. Este problema tiene diferentes soluciones. Se puede utilizar una baseline móvil, en la que cada hora o cada instante permita conocer el consumo del siguiente. Para dar mayor confiabilidad, esto se puede hacer con más antelación, es decir, en cada instante, dar la previsión final para las próximas 3 horas, por ejemplo. Otra opción es dejar la baseline original y verificar que la desviación aumenta la cantidad de potencia solicitada por el programa y luego se reduce tras acabar el mismo. En cualquier caso, esta información debe estar detallada en el plan de M&V acordado por ambas partes. Además, el sistema de gestión debe conocer la estrategia a seguir para no asumir erróneamente que se está cumpliendo el programa cuando no es así. Esto es lo que sucedió en la experiencia segunda del 26/2/2010, pero fue corregido para las siguientes experiencias.

El precio de las primas fue muy bajo en estas experiencias, incluso en algunos casos los programas se realizaban a pérdidas, es decir, sin prima. Para ilustrar el potencial de estos programas, se ha utilizado un valor de una prima más alto, pero siempre más bajo que el precio de compra de la energía. Los resultados son bastante satisfactorios teniendo en cuenta que se trataba de ensayos de poca potencia y duración.

5.7. Propuesta de un método estadístico para el cálculo de la baseline para respuesta de la demanda

A la vista de los ejemplos anteriores y las dificultades técnicas para evaluar el resultado de las acciones de DR, resulta imprescindible plantear mejoras para el cálculo de la baseline durante las horas del programa. En los ejemplos anteriores se ha mostrado un posible método consistente en ajustar en cada instante la baseline para el resto del día en función de la evolución del error cometido. Este método puede dar

buenos resultados, pero la falta de rigurosidad matemática puede jugar un papel importante de cara a la credibilidad por parte de la compañía solicitante de la DR.

A continuación se describe un método propuesto para la realización de cálculos de previsión a corto plazo basado en métodos estadísticos. Este método, al tratarse de un procedimiento con suficiente fundamento, puede ser la base para la elaboración de los planes de M&V y el diseño de los DRP.

Para el desarrollo de este método es preciso clasificar previamente los días tipo según el consumo de las instalaciones, tema que se abordará con más detalle en capítulos posteriores.

Tras comprobar la semejanza entre los modos de consumo que permite dividir los días en lunes, laborables entre semana (martes, miércoles y jueves), viernes, sábado y domingo, la representación de los valores medidos en n días del mismo tipo adopta la forma mostrada en la Figura 5.7.

Para cada momento del día k los valores se distribuyen (si hay suficiente cantidad de datos) según una normal de media μ_k y desviación estándar σ_k .

El 98% de la población está comprendido en el intervalo $\mu_k \pm 2,3 \cdot \sigma_k$.

Si se quiere detectar el resultado de una acción de ahorro o de DR, cuya magnitud esperada sea P (kW), si P es pequeña comparada con σ_k , la medida presentará una incertidumbre muy grande. Por ejemplo, el intervalo de confianza con un nivel de significación del 5% para una muestra de 8 puntos es $\pm 0,693 \cdot \sigma$, luego si $P < 0,693 \cdot \sigma$ los resultados de las medidas no serán concluyentes respecto a la reducción lograda.

Para reducir la incertidumbre en la medida de la reducción alcanzada el siguiente procedimiento es propuesto:

- Primero se normaliza la distribución de las medidas en cada instante k :

$$x_n = \frac{x_k - \mu_k}{\sigma_k}$$

La distribución x_n tiene media 0 y desviación 1. El 98% de la población está comprendido entre $\pm 2,3$.

- Se obtiene $\frac{P}{\sigma_k} = \alpha$ en todo el intervalo en el que se vaya a realizar la acción de DR.

- Si $\alpha^{(k)} > 2$ se continúa. En caso contrario se obtiene el entero impar mayor o igual que $\frac{2\sigma^{(k)}}{p^{(k)}} = d$ para k con mínimo valor de $\alpha^{(k)}$ y se divide el espacio de curvas en d grupos, empezando por el valor medio y avanzando hacia fuera, tal como se muestra en la Figura 5.8.

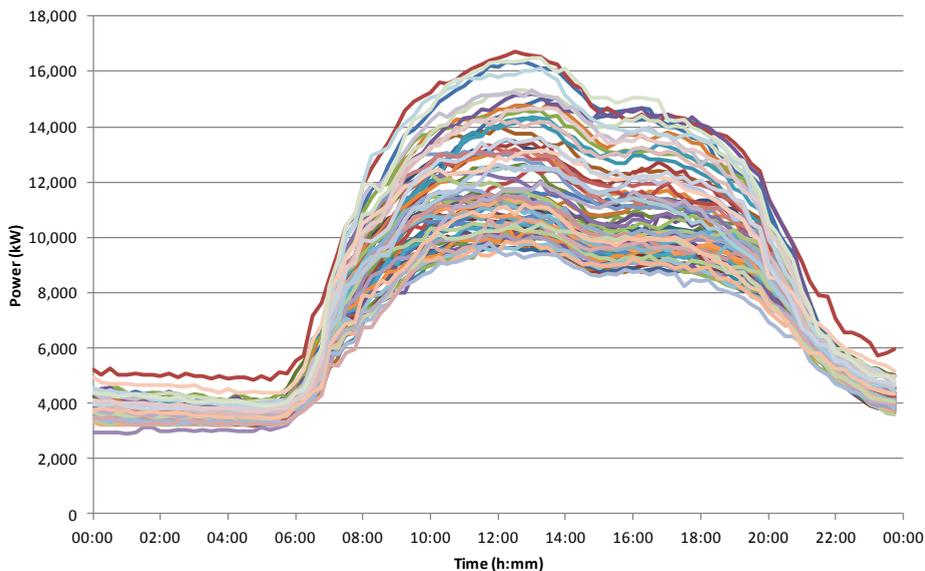


Figura 5.7 Consumo de n días del mismo tipo (lunes)

Se va a admitir que se puede dividir el espacio de las curvas de demanda en d grupos con medias:

$$\mu, \mu \pm \frac{2,3 \cdot \sigma}{d}, \mu \pm 2 \cdot \frac{2,3 \cdot \sigma}{d}, \dots$$

cuyas varianzas son $\frac{\sigma}{d}$ (esto será cierto si las curvas medidas mantienen la forma pero varían su tamaño).

En todas estas curvas $\frac{P}{\left(\frac{\sigma}{d}\right)} \geq 2$.

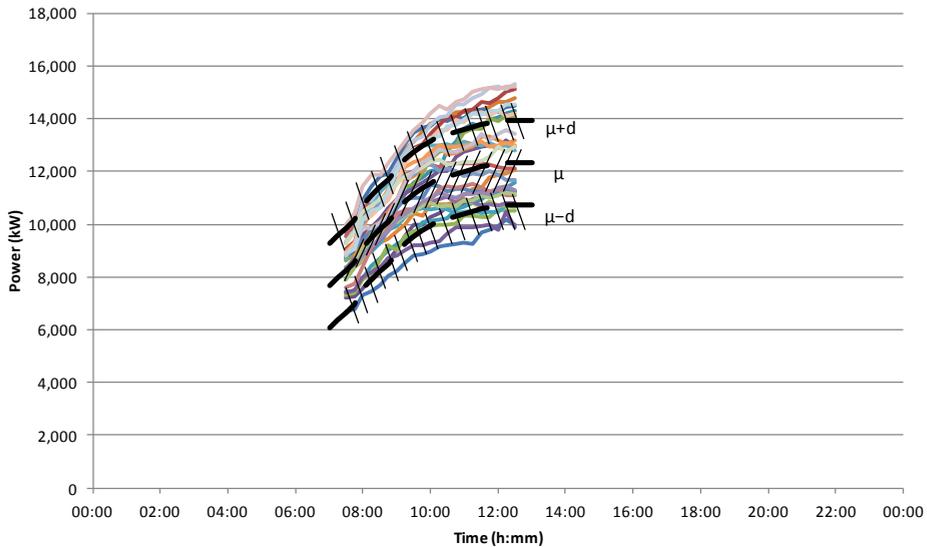


Figura 5.8 Consumo de n días del mismo tipo (lunes), con su valor medio y las franjas adyacentes utilizando la desviación típica

Para poder comprobar con un nivel de confianza adecuado el resultado de la acción, será necesario saber a cuál de las d curvas pertenece la del día actual. Se aplicará un test de hipótesis utilizando, por ejemplo, los datos medidos en las dos horas anteriores (8 datos si el período de muestreo es cada 15 minutos).

Se obtiene el estimador estadístico siguiente:

$$\bar{x} = \frac{\sum_{k=1}^8 (\mu_d - x_k)}{\left(\frac{\sigma_d}{\sqrt{8}} \right)}$$

donde k corresponde a las ocho medidas previas, μ_d es la media esperada de la curva que se supone que se ajusta mejor al día del experimento (hipótesis nula) y

$$\sigma_d = \frac{\sigma}{d}.$$

A un nivel de significación del 5% corresponde un valor de 2,3 según la distribución t de Student con 8 grados de libertad. Luego si el resultado de $|\bar{x}|$ es menor que este valor, se aceptará la hipótesis nula. Si el resultado no cumple con la hipótesis,

se probará con otra curva μ_d que cumpla y se supondrá que esa es la mejor predicción para los siguientes valores.

Este método es una propuesta para poder evaluar los resultados de un DRP a partir de la baseline generada con este procedimiento para las horas de duración del programa, utilizando todos los datos de consumo disponibles del día del programa hasta el momento del inicio del mismo.

5.8. Conclusiones del capítulo

En este capítulo se ha hecho una revisión de los protocolos actuales de M&V de ahorros, destacando las diferentes opciones de verificación existentes y los aspectos fundamentales como el plan de M&V, las mediciones, etc.

Tras analizar los diferentes protocolos se ha decidido que el IPMVP es uno de los que ofrecen mayor fiabilidad por su contrastación a nivel internacional. Utilizando este protocolo como base se proponen los cambios necesarios para crear un protocolo de M&V para acciones de DR. Entre otras diferencias se destaca la necesidad de medir el consumo total de la instalación para poder verificar las modificaciones realizadas en el consumo, ya que las posibles contingencias y los efectos cruzados, así como las preparaciones y recuperaciones, deben ser medidos sobre la curva de carga total de las instalaciones.

Una vez propuesta la creación de este protocolo se propone la creación de una norma basada en el mismo (o una ampliación de la actual ISO 50001 de certificación de eficiencia energética) y se propone un proceso de certificación de DR. Se explican los diferentes agentes involucrados, los distintos requisitos de cada uno y los tipos de certificados que se podrían otorgar, que aportarían una garantía de que la DR funcionaría de acuerdo con la norma correspondiente.

Tras estas propuestas, se muestra una experiencia real de DR en forma de programas de interrupciones de carga realizados en 2010 en un acuerdo de colaboración entre Unión Fenosa Comercial y la Universitat Politècnica de València. El análisis de estas experiencias obliga a proponer nuevos procedimientos de verificación mediante un procedimiento de cálculo de baseline adaptativa, para corregir los errores cometidos en la previsión de consumo realizada el día previo al día del programa. Algunas conclusiones extraídas de este caso práctico son:

- La necesidad de mejorar el procedimiento de verificación, mediante algún método más robusto y fiable de cálculo de previsión de consumo.
- La importancia de conocer el método de verificación que se utilizará y de integrarlo en el sistema de gestión energética de las instalaciones.

- El alto potencial de este recurso (la DR) para mejorar la eficiencia y la fiabilidad de todo el sistema y para obtener un beneficio económico por parte del consumidor en instalaciones con altos niveles de flexibilidad.

Como cierre de este capítulo se propone un método estadístico para la previsión del consumo a pocas horas vista, que permitiría la evaluación del impacto de las acciones de DR con una precisión suficiente y un nivel de confiabilidad adecuado para los contratos de DR. Este método es una propuesta conceptual y será probado en el futuro cuando se disponga de datos actuales de consumo que permitan simular su funcionamiento ante diferentes condiciones y distintos tipos de DRP.

En capítulos posteriores se desarrollarán métodos de previsión a un día vista y se analizarán algunos conceptos introducidos hasta el momento como los días tipo o los usos finales.

CAPÍTULO 6. PREDICCIÓN DE CONSUMO

6.1. Introducción

La actual situación económica, junto con la liberalización del mercado eléctrico, propicia que los grandes consumidores hagan estudios detallados de su propio consumo de energía eléctrica con el fin de negociar mejores precios [66], ofrecer su flexibilidad a los agregadores y adaptar sus perfiles de carga a las necesidades del sistema para obtener un beneficio por ello [67], [68]. Pero más allá del beneficio económico, cualquier mejora en la eficiencia energética de un proceso puede tener un impacto positivo en las emisiones de gases de efecto invernadero al medio ambiente y en el calentamiento global.

Por ello es necesario analizar la mejor manera de incrementar la eficiencia energética de los procesos que consumen energía, con el objetivo de hacer un mejor uso de la energía. Esto conlleva un minucioso estudio de la curva de carga de los consumidores. Es imprescindible conocer perfectamente y comprender cómo consume una instalación para poder plantear posibles mejoras que puedan luego ser implementadas y evaluadas. Este estudio puede conducir a un incremento de la flexibilidad así como de la capacidad de respuesta ante señales de precios de la energía de un consumidor [69] [70], [71]. Para alcanzar esta situación que permita a los consumidores participar en el mercado eléctrico ofreciendo su propia flexibilidad, el paso más importante es llevar a cabo un cálculo preciso de la curva de carga prevista, esto es, la baseline, [72]. Así, los consumidores pueden participar en DRP y utilizar esta baseline para verificar las acciones de mejora llevadas a cabo. La previsión del consumo horario para un periodo de un día a una semana suele denominarse previsión de consumo a corto plazo [73], [74], [75]. Este proceso puede llevarse a cabo mediante distintas metodologías, por ejemplo, modelos autorregresivos, modelos de medias móviles, regresión lineal, exponencial suavizada, procesos estocásticos, entre otros [76], [77], [78], [79], [80].

El consumo eléctrico de una instalación se puede analizar y clasificar de diferentes maneras. Uno de los enfoques más versátiles y en los que más se ha profundizado durante la elaboración de este trabajo de investigación es la clasificación del consumo por usos finales. Llamamos uso final (EU) a un proceso que consume energía con una finalidad concreta y de una manera concreta, independiente de otros procesos o con una dependencia que podemos estudiar y modelar. En definitiva, se trata de un consumo parcial que puede ser desagregado del consumo total de la instalación. Así, el consumo total de una instalación es la suma de los consumos de todos los usos finales que lo componen.

El estudio del consumo por usos finales tiene diversas ventajas. En primer lugar, puede haber ciertos usos finales cuyo comportamiento sea monótono o repetitivo, o esté fuertemente correlacionado con alguna variable externa fácilmente medible, lo que reduce el error cometido en la previsión del consumo de los mismos. Por otro lado, esta técnica proporciona información detallada muy útil acerca de cada uso final, lo que puede ser fácilmente aprovechado por el usuario para evaluar su flexibilidad en cada uso final por separado, permitiendo la aplicación de diferentes estrategias de flexibilidad orientadas en cada uso final de manera independiente, alcanzando así un mayor nivel de eficiencia y un mejor aprovechamiento de los recursos energéticos.

En el presente capítulo se detallarán cronológicamente dos metodologías desarrolladas para llevar a cabo un cálculo de la previsión de consumo de una instalación. Las metodologías desarrolladas pueden ser aplicadas a otros consumidores llevando a cabo el pertinente estudio previo del consumo y su clasificación por usos finales, aunque han sido desarrolladas y probadas con el consumo de la Universitat Politècnica de València. La primera de ellas fue presentada en una tesis doctoral [72] y publicada posteriormente en una revista científica [81]. Utilizando este método como base se ha desarrollado el segundo algoritmo, que ha sido publicado en la misma revista [82].

6.2. Método EUs

Como se ha comentado, la clasificación del consumo en usos finales (EUs) tiene una serie de ventajas cuya relevancia e impacto justifican un estudio detallado del consumo. Para llevar a cabo la predicción del consumo de una instalación se propuso, por tanto, en primer lugar, analizar el consumo clasificándolo en usos finales. El nombre de este método de predicción proviene de la expresión inglesa End Uses [81].

6.2.1. Introducción y justificación

El contexto en el que se desarrolló la metodología que se va a detallar a continuación incluye una serie de circunstancias como la implantación de un sistema de

gestión y control integral en las instalaciones del Campus de Vera de la Universitat Politècnica de València, junto con la puesta en marcha de un proyecto piloto de DR llevado a cabo con la colaboración de Unión Fenosa. En esta situación se identificó la necesidad de calcular una baseline del consumo del campus con el fin de poder evaluar posteriormente acciones de DR que resultaran en una modificación de la forma de consumir la energía, como traslados de carga o interrupciones de consumo.

Se propuso por tanto desarrollar un método de predicción de consumo por usos finales. Para ello, se decidió clasificar el consumo del campus en dos usos finales atendiendo a su relación con la temperatura externa, uno con una mayor dependencia con la misma y otro cuyos niveles de consumo responden de manera mucho más suave a las diferentes condiciones climatológicas. Se analizaron los medidores de consumo instalados por todo el campus, caracterizando las curvas de consumo cuartohorarias para clasificarlos y desagregar cada uno de los citados usos finales. Con este procedimiento se llegó a la desagregación del consumo total de las instalaciones en dos curvas de carga correspondientes a cada uno de los usos finales.

El algoritmo desarrollado hace uso de redes neuronales para obtener el consumo previsto en cada instante del día para cada uso final. La predicción del consumo total (TC) es obtenida como suma de las predicciones parciales de todos los usos finales. El enfoque de las redes neuronales requiere el diseño de un sistema dinámico no lineal y la recogida de una muestra suficientemente representativa de datos para llevar a cabo los ciclos de entrenamiento de las redes [83]. Este tipo de algoritmo obtiene mejores resultados que otros métodos en algunas aplicaciones complejas como simulaciones con sistemas no lineales [84], más aún cuando se combinan con métodos estadísticos [85].

6.2.2. Algoritmo de previsión de consumo

Para llevar a cabo la predicción del consumo de un cierto instante de un día concreto, el procedimiento desarrollado consta de siete pasos.

Paso 1: El primer paso es la obtención de las variables de entrada para el día de previsión (DOP). Estas entradas son la temperatura máxima, mínima y media esperadas para el DOP y la temperatura media del día anterior al DOP.

Paso 2: El segundo es la selección de cuatro días históricos cuyas características resulten similares a las del DOP. El proceso de selección de días se detalla más adelante. Para la comparación de las condiciones térmicas de distintos días se utiliza el coeficiente térmico (CT):

$$CT = T_{MAX} + T_{AVG} + T_{MIN} \quad (6.1)$$

donde T_{MAX} es la temperatura máxima del día, T_{AVG} es la temperatura media del día y T_{MIN} es la temperatura mínima del día.

Además, cada día está clasificado en un tipo de día atendiendo a su parámetro de actividad laboral o tipo de laboralidad (LAP), por lo que para hallar la previsión de consumo para un día de un cierto tipo, solo se pueden utilizar días del mismo tipo, es decir, días con el mismo LAP asociado.

Paso 3: El tercer paso es la obtención y verificación de los datos de los días de entrenamiento seleccionados. La verificación es necesaria para evitar la falta de datos de consumo o de temperatura debida a fallos durante la adquisición de los mismos. En caso de que ocurra algún problema al obtener estos datos, es necesario repetir el paso 2 del algoritmo.

Paso 4: En el cuarto paso, el consumo de estos cuatro días, junto con sus condiciones meteorológicas, se utilizan para llevar a cabo el entrenamiento, test y validación de un modelo de redes neuronales cuya arquitectura se detallará a continuación. En realidad, en cada cuarto de hora se entrena una red neuronal distinta para cada uso final. Dichas redes neuronales son validadas mediante un conjunto de días de históricos que no han sido seleccionados para la fase de entrenamiento de la red.

Paso 5: A continuación, cada red neuronal, ya entrenada, producirá un valor de energía cuartohoraria en cada uno de los usos finales, cuya suma equivaldrá a la previsión de consumo de energía total para dicho instante.

Paso 6: El paso 6 del algoritmo es realizar una comprobación de los datos obtenidos. Esta comprobación se basa en comparar el consumo previsto para un día con el de otros días cuyas condiciones meteorológicas sean similares. Si el consumo de este día comparado con el de otro día previo con un CT similar no presenta desviaciones superiores al 10%, dicha previsión se considera válida. En caso contrario, el algoritmo se repite el paso 2.

Paso 7: Finalmente, una vez transcurrido el día, se calcula el error cometido en la previsión del consumo para analizar posteriormente los resultados del método. Para ello se utiliza el índice conocido como Mean Absolute Percentage Error (MAPE):

$$MAPE = \frac{1}{N} \sum_{t=1}^N \frac{|\hat{L}_t - L_t|}{L_t} \cdot 100 \quad (6.2)$$

donde L_t es el consumo real en el instante t , \hat{L}_t es la previsión de consumo en dicho instante y N es el número de datos, típicamente 96 para curvas cuartohorarias (o 24 para curvas de consumo horario).

Este índice, adimensional, facilita la comparación de los resultados para diferentes consumidores o diferentes periodos de tiempo.

Hay que destacar la importancia del MAPE en los procesos de M&V de los ahorros y sobre todo en los programas de respuesta de la demanda. El MAPE tiene que ser mucho menor que lo que representa en porcentaje la acción a cuantificar. Es decir, una variación de 0,5 MW sobre un total de 16 MW representa un 3,125%. Con un MAPE del 5% no existe ninguna certidumbre sobre los resultados de la acción, ya que quedan enmascarados por la imprecisión de la predicción. En cambio, una variación de 2 MW sobre un consumo de 16 MW representa un 12,5%, por lo que un MAPE del 5% proporciona una fiabilidad en las medidas del 60%.

6.2.2.1. Proceso de selección de días de entrenamiento

Cada día queda caracterizado mediante el LAP y el CT. El LAP se utiliza para separar días de diferentes tipos, esto es, días en los que el consumo sigue un comportamiento diferente. Así, un lunes laborable tendrá un LAP distinto de un domingo o de un sábado. Igualmente, el consumo de un martes es diferente al de un lunes debido a que el arranque de algunos procesos como la climatización suele ser más pronunciado en los lunes, ya que el día previo (domingo) dichos procesos han estado parados. También se diferencian los periodos de vacaciones de los periodos normales.

Por otra parte, el CT permite dar una idea de las necesidades térmicas que presenta un día. Dados dos días con igual LAP, el CT indicará diferentes comportamientos debidos a las diferencias existentes en las condiciones meteorológicas.

Para seleccionar los días de entrenamiento de las redes neuronales con el fin de llevar a cabo la previsión de consumo del DOP, se siguen los criterios que a continuación se detallan, haciendo uso de la siguiente tabla.

Para los usos finales cuyo consumo está fuertemente correlacionado con la temperatura externa, se comienza con el criterio número 1 de la tabla precedente. Según este criterio, se deben seleccionar 4 días de los últimos 30 días anteriores al DOP, con el mismo LAP y de manera que dos de ellos tengan un CT superior al del DOP y otros dos tengan un CT inferior al del DOP. De ellos se seleccionan aquellos cuyo CT sea más similar al del día de previsión.

En el caso de que no pueda cumplirse dicho criterio, se pasa al segundo criterio mostrado en la tabla. En este caso se buscan 4 días de entre los últimos 30 de manera

que tres de ellos tengan un CT superior al del DOP y el cuarto tenga un CT inferior al del DOP, o bien que tres tengan un CT inferior y el cuarto tenga un CT superior al del DOP, siempre con la misma laboralidad que el DOP.

Criterio de selección	1	2	7	3	4	8	5	6	9
Días de búsqueda	30	30	30	90	90	90	360	360	360
CT+2	X			X			X		
CT+1	X	X		X	X		X	X	
CT-1	X	X	X	X	X	X	X	X	X
CT-2	X	X	X	X	X	X	X	X	X
CT-3		X	X		X	X		X	X
CT-4			X			X			X
CT+4			X			X			X
CT+3		X	X		X	X		X	X
CT+2		X	X		X	X		X	X
CT+1		X	X		X	X		X	X
CT-1		X			X			X	

Tabla 6.1 Criterios de selección de días de entrenamiento para usos finales fuertemente dependientes de la temperatura

En caso de no poder completar la selección con este criterio, se pasa al tercer criterio que es idéntico al primero per ampliando el rango de búsqueda a los últimos 90 días.

Siguiendo este procedimiento, se lleva a cabo la selección de los cuatro días de entrenamiento pasando de un criterio al siguiente cuando no se pueden satisfacer todas las condiciones impuestas.

En el caso de usos finales cuyo consumo no depende tan directamente de la temperatura, se buscan los 4 días cuyo CT se aproxima más al del DOP de entre los últimos 30, siempre con el mismo LAP. Si no hubiera días suficientes, se amplía la búsqueda a los últimos 90 y en última instancia, a los últimos 360 días previos al DOP.

Esta metodología de selección, con un conjunto pequeño de datos de entrada para el entrenamiento de la red neuronal, y con valores lo más similares posible al DOP resulta adecuada para consumos de edificios o grupos reducidos de edificios, en contraposición a un conjunto amplio de datos para el entrenamiento de las redes, que produciría resultados muy aleatorios e incontrolables.

6.2.2.2. Arquitectura de las redes neuronales

Para la previsión del consumo del DOP se utilizan 96 redes neuronales que permiten calcular la energía activa cuartohoraria de dicho día. La topología de estas redes neuronales es la que se detalla a continuación.

Se trata de una arquitectura de tipo perceptrón multicapa como la mostrada en la Figura 6.1. Por simplicidad, se considera únicamente la temperatura como variable de entrada para el entrenamiento de las redes. El resto de variables que afectan al consumo son tenidas en cuenta en la fase previa de selección de los días de entrenamiento.

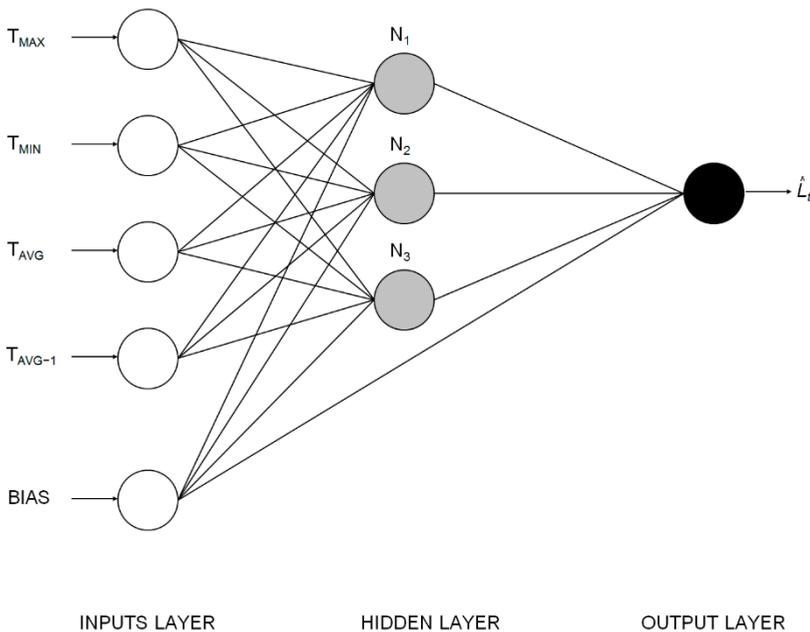


Figura 6.1 Arquitectura de la red neuronal utilizada en el método EUs

La red propuesta está compuesta de tres capas: la capa de entrada, la capa oculta y la capa de salida. Este tipo de arquitecturas con una única capa oculta permiten representar funciones con cualquier forma [86] y evitan los grandes costes computacionales que requieren modelos con un mayor número de capas ocultas.

Para la capa de entrada se utilizan cuatro neuronas: T_{MAX} , T_{MIN} , T_{AVG} y T_{AVG-1} . La capa de salida, que representa la predicción del consumo de la instalación

para un cierto cuarto de hora (\hat{L}_t), tiene una única neurona. Considerando el número de entradas seleccionado se tomó la decisión de utilizar tres neuronas en la capa oculta. El número máximo de iteraciones para el cálculo de cada red se fija en 200, haciendo uso de un parámetro de aprendizaje de 0,3 y un momentum de 0,1. La entrada de error (bias) se añade a todas las neuronas de la capa oculta y debe disminuir conforme aumenta el entrenamiento de la red neuronal.

6.2.2.3. Entrenamiento, test y validación de las redes neuronales

La fase de entrenamiento de las redes neuronales se realiza utilizando los cuatro días seleccionados mediante el procedimiento descrito anteriormente y los datos de cada uno de ellos. Para cada cuarto de hora, se requiere la energía cuartohoraria de cada uso final, así como las temperaturas máxima, mínima y media y la temperatura media del día previo que se utilizan como entradas para la red. Las temperaturas pueden obtenerse para la ciudad de Valencia de bases de datos de históricos meteorológicos de acceso público [87], [88], incluyendo también la previsión meteorológica para los días próximos [89].

Una vez entrenada la red, se toman todos los días con el mismo LAP que pertenecen al mismo grupo de días indicado por el criterio utilizado para la selección de los cuatro días de entrenamiento (30, 90 o 360 días previos al DOP). Este conjunto de días se utiliza para ejecutar el test y la validación de la red ya entrenada.

6.2.3. Resultados y conclusiones

El método descrito ha sido aplicado a las instalaciones del Campus de Vera de la Universitat Politècnica de València. Este campus cuenta con alrededor de 90 edificios y hay más de 40.000 personas que trabajan o estudian en él. El consumo de energía anual es de unos 50 GWh. El parámetro de actividad laboral de estas instalaciones depende del tipo de día y del período del año. En la siguiente tabla se muestra el LAP asignado a cada día.

Tipo de día	Periodo laborable	Periodo de vacaciones
Lunes	1,00	0,78
Martes, miércoles, jueves	0,96	0,75
Viernes	0,90	0,71
Sábado	0,60	0,55
Domingo	0,50	0,48
Día previo a un festivo oficial	0,64	-
Festivo oficial	0,30	-

Tabla 6.2 Valores de LAP asignados a cada tipo de día

Las curvas de consumo registradas por cada uno de los más de cien medidores instalados en este campus, han sido analizadas y clasificadas en dos usos finales, uno fuertemente dependiente de la temperatura exterior y otro con una dependencia mucho más suave.

En la Figura 6.2 se muestran los resultados utilizando este método para la semana del 28 de abril de 2008, al 4 de mayo de 2008.

Esta metodología ha sido probada para 450 días. En la Tabla 6.3 se muestran los resultados obtenidos mediante este método comparados con los que se obtendrían haciendo una previsión directamente del consumo total (TC) y con un método heurístico en el cual la previsión del consumo para un instante dado se haya como promedio de cuatro días elegidos en los cuales dos de ellos tienen un CT superior al del DOP y los otros dos tienen un CT inferior. Nótese que este método de predicción por usos finales mejora sensiblemente los resultados obtenidos en las predicciones.

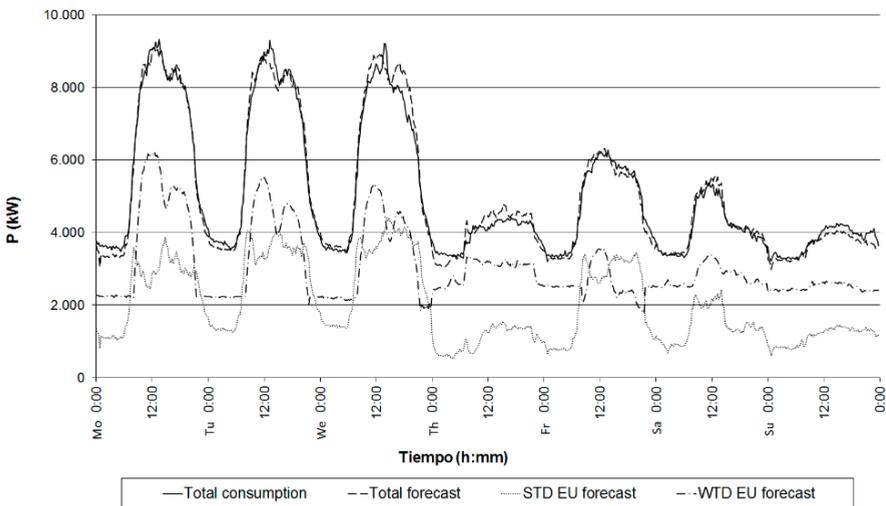


Figura 6.2 Previsión de consumo de la UPV utilizando el método EUs desde el 28/04/2008 hasta el 4/5/2008

Periodo	Número de días	MAPE		
		Método EUs	Método TC	Método heurístico
Vacaciones	72	9,56	10,37	22,56
Laborable	378	5,81	6,21	7,41
Todos	450	6,45	6,88	9,69

Tabla 6.3 Resultados del método para múltiples simulaciones y comparación con otros métodos

A continuación se enumeran algunos aspectos del método descrito y algunas conclusiones extraídas tras analizar los resultados:

- El método EUs realiza la previsión del consumo por usos finales, con lo que permite establecer relaciones más precisas entre cada uso final y las variables de entrada.
- El método utiliza redes neuronales sencillas para minimizar el tiempo de cálculo.
- Las entradas a la arquitectura de la red neuronal han sido reducidas a variables térmicas para reducir la complejidad del modelo. Otros parámetros que influyen en el consumo son tenidos en cuenta en otros pasos de la metodología.
- Para evitar obtener resultados muy aleatorios e incontrolables, se ha reducido el número de días de entrenamiento a cuatro, cuya selección se realiza mediante el procedimiento descrito anteriormente.
- En la fase de selección se tienen en cuenta dos parámetros de gran importancia, el LAP y el CT.
- La temperatura media del día anterior al DOP se utiliza como entrada para considerar la inercia del sistema.
- Los resultados obtenidos muestran un MAPE de 6,45 aplicando el método a 450 días distintos. Una de las posibles mejoras que se puede plantear es que para la previsión del consumo de cada cuarto de hora las entradas a las redes neuronales no sean exactamente las mismas.

6.3. Método TEUs

Analizando el método descrito anteriormente y los resultados obtenidos con el mismo, se plantearon una serie de mejoras que dieron como resultado el método TEUs [82], el cual se describe a continuación.

Uno de los principales puntos débiles del método EUs es que las entradas a la red neuronal son siempre las mismas para cualquier instante del día. Sin embargo, dada la relación existente entre el consumo y la temperatura exterior, la evolución de la misma puede producir variaciones en el consumo que este método no puede tener en cuenta.

Otro de los aspectos mejorables del método anterior es el uso del parámetro llamado CT. Este parámetro es adecuado para caracterizar las necesidades térmicas globales de un día. Sin embargo, en cada instante del día estas necesidades van

evolucionando. Por esta razón, se decidió emplear un concepto que representa la necesidad térmica acumulada a lo largo de un período, los grados-día.

El método TEUs se basa en el uso de una curva de temperatura simulada (TTC) para calcular distintas variables de entrada en cada instante de previsión (TP). De esta manera, para cada instante se tienen diferentes valores de entrada a las redes neuronales que estarán mejor correlacionados con la salida, esto es, la energía consumida.

6.3.1. Introducción y justificación

Se ha desarrollado un modelo que permite crear una curva de temperatura prevista (TTC) a partir de los valores de temperatura máxima y mínima. Los valores de esta curva (horaria o cuartohoraria) pueden ser utilizados para introducir distintas entradas a las redes neuronales en cada instante de predicción o TP.

El hecho de disponer de una curva de temperatura permite entre otras cosas calcular los grados día entre dos instantes cualesquiera de dicho día. Este valor representa la necesidad térmica acumulada en ese intervalo de tiempo, cuya correlación con el consumo es considerablemente alta, tal como se ha comprobado en los estudios realizados. Los grados día pueden representar las necesidades de refrigeración (cooling degree days o CDD) o de calefacción (heating degree days o HDD). Su cálculo se ha definido como la suma de todos los valores de temperatura que superan (por arriba para los CDD o por abajo para los HDD) una temperatura de referencia menos dicha temperatura (en valor absoluto para obtener siempre una cantidad positiva). Las temperaturas de referencia han sido fijadas por medio de estudios de correlación entre los grados día y el consumo, tomando finalmente 21°C para los CDD y 18°C para los HDD. De este modo, los CDD representan la suma de todos los excesos de temperatura horaria sobre una temperatura de referencia de 21°C. Análogamente, los HDD representan la suma de todos los déficits de temperatura por debajo de una temperatura de referencia de 18°C.

$$CDD(t_1, t_2) = \sum_{t_1 \leq t_i \leq t_2} \max(T_i - 21, 0) \quad (6.3)$$

$$HDD(t_1, t_2) = \sum_{t_1 \leq t_i \leq t_2} \max(18 - T_i, 0) \quad (6.4)$$

6.3.2. Modelo de previsión de la curva de temperatura

La principal novedad de este método de predicción (método TEUs), frente al método descrito anteriormente (método EUs), es el uso de diferentes entradas a cada red neuronal, de manera que la predicción de consumo de cada instante se realiza teniendo en cuenta la evolución de las variables externas. Para ello, es necesario estimar la temperatura en cada instante del DOP, de manera que sea posible ajustar las entradas de la red en cada instante de previsión.

Con este fin se ha desarrollado un modelo para obtener una curva de temperatura horaria (TTC) a partir de los valores estimados de temperatura máxima y mínima que ofrecen numerosas estaciones meteorológicas. Este modelo realiza una interpolación que permite el cálculo de la temperatura estimada en cada instante del día.

Para ajustar el inicio y el fin de la curva de temperatura del DOP, se requiere el valor máximo y mínimo de temperatura durante 3 días consecutivos. Adicionalmente se necesita conocer la localización geográfica de la instalación para la que se desea calcular la previsión de consumo, esto es, la latitud φ y la longitud λ en radianes.

El primer paso es calcular datos del DOP. Llamamos dn al número de día del año juliano del DOP (entre 1 y 365, tomando el 29 de febrero igual al 28 de febrero, puesto que las variaciones en el cálculo son despreciables). Así, denotamos por θ al ángulo diario:

$$\theta = \frac{2\pi}{365} (dn - 1) \quad (6.5)$$

La ecuación del tiempo, et , representa la diferencia entre el tiempo solar verdadero y el tiempo solar medio, expresada como sigue:

$$et = 229.18 \cdot \left[0.000075 + 0.001868 \cos(\theta) - 0.032077 \sin(\theta) - 0.014615 \cos(2\theta) - 0.04089 \sin(2\theta) \right] \quad (6.6)$$

El factor 229,18 se utiliza para convertir radianes en minutos.

La declinación solar, δ , es el ángulo en radianes entre el plano ecuatorial y la línea que conecta los centros del Sol y la Tierra y puede ser calculada mediante la expresión (6.7):

$$\delta = 23.45^\circ \cos \left(2\pi \frac{dn - 173}{365} \right) \frac{\pi}{180} \quad (6.7)$$

El número 173 corresponde al número de día juliano del 22 de junio (solsticio de verano).

La hora angular solar, h , se calcula como:

$$h = \cos^{-1} \left(\frac{\sin\left(\frac{-0.833\pi}{180}\right) \sin \phi}{\cos \phi \cos \delta} \right) \quad (6.8)$$

El número de horas de luz solar del día, n_d , se calcula en función de h :

$$n_d = \frac{h}{7.5} \cdot \frac{180}{\pi} \quad (6.9)$$

Con estos valores, se puede calcular el tiempo del orto o salida del sol, t_{sr} , y el ocaso o puesta del sol, t_{ss} :

$$t_{sr} = 12 - \frac{n_d}{2} - \frac{et}{60} \quad (6.10)$$

$$t_{ss} = 12 - \frac{n_d}{2} - \frac{et}{60} \quad (6.11)$$

Finalmente, las horas de diferencia, h_d , al meridiano para la localización de las instalaciones y la fecha del DOP deben ser conocidas. Por ejemplo, en Valencia se utiliza un valor de +1 durante el invierno y un valor de +2 durante el horario de verano (desde el último domingo de marzo hasta el último domingo de octubre).

Todos estos parámetros son calculados para el DOP, para el día anterior al DOP (denotados con el superíndice a) y para el día posterior al DOP (denotados por el superíndice p).

El instante de predicción t varía entre 0 y 23 para una curva de temperatura horaria (o entre 0 y 23,75 para generar los 96 valores de una curva cuatroraria).

El modelo fija las temperaturas significativas en posiciones temporales específicas y lleva a cabo una interpolación para el resto de instantes del día, utilizando un segmento senoidal y otro exponencial.

Los instantes específicos en los que se dan la temperatura máxima (subíndice max) y mínima (subíndice min) del DOP, el día previo y el día posterior se calculan usando las siguientes expresiones:

$$t_{\min}^a = t_{sr}^a + h_d^a - \lambda \cdot \frac{24}{360} - \frac{et^a}{60} \quad (6.12)$$

$$t_{\max}^a = \frac{t_{\min}^a + t_{ss}^a + h_d^a - \lambda \cdot \frac{24}{360} - \frac{et^a}{60}}{2} + 1.5 \quad (6.13)$$

$$t_{\min}^p = t_{sr}^p + h_d^p - \lambda \cdot \frac{24}{360} - \frac{et^p}{60} \quad (6.14)$$

$$t_{\max}^p = \frac{t_{\min}^p + t_{ss}^p + h_d^p - \lambda \cdot \frac{24}{360} - \frac{et^p}{60}}{2} + 1.5 \quad (6.15)$$

$$t_{\min}^p = t_{sr}^p + h_d^p - \lambda \cdot \frac{24}{360} - \frac{et^p}{60} \quad (6.16)$$

El parámetro de 1,5 horas en las expresiones (6.13) y (6.15) se fija en este modelo como estimación del tiempo de retraso entre el instante en que la radiación es máxima y el instante de máxima temperatura, debido a la inercia térmica.

Además de estos instantes de tiempo, es necesario calcular otros dos instantes de interés, correspondientes al momento de enlace entre el segmento senoidal y el segmento exponencial. Estos dos instantes (uno para el día anterior al DOP llamado t_c^a y otro para el DOP, llamado t_c), permiten fijar el inicio y el final de la curva de temperatura del DOP y se calculan como sigue.

$$t_c^a = \left(t_{ss}^a + h_d^a - \lambda \cdot \frac{24}{360} - \frac{et^a}{60} - 2 \right) - 24 \quad (6.17)$$

$$t_c = \left(t_{ss} + h_d - \lambda \frac{24}{360} - \frac{et}{60} - 2 \right) \quad (6.18)$$

El valor de 2 horas se fija en el modelo como el número de horas antes del ocaso en el que sucede la transición de la curva senoidal a un segmento exponencial, pues la altura del sol se considera desde ese momento insuficiente para producir un nivel de radiación capaz de evitar la caída exponencial de la temperatura.

El segmento senoidal de la curva de temperatura debe oscilar entre los valores de temperatura máxima y mínima del día, por lo que se puede obtener la temperatura media de dicho segmento para cada día como se muestra a continuación.

$$Tavg_{sin}^a = \frac{T_{max}^a + T_{min}^a}{2} \quad (6.19)$$

$$Tavg_{sin} = \frac{T_{max} + T_{min}}{2} \quad (6.20)$$

Con todos estos datos se puede obtener un valor de temperatura para cada hora $t = 0, \dots, 23$ tal como se muestra a continuación.

Para $t < t_{min}$:

$$P_{sin}^a = 2 \left(T_{max}^a - T_{min}^a \right) \quad (6.21)$$

$$A_{sin}^a = T_{max}^a - T_{min}^a \quad (6.22)$$

$$T_c^a = Tavg_{sin}^a + \frac{A_{sin}^a}{2} \cos \left(\left(t - t_{max}^a \right) \frac{2\pi}{P_{sin}^a} \right) \quad (6.23)$$

$$B = \frac{\ln \left(T_c^a \right) - \ln \left(T_{min}^a \right)}{t_c^a - t_{min}^a} \quad (6.24)$$

$$A = \frac{T_c^a}{e^{B \cdot t_c}} \quad (6.25)$$

$$T(t) = A \cdot e^{B \cdot t} \quad (6.26)$$

Para $t_{\min} \leq t < t_c$:

$$P_{\sin} = 2(T_{\max} - T_{\min}) \sin\left(\frac{\pi}{2} \frac{t - t_{\min}}{t_c - t_{\min}}\right) \quad (6.27)$$

$$A_{\sin} = T_{\max} - T_{\min} \quad (6.28)$$

$$T(t) = T_{\text{avg} \sin} + \frac{A_{\sin}}{2} \cos\left(\frac{\pi}{2} \frac{t - t_{\min}}{t_c - t_{\min}}\right) \quad (6.29)$$

Para $t \geq t_c$:

$$P_{\sin} = 2(T_{\max} - T_{\min}) \sin\left(\frac{\pi}{2} \frac{t - t_{\min}}{t_c - t_{\min}}\right) \quad (6.30)$$

$$A_{\sin} = T_{\max} - T_{\min} \quad (6.31)$$

$$T_c = T_{\text{avg} \sin} + \frac{A_{\sin}}{2} \cos\left(\frac{\pi}{2} \frac{t_c - t_{\min}}{t_c - t_{\min}}\right) \quad (6.32)$$

$$B = \frac{\ln(T_c) - \ln(T_{\min})}{t_c - t_{\min}} \quad (6.33)$$

$$A = \frac{T_c}{e^{B \cdot t_c}} \quad (6.34)$$

$$T(t) = A \cdot e^{B \cdot t} \quad (6.35)$$

Todas las temperaturas deben ser expresadas en Kelvin en este modelo para evitar valores nulos que no permitirían llevar a cabo ciertas operaciones.

Con el procedimiento descrito, dando valores a t ($0 \leq t < 24$), se puede obtener una predicción de temperatura para cualquier instante del DOP. Así se obtiene la curva horaria estimada de temperatura que será utilizada para generar las entradas a la red neuronal. La Figura 6.3 muestra los distintos segmentos utilizados en la TTC para un día completo. La Figura 6.4 muestra la curva de temperatura real y la obtenida mediante el modelo propuesto durante dos semanas del año 2010.

Este modelo para la obtención de la TTC ha sido probado para el año 2010 completo. El error máximo obtenido ha sido de 6,6 °C. El valor de MAPE obtenido para todo el año ha sido de 0,28%, con las temperaturas expresadas en Kelvin, puesto que el MAPE no se puede calcular para valores de temperatura nulos. Estos valores se consideran muy precisos y pueden ser aprovechados para obtener mejores previsiones de consumo en cada momento del día.

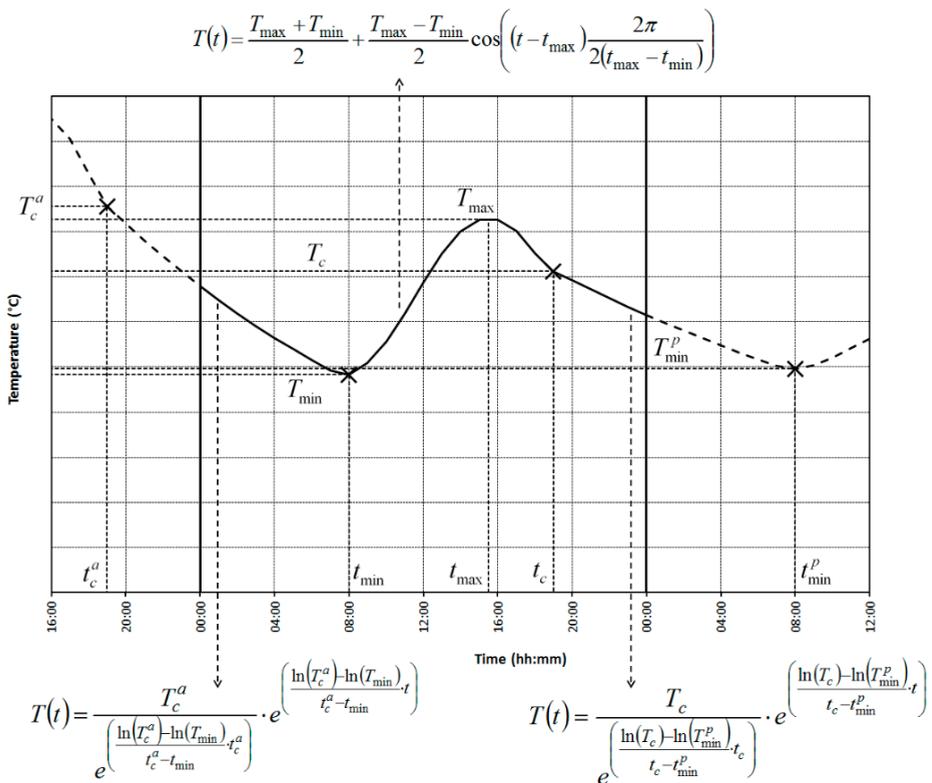


Figura 6.3 Curva teórica de temperatura prevista mediante el modelo desarrollado

6.3.3. Algoritmo de previsión de consumo

El método de previsión de consumo eléctrico que se va a describir y que utiliza el modelo de cálculo de la TTC (método TEUs), está basado en el método EUs, descrito anteriormente. Algunas modificaciones han sido introducidas para resolver algunos de los problemas que presentaba el método anterior, como modificar las entradas a la red neuronal que antes eran constantes para un día (T_{max} , T_{min} , T_{avg} y T_{avg-1}). En el método EUs, se utilizaba un número reducido de días de entrenamiento para las redes neuronales, con el fin de evitar obtener datos incontrolados y aleatorios. En este método se mantiene la filosofía pero el proceso de selección se mejora aprovechando el modelo de temperatura desarrollado.

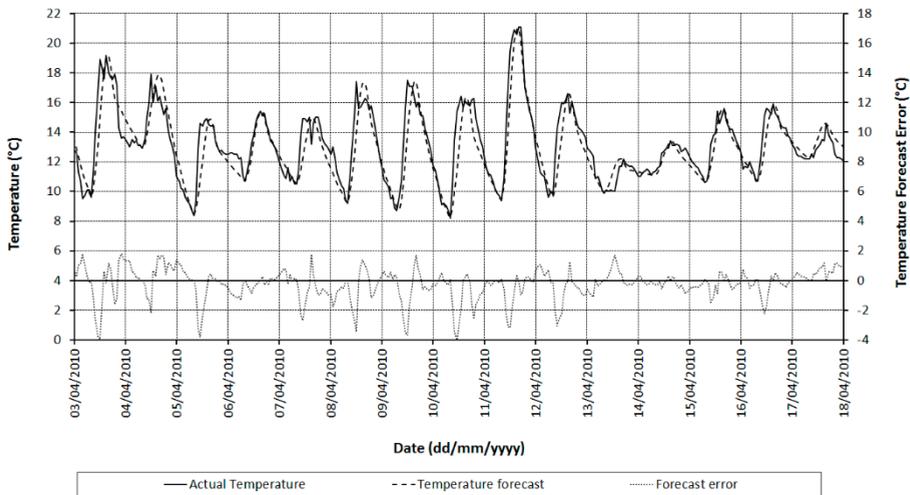


Figura 6.4 Resultados del modelo de TTC durante dos semanas del año 2010

En los usos finales fuertemente dependientes de la temperatura (los STD EUs), se considera que el consumo depende de la energía consumida en los días inmediatamente precedentes al DOP, con similares curvas de temperatura y el mismo valor de LAP. En este sentido, en el método TEUs, dos días se consideran similares si sus curvas de temperatura son similares.

El modelo de cálculo de la TTC se utiliza para obtener datos diferentes como entradas a las redes neuronales para la predicción de cada instante diferente (24 valores en el caso de previsiones horarias). El hecho de utilizar una curva de previsión horaria responde a dos razones fundamentales. En primer lugar reducir la variabilidad del consumo, reduciendo así el error de las previsiones. En segundo lugar, se considera

un periodo adecuado para la M&V de acciones de ahorro y eficiencia energética así como para la participación en muchos tipos de DRP y la compra de energía en los mercados eléctricos. No obstante, el método puede utilizarse con cualquier intervalo de tiempo.

6.3.3.1. Proceso de selección de días de entrenamiento

La selección de los días de entrenamiento para los STD EUs se lleva a cabo con días de curvas de temperatura similares a la TTC prevista para el DOP.

Para evaluar el parecido entre una curva de temperatura de un día y la TTC prevista para el DOP se utiliza el error cuadrático medio (MSE):

$$MSE = \frac{\sum_{h=0}^{23} (T_h - T_{DOP})^2}{24} \quad (6.36)$$

Utilizando este parámetro se ordenan los días con el mismo LAP que el DOP de mayor a menor parecido (o de menor a mayor MSE).

De este conjunto de días, se seleccionan 4 con los requerimientos térmicos más similares a los del DOP (de acuerdo con la Tabla 6.4, se utilizan los XDD para tener en cuenta la inercia térmica del sistema). Por ejemplo, en la primera columna, para el criterio de selección 1, en un día con más HDD (heating degree days) que CDD (cooling degree days), los días seleccionados son los 4 días más parecidos al DOP que cumplan que haya 2 con más HDD que el DOP (llamados XDD+1 y XDD+2) y 2 con menos HDD que el DOP (XDD-1 y XDD-2). Los días seleccionados deben tener el mismo LAP que el DOP y pertenecer a los últimos 30 días precedentes al DOP. Si la selección no es posible, se pasa al siguiente criterio, y así sucesivamente. Si el DOP tiene más CDD que HDD, para el criterio de selección 1 se seleccionarán los 4 días más parecidos al DOP de manera que haya 2 con más CDD que el DOP y 2 con menos CDD que el DOP.

En el caso de los usos finales ligeramente dependientes de la temperatura (WTD EUs), la selección se lleva a cabo tomando los 4 días más cercanos al DOP que tengan el mismo LAP. Para tener en cuenta la ligera dependencia del consumo de estos usos finales con la temperatura se utiliza la misma arquitectura de red neuronal que para los STD EUs.

6.3.3.2. Arquitectura de las redes neuronales

Las entradas a las redes neuronales utilizadas para calcular la predicción de consumo de cada hora del DOP son diferentes, con el fin de mejorar la fase de entrenamiento de la red y la de predicción.

Para cada hora, se calcula la predicción de consumo mediante un esquema muy similar al del método EUs. Primero se seleccionan 4 días similares al DOP que se utilizan para llevar a cabo las fases de entrenamiento, test y validación de las redes neuronales. Después se calcula la previsión de consumo para cada uso final utilizando las redes neuronales entrenadas. Finalmente se calcula la previsión del consumo total como la suma de las previsiones de consumo para cada uno de los usos finales.

Criterio de selección	1	2	5	3	4	6	7	8	9
Días de búsqueda	30	30	30	90	90	90	360	360	360
XDD+2	X			X			X		
XDD+1	X	X		X	X		X	X	
XDD-1	X	X	X	X	X	X	X	X	X
XDD-2	X	X	X	X	X	X	X	X	X
XDD-3		X	X		X	X		X	X
XDD-4			X			X			X

Tabla 6.4 Criterios de selección de días de entrenamiento para usos finales fuertemente dependientes de la temperatura

La arquitectura de redes neuronales del método TEUs, utilizada para llevar a cabo la predicción de consumo de cada hora del día, es un perceptrón multicapa con tres neuronas en la capa oculta. Esta arquitectura, mostrada en la Figura 6.5, es similar a la arquitectura definida para el método EUs, y se compone igualmente de tres capas: una de entrada, una oculta y una de salida. Sin embargo, las variables de entrada difieren.

Se consideran cuatro neuronas en la capa de entrada:

- T_t^{AVG3} : temperatura media de las tres horas previas al instante de predicción (TP). El consumo es muy sensible a las condiciones ocurridas en los instantes inmediatamente precedentes.
- CDD_t : Cooling degree days desde el inicio del DOP hasta el TP. Se toma como temperatura de referencia para el caso de estudio de la Universitat Politècnica de València 21°C.

- HDD_t : Heating degree days desde el inicio del DOP hasta el TP. Se toma como temperatura de referencia para el caso de estudio de la Universitat Politècnica de València 18°C.
- P_{t-1} : Consumo previsto para el instante anterior al TP. Esta entrada permite obtener una curva de previsión suavizada, evitando por un lado saltos bruscos y eliminando a su vez la independencia del consumo de dos instantes consecutivos.

Nótese la importancia del modelo de TTC desarrollado previamente, que permite el cálculo de todas las entradas térmicas a la red neuronal para el DOP.

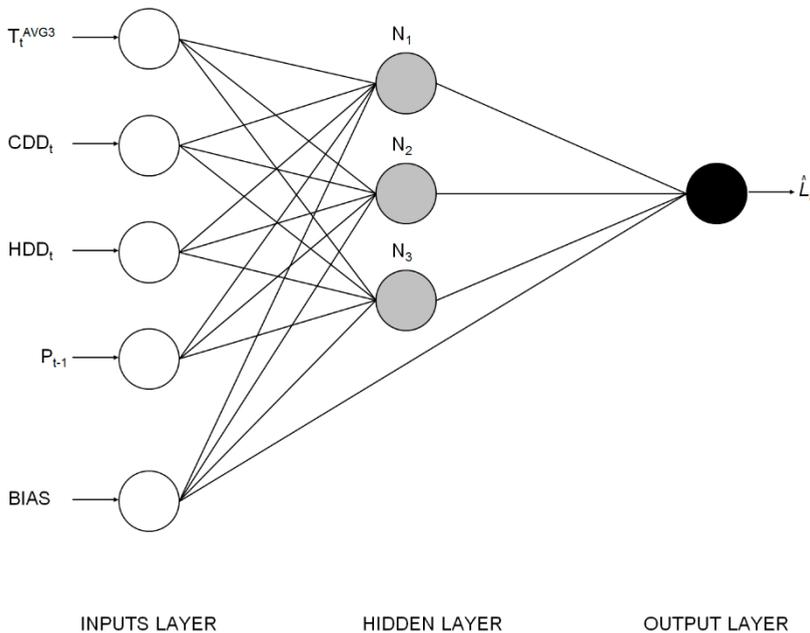


Figura 6.5 Arquitectura de la red neuronal utilizada en el método TEUs

6.3.3.3. Entrenamiento, test y validación de las redes neuronales

El entrenamiento de la red neuronal se lleva a cabo con 5000 ciclos. Durante los 500 primeros ciclos se utiliza un parámetro de aprendizaje de 1 y un momentum de 0,5. Después se reduce el parámetro de aprendizaje a 0,9 y el momentum a 0,2 hasta los 1500 ciclos. Finalmente, en los ciclos restantes se utiliza un parámetro de aprendizaje de 0,7 y un momentum de 0,2. Esta reducción gradual de los parámetros de

entrenamiento facilita la convergencia a un error mínimo. La fase de entrenamiento se completa con la validación y test de la red utilizando los siguientes días del listado con el mismo LAP.

Tras las fases de selección y entrenamiento se calcula la previsión de consumo de cada uso final. La previsión de consumo total es la suma de las previsiones parciales de los usos finales.

6.3.4. Resultados y conclusiones

El método TEUs también ha sido aplicado a las instalaciones del Campus de Vera de la Universitat Politècnica de València.

Los dos usos finales contemplados han sido los mismos para poder comparar eficazmente los resultados obtenidos. Así, el consumo está dividido en una fracción fuertemente dependiente de la temperatura (STD EU) y otra fracción con una dependencia mucho menor (WTD EU).

La Figura 6.6 muestra una previsión completa, incluyendo la TTC, para el día 15/2/2011. En esta figura se ilustra el esquema del proceso de previsión. De ella se deduce la importancia de introducir a cada hora del día diferentes valores a la red, relacionados con la evolución del consumo en cada instante, especialmente en los STD EUs. Para esta previsión, el MSE de la TTC de los días seleccionados en el STD EU es 6,27 para el 10/1/2011, 9,84 para el 18/11/2010, 23,29 para el 9/12/2010 y 19,81 para el 11/1/2011. El MAPE obtenido es de 2,58%.

Adicionalmente, en la Figura 6.7 se ilustran los resultados de la previsión para una semana completa, del 21/2/2011 al 27/2/2011. Durante esta semana, se obtiene un MAPE promedio de 3,71%. En la Tabla 6.5 se muestran los resultados individuales de cada día del periodo citado.

Finalmente, para comparar los métodos y apreciar las mejoras se ha aplicado el método TEUs y el EUs a un periodo de más 300 días. Los resultados de ambos métodos y el método TC de previsión del consumo total sin usos finales se muestra en la Tabla 6.6.

A continuación se enumeran algunos aspectos del método descrito y algunas conclusiones extraídas tras analizar los resultados:

El método TEUs realiza la previsión del consumo por usos finales, utilizando una curva de temperatura horaria prevista (TTC) para generar las entradas a la red neuronal en cada instante. Esto permite fortalecer las relaciones entre las entradas y las salidas del modelo de las redes neuronales.

- El método utiliza redes neuronales sencillas para minimizar el tiempo de cálculo.

- Las entradas a la arquitectura de la red neuronal han sido reducidas a variables térmicas para reducir la complejidad del modelo. Otros parámetros que influyen en el consumo son tenidos en cuenta en otros pasos de la metodología.
- Para evitar obtener resultados muy aleatorios e incontrolables, se ha reducido el número de días de entrenamiento a cuatro, cuya selección se realiza mediante el procedimiento descrito anteriormente.
- En la fase de selección se tienen en cuenta dos parámetros de gran importancia, el LAP y el MSE entre la curva de temperatura de cada día y la prevista para el DOP.
- La potencia prevista para el instante previo al de previsión o TP se utiliza para evitar saltos bruscos en la salida y suavizar la forma de la curva prevista de consumo. Además se utilizan tres variables que representan las necesidades térmicas del TP y los instantes anteriores, teniendo así en cuenta la inercia del sistema.

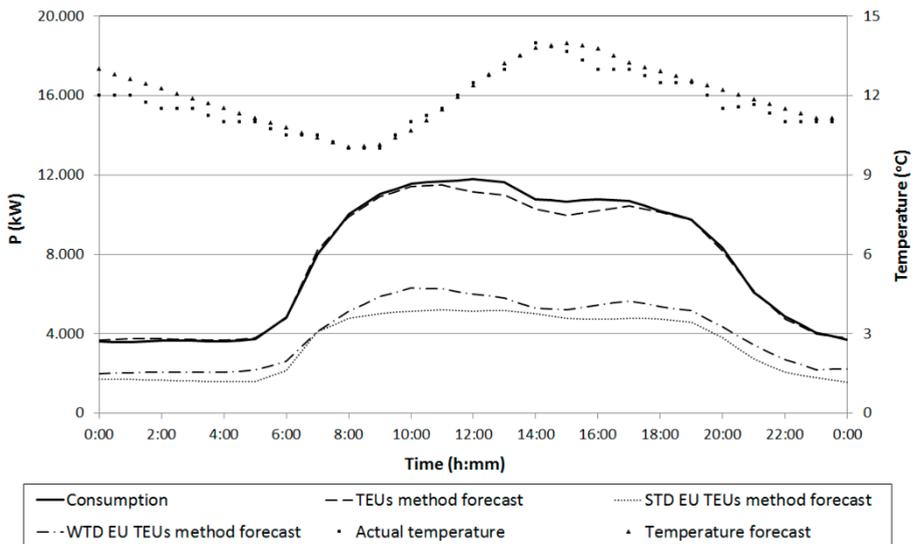


Figura 6.6 Previsión de consumo de la UPV utilizando el método TEUs para el 15/2/2011

Los resultados obtenidos muestran un MAPE de 6,31, ligeramente inferior al método EUs (6,47), tras simular un total de 300 días. Puesto que el error en la predicción impide certificar acciones que no superen ese mismo porcentaje sobre los

consumos esperados, es necesario tratar de reducir más el MAPE, ya que es la única manera de poder realizar acciones de DR que impliquen menores cambios en los consumos; es decir, cuanto menor sea el MAPE, más posibilidades tendrá el usuario de ofrecer acciones de DR que puedan ser verificadas. En consecuencia, puesto que la mejora obtenida con el método propuesto representa una ganancia muy pequeña, se ha considerado necesario seguir profundizando en este tema, planteando nuevas líneas a desarrollar para alcanzar resultados más precisos.

Por un lado, se ha propuesto mejorar el proceso de desagregado de los usos finales, puesto que analizando los resultados se observan situaciones en las que el consumo no ha seguido una evolución aparentemente lógica con respecto a las variables de entrada en el STD EU. Por otro lado se han identificado muchos días con comportamientos anómalos y se ha planteado un estudio a fondo de la laboralidad en la Universitat Politècnica de València. Finalmente, la convergencia de las redes neuronales ha dado algunos problemas en casos puntuales y se ha propuesto sustituirlas por una interpolación/extrapolación sencilla, tratando de afinar lo más posible en el proceso previo de selección para reducir al mismo el error máximo de la etapa de cálculo de la previsión.

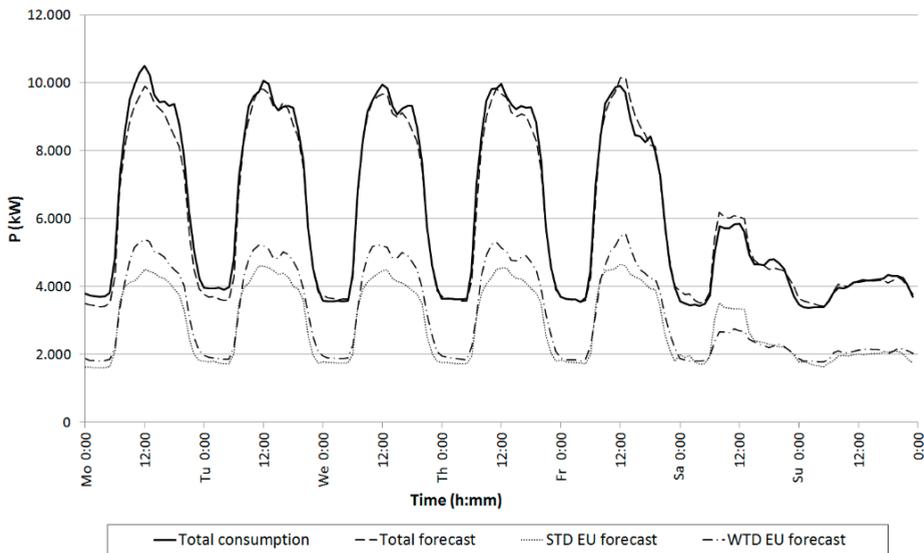


Figura 6.7 Previsión de consumo de la UPV utilizando el método TEUs para la semana del 21/2/2011 al 27/2/2011

21/2/2011	22/2/2011	23/2/2011	24/2/2011	25/2/2011	26/2/2011	27/2/2011
5,77	3,84	2,26	4,75	4,45	2,24	2,66

Tabla 6.5 MAPE obtenido con el método TEUs para la semana del 21/2/2011 al 27/2/2011

Estos aspectos han sido estudiados minuciosamente conduciendo al desarrollo de una metodología de previsión más amplia, más precisa y más completa, que ha sido nuevamente aplicada al consumo de la UPV con el propósito de analizar los resultados obtenidos y de ilustrar el proceso completo de desagregado de usos finales, estudio de laboralidades y previsión de consumo.

Criterio de selección	Porcentaje de días	MAPE		
		Método TEUs	Método EUs	Método TC
1	22%	4,76	5,10	5,16
2	11%	5,53	5,16	5,50
3	20%	6,57	5,81	6,61
4	8%	5,31	6,42	5,84
5	24%	6,60	8,65	6,77
6	2%	9,78	10,82	7,30
7	5%	7,92	6,04	9,10
8	5%	6,63	5,08	8,59
9	3%	9,93	12,17	11,56
Total	100%	6,31	6,47	6,78

Tabla 6.6 Resultados del método para múltiples simulaciones y comparación con otros métodos

6.4. Conclusiones del capítulo

En este capítulo se han presentado en orden cronológico dos métodos de previsión de consumo.

El primero de ellos, llamado EUs, introduce el concepto de los usos finales, definido como aquellos procesos que consumen energía para un fin concreto y de una manera determinada. El método ha sido desarrollado separando el consumo total en dos usos finales, el STD EU y el WTD EU, que se caracterizan por una relación entre consumo y temperatura fuerte y débil respectivamente.

Este método utiliza un proceso de selección de días basado en el coeficiente térmico (CT) calculado como la suma de las temperaturas máxima, mínima y media de un día, para el STD EU, mientras que en el WTD EU se buscan solo días cercanos al DOP. Se prima la cercanía al día de previsión (DOP) por medio de los criterios de

selección descritos en apartados anteriores. Los días seleccionados deben tener el mismo parámetro de actividad laboral (LAP) que el DOP.

El algoritmo de previsión consiste en entrenar un modelo de redes neuronales para cada instante del día con los valores de temperatura máxima, mínima y media del día y con la temperatura media del día previo, para considerar en cierto modo la inercia de todo el sistema. Estos modelos de redes neuronales son utilizados para calcular el valor de previsión de consumo para cada instante del DOP.

Finalmente, el consumo total previsto es la suma de las previsiones de cada uso final.

El segundo método de previsión, llamado TEUs, introduce un modelo de previsión de la curva de temperatura horaria (TTC) para el DOP. Este modelo se utiliza para dos fines fundamentales que representan los principales aspectos mejorados respecto del método anterior. En primer lugar, la selección de días similares al DOP para el uso final fuertemente dependiente de la temperatura (STD EU) se lleva a cabo buscando días cuya curva de temperatura sea lo más similar posible a la TTC prevista para el DOP. Para ello se calcula la curva de temperatura de cada día con la TTC prevista para el DOP y se calcula el error cuadrático medio (MSE), seleccionando los días con el menor error, lo más cercanos posibles y con el mismo LAP que el DOP, siguiendo los criterios descritos en apartados anteriores. En segundo lugar, disponer de la TTC prevista para el DOP permite calcular parámetros térmicos diferentes para cada instante de previsión (TP). De esta manera, se pretende mejorar la relación entre las entradas y las salidas en las redes neuronales.

El algoritmo de previsión utilizado tiene como diferencia fundamental un modelo de redes neuronales más sofisticado, en el que las entradas para cada TP son parámetros térmicos de los instantes previos, de manera que representan las necesidades térmicas acumuladas para dicho instante. Además, se introduce la previsión obtenida en un instante como entrada para el instante siguiente, con el fin de suavizar la curva de previsión obtenida y de evitar los saltos bruscos.

Nuevamente, la previsión de consumo total se obtiene como suma de las previsiones de los usos finales.

La mejora obtenida con el método TEUs no parece ser tan significativa como se esperaba, si bien los resultados mejoran ligeramente y se evitan previsiones notablemente imprecisas. Esto puede apreciarse en la Figura 6.8, en la que se representan los resultados de todas las simulaciones realizadas para comparar el MAPE obtenido con ambos métodos. En el gráfico se ha dibujado una banda de $\pm 2\%$ fuera de la cual se puede admitir que un método es peor al otro. Se pueden observar puntos claramente alejados hacia la derecha que representan días cuya previsión con el método EUs ha sido significativamente mala. Por el contrario, no se aprecian resultados tan llamativos con el método TEUs.

Analizando los resultados, se plantean diversos aspectos a mejorar.

- Es necesario ampliar el estudio de los usos finales. Se observan casos que requieren de un estudio más exhaustivo de los mismos. En particular, el WTD EU no parece estar correctamente caracterizado. Además, se plantea la posibilidad de incluir nuevos usos finales así como nuevos parámetros externos a tener en cuenta, como la cantidad de luz exterior del día.
- El LAP no parece estar todo lo bien definido que debería, dada la gran importancia que tiene como filtro para la selección de días. Incluso, existen casos en que días de los que existen pocos ejemplos al año, pueden producir resultados muy imprecisos debido a la necesidad de seleccionar días del mismo LAP, que pueden ser muy lejanos al DOP. Se propone analizar el caso de la UPV detenidamente para redefinir los distintos valores de LAP, así como analizar las similitudes entre días con diferente LAP.

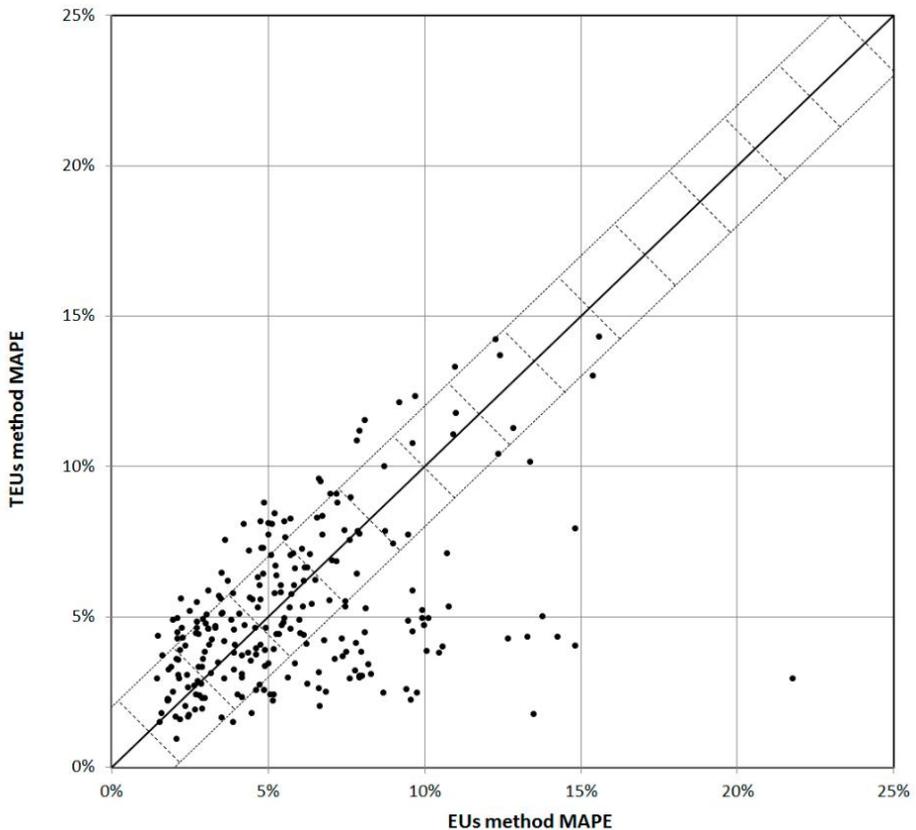


Figura 6.8 Comparación del MAPE del método TEUs y el método EUs

- Las redes neuronales no parecen ser la herramienta más adecuada para la previsión del consumo. En ocasiones, producen resultados muy aleatorios. En estas metodologías, la etapa de selección es la más importante, puesto que si la selección es adecuada, el algoritmo de previsión únicamente debe llevar a cabo una ligera interpolación entre los consumos de los días elegidos, que ya serán suficientemente parecidos como para minimizar el error obtenido.

Como análisis numérico del gráfico representado en la Figura 6.8, los valores de MAPE obtenidos, para el conjunto de días representados, utilizando como método de previsión el método EUs tienen un valor promedio de 5,80% y una desviación típica de 3,26%, mientras que con el método TEUs se obtiene un valor medio de 5,21% y una desviación típica de 2,65%. Esto corrobora la validez del método TEUs y su mejora respecto al método EUs, al obtenerse errores de menor magnitud y mayor uniformidad. No obstante, teniendo en cuenta la importancia de este índice para la verificación de las acciones de respuesta de la demanda, se va a intentar mejorar más la precisión de las predicciones en el próximo capítulo.

CAPÍTULO 7. DESAGREGADO Y PREVISIÓN DE USOS FINALES

7.1. Introducción

El consumo de energía puede estar asociado a la búsqueda de diferentes beneficios. Sin embargo, cuantificar el beneficio proporcionado por el consumo de una cierta cantidad de energía suele resultar muy complicado. La mejor manera de llevar a cabo esta tarea es dividir el consumo en usos finales (EUs), o procesos, para asignar un beneficio a cada kilovatio-hora de cada uno de ellos. Además esto permitirá estimar el beneficio de conseguir un cierto ahorro energético en un uso final con mayor precisión. Realizar previsiones de consumo precisas es muy importante para la M&V así como para participar en DRP, tal como ha sido comentado anteriormente [81], [70], [71], [66]. En definitiva, cada fracción de consumo puede ser dependiente de un conjunto diferente de variables externas y a estas fracciones de consumo las llamamos uso finales (EUs).

El consumo de un edificio o de una instalación grande y compleja puede ser dividido, según este criterio, en diferentes usos finales. Para cada uso final, el proceso de previsión debe consistir en dos fases. La primera fase es el proceso de selección de los días más similares al DOP, esto es, la identificación de días en los que las variables externas que afectan al consumo del uso final en cuestión tengan valores similares a los del DOP. La segunda fase es el cálculo de la previsión. Esta fase puede ser llevada a cabo de diferentes maneras. En los estudios realizados previamente se han utilizado modelos de redes neuronales para el cálculo de la previsión del consumo. En este estudio el proceso de selección es mejorado y por lo tanto, se pretende desarrollar un método de previsión más rápido y sencillo capaz de obtener resultados muy precisos. Éste método se basa en el cálculo de la previsión del consumo de cada uso final y del consumo total para cada hora del día usando las condiciones del DOP y el consumo y las condiciones de los días seleccionados. De este modo, el consumo total es tratado como un nuevo uso final. Tal como se ha comentado anteriormente, el número de días

seleccionados para llevar a cabo el proceso de previsión debe ser reducido. Por tanto, para cada uso final se seleccionan un máximo de cuatro días [81], [70], en los que las variables que afectan al consumo de dicho uso final sean tan cercanas como sea posible a los valores que estas tomen para el DOP.

La división del consumo total en diferentes usos finales proporciona diversas ventajas, tales como facilitar la identificación de las variables que tienen una mayor influencia en cada fracción de consumo, o bien identificar aquellas variables que no afectan a ciertas fracciones de consumo. Además proporciona un mayor control y una mayor comprensión de cómo se consume la energía. Por otro lado, este proceso de desagregado simplifica la compra de energía en los mercados spot [90]. Asimismo, se posibilitan algunas aplicaciones orientadas a usos finales específicos como la M&V de acciones de eficiencia y gestión energética en diferentes usos finales [91], [92], [93]. En conclusión, la descomposición del consumo en usos finales ayuda al proceso de previsión de consumo en el sentido de que facilita el uso de diferentes variables de entrada para calcular la predicción de cada uso final, proporcionando una serie de beneficios adicionales como los ya comentados. En este capítulo se analizará una posible metodología de clasificación del consumo en usos finales.

Sin embargo, previamente al proceso de desagregado de los usos finales surge un desafío que debe ser abordado con mayor rigurosidad que en el capítulo anterior, el estudio de la laboralidad. Para poder analizar la correlación del consumo de un cierto uso final con una cierta variable externa es indispensable disponer de un conjunto lo más amplio posible de pares de valores de energía consumida y del valor de la variable externa. Con el fin de encontrar un modelo de ajuste capaz de explicar de manera fidedigna la correlación entre ambas magnitudes, resulta imprescindible que todos los valores de energía pertenezcan a un grupo común de laboralidad. Es decir, todos los días del estudio deberían, en el caso ideal, tener un consumo idéntico cuando el valor de la variable externa es el mismo. Así, la clasificación de los tipos de día o laboralidades es el primer paso de la metodología que se va a desarrollar en este capítulo. Los métodos explicados a continuación han sido comunicados en un congreso internacional [94] y publicados posteriormente en una revista científica [95].

7.2. Estudio de la laboralidad en la UPV

Para el estudio de la laboralidad se han analizado, en primer lugar, las causas que pueden provocar diferentes comportamientos en la curva de carga, para posteriormente analizar cada conjunto de días con la misma laboralidad y estudiar los casos particulares en los que se encuentran incoherencias.

Así, se determinó por procedimientos estadísticos que una semana normal contaba con 5 tipos de día diferentes, mostrados en la Tabla 7.1.

Días de la semana	Grupo				
	1	2	3	4	5
Lunes	X				
Martes		X			
Miércoles		X			
Jueves		X			
Viernes			X		
Sábado				X	
Domingo					X

Tabla 7.1 Diferentes grupos de laboralidad en una semana uniforme

Además, estos mismos grupos son diferentes cuando pertenecen a un periodo normal y a uno de vacaciones. Pero, analizando las curvas de consumo total de la UPV, existen otros periodos en los que el consumo no sigue un comportamiento que pueda ser clasificado en los periodos citados. Por esta razón se ha visto la necesidad de crear más periodos en los que establecer los cinco grupos anteriores. Por ejemplo, los periodos en los que hay exámenes se hace un uso muy diferente de algunos edificios, como los aularios y bibliotecas, por lo que se considera interesante separarlo del resto de periodos lectivos. Asimismo, el mes de agosto es un mes especial, cuyo consumo suele ser especialmente bajo en comparación con el resto. Otro periodo diferente en los años 2010, 2011 y 2012 era la última semana de agosto, que a pesar de pertenecer a agosto, comenzaba el periodo de exámenes de la convocatoria extraordinaria del segundo cuatrimestre. Incluso se podía apreciar un periodo de transición durante la primera semana de agosto, que se consideró finalmente como un periodo diferente del resto.

Además, se identificaron casos particulares de días que sistemáticamente veían modificada su curva de consumo en ciertas condiciones. Así surgió el grupo de los días prefestivos y los postfestivos. En un día prefestivo se observa un efecto similar al de la tarde de los viernes, con una reducción notable del consumo conforme avanza la jornada. En un postfestivo se puede apreciar un arranque ligeramente más brusco de la curva de carga, debido a que gran parte de los procesos (fundamentalmente de climatización) permanecen apagados durante los días festivos.

También resultó necesario diferenciar los festivos nacionales o locales de los días que solo eran festivos en la UPV, e incluso del festivo de San Vicente el día 22 de enero, cuyo comportamiento era claramente diferente al resto de festivos, con un consumo mucho más elevado.

Todo esto conduce a una situación en la que un año natural puede contar con aproximadamente 50 tipos de días diferentes. Esto dificulta el proceso de selección, pues puede darse algún caso, como el festivo de San Vicente, que ocurra una vez al año, o muy pocas veces, lo que requeriría buscar días muy lejanos para llevar a cabo la previsión de consumo del DOP. Debido a ello, se consideró necesario definir un nuevo

parámetro llamado parámetro de afinidad laboral. Este parámetro, cuyo valor está entre de 0 y 1 (o entre 0% y 100%), indica, para cada pareja de valores de LAP, la similitud entre ellos, de manera que en ciertas ocasiones pueda resultar más efectivo utilizar días con una laboralidad diferente pero más cercanos, siempre que la afinidad laboral sea elevada. Además se trata de un parámetro unidireccional, pues no siempre resulta igual de útil seleccionar días de una cierta laboralidad α para calcular la previsión de consumo de un día con otra laboralidad β que a la inversa, esto es, seleccionar días con laboralidad β para calcular la previsión de consumo de un día con laboralidad α . Considérese por ejemplo el caso de querer calcular la previsión de consumo de un día perteneciente al grupo de “Lunes de Exámenes”. Este tipo de día ocurre una sola vez a la semana, por lo que en un periodo de exámenes como el de enero, puede no haber más de 2 o 3 ejemplos, por lo que habría que buscar más lunes de exámenes, en el periodo de septiembre o de junio. Sin embargo, puede resultar útil, si el consumo es similar (o el parámetro de afinidad laboral tiene un valor cercano a 1) seleccionar días del grupo “Martes, Miércoles o Jueves de Exámenes”, que ocurren 3 veces cada semana. En cambio, para hacer la previsión de consumo de un día del grupo “Martes, Miércoles o Jueves de Exámenes”, tal vez no resulte tan interesante seleccionar lunes de exámenes, ya que normalmente, se encontrarán más ejemplos del propio grupo al que pertenece el DOP, sin necesidad de ir a buscar días muy lejanos en el pasado.

Así, se deben estudiar todas las parejas de valores de LAP en ambos sentidos, estableciendo el valor de la afinidad laboral entre cada una de ellas en ambos sentidos. Esto da lugar a una gran tabla de afinidades laborales en las que cada fila contiene, para un cierto valor de LAP, la afinidad que tienen el resto de valores de LAP a la hora de ser seleccionados para el proceso de previsión. Esta tabla se muestra fragmentada en el apéndice 3.

Nótese que la diagonal principal de la matriz de afinidades contiene siempre el valor 1, puesto que el caso ideal es seleccionar días con la misma laboralidad que el DOP. Nótese también la abundancia de valores nulos del coeficiente de afinidad laboral, pues para mejorar los resultados del proceso de previsión, es necesario evitar la selección de tipos de día muy diferentes al DOP.

7.3. Desagregado de usos finales en la UPV

Una vez clasificados todos los tipos de día comienza el estudio del consumo para llevar a cabo el desagregado de los usos finales. El concepto de uso final ha sido ligeramente adaptado para establecer los criterios de desagregado y desarrollar la presente metodología. Se establece que un uso final debe cumplir, necesariamente, que su comportamiento frente a un determinado conjunto de variables de entrada sea siempre el mismo, de manera que ya no se habla precisamente de procesos sino que se va más allá y se impone la condición de que el consumo de un uso final tenga una

respuesta determinada (lo más rigurosamente posible) frente a los distintos valores de las variables externas que se considera que pueden influir en el consumo.

Con esta finalidad se ha clasificado un total de más de 100 medidores instalados por todo el Campus de Vera de la UPV.

El primer paso para llevar a cabo el desagregado de los usos finales es crear un listado de las variables de entrada que se pueden medir o cuantificar y que pueden influir en el consumo de los usos finales. De esta forma se podrá establecer una correlación entre las mismas y el consumo de cada uso final para proceder a su clasificación.

En el caso de estudio seleccionado, el consumo del Campus de Vera de la Universitat Politècnica de València, se han seleccionado varias variables externas.

- En primer lugar, la temperatura afecta a la mayor parte del consumo. Se dispone de medidor de temperatura en el campus y existe la posibilidad de adquirir una previsión de temperatura a través de estaciones meteorológicas de www.wunderground.com. Las variables que se van a utilizar, en cuanto a la temperatura, durante el proceso de selección de días son la temperatura máxima o T_{\max} , la temperatura mínima o T_{\min} , la temperatura media o T_{avg} , los Cooling Degree Days o CDD y los Heating Degree Days o HDD.
- También se observa una cierta estacionalidad del consumo, por lo que se decide utilizar la época del año, o más concretamente el número de día del año (n), como una variable para estudiar los usos finales.
- Otro parámetro imprescindible es la laboralidad (LAP), que afecta prácticamente a todos los consumos. El único tipo de consumo que no se ve afectado por la laboralidad es el alumbrado público, que se utiliza igualmente en días laborables y festivos.
- Finalmente, se ha observado que la luz exterior tiene efectos sobre algunos consumos que tienden a aumentar en días nublados. Se elige como variable un indicador de la radiación, ya que se puede obtener una previsión aproximada de lo nublado que será el día y se dispone de medidor de radiación en el Campus. Para el proceso de selección de días, uno de los criterios a utilizar será este indicador de luz (Light).

Una vez seleccionadas las variables de entrada se procede a desagregar los consumos de los medidores en diferentes conjuntos o usos finales. Para ello, se muestra en una gráfica el consumo de un cierto grupo de medidores en función de la principal variable que afecta al consumo. En este gráfico se muestran datos de una sola laboralidad, para estudiar la correlación entre el consumo y la variable seleccionada. Se procede por tanto con un grupo de laboralidad amplio, como los "Martes, Miércoles y Jueves Laborables". Después se eliminan medidores cuyo consumo empeoran la

correlación y se añaden otros que mejoren esta correlación con un proceso iterativo, hasta llegar al óptimo. En ese punto se estudia el consumo desagregado y se clasifica como un nuevo uso final.

En el proceso de selección, para cada uso final se asignará un peso distinto a cada criterio seleccionado con el fin de poder elegir los mejores días, aquellos cuya puntuación ponderada en todos los criterios resulte más elevada. Este proceso se detalla más adelante.

7.3.1. Uso final Máquinas Partidas (SS)

El primer uso final desagregado es el llamado Máquinas Partidas o Split Systems (SS), formado por máquinas de climatización que cambian de modo (frío o calor) automáticamente en función de las necesidades. Este uso final engloba un total de 25 medidores y su variable externa principal es la temperatura. Se caracteriza fundamentalmente por consumos mayores a temperaturas extremas, llegando a una potencia de saturación determinada por la potencia de los equipos. Se toman todos los días de la laboralidad más abundante en un año natural, “Martes, Miércoles y Jueves Laborables”, y se representa la temperatura media de cada día y la energía total consumida. La energía ha sido normalizada al percentil 25% del consumo de estos días. En las figuras siguientes se representa dicha energía normalizada (Daily Energy Factor) para cada uno de los usos finales estudiados, es decir, en estas figuras un valor de 1 en el Daily Energy Factor equivale al consumo que correspondiente al percentil 25% de todos los consumos medidos para ese uso final. Estos datos se muestran en la Figura 7.1. Como puede observarse, este uso final tiene bastante dispersión y una diferencia muy notable entre los días de mayor consumo y los de menor consumo.

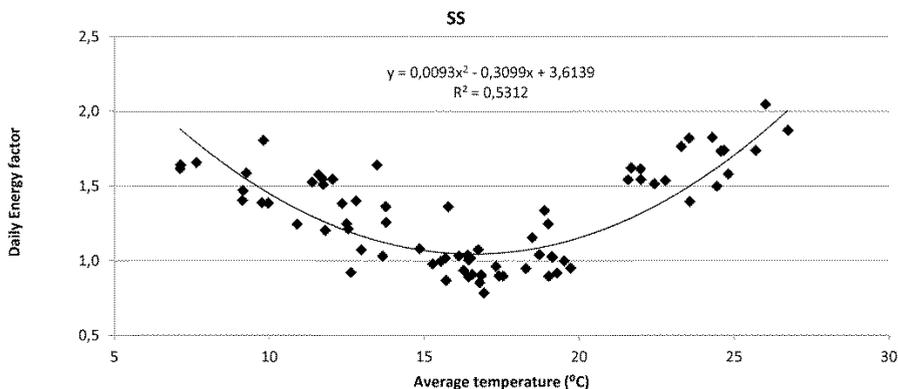


Figura 7.1 Relación entre la energía diaria y la temperatura media en “Martes, Miércoles y Jueves Laborables” para el uso final SS

En este uso final, la temperatura tiene una importancia magnífica. Además, es importante valorar los CDD (o los HDD en función de si se trata de un día cálido o frío). Esta información quedará reflejada en la asignación de pesos a los criterios para este uso final.

7.3.2. Uso final Bombas de Calor (HP)

El siguiente uso final desagregado es el llamado Bombas de Calor o Heat Pumps (HP), formado por bombas de calor, que son máquinas de climatización que no cambian de modo (frío o calor) automáticamente, sino que trabajan en el modo en el que están puestas. En la UPV, se produce un cambio de modo manual hacia mayo y otro hacia noviembre, por lo que la previsión debería hacerse de manera que se tomen días del mismo modo de funcionamiento. Para esto, se puede anular la nota de los días con un modo de funcionamiento opuesto al del DOP (como si el parámetro de actividad laboral fuese 0 en esos días). Otra opción es valorar mucho la cercanía, de manera que se utilicen días cercanos al DOP que tendrán probablemente el mismo modo de funcionamiento, aunque en los días posteriores al cambio de modo pueden darse resultados poco acertados. Este uso final engloba un total de 36 medidores y su variable externa principal es la temperatura. Se caracteriza fundamentalmente por consumos mayores a temperaturas extremas, llegando a una potencia de saturación determinada por la potencia de los equipos. Aunque el comportamiento es similar al del uso final SS, hay que destacar que la separación de ambos modos de funcionamiento mejora sensiblemente los resultados en este uso final. Se trata de un uso final difícil de predecir y de una potencia total muy representativa, por lo que esta división se ha considerado oportuna. Se toman todos los días de la laboralidad más abundante en un año natural, “Martes, Miércoles y Jueves Laborables”, y se representa la temperatura media de cada día y la energía total consumida. La energía ha sido normalizada al percentil 25% del consumo de estos días. Estos datos se muestran en la Figura 7.2. En la Figura 7.3 se muestra la misma información separando los dos modos de funcionamiento.

En este uso final, la temperatura tiene una gran importancia. Además, la cercanía es fundamental para tratar de conseguir días con el mismo modo de funcionamiento. Esta información quedará reflejada en la asignación de pesos a los criterios para este uso final.

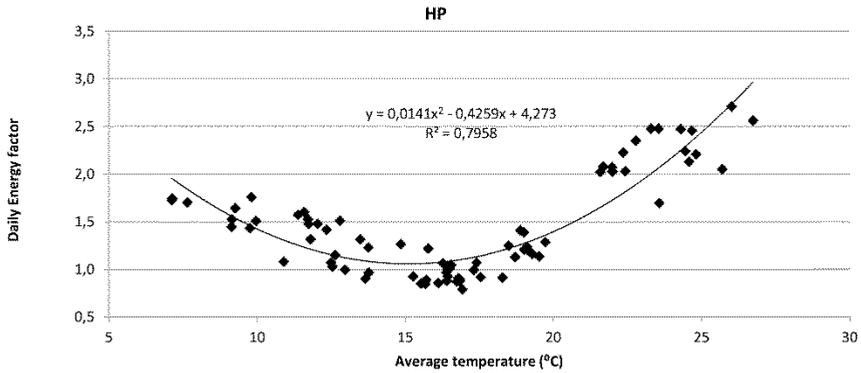


Figura 7.2 Relación entre la energía diaria y la temperatura media en “Martes, Miércoles y Jueves Laborables” para el uso final HP

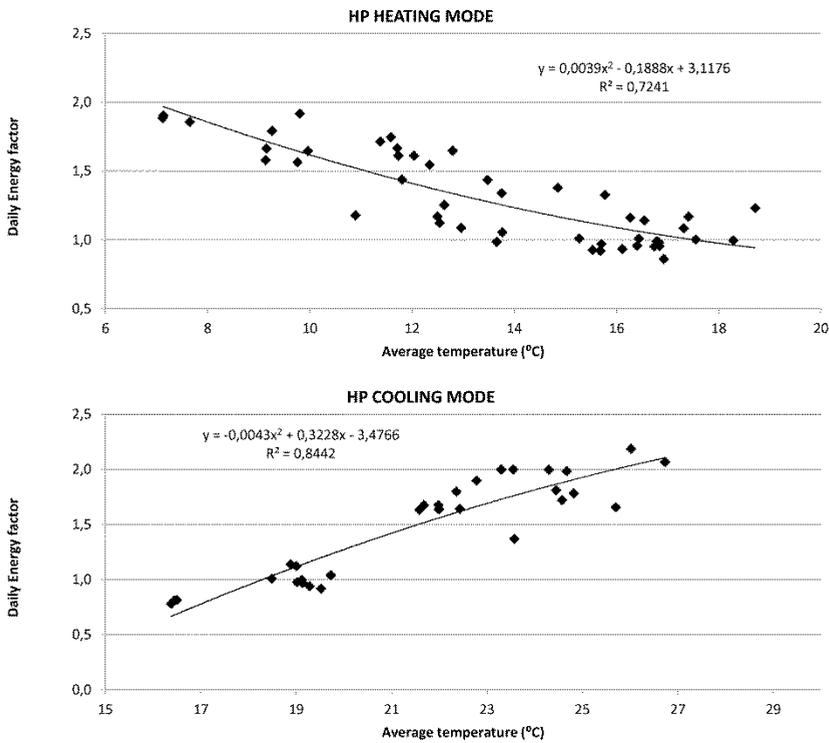


Figura 7.3 Relación entre la energía diaria y la temperatura media en “Martes, Miércoles y Jueves Laborables” para el uso final HP en los modos de calefacción y refrigeración

7.3.3. Uso final Solo Frío (OC)

El siguiente uso final desagregado es el llamado Sólo Frío o en inglés Only Cold (OC), formado por máquinas de refrigeración. Este uso está constituido por dos medidores que engloban máquinas de refrigeración de servidores y otros espacios. Al tratarse de refrigeración, el consumo es mayor en días cálidos, considerándose así que los HDD no afectan a este consumo. Es por ello que se ha visto conveniente desagregar este uso final, ya que la correlación entre el consumo y esta variable externa es prácticamente nula. Este uso final se caracteriza fundamentalmente por consumos mayores a temperaturas altas, llegando a una potencia de saturación determinada por la potencia de los equipos. Se toman todos los días de la laboralidad más abundante en un año natural, “Martes, Miércoles y Jueves Laborables”, y se representa la temperatura media de cada día y la energía total consumida. La energía ha sido normalizada al percentil 25% del consumo de estos días. Estos datos se muestran en la Figura 7.4. Como puede observarse, este uso final tiene poca dispersión, por lo que desagregarlo puede ser beneficioso para obtener una buena previsión de esta fracción del consumo.

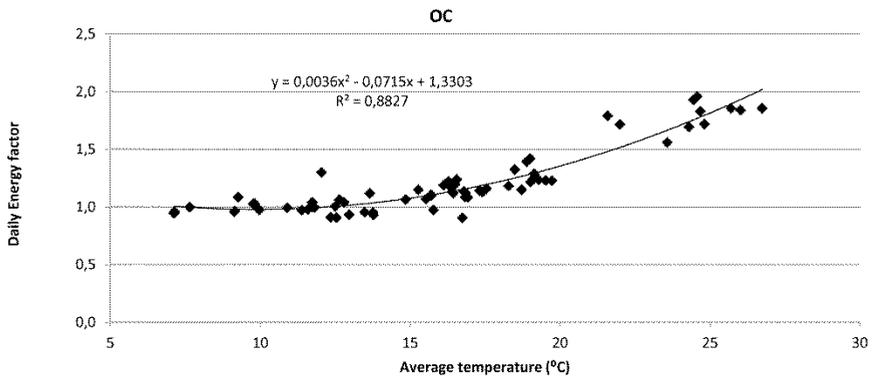


Figura 7.4 Relación entre la energía diaria y la temperatura media en “Martes, Miércoles y Jueves Laborables” para el uso final OC

En este uso final, la temperatura tiene importancia pero no intervienen los HDD. Es importante tener esto en cuenta a la hora de asignar los pesos de los criterios. Se ha observado también una fuerte estacionalidad, por lo que se decide ponderar la cercanía fuertemente.

7.3.4. Uso final Solo Calor (OH)

El siguiente uso final desagregado es el llamado Sólo Calor o en inglés Only Heat (OH), formado por máquinas de calefacción, tales como los radiadores. Se trata fundamentalmente de equipos pequeños y por tanto con una alta dispersión (consumo bastante errático). Además, los medidores que engloban este tipo de consumos (un total de 4 medidores), a menudo contienen otros tipos de usos, como consumos de fuerza y alumbrado. La principal variable externa es la temperatura. Sin embargo, debido a la gran aleatoriedad presentada por este consumo, se ha visto la necesidad de dar un valor muy alto al peso de la cercanía, tratando así de utilizar siempre que sea posible, los días previos más cercanos al DOP, cuyo consumo tiende a ser similar, con el fin de mejorar ligeramente los resultados. Se caracteriza fundamentalmente por consumos algo mayores a temperaturas bajas, llegando a una potencia de saturación determinada por la potencia de los equipos. Se toman todos los días de la laboralidad más abundante en un año natural, “Martes, Miércoles y Jueves Laborables”, y se representa la temperatura media de cada día y la energía total consumida. La energía ha sido normalizada al percentil 25% del consumo de estos días. Estos datos se muestran en la Figura 7.5. Como puede observarse, este uso final tiene un consumo bastante plano y con gran dispersión.

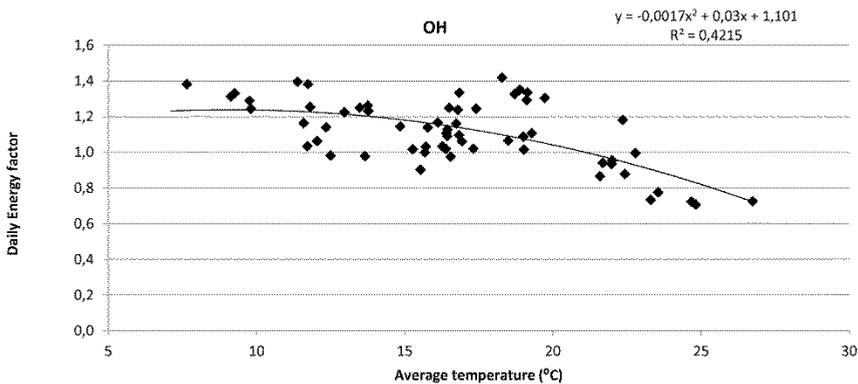


Figura 7.5 Relación entre la energía diaria y la temperatura media en “Martes, Miércoles y Jueves Laborables” para el uso final OH

En este uso final, la temperatura es importante, únicamente los HDD tienen correlación con el consumo, siendo los CDD independientes del consumo de cada día. Por otro lado, se ha visto necesario utilizar un gran peso en la cercanía para reducir ligeramente la gran dispersión que presenta este tipo de consumo.

7.3.5. Uso final Alumbrado Público (PL)

El siguiente uso final desagregado es el llamado Alumbrado Público o Public Light (PL), formado por el alumbrado exterior de los edificios. Este uso final consta de un total de 15 medidores. Este consumo se activa normalmente cuando la iluminancia exterior cae por debajo de los 100 lux. Por tanto, lo único que puede afectar a este consumo es la duración de la noche. La duración de la noche (o equivalentemente la del día) evoluciona de manera senoidal a lo largo del año, por lo que será de gran utilidad buscar días muy cercanos al DOP para evitar utilizar días cuyo consumo sea muy diferente debido a una duración de la noche muy distinta a la del DOP. Por otro lado, este uso final se comporta igual durante todo el año, sin importar la laboralidad. Por ello, se toman todos los días de un año y se representa la el número de día del año y la energía total consumida. La energía ha sido normalizada al percentil 25% del consumo de estos días. Estos datos se muestran en la Figura 7.6. Como puede observarse, este uso final tiene muy poca dispersión, por lo que su previsión puede ser muy acertada (tomando siempre días cercanos al DOP).

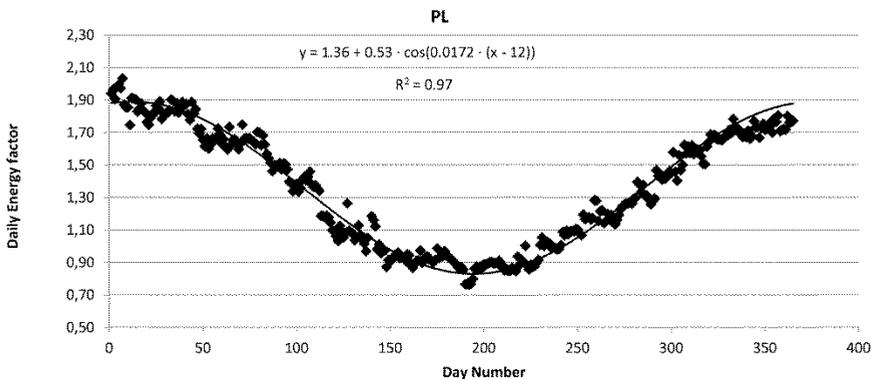


Figura 7.6 Relación entre la energía diaria y el número de día durante un año completo para el uso final PL

En este uso final, la temperatura y la laboralidad no influyen. El único criterio de selección (al que se le asignará, por tanto, todo el peso) es la cercanía.

7.3.6. Uso final Alumbrado Interior (IL)

El siguiente uso final desagregado es el llamado Alumbrado Interior o Internal Lighting (IL), formado por el alumbrado interior de los edificios. Este uso final engloba un total de 18 medidores y su variable externa principal es la nubosidad (o la cantidad de

luz exterior), ya que el alumbrado interior se utiliza mayoritariamente cuando hay una falta de luz exterior. Es imprescindible buscar días nublados cuando el DOP se supone que va a ser un día con nubes. Para días despejados, basta con buscar días de la misma laboralidad y cercanos al DOP. Dado que la cercanía es un criterio de mucha importancia también, porque las horas de luz evolucionan de manera senoidal, como ya se ha comentado, se toman todos los días de la laboralidad más abundante en un año natural, “Martes, Miércoles y Jueves Laborables”, y se representa el número de día del año y la energía total consumida. La energía ha sido normalizada al percentil 25% del consumo de estos días. Estos datos se muestran en la Figura 7.7. Se han destacado los 4 días más nublados del año para observar que un ajuste muy similar pero de mayor potencia es adecuado en estos casos.

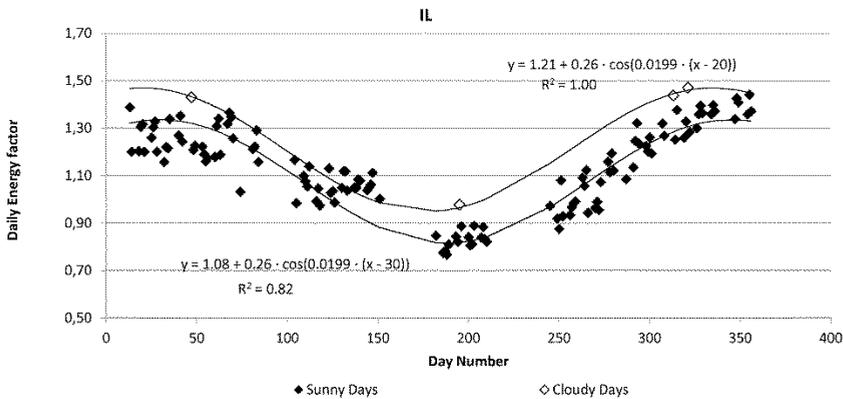


Figura 7.7 Relación entre la energía diaria y el número de día en “Martes, Miércoles y Jueves Laborables” para el uso final IL

En este uso final, la temperatura no tiene influencia en el consumo. Es importante buscar días cercanos y que estén nublados (o despejados) si el DOP se supone que va a estarlo. Esta información quedará reflejada en la asignación de pesos a los criterios para este uso final. Para el criterio de la nubosidad, el método de cuantificación se comenta en un apartado posterior.

7.3.7. Uso final Consumo de Fuerza (GA)

El siguiente uso final desagregado es el llamado Consumo de Fuerza o General Appliances (GA), formado por consumos de fuerza tales como maquinaria, oficinas o laboratorios. Este uso final engloba un total de 16 medidores. Tiene una evolución similar al IL pero sin depender de la luz exterior. Lo más destacado es la aparición de

grupos de días consecutivos con consumos casi idénticos, debidos a experimentos en laboratorios, eventos... Por ello, será muy importante buscar días cercanos al DOP para calcular la previsión del consumo de este uso final. Dado que el consumo no parece estar correlacionado con ninguna variable más, se toman todos los días de la laboralidad más abundante en un año natural, “Martes, Miércoles y Jueves Laborables”, y se representa número de día del año y la energía total consumida. La energía ha sido normalizada al percentil 25% del consumo de estos días. Estos datos se muestran en la Figura 7.8. Como puede observarse, este uso final tiene bastante dispersión, pero se observan grupos de días similares consecutivos, como ya se ha comentado.

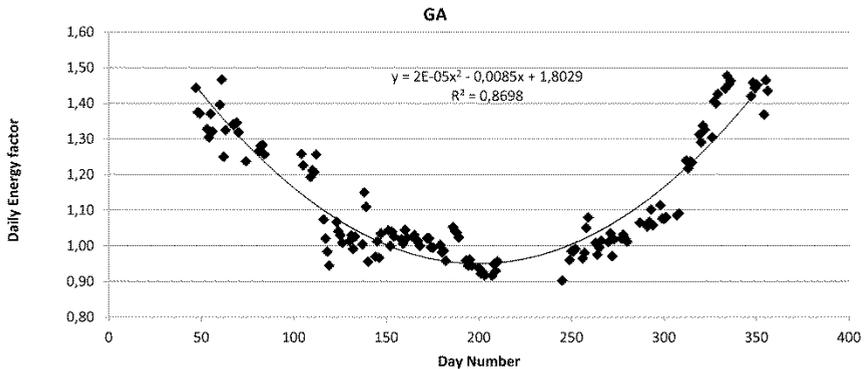


Figura 7.8 Relación entre la energía diaria y el número de día en “Martes, Miércoles y Jueves Laborables” para el uso final GA

En este uso final, solo tiene sentido tener en cuenta el criterio de la cercanía, dada la independencia del consumo con el resto de variables externas.

7.3.8. Ponderación de los criterios de selección para cada uso final y el consumo total

El consumo de cada uso final tiene, como ya se ha visto, una relación diferente con las variables de entrada. Para llevar a cabo la selección de días para el proceso de previsión se propone evaluar cada día candidato asignándole una calificación en cada criterio en función de su parecido con el DOP. Después, utilizando los pesos adecuados para cada uso final se calculará la calificación total de cada día. Además, esta calificación puede ser penalizada cuando el parámetro de afinidad laboral no sea cercano a 1 y el uso final tenga una dependencia con la laboralidad. Toda esta información se muestra en la Tabla 7.2. El consumo total (TC) también se trata como un

uso final, seleccionando los días para el proceso de previsión con el mismo procedimiento.

	$T_{avg} (C)$	CDD	HDD	n	$Light$	$T_{max} (C)$	$T_{min} (C)$	LAP
SS	1,95	1,29	0,26	3,90	0	1,95	0,65	Yes
HP	2,63	1,89	0,21	3,16	0	1,58	0,53	Yes
OC	1,50	0,50	0	6,00	0	1,00	1,00	Yes
OH	0,52	0	0,61	8,7	0	0,13	0,04	Yes
PL	0	0	0	10	0	0	0	No
IL	0	0	0	0,91	9,09	0	0	Yes
GA	0	0	0	10	0	0	0	Yes
TC	2,16	0,43	0,07	4,32	0,14	2,16	0,72	Yes

Tabla 7.2 Pesos asignados a los criterios de selección de días de entrenamiento para los distintos usos finales

Los pesos de los criterios están normalizados para que cada fila sume 10. Al calcular la calificación de cada día en cada criterio, si se calcula de 0 a 1, bastará multiplicar por estos pesos y sumar para tener una calificación entre 0 y 10. No obstante se puede normalizar a cualquier otro valor. Los datos de esta tabla se han obtenido experimentalmente, iterando con la selección de días hasta llegar a una selección más adecuada para un número representativo de casos. Nótese que en los casos en que los CDD y los HDD tienen ambos pesos no nulos, los pesos mostrados en la Tabla 7.2 son válidos asumiendo que para el DOP se tiene $CDD > HDD$ (es un día caluroso). En caso contrario, los pesos de estas dos columnas deben intercambiarse. En casos ambiguos, con CDD similares a HDD (por ejemplo, en los días con $|CDD - HDD| < 10$), ambos pesos deberían ser iguales, por lo que se reparten y se asigna a ambos criterios la semisuma de los pesos mostrados en la tabla.

El consumo total no es más que una combinación de usos finales, por lo que los pesos de este uso final se han obtenido como una combinación de los pesos en cada criterio.

Esta metodología requiere tener bien actualizados los pesos, así como la lista de medidores de cada uso final, pues la instalación de nuevos equipos, las averías, el deterioro, etc., pueden dar lugar a variaciones en el comportamiento de la demanda en un cierto medidor, o en todo un uso final, que requiera modificaciones para lograr buenos resultados en la previsión del consumo.

7.4. Metodología de previsión de consumo aplicada en la UPV

Una vez desagregados los usos finales, identificadas las variables externas y caracterizados los consumos de los usos finales de acuerdo con los criterios de selección elegidos, se procede al cálculo de la previsión del consumo. La Figura 7.9 muestra el esquema global de la metodología desarrollada.

El primer paso es la selección de los días de previsión a utilizar para cada uso final. Este proceso de selección se hace, como ya se ha comentado, cuantificando el parecido entre cada día y el DOP en cada uno de los criterios de selección para luego, aplicando los pesos de cada criterio y la corrección por afinidad laboral (en aquellos usos finales cuyo consumo depende de la laboralidad) establecer una ordenación de los candidatos y seleccionar los mejores.

Este proceso de asignación de notas a cada día candidato se corresponde con la expresión (7.1).

$$M_i = \left(\sum_{j=1}^{N_{criteria}} M_{i,j} \cdot W_j \right) \cdot Lab_{factor} \quad (7.1)$$

donde M_i es la nota obtenida por el día candidato número i , $M_{i,j}$ es la nota obtenida por el día número i en el criterio número j , W_j es el peso del criterio número j para el uso final que está siendo evaluado, $N_{criteria}$ es el número total de criterios y Lab_{factor} es el coeficiente de afinidad laboral. El valor de este coeficiente debe ser 1 si el uso final en cuestión no tiene dependencia de la laboralidad, pues en ese caso no se deben penalizar los días de diferentes laboralidades.

Como puede observarse, se trata de un proceso de selección por notas, similar al utilizado para algunas convocatorias de puestos de trabajo, incluyendo el coeficiente de afinidad para penalizar días con patrones de consumo diferentes del DOP. El coeficiente de afinidad laboral, mostrado en la Tabla A3. 1, puede valer entre 0 (anulando la calificación de ese candidato para evitar su selección) y 1 (en casos con laboralidades idénticas para el día en cuestión y el DOP), siendo los valores intermedios los encargados de penalizar la calificación de los días con laboralidades distintas al DOP.

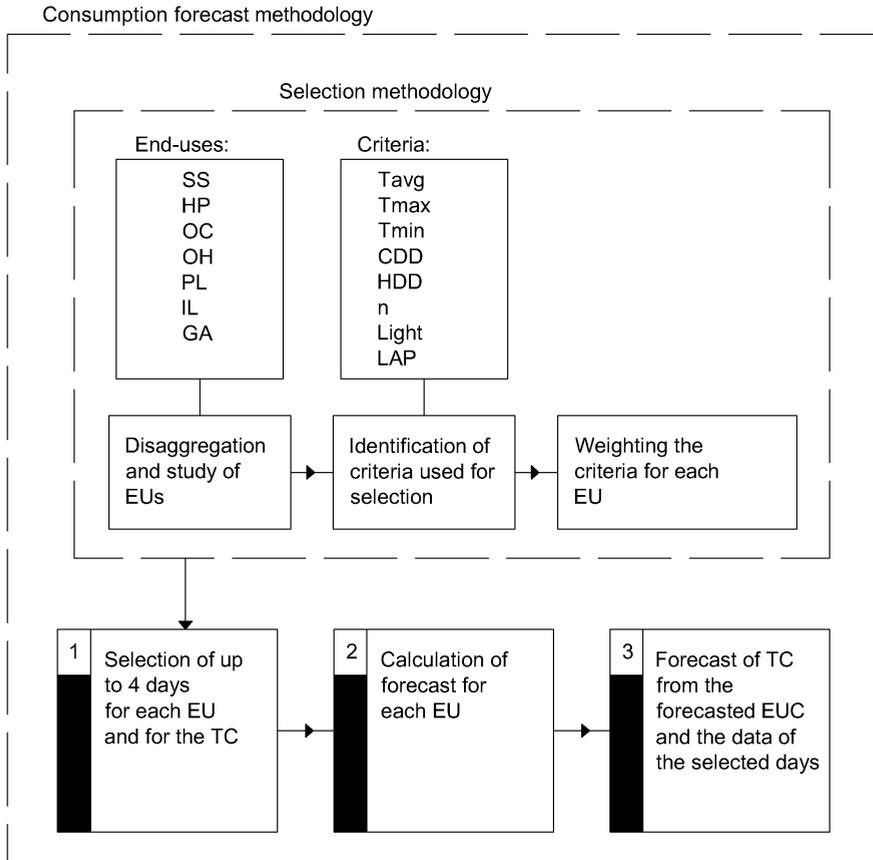


Figura 7.9 Diagrama general de la metodología de previsión de consumo

Para asignar una nota en cada criterio se debe comparar la variable externa que representa cada criterio para cada día candidato con el DOP. De esta manera, los días en los que el error (o desviación) de esta variable respecto al valor de la misma para el DOP, sea nulo, tendrán la máxima puntuación (10), mientras que el peor día de todos, se le asigna la peor nota (0). El resto de días se ordenan y se les asigna una nota proporcional a la desviación que tengan respecto al DOP.

Este criterio es aplicable para las variables térmicas. El cálculo de los CDD y HDD del DOP se obtiene por medio del modelo de la TTC explicada en el método TEUs. En cuanto al criterio n (día del año), se asigna un 10 al propio DOP y se procede a restar $\frac{1}{p}$ a cada día anterior para los p candidatos (típicamente 365 días candidatos),

de manera que el último de todos tendrá un 0. Finalmente, para evaluar el criterio de *Light* (luz exterior), se define el *DLF* (factor de luz diurna) que permite cuantificar la nubosidad de un día. Este factor representa la necesidad de luz artificial en función de la radiación a lo largo del día. Esta nubosidad se define como un valor de 0 (día soleado) a 4000 (día totalmente nublado). Se calcula como 4000 menos el promedio de todos los valores de iluminancia exterior inferiores a 4000 lux durante el día (entre las 9h y las 17h), tal como se muestra en la expresión (7.2).

$$DLF = \begin{cases} 4000 - \left(\text{vg} \left(\text{lux}_i \right)_{\text{lux}_i < 4000} \right), & \exists i | \text{lux}_i < 4000 \\ 0, & \text{lux}_i \geq 4000 \forall i \end{cases} \quad (7.2)$$

Para llevar a cabo este cálculo, se dispone de una medida de la luz exterior cada 5 minutos. En el caso del DOP, la previsión del *DLF* se hace asignando un factor a cada uno de los símbolos meteorológicos que ofrecen las estaciones meteorológicas (soleado, nubes y claros, lluvia, niebla, nieve, tormentas...). De esta manera, se puede comparar la nubosidad esperada para el DOP con la de cada día y asignar un 10 a los días cuyo *DLF* coincida con el del DOP y un 0 al día más alejado (o menos parecido), asignando valores intermedios proporcionales a la desviación que presente el *DLF* de cada día respecto al esperado para el DOP.

Con toda esta información se puede llevar a cabo la selección de los 4 mejores días para cada uso final y para el consumo total. Los siguientes pasos de la metodología son las previsiones de los usos finales y la del consumo total.

7.4.1. Proceso de previsión del consumo de los usos finales en la UPV

Para cada uso final, se dispone de cuatro días candidatos cuyas características son las más similares al DOP. La metodología de previsión a aplicar es la más sencilla posible, puesto que el objetivo de este método era simplificar el proceso de previsión, eliminar las redes neuronales y mejorar el desagregado de los usos finales y el proceso de selección para llegar a unos resultados más precisos en las previsiones de los usos finales y del consumo total. Así, se utiliza el método heurístico comentado anteriormente, consistente en calcular la energía horaria consumida para cada uso final como el promedio de los consumos de los cuatro días seleccionados. Esto tiene sentido porque estos días deben tener un gran parecido con el día de previsión y los usos finales deben tener un comportamiento bastante correlacionado con las variables que indican que estos días son los mejores candidatos para cada uso final respecto al DOP.

De esta manera, se obtiene un valor de energía horaria para cada hora del DOP y cada uso final. La suma de todas estas curvas previstas de consumo dará la curva de previsión de los usos finales (EUC), como se muestra en la Figura 7.10.

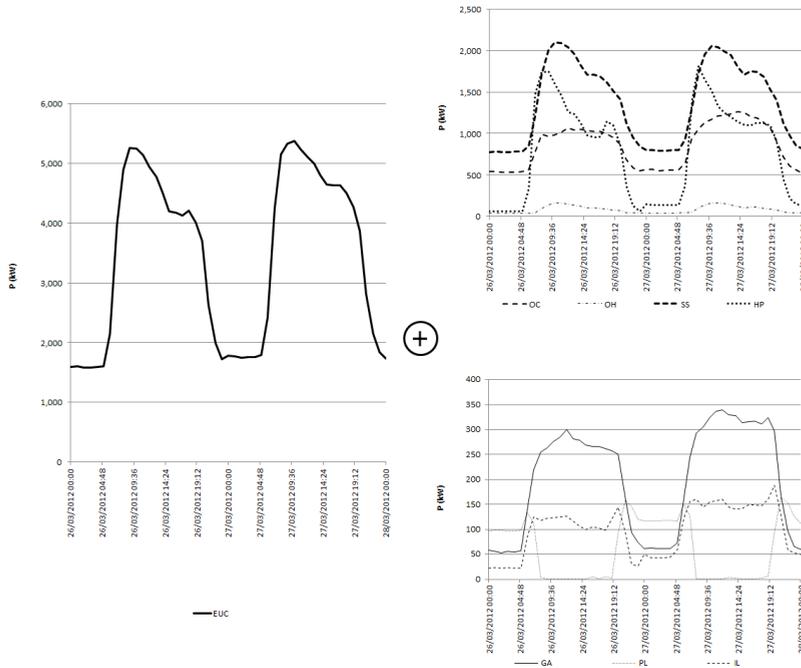


Figura 7.10 Composición de la suma de usos finales en térmicos y no térmicos para la UPV

Esta curva de previsión de consumo de los usos finales representa actualmente, en este caso de estudio, un 60% aproximadamente de la curva de consumo total de las instalaciones. Este porcentaje depende, lógicamente, de la cantidad de medidores que hayan podido ser clasificados en un uso final concreto.

7.4.2. Proceso de previsión del consumo total en la UPV

La curva de consumo prevista para los usos finales (EUC), es la entrada principal para el tercer paso de la metodología, consistente en el cálculo de la previsión del consumo total (TC). Esta curva debe obtenerse para los cuatro días seleccionados como candidatos para el proceso de previsión del TC. Este proceso es una simple interpolación (o extrapolación en su caso), que se lleva a cabo como se explica a continuación.

Para cada instante, de los 4 días seleccionados se van a utilizar solamente los dos más parecidos al DOP (los que tengan un valor de EUC más similar al previsto para el DOP), tratando de tomar uno por encima y otro por debajo. Si esto no fuera posible, se tomarán los dos más cercanos simplemente. Se dibujan en un gráfico dos puntos que representan el EUC (eje de abscisas) y el TC (eje de ordenadas), unidos por un segmento de recta que los interpola. Se prolonga la longitud de dicho segmento un 15% por arriba y un 15% por debajo para permitir una extrapolación no excesiva. Después se continúa la gráfica hacia ambos lados horizontalmente, representando el tope o saturación del proceso de extrapolación. Esto se muestra en la Figura 7.11. Mediante este gráfico, la previsión del TC para el DOP se hace utilizando la previsión obtenida para el EUC. Nótese que la curva de extrapolación no es más que la simplificación de una curva sigmoidea que permite extrapolar hasta un 15% dada la poca fiabilidad de los procesos de extrapolación lineal. Mediante este simple proceso se obtiene la previsión de consumo total para el DOP. Si la previsión de EUC en ese instante queda entre los valores de dos de los cuatro días seleccionados, el método proporcionará una previsión de TC entre los valores de dichos días con una proporción lineal.

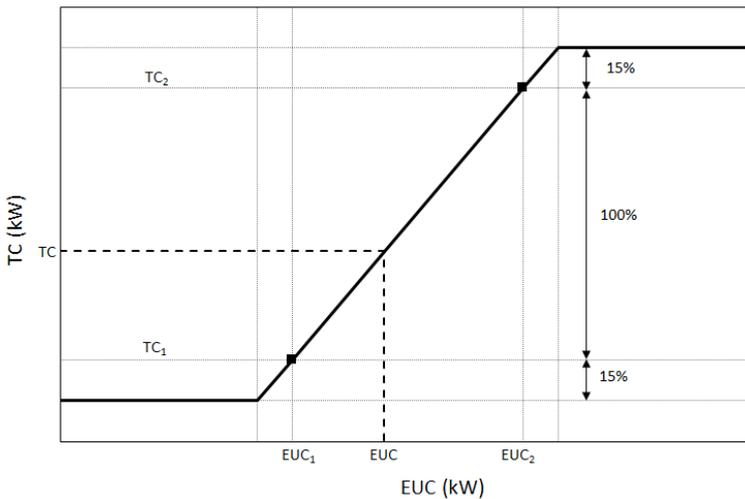


Figura 7.11 Función utilizada para calcular la extrapolación del TC a partir de la previsión del EUC para el DOP

El comportamiento del consumo total es aproximadamente el mismo que el de la suma de los usos finales, tanto más cuanto mejor desagregados estén y mayor porcentaje representen estos. Esto permite simplificar el proceso de previsión hasta el punto de utilizar interpolaciones y extrapolaciones lineales en lugar de complejos modelos con redes neuronales u otros algoritmos de regresión multivariable.

7.4.3. Resultados de previsión del consumo de los usos finales

La previsión de cada uso final muestra unos resultados acordes a la correlación que se ha observado previamente entre el consumo y la variable principal seleccionada, lo cual indica que la asignación de pesos ha sido coherente. Esta asignación ha sido estudiada iterativamente, tratando de optimizar los resultados. A continuación se muestran algunas previsiones realizadas para cada uso final, analizando los resultados obtenidos en cada caso.

La Figura 7.12 muestra la previsión de consumo del uso final SS durante varios días consecutivos.

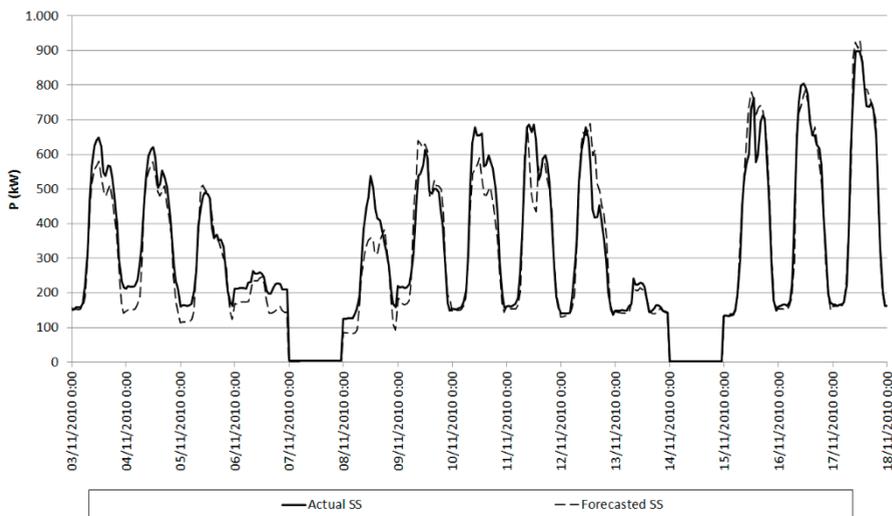


Figura 7.12 Resultados de las previsiones de consumo para el uso final SS desde el 3/11/2010 hasta el 18/11/2010

Puede observarse que hay dos días sin consumo ni previsión. Esto puede ocurrir cuando no se puede obtener alguna variable externa, como la previsión de temperatura. En otras ocasiones, la lectura de un medidor falla durante alguno de los días de selección. Cuando esto ocurre este medidor es eliminado de ese uso final durante todo el proceso, de manera que no afecte a la previsión.

Una gran utilidad de este procedimiento es la detección de comportamientos anómalos, como el consumo nocturno del día 4/11/2010. Probablemente, la potencia de este día por la madrugada se deba a que uno o varios equipos se han quedado encendidos toda la noche, ya sea por un fallo de control o de funcionamiento de los aparatos. También parece exagerado el consumo de punta del día 8/11/2010.

Estudiando las temperaturas y el consumo de cada medidor individual de los que componen este uso final es sencillo encontrar dónde se ha producido el fallo que ha dado lugar a este consumo. En ocasiones es debido a la celebración de eventos que no están previstos en la laboralidad del DOP.

La Figura 7.13 muestra la previsión de consumo del uso final HP durante este mismo periodo.

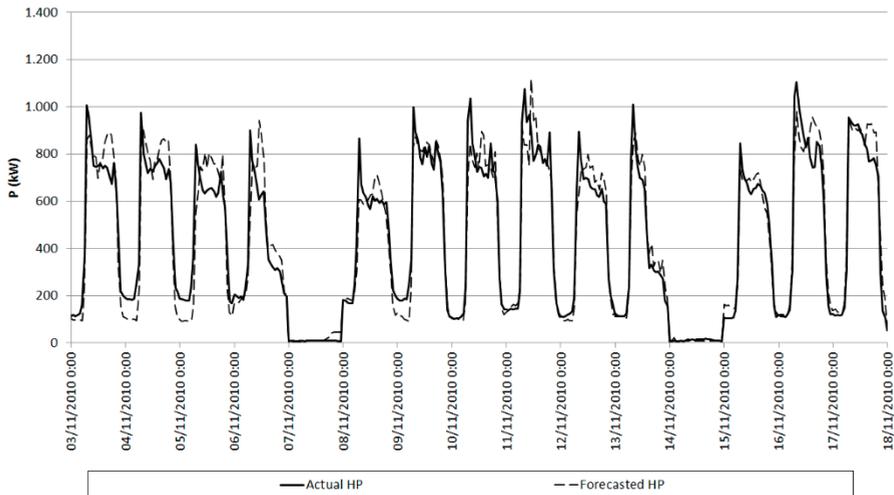


Figura 7.13 Resultados de las previsiones de consumo para el uso final HP desde el 3/11/2010 hasta el 18/11/2010

Nuevamente hay dos días sin apenas consumo, debidos seguramente a problemas de comunicación en el sistema de teled medida. En estos días, se ha calculado la previsión de los medidores que funcionaban correctamente, cuya potencia total es muy baja. Se vuelven a observar algunas noches con consumos muy altos. Esta comparación permite detectar errores que han surgido en el uso y el control de las instalaciones, como consumos innecesarios.

Nótese el gran pico de arranque de este tipo de máquinas durante la mañana. Este pico puede ser uno de los aspectos clave a la hora de intervenir sobre este consumo para mejorar la eficiencia o para gestionar este consumo y utilizarlo para acciones de DR, modificando su consumo para trasladar esta clase de picos.

La Figura 7.14 muestra la previsión de consumo realizada para el uso final OC. Este uso final tiene generalmente buenos resultados porque es bastante estable. En la figura puede ser difícil de apreciar, ya que en algunos días faltan medidores en los que ha habido problemas de comunicación. No obstante, lo importante es el resultado de la

previsión para los medidores que han funcionado correctamente. El día 6/11/2010 tiene una previsión de consumo muy imprecisa. Esto puede ser debido a que máquinas que no se han utilizado en los días seleccionados, sí se han encendido en el DOP. El resto de días tienen resultados buenos. Este uso final es de una gran potencia, por lo que resulta importante tener buenas previsiones del mismo.

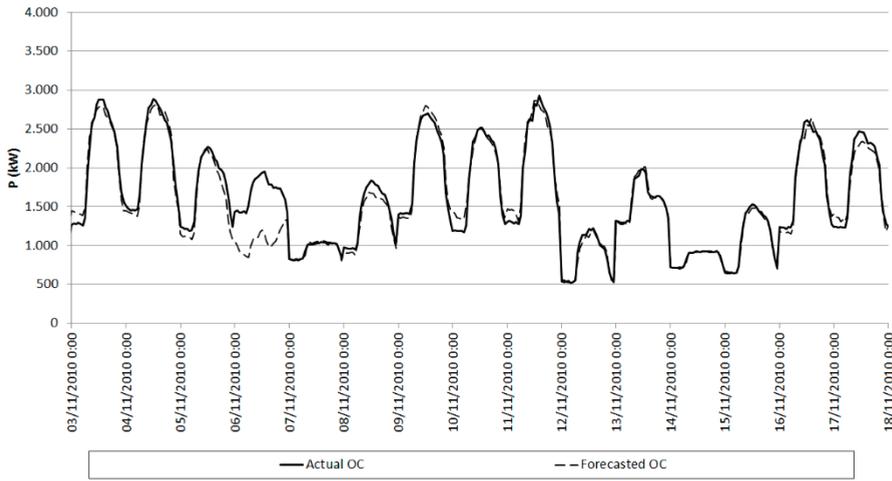


Figura 7.14 Resultados de las previsiones de consumo para el uso final OC desde el 3/11/2010 hasta el 18/11/2010

La Figura 7.15 muestra las previsiones realizadas para el consumo del uso final OH. A pesar de lo errático que tiende a ser este consumo, los resultados en este periodo han sido bastante buenos.

En la Figura 7.16 se presentan los resultados de las previsiones para el uso final PL. Este es uno de los usos finales más fáciles de predecir, pues cada día consumo prácticamente igual que el anterior. Las diferencias observadas en los picos de potencia entre dos días consecutivos, son mayoritariamente debidas a fallos de medida. Así, el día 7/11/2010 y el 14/11/2010, tienen algunos medidores suprimidos por errores de medida en los días de selección. En cuanto al consumo diurno puede deberse a fallos en el uso y control del alumbrado exterior (luces que se han encendido durante el día) o a que en algún medidor se estuviera incluyendo consumos de algunos aparcamientos. Esto ha sido revisado y corregido posteriormente. Por este motivo es tan importante revisar siempre la lista de medidores de cada uso final, actualizarla, comprobar la correlación entre el consumo y las variables externas, actualizar los pesos de los criterios y hacer un seguimiento de los resultados de las previsiones de consumo.

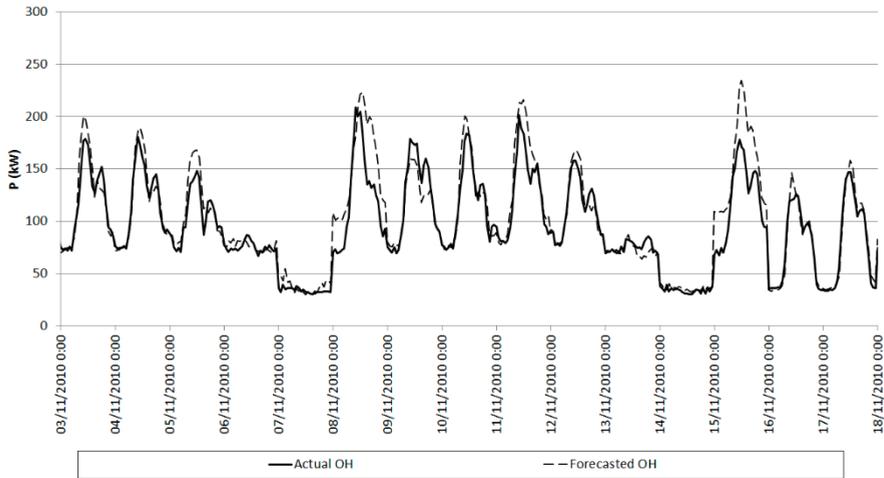


Figura 7.15 Resultados de las previsiones de consumo para el uso final OH desde el 3/11/2010 hasta el 18/11/2010

En la Figura 7.17 se muestran los resultados de las previsiones de consumo para el uso final IL. Este uso final es bastante estable en días despejados, por lo que las previsiones suelen ser bastante buenas. Para días nublados, con DLF mayor que cero, es muy importante seleccionar días del mismo LAP, lo más cercanos posibles y nublados.

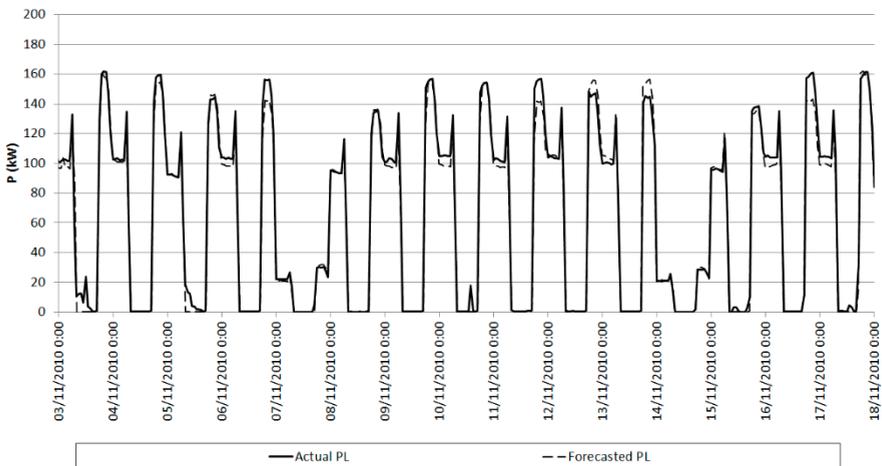


Figura 7.16 Resultados de las previsiones de consumo para el uso final PL desde el 3/11/2010 hasta el 18/11/2010

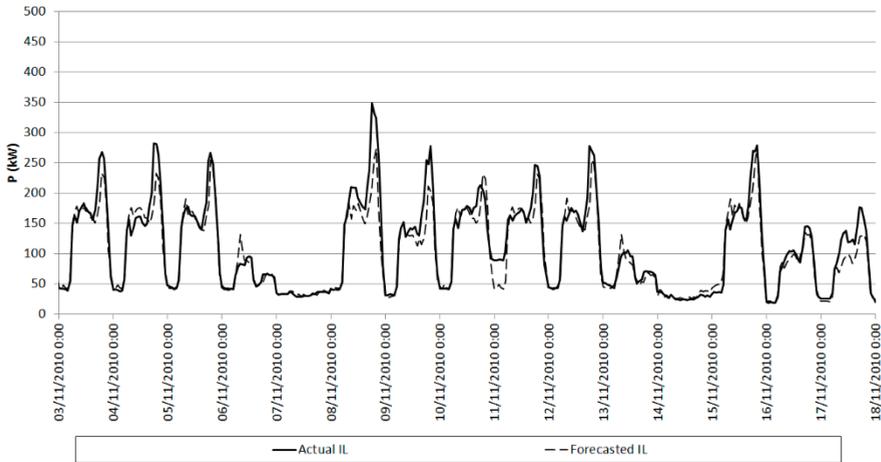


Figura 7.17 Resultados de las previsiones de consumo para el uso final IL desde el 3/11/2010 hasta el 18/11/2010

Finalmente, la Figura 7.18 muestra la previsión de consumo en este periodo para el uso final GA. Este consumo es difícil de predecir, pues un día consume de manera similar a los anteriores mientras no se produzca algún cambio de una magnitud importante, como el uso de laboratorios u otros eventos, casos en los que las previsiones tienen resultados realmente pobres.

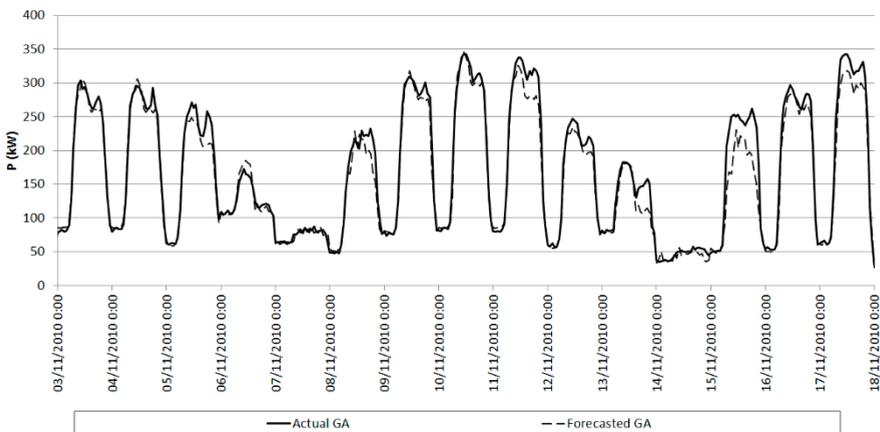


Figura 7.18 Resultados de las previsiones de consumo para el uso final GA desde el 3/11/2010 hasta el 18/11/2010

La suma de todas las curvas presentadas es lo que llamamos EUC, que serán utilizadas para el cálculo del consumo total mediante el método de extrapolación explicado anteriormente.

7.4.4. Discusión de los resultados de este método de previsión de consumo

Este método de previsión de consumo es el resultado de la evolución y la mejora de los aspectos esenciales de las metodologías descritas anteriormente (método EUs y método TEUs) junto con la necesidad de buscar un procedimiento con la mayor universalidad y simplicidad posible. La metodología descrita ha sido aplicada a las instalaciones del Campus de Vera de la Universitat Politècnica de València durante un año completo, desde julio de 2011 hasta junio de 2012. Los resultados obtenidos presentan un 5,15% de MAPE, mejorando ostensiblemente los resultados obtenidos por otros métodos para periodos de similar duración (método TC con un MAPE de 6,78%, método EUs con un MAPE de 6,47% y método TEUs con un MAPE de 6,31%). Esta mejora puede ser incluso mayor con un proceso de desagregado más exhaustivo, obteniendo mejor correlación entre el consumo de cada uso final y las variables de entrada consideradas, o logrando clasificar un mayor porcentaje del consumo total en los diferentes usos finales.

La Figura 7.19 muestra los resultados de las previsiones para la semana del 26/3/2012 al 2/4/2012. Es importante notar cómo las desviaciones de la curva de previsión del consumo total (TC) siguen el mismo patrón que las desviaciones sufridas por la curva de previsión del consumo de los usos finales. Este es un aspecto esencial de la metodología que pone de manifiesto la importancia de desagregar correctamente los usos finales y obtener una buena previsión de su consumo, a la vez que justifica la sencillez del método de extrapolación de la curva de previsión de consumo de los usos finales para obtener la previsión de consumo total de las instalaciones. Los resultados de esta semana se muestran en la Tabla 7.3 y el valor medio del MAPE en esta semana es del 3,39%.

7.5. Conclusiones del capítulo

El método desarrollado ilustra un posible proceso de desagregado de usos finales, una metodología de identificación de tipos de día o laboralidad en las instalaciones atendiendo al comportamiento de la demanda y un método sencillo de previsión. Es importante resaltar la universalidad de todos los procedimientos desarrollados, que permiten implementar esta misma metodología en instalaciones de otras tipologías diferentes. Además conviene destacar la importancia de cada una de las etapas explicadas, pues, por ejemplo, la identificación de los usos finales es esencial

para llevar a cabo estudios de flexibilidad, para identificar e implementar acciones de eficiencia y gestión energética o incluso para los procesos de compra de energía en los mercados energéticos.

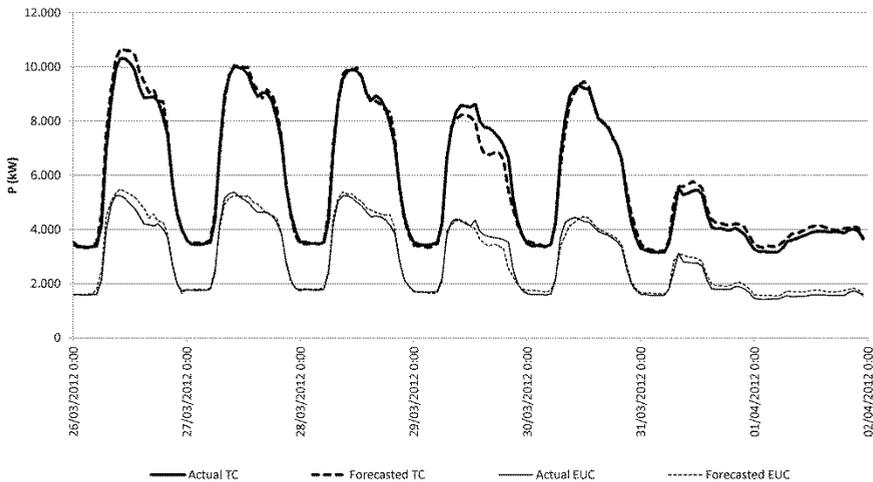


Figura 7.19 Previsión de consumo de la UPV utilizando el método descrito desde el 26/3/2012 hasta el 1/4/2012

26/3/2012	27/3/2012	28/3/2012	29/3/2012	30/3/2012	31/3/2012	1/4/2012
3,38	1,97	1,68	5,32	2,33	4,63	4,44

Tabla 7.3 MAPE obtenido con este método de previsión de consumo para la semana del 26/3/2012 al 1/4/2012

El uso de esta metodología proporciona previsiones de consumo de gran precisión. Los focos de imprecisión pueden ser los errores en las previsiones meteorológicas, los eventos imprevistos en las instalaciones, la propia variabilidad del consumo y la falta de precisión en los pasos de la metodología (identificación de laboralidades, desagregado de usos finales y asignación de pesos a los criterios para cada uso final). No obstante, el proceso de extrapolación desarrollado ha mostrado resultados difícilmente mejorables, más incluso teniendo en cuenta su sencillez. En cuanto a la variabilidad del consumo, el desagregado del consumo en usos finales permite que los errores puntuales aleatorios obtenidos en los distintos usos finales puedan, en muchos casos, compensarse parcialmente, reduciendo el error de la previsión total.

CAPÍTULO 8. SISTEMAS DE GESTIÓN ENERGÉTICA PARA SMART CUSTOMERS

8.1. Introducción

Los consumidores con capacidad de gestionar sus consumos y de ofrecer flexibilidad en los mercados energéticos y, especialmente, aquellos que cuentan con sistemas de generación distribuida y de almacenamiento energético, tienen la necesidad de contar con sistemas de gestión avanzados que les permitan aprovechar todos los recursos de los que disponen.

Estos sistemas de gestión deben integrar todas las soluciones que se han ido exponiendo, es decir, deben incluir la tecnología apropiada para facilitar la participación activa de la demanda en los mercados de la energía por medio de las siguientes características:

- Infraestructuras de medida avanzadas. Medida de magnitudes relacionadas directa e indirectamente con el consumo (energía, corriente, tensión, factor de potencia, distorsión armónica, temperatura, humedad, radiación, etc.).
- Sistemas de comunicación entre elementos y con el exterior. Este sistema de gestión debe proporcionar la comunicación necesaria entre los distintos componentes de las instalaciones y las magnitudes externas como los precios de la energía, tanto de compra como de venta, o la existencia de peticiones de acciones de respuesta de la demanda, interrupciones, etc.
- Capacidad para detectar mejoras potenciales en la eficiencia energética de las instalaciones, mediante sistemas de vigilancia de consumos, planificaciones, revisión de índices energéticos, etc.
- Capacidad para medir procesos aislados que permita, por un lado el estudio de los usos finales y su comportamiento y por otro lado, la medida y

verificación de acciones de modificación del consumo en procesos o conjuntos de procesos.

- Herramientas de comunicación, gestión, evaluación de la flexibilidad, simulación energética y económica y negociación para poder participar en programas de respuesta de la demanda.
- Metodologías de previsión de consumo a largo plazo y a corto plazo, para llevar a cabo la correcta planificación y gestión de las instalaciones y aprovechar los recursos disponibles participando en DRP.
- Metodologías de simulación y optimización de todos los recursos disponibles para aprovechar al máximo la generación mediante fuentes renovables, los sistemas de almacenamiento energético y minimizar el coste de la energía y las emisiones de gases de efecto invernadero.

En este capítulo se describe un sistema de gestión con muchas de las características citadas, el DERD, que ha gestionado durante años el consumo energético de la Universitat Politècnica de València. Se analizarán los resultados obtenidos mediante esta gestión, que han permitido obtener ahorros de entre el 10% y el 20% del consumo total de las instalaciones.

A continuación se mostrará una propuesta de algoritmo de optimización de los recursos existentes en la smart grid del LabDER. Esta metodología propuesta es posteriormente simulada y se analizan los resultados obtenidos. La propuesta puede ser completada en un futuro incluyendo algunos aspectos que no han podido evaluarse en esta fase de diseño inicial, como la posibilidad de vender energía al sistema o el impacto de acciones de eficiencia, gestión y respuesta de la demanda en una instalación gestionada utilizando el algoritmo propuesto como base para el control de los equipos.

En las futuras SGs hay que contemplar la posibilidad de que se permita el autoconsumo mediante la generación distribuida, la venta de energía sobrante al sistema y la participación de la demanda en los mercados, a nivel de generación y de oferta de flexibilidad. Todo ello debe ser soportado por los sistemas de gestión de las instalaciones tanto industriales, como comerciales o residenciales.

8.2. Sistema de gestión energética de la Universitat Politècnica de València: DERD

En la Universitat Politècnica de València, ha estado en funcionamiento durante varios años el sistema de gestión energética DERD. Este sistema cuenta con una serie de equipos de medida y comunicación, un sistema de almacenamiento y análisis de datos y una plataforma web interactiva desde la que se pueden extraer informes,

programar planificaciones y vigilancias, actuar sobre líneas de alumbrado y fuerza, calcular la previsión de consumo de todo el Campus, comprobar facturas eléctricas, etc.

Este sistema de gestión integral ha permitido reducir, desde su implantación el consumo específico (en kWh/m²) del Campus de Vera y ha evitado el aumento de la punta de consumo cambiando la tendencia que se venía siguiendo durante años, a pesar del crecimiento, año tras año, de las instalaciones de la Universitat Politècnica de València.

Con los sistemas de vigilancia se detectaba en todo momento cualquier consumo indebido, de manera que se podía evitar cualquier gasto innecesario de electricidad atendiendo a las alertas enviadas por el sistema.

8.2.1. Sistemas de medida de la UPV

Para la medida del consumo energético de la Universitat Politècnica de València y de algunas variables externas como la radiación solar o la temperatura exterior, el sistema DERD cuenta con una serie de equipos de medida que se comunican con el sistema para almacenar los datos medidos.

8.2.1.1. Equipo de medida de la compañía comercializadora

El equipo utilizado para la toma de medidas en la UPV es un contador multifunción de alta precisión de la empresa ZIV, modelo 5CTE-E 1A-211400UB. Está conectado aguas arriba de toda la instalación de la UPV, a una tensión de 20.000 V. Con este equipo, se lleva a cabo la medida de la totalidad del consumo eléctrico de la UPV. CUPS: ES0021000008734522XQ1P. NIS: 1025621.

Características técnicas:

- Tensión auxiliar: 110-125 Vcc ($\pm 20\%$)
- Consumo: menor a 4 VA
 - o Batería (registrador y reloj):
 - o Voltaje: 3,6 V
 - o Vida útil: 10 años (aprox.)
- Entrada de intensidad:
 - o Intensidad de arranque: menor a $0,001 \cdot I_n$
 - o Valor nominal: 5 A
 - o Capacidad térmica: $5 \cdot I_n$ (en permanencia); $20 \cdot I_n$ (durante 0,5s)

- Límite dinámico: $240 \cdot I_n$
- Entrada de tensión:
 - Valor nominal: 110 V (50 Hz)
 - Capacidad térmica: $2 \cdot U_n$ (en permanencia); $3,6 \cdot U_n$ (durante 10s)
 - Carga de los circuitos de tensión:
 - contador autoalimentado (sin alim. Auxiliar): menor a 2 VA/fase
 - con alimentación auxiliar: menor a 0,1 VA/fase
- Entradas digitales:
 - Entradas digitales físicas opto-acopladas con detección de todo o nada.
 - Rango de la tensión de entrada: 110-125 Vcc ($\pm 20\%$)
 - Consumo: menor a 40 mA
- Salidas de estado sólido optoMOS – configurables (libres de potencial con común):
 - 8 Salidas configurables
 - Máxima tensión de conexión: 250 Vac
 - Intensidad en permanencia: 0,13 A
 - Potencia disipada: 500 mW
 - Resistencia en ON: 35 Ω (máx.)
 - Tensión de aislamiento: 3750 Vca
- Salida de estado sólido optoMOS – indicación de “equipo en servicio”
 - Contacto abierto cuando el equipo está en servicio
 - Máxima tensión de conexión: 250 Vac
 - Intensidad en permanencia: 0,15 A
 - Potencia disipada: 500 mW
 - Resistencia en ON: 25 Ω (máx.)
 - Tensión de aislamiento: 3750 Vca
- Exactitud de la medida:
 - Energía activa bidireccional: clase 0,2S (UNE EN 62053-22)

- Energía reactiva en los cuatro cuadrantes: clase 0,5 (UNE EN 62053-23)
- Tipo de puerto: Fibra óptica de plástico.
- Modo de conexión: 4 Hilos.
- Dos dígitos de reserva.
- Tipo de envoltente: Montaje saliente (termoplástico).

En la Figura 8.1 se muestra una imagen del equipo de medida instalado por la distribuidora



Figura 8.1 Imagen del contador de la distribuidora

Dicho equipo de medida está situado en el edificio 7H de la UPV.

8.2.1.2. Equipo de medida del sistema DERD

En la UPV se dispone de una plataforma de automatismos Twido, modelo TWDLCAA24DRF, utilizada para la medida del consumo a partir del medidor instalado por la distribuidora. Este equipo está situado aguas abajo del de la distribuidora, en serie con él. A partir del mismo se obtienen las medidas cuarto-horarias del consumo eléctrico de la UPV para ser procesadas y archivadas.

Características técnicas:

- Alimentación de la CPU: 100-240 Vac.
- Número de E/S: 24 E/S.
- Entradas Sink/Source: 14 E 24 Vdc.
- Salidas: 10 S Relé.
- Memoria Programa: 3000 Inst.
- Nº módulos ampliación E/S: Hasta 4.
- Tipo de conexión; Bornera.
- Referencia: TWDLCAA24DRF.

En la Figura 8.2 se muestra una Imagen de la plataforma de automatismos Twido:



Figura 8.2 Imagen de la plataforma de automatismos Twido

Dicho equipo está situado junto al equipo de medida instalado por la distribuidora, en el edificio 7H de la UPV.

8.2.1.3. Sensores de temperatura

En la UPV se dispone de dos sensores de temperatura propios, instalados en los edificios 6G y 7A. Dichos sensores son captadores y transmisores para temperatura ambiente, 4-20 mA, 2 hilos Pt 100, de la serie TTA, modelo TTA-250/F. Con ellos se lleva a cabo una medición de la temperatura exterior del campus.

En la Figura 8.3 se muestran las medidas de los sensores de temperatura:

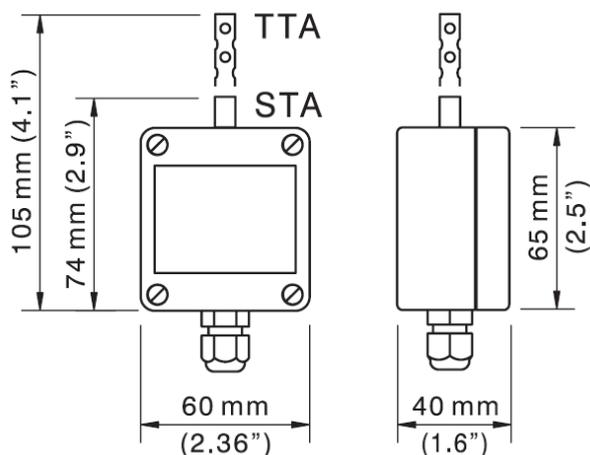


Figura 8.3 Esquema de medidas de los sensores de temperatura

Características técnicas:

- Sensor: Termorresistencia (RTD) Pt 100 Ω según IEC 751, Clase B.
- Temperatura máxima de la escala de medida: 50 $^{\circ}\text{C}$.
- Temperatura mínima de la escala de medida: -20 $^{\circ}\text{C}$.
- Salida: 4-20 mA, 2 hilos.
- Protección contra rotura de la termosonda: en caso de rotura, la salida será mayor que 20 mA.
- Señal de salida: linealizada.
- Tensión de alimentación: entre 15 y 30 Vcc remota, superpuesta a la línea de medida.
- Carga máxima (k Ω): $(V_{cc}-12)/(20 \text{ mA})$.

- Exactitud: 0,1% del margen de medida.
- Linealidad: mejor que 0,5%
- Deriva típica: $\pm 0,04\%$ / °C.
- Efecto de la fuente de alimentación: $\pm 0,01\%$ / V.
- Temperatura ambiente de trabajo: -20 a 50 °C.

La Figura 8.4 muestra una ilustración de la sonda de temperatura TTA-250/F:

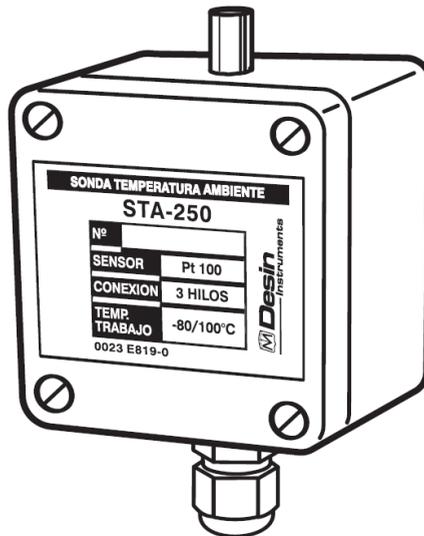


Figura 8.4 Ilustración orientativa de las sondas de temperatura STA-250, TTA-250 y TTA 280

8.2.1.4. Sensor de luz Hagner

En la UPV se dispone de un sensor de luz Hagner ELV-741. Este equipo mide la luminosidad exterior en el campus.

Características técnicas:

- Detector Fotodiodo de silicio con corrección de coseno y filtro espectral V (en versión estándar).
- Rango de medida: Indicar al pedido. (e.g. 0 – 20,000 lux).
- Señal de salida: 4 - 20 mA DC.

- Precisión mayor de 3%.
- Resistencia máxima 800 ohm.
- Alimentación: 24 volt AC (min. 36 VA).
- Rango de temperatura: -40°C - +50 °C.
- Grado de protección: IP 65.
- Heater 8.5 W.
- Dimensiones 120 x 120 x 95 mm.
- Peso: 0,7 kg.
- El equipo se suministra con elementos de montaje.
- Cable de conexión de 3 metros de longitud con bloque de conexiones en el extremo.

La Figura 8.5 muestra una imagen del sensor de luz Hagner ELV-741:



Figura 8.5 Imagen del sensor de luz Hagner ELV-741

8.2.2. Detalle del sistema de maniobra y medida

El sistema DERD, dispone de unos equipos (POWER LOGIC), que son autómatas instalados en distintos cuadros, para la toma de datos. Con ellos se pretende lograr un control del consumo energético en la Universitat Politècnica de València por

procesos, desagregando partes de la instalación. Las medidas son tomadas, procesadas y almacenadas. Cabe comentar que es posible adaptar cualquier tecnología para tomar medidas y actuar sobre el consumo.

La Figura 8.6 representa una fotografía del equipo de medida mencionado anteriormente:



Figura 8.6 Puntos de medida instalados en CGBT

8.2.3. Beneficios del DERD en la Universitat Politècnica de València

El equipo DERD, encargado de implantar y manipular el sistema de gestión energética en los edificios, realizaba las siguientes actividades:

- Identificación de nuevas medidas de consumo eficiente.
- Vigilancia y gestión de las instalaciones de la UPV con el sistema informático DERD.
- Mantenimiento y reparación (atendiendo a avisos) de las instalaciones.
- Diseño de las nuevas instalaciones y actualización de las existentes.

- Revisión y corrección (en su caso) de las facturas emitidas por Alpic.
- De forma adicional, sin ampliar el presupuesto, se realizaron las siguientes tareas:
 - o Revisión del correcto funcionamiento de los equipos de AA y de las líneas de alumbrado controlados.
 - o Preparación de ayudas para AVEN de todos los nuevos edificios instalados.

El sistema de gestión solamente actúa en la franja DERD (horas de poco o ningún uso de las instalaciones), correspondiente a: lunes a viernes de 0:00 a 9:00 y de 23:00 a 24:00, sábados de 0:00 a 9:00 y de 13:00 a 24:00 y domingos de 0:00 a 24:00. Sin embargo, estas actuaciones permiten obtener algunos beneficios incluso en horas de alta utilización. Esto se demuestra por la reducción de la potencia punta que se consigue gracias al sistema. Algunos de los beneficios que proporciona este sistema, adicionalmente a los ahorros que permite obtener, son:

- Las empresas de mantenimiento realizan un mejor mantenimiento de los equipos y sistemas relacionados con DERD.
- Las instalaciones están bajo continua supervisión y actualización. Asimismo, se documentan todos los cambios efectuados.
- Se genera documentación que no existía (características y planos de alumbrado, sistemas de climatización).
- Se conoce, cada vez con mejor precisión, donde se consume la energía eléctrica a nivel de edificio.
- Se realizan múltiples informes "a demanda" de consumos para la toma de decisiones en la gestión de las instalaciones por mantenimiento central, tanto a nivel de eficiencia, como resolución de conflictos.
- Se realiza un soporte técnico para mejorar la gestión de las instalaciones a un menor coste energético, además se ayuda a resolver continuamente situaciones problemáticas relacionados con las necesidades de uso de las instalaciones, mediante una asistencia telefónica 24h a:
 - o Usuarios con necesidades especiales
 - o Coordinadores de edificios
 - o Técnicos de mantenimiento
 - o Personal de seguridad
 - o Empresas mantenedoras
- Se actualizan los planos e inventarios de equipos instalados.

- Se indica a los bedeles el funcionamiento de las instalaciones, pues muchos de ellos desconocen de donde se conectan los equipos de climatización, qué equipos deben de conectarse, etc.

También, hay que indicar que con el desarrollo del Proyecto DERD se consigue que en el Campus de Vera haya una mayor preocupación por el consumo energético y se tenga un seguimiento de los consumos. En definitiva, se intenta que toda la comunidad universitaria esté más preocupada por conseguir un consumo energético más responsable y disponga de un entorno próximo donde atender sus necesidades y/o obtener información para un mejor uso de las instalaciones.

En resumen, con la instalación del Sistema DERD:

- Los sistemas de control locales existentes en los edificios mejoran su funcionamiento, ya que se realiza un seguimiento diario de los mismos.
- En sábados, a partir de las 15h se ha comprobado una disminución en el consumo por establecimiento de nuevos horarios de uso.
- En domingos y festivos se ha demostrado una reducción importante en el consumo por el forzado de apagado de equipos de climatización.
- Las distintas acciones realizadas en las instalaciones de iluminación han conseguido un mejor funcionamiento en los circuitos de alumbrado público, y una disminución permanente de los consumos por el uso de interruptores temporizados, detectores de presencia y conexión de circuitos en función de la luz exterior.
- Se realiza una vigilancia diaria de las instalaciones que provoca que tanto las empresas mantenedoras como los propios usuarios realicen un mejor uso de las mismas. También, se realiza el apoyo e intervenciones necesarias para resolver problemas que surgen con el uso diario, especialmente en las instalaciones de climatización.
- Se mejoran las instalaciones existentes, ya que existen ocasiones en las que las instalaciones son deficientes o se usan de forma incorrecta. Así, se instalan elementos de maniobra en aquellos circuitos que se manejan directamente desde el magnetotérmico (en varios edificios), se realiza la instalación necesaria para que funcione de forma automática la instalación de climatización (7C, 9C). También, se subsanan defectos iniciales en la entrega de los edificios no detectados hasta el momento y se actualizan instalaciones obsoletas que no se han mantenido correctamente.
- En los edificios que tienen control centralizado, junto a los técnicos de mantenimiento del edificio, se asignan horarios correctos de funcionamiento y se ajustan las temperaturas de consigna.

- Los horarios tanto de circuitos de alumbrado como de climatización, en los edificios sin control centralizado, se realizaban con relojes, que presentan diversos problemas: pierden el programa cuando hay cortes de tensión, no tienen en cuenta las diferencias de horario en verano e invierno ni los festivos, hay que ir físicamente a cada uno de ellos para cambiar el horario, etc. Con el Sistema DERD se consigue establecer horarios a todas las líneas controladas de una forma centralizada, con el uso de sensores de luminosidad, por lo que se facilita el mantenimiento, los cambios de horario en verano e invierno, etc.
- Con las instalaciones integradas se controla, en épocas de alta demanda energética, más de 3 MW de potencia.

8.2.4. Ahorros obtenidos gracias al sistema DERD

Desde su inicio en el año 2007 hasta finales del año 2012, se estima que el Proyecto DERD ha conseguido reducir el consumo de energía en más de 26.000 MWh, sin incluir las reducciones de consumo que se obtienen por las mejoras realizadas directamente al iniciar el estudio de cada uno de los edificios. Se estima que, durante el progresivo desarrollo del proyecto DERD en la Universitat Politècnica de València se han producido unos ahorros directos de 2.594.735 €.

La Figura 8.7 muestra la evolución del consumo de energía anual del Campus de Vera de la Universitat Politècnica de València. En esta figura se aprecia el cambio de tendencia conseguido a partir de la implantación del sistema. Hay que destacar que se trata de una implantación progresiva, pues durante los años 2007, 2008 y 2009 se hizo una importante inversión de capital para instalar el sistema en la mayoría de los edificios.

Esta misma información, estudiada mes a mes, se muestra en la Figura 8.8, donde se aprecian las grandes mejoras en agosto (eliminando consumos innecesarios cuando no existe ocupación) o en septiembre, modificando la tendencia general del consumo mensual.

Desde 2010 en adelante se mantiene una tendencia a disminuir el consumo por unidad de superficie útil, a pesar de la incorporación, cada año, de nuevos edificios con mayor dotación en instalaciones, especialmente de climatización. Esto puede observarse en la Figura 8.9

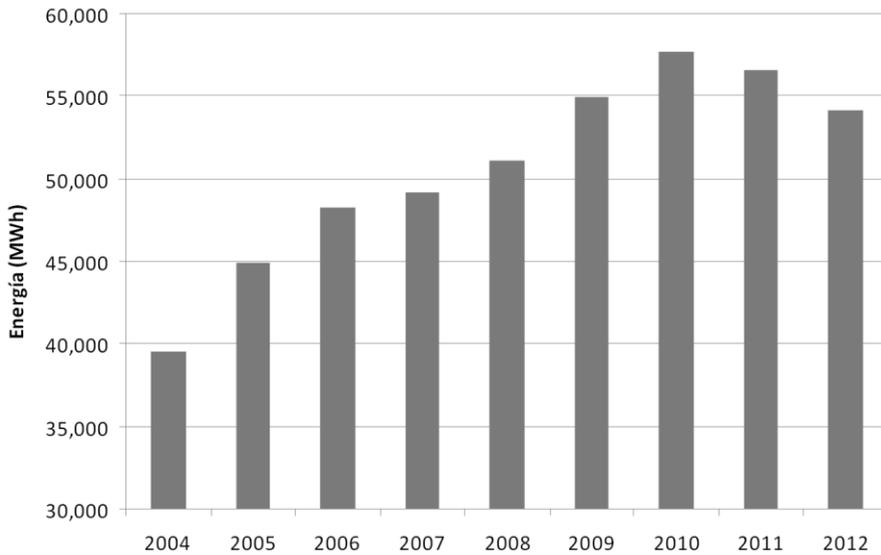


Figura 8.7 Consumo total anual en el Campus de Vera de la Universitat Politècnica de València

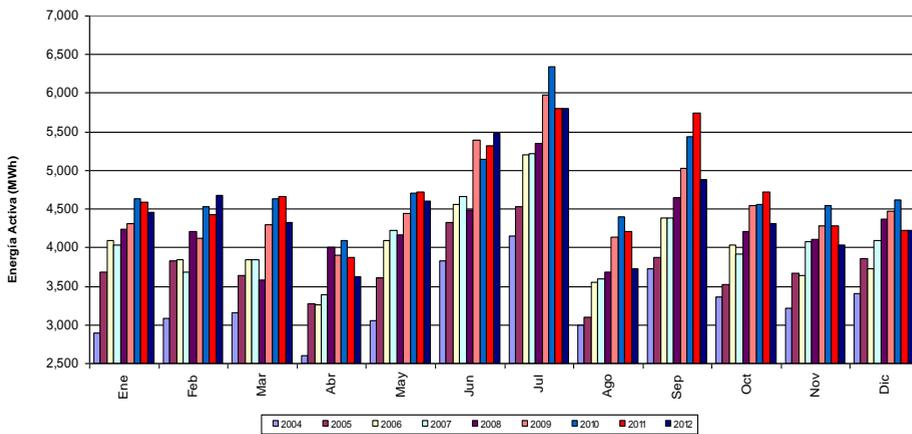


Figura 8.8 Consumo total mensual en el Campus de Vera de la Universitat Politècnica de València

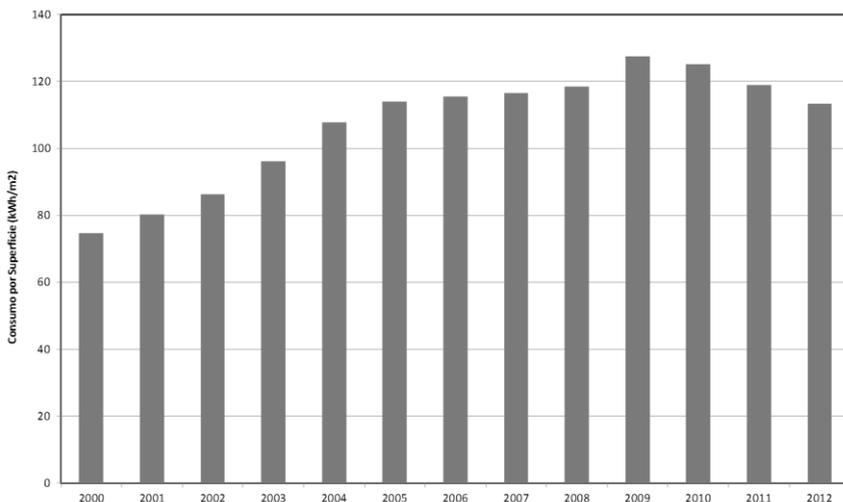


Figura 8.9 Consumo eléctrico por unidad de superficie en el Campus de Vera de la Universitat Politècnica de València

Aunque pueda parecer una disminución poco significativa, hay que tener en cuenta que el sistema DERD solo tiene permisos para actuar en una pequeña franja de horario. Considerando únicamente la energía consumida en la franja DERD, la disminución es mucho más notable, tal como muestra la Figura 8.10

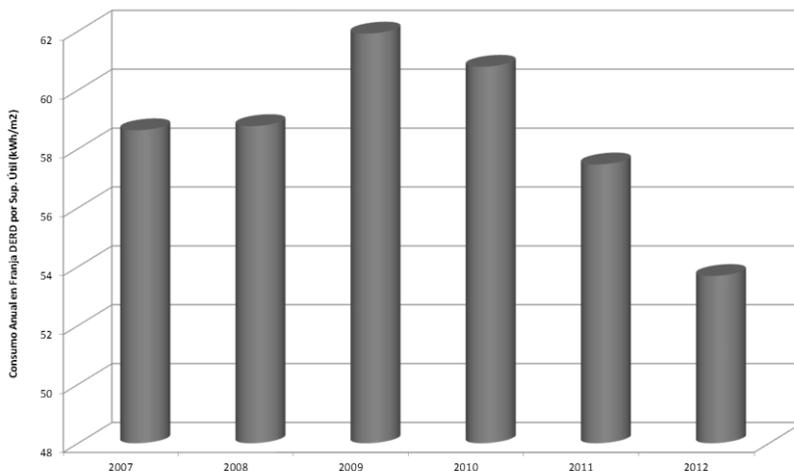


Figura 8.10 Energía anual en horario de actuación del Sistema DERD por superficie útil en el Campus de Vera de la Universitat Politècnica de València

En la Figura 8.11 se muestra la evolución del ahorro anual obtenido mediante la implantación del sistema DERD.

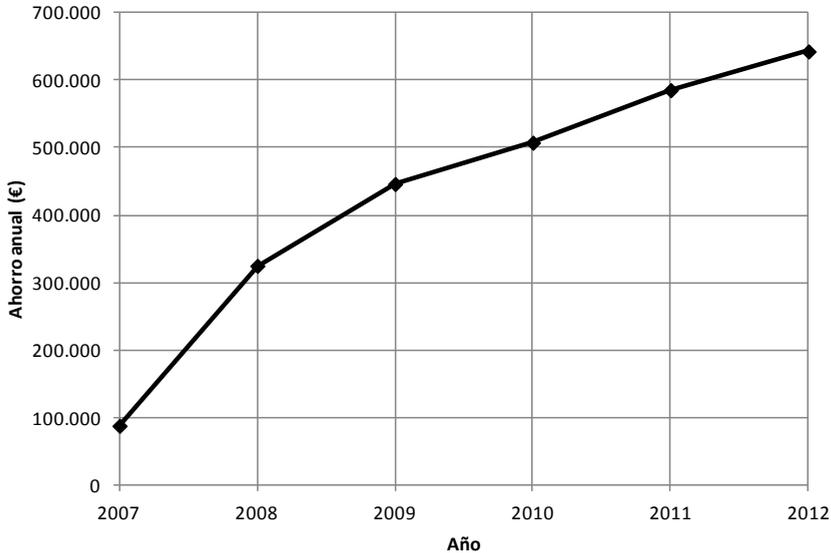


Figura 8.11 Ahorro anual obtenido por la implantación del sistema DERD en el Campus de Vera de la Universitat Politècnica de València

8.3. Control de recursos en una smart grid

El LabDER de la Universitat Politècnica de València cuenta con una pequeña SG en la que existen diversos DER (energía solar y eólica, un generador eléctrico que funciona con gasolina, baterías y conexión a red) y algunas cargas como estufas o consumos del propio laboratorio (como el alumbrado), tal como se describió en el capítulo 3. El sistema de gestión y control de esta SG ha sido desarrollado para experimentar en la gestión de los recursos disponibles con el fin de establecer las bases de una estrategia de control que optimice el coste de la energía y/o las emisiones derivadas del abastecimiento energético.

Con el fin de facilitar esta labor, el autor ha desarrollado una herramienta para simular los flujos energéticos en una instalación con los recursos del LabDER, sus costes y las emisiones. Se trata de un programa en Excel que permite calcular el uso de cada recurso energético y su coste para cada cuarto de hora (o cualquier otro intervalo decidido) de un día completo (o cualquier otro periodo decidido) a partir del consumo de las cargas, la disponibilidad de cada recurso en cada instante, los precios de los recursos y las reglas de control seleccionadas.

Mediante la experimentación se ha elaborado una propuesta de metodología de gestión de recursos para tratar de optimizar el coste de la energía consumida por una instalación con este tipo de DER. En este apartado se describe dicha metodología y algunos de los resultados obtenidos mediante su uso.

Con el método de optimización desarrollado se toman las decisiones óptimas de cada recurso disponible. El software es muy flexible, de forma que permite la introducción de diferentes escenarios. Teniendo en cuenta que las decisiones se toman en base a unas predicciones (tanto de generación como de consumo) es posible que aparezcan desviaciones durante el uso de la instalación, por eso el programa se reajusta para corregir esas diferencias de forma automática. Este tipo de herramienta resulta de gran utilidad para organizar de manera óptima la gestión energética de la instalación receptora buscando el mínimo coste para el consumo deseado y permitiendo por tanto, una amortización más rápida de las inversiones realizadas. En este sentido, el software puede utilizarse también para asesorar a clientes que participen en DRP. En este caso, el cliente establece cuáles son las reducciones de consumo que quiere llevar a cabo y el programa le recomienda el uso óptimo de sus recursos de generación y almacenamiento para poder ejecutar la acción prevista con un mínimo coste en el consumo energético, por tanto, con un máximo beneficio, ya que la bonificación recibida no depende de este coste sino del precio ofertado por el DSO (o el TSO) por llevar a cabo la acción solicitada. Además, ante estas posibles acciones, el programa permite también simular un escenario sin la acción de DRP y otro con ella, con lo que el cliente tiene un criterio de decisión para saber si le conviene o no realizar la acción propuesta.

8.3.1. Descripción de la metodología

Para alcanzar una propuesta de metodología de gestión de recursos, el procedimiento seguido ha sido plantear unos objetivos y unas hipótesis, realizar una serie de experimentos manuales para verificar la validez de dichas hipótesis y ejecutar, posteriormente, un procedimiento iterativo de propuesta de un algoritmo, ejecución de simulaciones y análisis de resultados hasta alcanzar el algoritmo óptimo.

Para poder realizar los experimentos se ha desarrollado un entorno de simulación en Excel que permite asignar los recursos energéticos para abastecer los consumos de acuerdo a las reglas decididas por el usuario.

Para ejecutar las simulaciones, en primer lugar deben definirse los escenarios a simular. Después se introducen las entradas en la herramienta y se ejecuta el algoritmo propuesto. Se realizan estudios paramétricos y análisis de sensibilidad de diferentes variables y se estima el grado de optimización alcanzado.

Con el fin de simplificar la tarea para poder llegar a una primera versión del algoritmo, se ha decidido plantear unos objetivos simples y unas hipótesis que reducen la complejidad del problema. En general, las simplificaciones adoptadas no influyen en

el diseño del algoritmo, aunque los resultados de ahorros energéticos, ahorro económico y balances de emisiones de cada simulación serán diferentes de los valores que se obtendrían en la realidad.

La Figura 8.12 muestra la metodología empleada para alcanzar el algoritmo de optimización buscado.

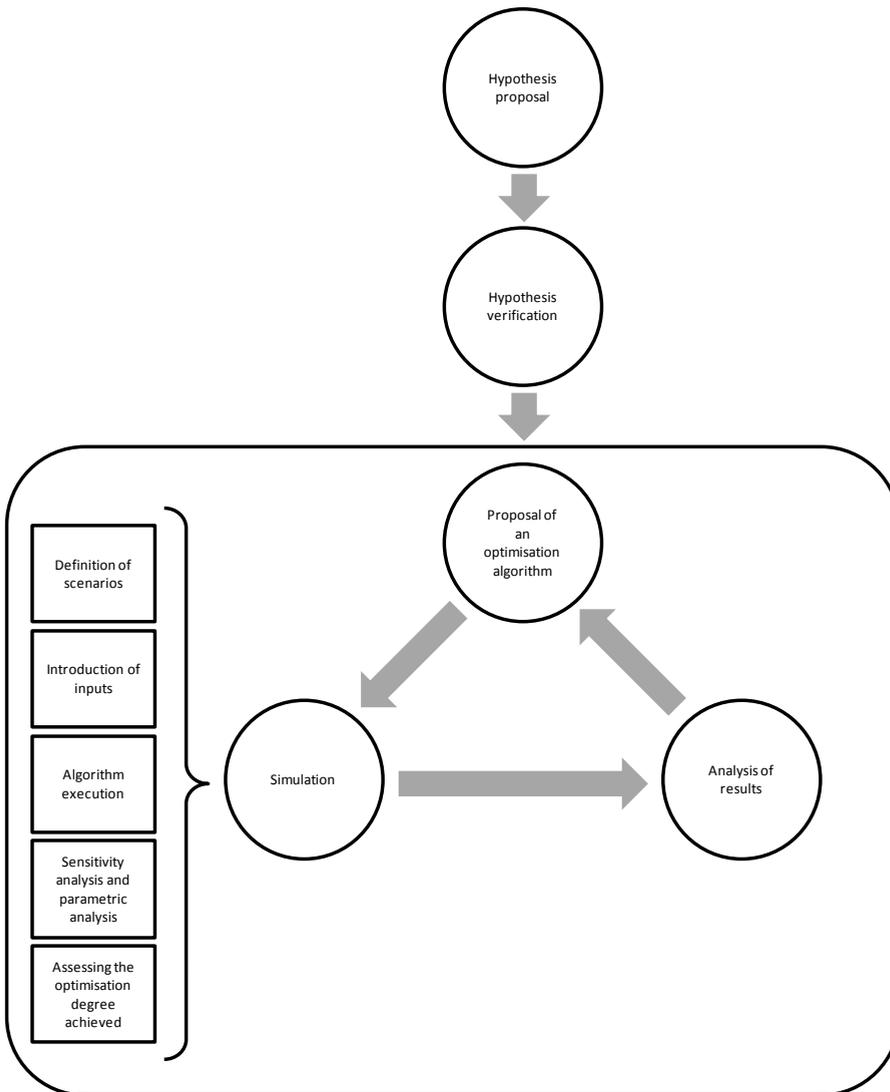


Figura 8.12 Metodología para la búsqueda de un algoritmo de optimización de recursos energéticos

8.3.2. Objetivos e hipótesis iniciales

Los objetivos a alcanzar son los siguientes:

- Elaborar un método de asignación de recursos energéticos capaz de reducir considerablemente (tratar de optimizar) el coste de la energía consumida en una instalación con DER disponibles.
- Analizar las emisiones y tratar de minimizarlas con la metodología propuesta.

Para cumplir estos objetivos se ha decidido simplificar el escenario y plantear una serie de hipótesis de partida que permitan un avance más eficaz en la búsqueda de este algoritmo:

- En primer lugar se ha decidido contemplar exclusivamente los costes de explotación de la instalación, de manera que únicamente se utilizará el precio de compra de energía para cada momento del día. De este modo, no se contemplan otros conceptos de la factura eléctrica, como el coste asociado a la potencia contratada o al alquiler de los equipos de medida, aunque se tienen en cuenta de cara a analizar los resultados y extraer algunas conclusiones al respecto. Tampoco se incluyen los costes de mantenimiento ni las amortizaciones de las inversiones. Todos estos costes podrían ser incluidos de forma sencilla en futuros desarrollos, ya que en la aplicación presentada solo se persigue la maximización del beneficio a partir de una instalación ya definida.
- En segundo lugar, se ha utilizado una curva real de energía solar generada en LabDER, otra de eólica y una curva real de consumo de un edificio típico del Campus de Vera de la Universitat Politècnica de València. Estas curvas se han escalado de manera que el pico de potencia generado por las renovables sea similar al de la potencia demandada por la carga y que las baterías puedan ofrecer una autonomía cercana a las dos horas en punta, para conseguir un mayor impacto en los algoritmos de optimización.
- Los precios de compra de la energía son precios horarios reales de un día del año 2015, extraídos de la página web de Red Eléctrica de España [96].
- La batería se supone ideal, por lo que la energía que entra queda almacenada y es liberada cuando la carga la necesita, sin ningún tipo de pérdidas. Aunque esto representa una simplificación importante del funcionamiento de las baterías, no afecta al planteamiento y desarrollo del algoritmo de optimización, solo afectaría a los costes totales.
- Para la carga de la batería se han supuesto tres velocidades en función del nivel de carga. Si la carga es inferior a 5 kWh de energía almacenada, se ha supuesto una potencia media de carga de 2,64 kW. Cuando en nivel de

carga está entre 5 y 10 kWh almacenados, la potencia media de carga se ha supuesto de 1,68 kW. Finalmente, cuando la carga supera los 10 kWh almacenados, hasta llegar a los 13 kWh de capacidad máxima, se ha supuesto una potencia media de carga de 0,48 kW. Este perfil de carga se muestra en la Figura 8.13. Como puede observarse, se necesitan 10 horas y media para realizar una carga completa.

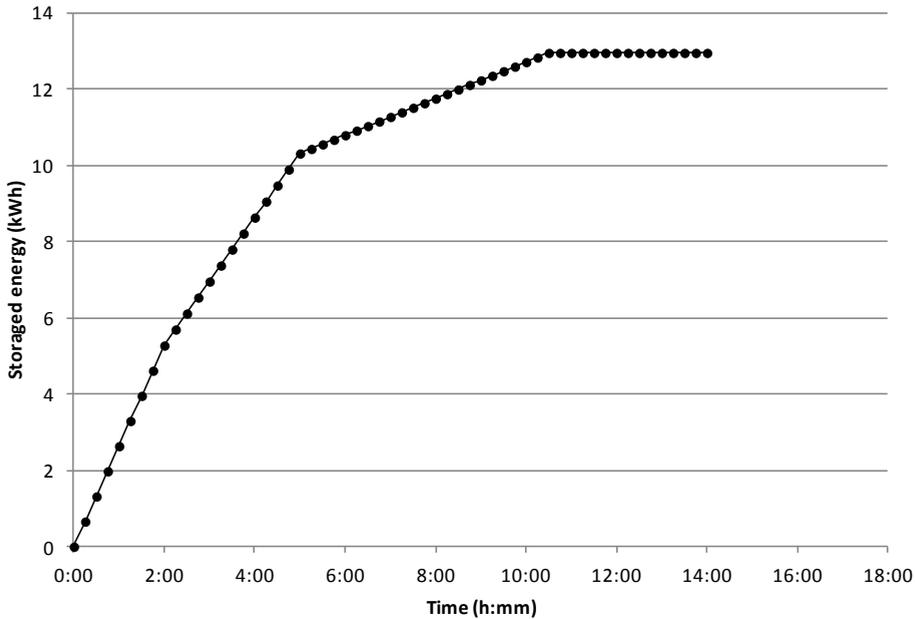


Figura 8.13 Perfil de carga supuesto para la batería

- Todos los recursos energéticos y el consumo se han supuesto reales, de manera que en la realidad, los resultados simulados solo coincidirían con los reales si las previsiones de disponibilidad de los recursos y la demanda fueran completamente precisas. Esto se debe a que el objetivo de este algoritmo es optimizar la gestión de recursos suponiendo conocida la disponibilidad de los mismos y el consumo a satisfacer, no estimar con precisión la disponibilidad de los recursos o el consumo demandado.
- En cuanto a las emisiones, se han supuesto tres valores diferentes en función de la franja horaria que define la punta, el llano o el valle. En el periodo de punta se han supuesto 0,26 ton/MWh de CO₂. En periodo llano, el valor supuesto es de 0,25 ton/MWh. En el periodo valle, se ha tomado un valor de emisiones de CO₂ a la atmósfera de 0,22 ton/MWh. En realidad

estos valores fluctúan según el mix energético de generación. Los valores adoptados podrían considerarse valores típicos aunque su dispersión es bastante grande. Para el generador a gasolina, se estima un valor de 1 ton/MWh, aunque en principio, esta fuente energética no se utiliza en las simulaciones por ser mucho más cara que la red eléctrica. Esta fuente se reserva para situaciones en las que el precio de la energía sea especialmente elevado y problemas de suministro. Para las fuentes renovables, dado que solamente se pretende simular los costes de explotación (coste de la energía), no se contempla ninguna emisión. Los datos de emisiones son un parámetro que el usuario debe introducir en la herramienta de simulación pudiendo variarse de manera dinámica, considerando valores distintos para momentos distintos del día.

8.3.3. Descripción de la herramienta

El entorno de simulación desarrollado está basado en una hoja de cálculo en Excel. La **pantalla principal** (Figura 8.14 y Figura 8.15) contiene los datos introducidos por el usuario y los resultados de la simulación ejecutada. En la Figura 8.14 se introducen los datos de consumo, disponibilidad de potencia solar, eólica, etc., precios y en la columna que hay debajo de cada recurso se puede elegir entre un 0 (el programa no utilizará el recurso en ese instante), un 1 (el programa utilizará el recurso pero no gestionará su conexión, que es fija), o 2, modo automático (en el cual el programa decide el uso del recurso). Los datos de consumo, generación, precios y emisiones podrían obtenerse de una base de datos históricos. Los resultados de la simulación se muestran en la parte superior de la figura recuadrados en rojo. La Figura 8.15, da los resultados de los flujos energéticos entre todos los recursos (en la situación óptima) junto con los costes y las emisiones en cada intervalo.

La **pantalla de resultados gráficos** (Figura 8.16) muestra la evolución del consumo y el uso de cada recurso energético, además de los precios de la energía y el nivel de carga de la batería. Las unidades de energía se refieren a energía cuartohoraria.

La **pantalla de simulación** (Figura 8.17) permite llevar a cabo análisis paramétricos para estudiar la influencia de la variación de algunas entradas paso a paso, ejecutando un gran número de simulaciones. Es decir, a partir de ciertos datos previstos (curva de demanda, producción solar...) si el usuario desea ver la influencia que puede tener algún parámetro o conjunto de ellos (por ejemplo, variaciones en los precios de la energía, carga inicial de la batería, capacidad máxima de la batería, disponibilidad o no de algún recurso, etc.), el programa ejecuta todas las simulaciones combinando todos los rangos de parámetros y posibilidades introducidas.

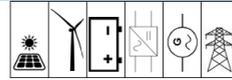
Avances en M&V de la respuesta de la demanda y su integración en smart grids



Emission (Ton)	0.0122	Solar Gen (kWh)	4.098	Network (kWh)	9.363476
Cost (€)	2.0879	Wind Gen (kWh)	0.205243	Generator (kWh)	6.87075
S. Failures	2	Load (kWh)	11.9629375		

SCHEDULE

0 - OFF
1 - ON
2 - AUTO



dd/mm/aa hh:mm	P/S/V	kWh	kWh	kWh	€/kWh	€/kWh	€/kWh	0/1	0/1	0/1	0/1	0/1/2	0/1/2
Date	Period	Load Demand	Availability Solar	Availability Wind	Purchase Price	Fuel Price	Sell Price	S	W	C	I	G	N
26/06/13 00:00	V	0.0389	0.0000	0.0063	0.10	0.16	0.09	1	1	2	1	0	0
26/06/13 00:15	V	0.0395	0.0000	0.0075	0.10	0.16	0.09	1	1	2	1	0	0
26/06/13 00:30	V	0.0394	0.0000	0.0121	0.10	0.16	0.09	1	1	2	1	0	1
26/06/13 00:45	V	0.0417	0.0000	0.0039	0.10	0.16	0.09	1	1	2	1	0	1
26/06/13 01:00	V	0.0389	0.0000	0.0164	0.10	0.16	0.09	1	1	2	1	0	1
26/06/13 01:15	V	0.0392	0.0000	0.0134	0.10	0.16	0.09	1	1	2	1	0	1
26/06/13 01:30	V	0.0395	0.0000	0.0067	0.10	0.16	0.09	1	1	2	1	0	1
26/06/13 01:45	V	0.0438	0.0000	0.0069	0.10	0.16	0.09	1	1	2	1	0	1
26/06/13 02:00	V	0.0425	0.0000	0.0034	0.10	0.16	0.09	1	1	2	1	0	0
26/06/13 02:15	V	0.0420	0.0000	0.0000	0.10	0.16	0.09	1	1	2	1	0	0
26/06/13 02:30	V	0.0391	0.0000	0.0019	0.10	0.16	0.09	1	1	2	1	0	0
26/06/13 02:45	V	0.0400	0.0000	0.0023	0.10	0.16	0.09	1	1	2	1	0	0
26/06/13 03:00	V	0.0395	0.0000	0.0023	0.10	0.16	0.09	1	1	2	1	0	1
26/06/13 03:15	V	0.0392	0.0000	0.0024	0.10	0.16	0.09	1	1	2	1	0	1
26/06/13 03:30	V	0.0425	0.0000	0.0024	0.10	0.16	0.09	1	1	2	1	0	1
26/06/13 03:45	V	0.0392	0.0000	0.0024	0.10	0.16	0.09	1	1	2	1	0	1
26/06/13 04:00	V	0.0400	0.0000	0.0024	0.10	0.16	0.09	1	1	2	1	0	1
26/06/13 04:15	V	0.0395	0.0000	0.0024	0.10	0.16	0.09	1	1	2	1	0	1
26/06/13 04:30	V	0.0386	0.0000	0.0024	0.10	0.16	0.09	1	1	2	1	0	1
26/06/13 04:45	V	0.0417	0.0000	0.0024	0.10	0.16	0.09	1	1	2	1	2	0
26/06/13 05:00	V	0.0389	0.0000	0.0024	0.10	0.16	0.09	1	1	2	1	2	0
26/06/13 05:15	V	0.0388	0.0000	0.0024	0.10	0.16	0.09	1	1	2	1	2	0
26/06/13 05:30	V	0.0386	0.0000	0.0024	0.10	0.16	0.09	1	1	2	1	2	0
26/06/13 05:45	V	0.0386	0.0000	0.0024	0.10	0.16	0.09	1	1	2	1	2	0
26/06/13 06:00	V	0.0383	0.0000	0.0024	0.10	0.16	0.09	1	1	2	1	2	1
26/06/13 06:15	V	0.0441	0.0000	0.0024	0.10	0.16	0.09	1	1	0	1	2	2

Figura 8.14 Primera parte de la pantalla principal (entradas y resumen de resultados)

R = Renewable														Initial Charge									
														3									
kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	0/1	kWh	kWh	kWh	kWh	Ton	Ton	Ton	€						
R->L	R->B	R->N	G->L	G->B	N->L	N->B	B->L	S. Failure	Solar Generation	Wind Generation	Load	Battery	Network	Generator	CO ₂ Emission N	CO ₂ Emission G	CO ₂ Emission T	Cost					
0.0063	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0063	0.0389	2.9671	0.0000	0.0000	0.000000	0.000000	0.000000	0.0000					
0.0075	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0075	0.0075	0.0395	2.9153	0.0000	0.0000	0.000000	0.000000	0.000000	0.0000					
0.0121	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0272	0.6600	0.0000	0.0000	0.0121	0.0394	3.9553	0.6872	0.0000	0.000357	0.000000	0.000357	0.0687	0.6887					
0.0039	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0378	0.6600	0.0000	0.0000	0.0039	0.0417	4.2553	0.6978	0.0000	0.000363	0.000000	0.000363	0.6998	0.6998					
0.0164	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0225	0.6600	0.0000	0.0000	0.0164	0.0389	4.9153	0.6825	0.0000	0.000355	0.000000	0.000355	0.6882	0.6882					
0.0134	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0258	0.6600	0.0000	0.0000	0.0134	0.0392	5.5753	0.6858	0.0000	0.000357	0.000000	0.000357	0.6886	0.6886					
0.0067	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0129	0.4200	0.0000	0.0000	0.0067	0.0395	3.9953	0.4529	0.0000	0.000235	0.000000	0.000235	0.4533	0.4533					
0.0069	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0369	0.4200	0.0000	0.0000	0.0069	0.0438	4.4153	0.4569	0.0000	0.000238	0.000000	0.000238	0.4537	0.4537					
0.0034	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0391	0.0000	0.0034	0.0425	6.3762	0.0000	0.0000	0.000000	0.000000	0.000000	0.0000	0.0000					
0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0420	0.0000	0.0000	0.0420	6.3341	0.0000	0.0000	0.000000	0.000000	0.000000	0.0000	0.0000					
0.0019	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0371	0.0000	0.0019	0.0391	6.2970	0.0000	0.0000	0.000000	0.000000	0.000000	0.0000	0.0000					
0.0023	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0377	0.0000	0.0023	0.0400	6.2591	0.0000	0.0000	0.000000	0.000000	0.000000	0.0000	0.0000					
0.0023	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0372	0.4200	0.0000	0.0000	0.0023	0.0395	6.9793	0.4572	0.0000	0.000238	0.000000	0.000238	0.4537	0.4537					
0.0024	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0369	0.4200	0.0000	0.0000	0.0024	0.0392	7.0993	0.4569	0.0000	0.000238	0.000000	0.000238	0.4537	0.4537					
0.0024	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0401	0.4200	0.0000	0.0000	0.0024	0.0425	7.5193	0.4601	0.0000	0.000239	0.000000	0.000239	0.4600	0.4600					
0.0024	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0368	0.4200	0.0000	0.0000	0.0024	0.0392	7.9393	0.4568	0.0000	0.000238	0.000000	0.000238	0.4537	0.4537					
0.0024	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0376	0.4200	0.0000	0.0000	0.0024	0.0400	8.3393	0.4576	0.0000	0.000238	0.000000	0.000238	0.4538	0.4538					
0.0024	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0371	0.4200	0.0000	0.0000	0.0024	0.0395	8.7793	0.4571	0.0000	0.000238	0.000000	0.000238	0.4537	0.4537					
0.0024	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0362	0.4200	0.0000	0.0000	0.0024	0.0386	9.1993	0.4562	0.0000	0.000237	0.000000	0.000237	0.4536	0.4536					
0.0000	0.0000	0.0000	0.0417	0.4200	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0417	9.6193	0.0000	0.4617	0.000000	0.000462	0.000462	0.7379	0.7379					
0.0000	0.0000	0.0000	0.0389	0.4200	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0389	10.0393	0.0000	0.4589	0.000000	0.000459	0.000459	0.7374	0.7374					
0.0000	0.0000	0.0000	0.0388	0.1200	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0388	10.1393	0.0000	0.1588	0.000000	0.000159	0.000159	0.0254	0.0254					
0.0000	0.0000	0.0000	0.0386	0.1200	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0386	10.2793	0.0000	0.1586	0.000000	0.000159	0.000159	0.0254	0.0254					
0.0000	0.0000	0.0000	0.0386	0.1200	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0386	10.3993	0.0000	0.1586	0.000000	0.000159	0.000159	0.0254	0.0254					
0.0000	0.0000	0.0000	0.0383	0.1200	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0383	10.5193	0.0000	0.1583	0.000000	0.000158	0.000158	0.0253	0.0253					
0.0000	0.0000	0.0000	0.0441	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0441	10.5193	0.0000	0.0441	0.000000	0.000044	0.000044	0.0071	0.0071					

Figura 8.15 Segunda parte de la pantalla principal (salidas)

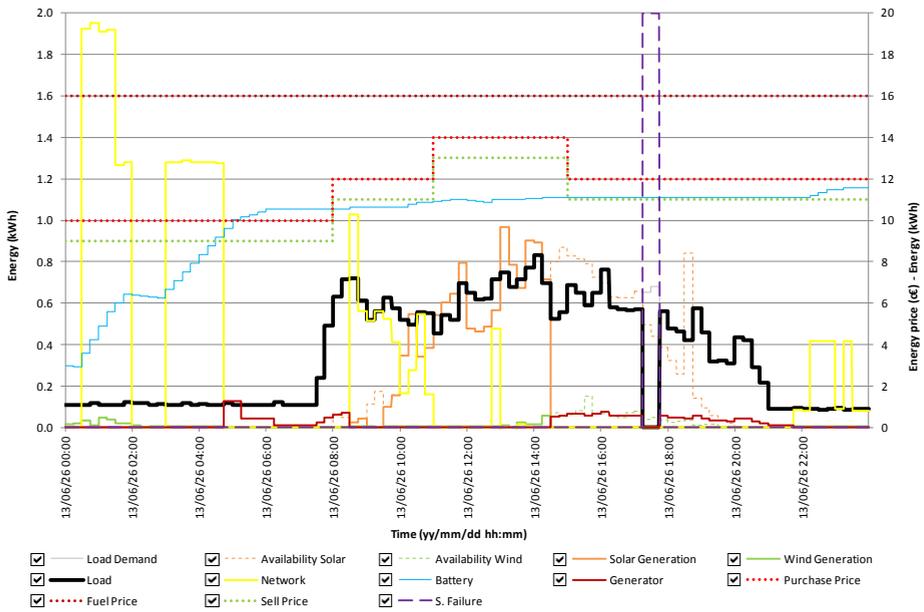


Figura 8.16 Pantalla de resultados gráficos



Figura 8.17 Pantalla de simulación

El resultado de estas simulaciones se muestra en la **pantalla de resultados** (Figura 8.18). Con este tipo de análisis paramétricos se puede estudiar el valor óptimo de las variables utilizadas en el análisis.

Para facilitar la entrada de datos se puede acceder a un **menú principal emergente** (Figura 8.19) en el cual se muestran las entradas, las salidas, el gráfico y algunas opciones básicas.

RESULTS

Emission (Ton)	Cost (€)	S. Failures	Solar Gen (kWh)	Wind Gen (kWh)	Load (kWh)	Network (kWh)	Generator (kWh)	Battery	N	G	S
0,01671	2,716	0	2,135	0,147979	12,4384063	4,242021	13,83340625	5	11	11	11
0,01812	2,714	0	2,135	0,147979	12,4384063	4,242021	13,83340625	5	11	11	11
0,01671	2,714	0	2,135	0,147979	12,4384063	4,242021	13,83340625	5	11	11	11
0,01579	2,101	0	4,098	0,205243	12,2088226	9,237428875	6,588150694	5	11	21	11
0,01213	2,101	0	4,098	0,205243	12,2088226	9,237428875	6,588150694	5	11	21	11
0,01579	2,092	0	4,098	0,205243	12,2088226	9,237428875	6,588150694	5	11	21	11
0,01213	2,092	0	4,098	0,205243	12,2088226	9,237428875	6,588150694	5	11	21	11

Figura 8.18 Pantalla de resultados

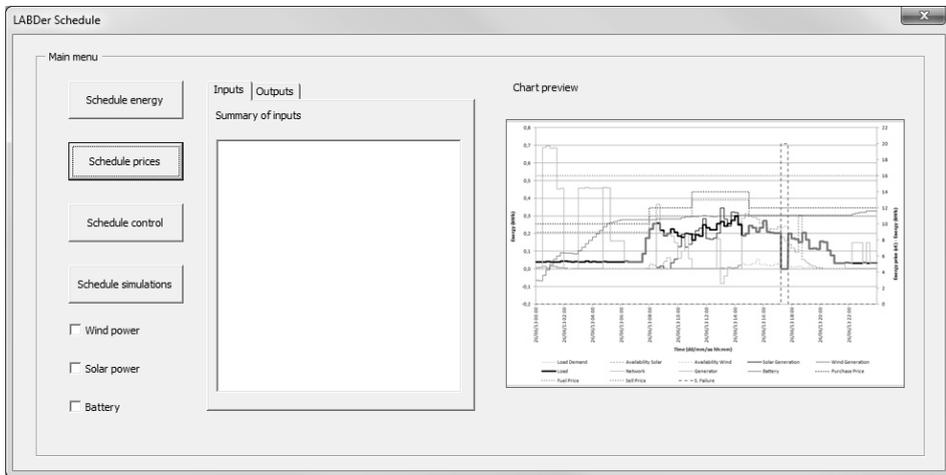


Figura 8.19 Menú principal emergente

El proceso de las simulaciones realizadas consta, esencialmente, de los siguientes pasos:

- Paso 1. Definir el escenario a simular: Características, duración, condiciones.
- Paso 2. Introducir los datos del escenario: consumo, disponibilidad de cada recurso, precios de la energía, periodos punta, llano y valle, control de cada recurso en cada instante.
- Paso 3. Ejecutar el algoritmo de optimización propuesto.

- Paso 4. Analizar los resultados y validar la simulación, comprobando la evolución de las diferentes variables, contrastando con variantes o modificaciones y buscando mejoras potenciales.
- Paso 5. Estimar el grado de optimización alcanzado e implementar las mejoras detectadas en el algoritmo, si las hay. En tal caso volver a empezar.

8.3.4. Descripción de los escenarios

Para ilustrar el funcionamiento de la herramienta, a continuación se expondrán los resultados bajo ciertos escenarios. La aplicación se ha llevado a cabo en un edificio docente con una potencia máxima demandada de 7 kW (la curva de consumo está escalada a partir de una real) y que teóricamente dispone de 5 kW pico de potencia fotovoltaica, 5 kW pico de potencia eólica, unas baterías de 48 V con una capacidad de 270 Ah y un generador con motor de gasolina de 10 kW. Las curvas de producción de los DER están escaladas de curvas reales medidas en el LabDER. Los precios utilizados para la energía procedente de la red son valores reales de un día. La simulación se ha realizado para una duración de un día a intervalos de 15 minutos.

Se han considerado cuatro variantes de la instalación. Una con suministro de red exclusivamente. Otra con baterías disponibles. La tercera cuenta con recursos renovables sin baterías. La cuarta es como la tercera añadiendo la batería. Por otro lado, se han considerado dos tipos de tarifa eléctrica, una normal y otra con discriminación horaria (precio más barato durante la noche y más caro durante el día). Por lo tanto, se han analizado un total de ocho escenarios:

- Escenario A1: suministro eléctrico de red y tarifa normal.
- Escenario B1: suministro eléctrico de red y disponibilidad de batería y tarifa normal.
- Escenario C1: suministro eléctrico de red y disponibilidad de recursos renovables y tarifa normal.
- Escenario D1: suministro eléctrico de red y disponibilidad de batería y recursos renovables y tarifa normal.
- Escenario A2: suministro eléctrico de red y tarifa con discriminación horaria.
- Escenario B2: suministro eléctrico de red y disponibilidad de batería y tarifa con discriminación horaria.
- Escenario C2: suministro eléctrico de red y disponibilidad de recursos renovables y tarifa con discriminación horaria.
- Escenario D2: suministro eléctrico de red y disponibilidad de batería y recursos renovables y tarifa con discriminación horaria.

8.3.5. Algoritmo de optimización propuesto

Con el fin de alcanzar un resultado óptimo en cuanto al precio de la energía se propone seguir los siguientes pasos:

- Computar el coste total de la energía para el día de estudio según el escenario A1 o A2 (escenario base sin posibilidades de gestión).
- Si se dispone de fuentes renovables de energía, ejecutar el cómputo del día aprovechando estos recursos todo el tiempo que estén disponibles.
- Para optimizar el uso de la batería, cargar la batería siempre que los recursos renovables excedan a la demanda (si hace falta descargarla antes, hay que utilizarla, para lo cual debe buscarse el mejor momento, que será aquel en que resulte más caro el consumo de red). No se contempla la venta de excedentes a la red por no estar autorizada en la reglamentación actual española.
- A partir de esta situación, para optimizar el uso del sistema de almacenamiento, debe buscarse el instante en el que el precio de la energía resulte más caro. Eliminar el apoyo de red durante este intervalo de tiempo y sustituirlo por la batería.
- Repetir este procedimiento con los siguientes instantes más caros.
- Si en algún momento ocurre un fallo de suministro (la batería se descarga y la demanda no puede ser abastecida) será necesario cargar la batería tratando de utilizar el instante más barato del suministro eléctrico previo al momento del fallo.
- Cuando llegue un momento en que no se pueda eliminar el suministro eléctrico de red de ningún instante del día, el proceso de optimización llega a su fin. Esto ocurrirá cuando resulte imposible reducir el consumo de red o cuando su reducción suponga la necesidad de cargar la batería previamente y esto no sea posible.
- Para finalizar, es interesante tratar de dejar la batería al mismo nivel de carga que tenía al inicio del día, de manera que el mismo procedimiento pueda ser empleado al día siguiente. Además no debe realizarse una carga de batería que conlleve una potencia pico elevada, pues deben evitarse penalizaciones de este tipo y es interesante aprovechar este algoritmo para tratar de reducir, incluso, la potencia contratada.

Esta metodología se muestra en la Figura 8.20.

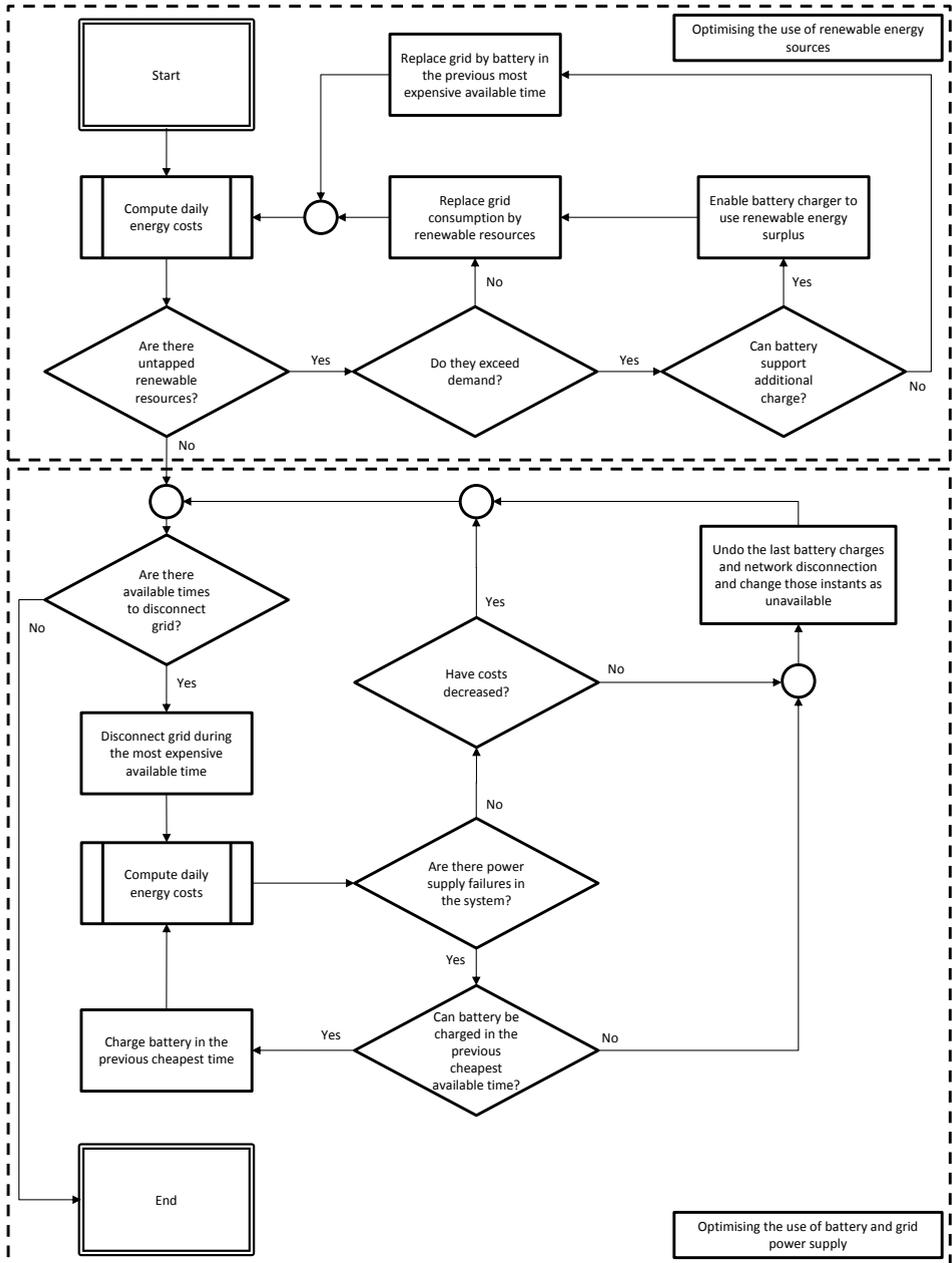


Figura 8.20 Algoritmo de optimización de la gestión de los recursos de la SG

8.3.6. Análisis de los resultados de las simulaciones y conclusiones

A continuación se muestran las simulaciones optimizadas de los ocho escenarios y sus resultados finales. La unidad utilizada para la energía (kWh), se refiere a la cantidad de energía trasvasada en cada intervalo de 15 minutos, que es el que se ha utilizado en las simulaciones.

8.3.6.1. Escenario A1

En este escenario no existe ninguna fuente de energía renovable ni posibilidad de almacenamiento, por lo que la simulación se utiliza como punto de partida y no presenta posibilidades de optimización. El resultado de la simulación de este escenario para el perfil de consumo seleccionado es el que se muestra en la Figura 8.21.

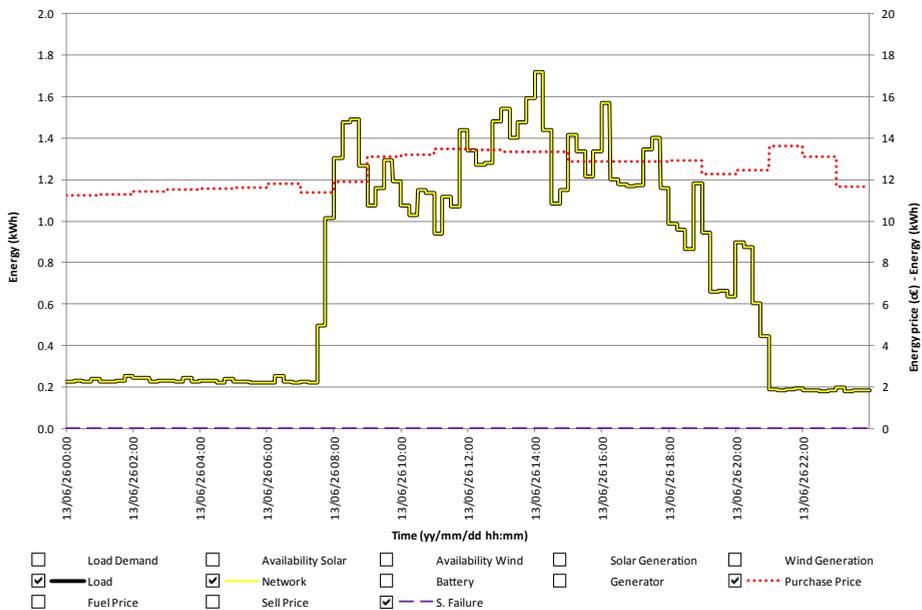


Figura 8.21 Resultados de la simulación del escenario A1

Como puede observarse, el consumo de red coincide en todo momento con la demanda de energía. En este caso, los resultados numéricos son los que se muestran en la Tabla 8.1.

Emisión CO₂ (ton)	0,0179
Coste (€)	9,18
Fallos en el sistema (cuartohorarios)	0
Generación solar (kWh)	0,00
Generación eólica (kWh)	0,00
Consumo (kWh)	71,87
Suministro de red (kWh)	71,87

Tabla 8.1 Resultados numéricos de la simulación del escenario A1

8.3.6.2. Escenario B1

En este escenario no existe ninguna fuente de energía renovable pero se introduce la posibilidad de almacenar energía en baterías. Esta simulación se utiliza para tratar de gestionar el uso de la batería para optimizar el coste de la energía, utilizando la metodología propuesta. Tras alcanzar la situación óptima, el resultado de la simulación de este escenario para el mismo perfil de consumo es el que se muestra en la Figura 8.22.

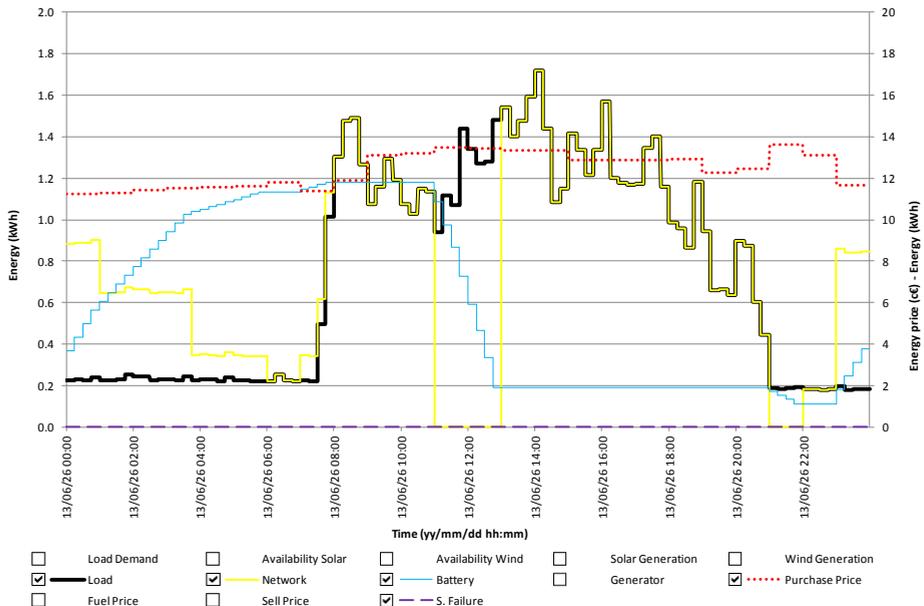


Figura 8.22 Resultados de la simulación del escenario B1

Como se muestra en la Figura 8.22, la batería se intenta cargar en las horas más baratas y la red trata de desconectarse en las horas en que la compra de energía

resulta más cara. Es importante notar que se ha tratado de dejar la batería con un nivel de carga similar al que presentaba al inicio del día. En el eje vertical secundario puede comprobarse el precio de la energía y el nivel de carga de la batería en cada instante. En este escenario, los resultados numéricos son los que se muestran en la Tabla 8.2.

Otro aspecto a tener en cuenta es que se trata de evitar la carga de la batería en las horas centrales del día para que la potencia máxima suministrada por la red no sea excesivamente alta y pueda obligar a contratar una potencia mayor a la de la situación de partida.

Al no disponer de grandes diferencias de precios entre unos instantes y otros (tarifa sin discriminación horaria), el ahorro obtenido es muy reducido. En este sentido, lo único que puede resultar interesante en un escenario como este es tratar de reducir la potencia contratada, ya que la batería puede reducir el consumo obtenido en la punta. No obstante, el objetivo fundamental de este estudio es optimizar el coste de la energía, por lo que el algoritmo proporciona los resultados mostrados en la Figura 8.22.

La batería se ha supuesto ideal, tal como se ha comentado en las hipótesis de partida adoptadas. En este caso, el consumo de red que excede al demandado por la carga es utilizado para cargar la batería al final del día, con lo que la carga final resulta ser ligeramente superior a la inicial. Sin embargo, aunque se tuviera en cuenta esto, el ahorro sigue siendo muy reducido.

Emisión CO₂ (ton)	0,0178
Coste (€)	9,05
Fallos en el sistema (cuartohorarios)	0
Generación solar (kWh)	0,00
Generación eólica (kWh)	0,00
Consumo (kWh)	71,87
Suministro de red (kWh)	72,64

Tabla 8.2 Resultados numéricos de la simulación del escenario B1

8.3.6.3. Escenario C1

En este escenario existen fuentes de energía renovable pero no se dispone de ningún sistema de almacenamiento, por lo que la única gestión posible consiste en tratar de maximizar el uso de las fuentes de energía renovable. Dado que la reglamentación actual española no contempla la posibilidad de vender los excedentes de energía renovable a la red en una instalación consumidora, dichos excedentes serán vertidos a precio nulo en el sistema, por lo que no repercutirán en el balance económico. No obstante, la herramienta está preparada para computar ventas de energía a precios variables, en cuyo caso, el algoritmo debería ser revisado y mejorado, tarea que se dejará para futuros trabajos de investigación. La potencia instalada en las fuentes renovables se ha tomado un poco elevada para poder ilustrar el funcionamiento de la

herramienta y observar el impacto de la gestión encada situación de manera más clara. Tras alcanzar la situación óptima, el resultado de la simulación de este escenario para el mismo perfil de consumo es el que se muestra en la Figura 8.23.

Como se puede ver en los resultados obtenidos, ambas fuentes de energía han aportado toda la energía disponible. El consumo de red se ve reducido en muchos momentos e incluso hay instantes en que la suma de ambas fuentes renovables supera a la demanda y la energía es vertida a la red de manera gratuita. Los resultados numéricos de esta simulación se muestran en la Tabla 8.3.

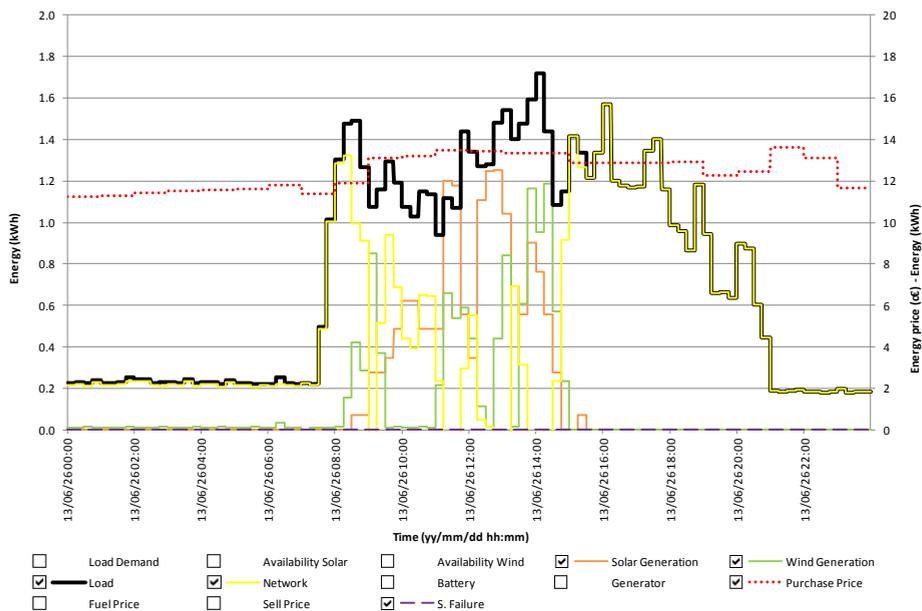


Figura 8.23 Resultados de la simulación del escenario C1

Emisión CO₂ (ton)	0,0117
Coste (€)	5,96
Fallos en el sistema (cuartohorarios)	0
Generación solar (kWh)	15,97
Generación eólica (kWh)	11,11
Consumo (kWh)	71,87
Suministro de red (kWh)	44,78

Tabla 8.3 Resultados numéricos de la simulación del escenario C1

En esta experiencia sí se obtiene un ahorro importante tanto económico como de emisiones. Comparando con el escenario A1, las renovables cubren un 37,7% de la energía demandada y el ahorro económico obtenido representa un 35,1% (algo menor debido a la inyección de energía gratuita en la red). En emisiones, se obtiene una reducción del 34,6%.

8.3.6.4. Escenario D1

En este escenario existen fuentes de energía renovable y la posibilidad de almacenar energía en la batería. El objetivo de esta simulación es gestionar el uso de la batería y maximizar el uso de las energías renovables para optimizar el coste de la energía, utilizando la metodología propuesta al completo. Tras alcanzar la situación óptima con todos estos recursos disponibles, el resultado de la simulación de este cuarto escenario para el perfil de consumo seleccionado es el que se muestra en la Figura 8.24.

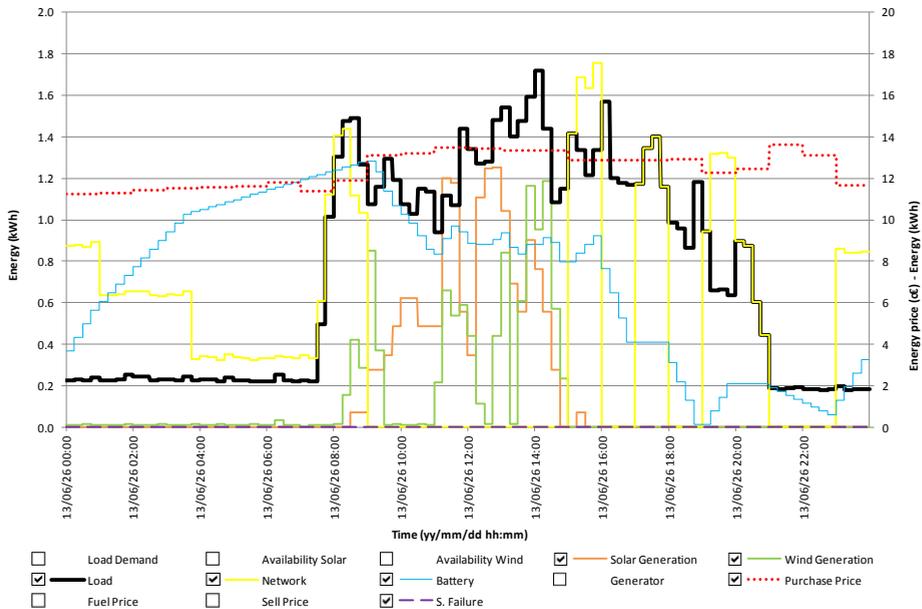


Figura 8.24 Resultados de la simulación del escenario D1

Analizando los resultados se observa que ambas fuentes de energía han aportado tanta energía como han podido y esta se ha utilizado tanto para satisfacer el consumo de la carga como para cargar las baterías. La red ha sido desconectada en

casi todas las horas centrales del día gracias a las renovables y en las franjas más caras gracias a las baterías. La batería ha quedado con un nivel de carga casi idéntico al que presentaba al inicio del día. Además se ha evitado tener un suministro de red con una potencia excesivamente elevada para cargar baterías. Los resultados numéricos de esta simulación se muestran en la Tabla 8.4.

En esta experiencia se obtiene un ahorro importante tanto económico como de emisiones, incluso mayor que en el caso anterior. Comparando con el escenario A1, el ahorro económico obtenido representa un 41%, con un ahorro de emisiones del 40,2%. Esto indica que casi todo el ahorro proviene del uso de las renovables, pues la poca variedad en los precios hace difícil obtener un mayor beneficio de la gestión de la batería.

Emisión CO₂ (ton)	0,0107
Coste (€)	5,42
Fallos en el sistema (cuartohorarios)	0
Generación solar (kWh)	15,97
Generación eólica (kWh)	11,11
Consumo (kWh)	71,87
Suministro de red (kWh)	45,04

Tabla 8.4 Resultados numéricos de la simulación del escenario D1

8.3.6.5. Escenario A2

En este escenario no existe ninguna fuente de energía renovable. Se trata de un escenario similar al A1 pero con una tarifa con discriminación horaria. El beneficio de este tipo de tarifa depende en gran medida del perfil de consumo, pero también puede depender de la existencia de baterías para aprovechar las franjas más baratas para su carga y las más caras para su descarga. Esta simulación debe compararse con la correspondiente al escenario A1 con el fin de evaluar posteriormente la mejora que introducen las baterías y las renovables cuando existe una tarifa con discriminación horaria. El resultado de la simulación de este escenario se muestra en la Figura 8.25.

Como puede observarse, el precio en la franja barata es aproximadamente la mitad del que existe en la franja cara (estos precios son datos reales de un día normal de 2015). El resultado numérico de esta simulación se puede ver en la Tabla 8.5.

Para el perfil de consumo seleccionado, este tipo de tarifa resulta rentable sin necesidad de llevar a cabo ninguna acción especial. No obstante, evaluaremos posteriormente si es posible mejorar estos resultados con el uso de batería y renovables.

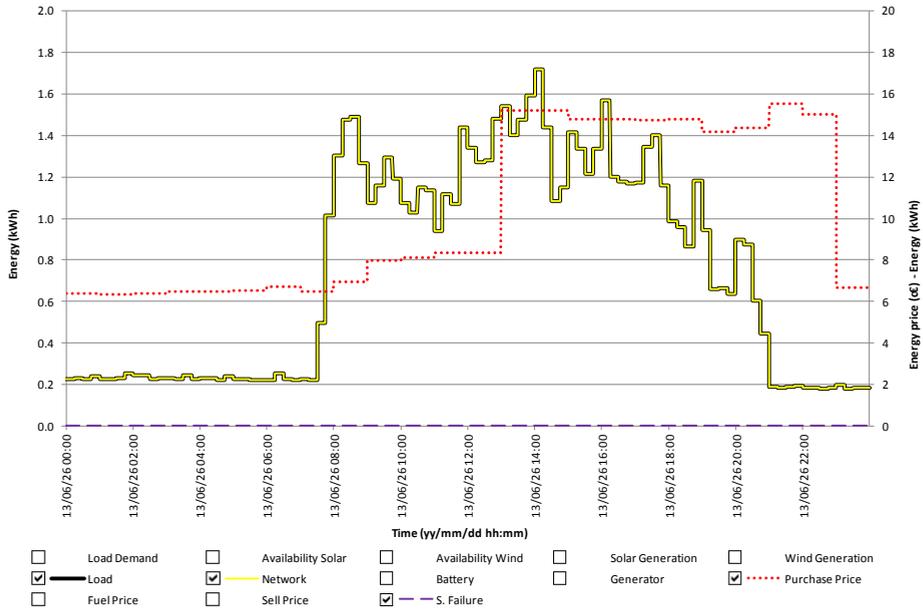


Figura 8.25 Resultados de la simulación del escenario A2

Emisión CO₂ (ton)	0,0179
Coste (€)	8,20
Fallos en el sistema (cuartohorarios)	0
Generación solar (kWh)	0,00
Generación eólica (kWh)	0,00
Consumo (kWh)	71,87
Suministro de red (kWh)	71,87

Tabla 8.5 Resultados numéricos de la simulación del escenario A2

8.3.6.6. Escenario B2

En este escenario no existe ninguna fuente de energía renovable pero se dispone de batería. Este escenario pretende analizar el beneficio potencial de las baterías en casos con tarifas que tengan discriminación horaria. La simulación de este escenario produce los resultados mostrados en la Figura 8.26.

Como puede observarse, gracias a la batería se evita el consumo punta que coincide con uno de los precios más caros del día. El resultado numérico de esta simulación se puede ver en la Tabla 8.6.

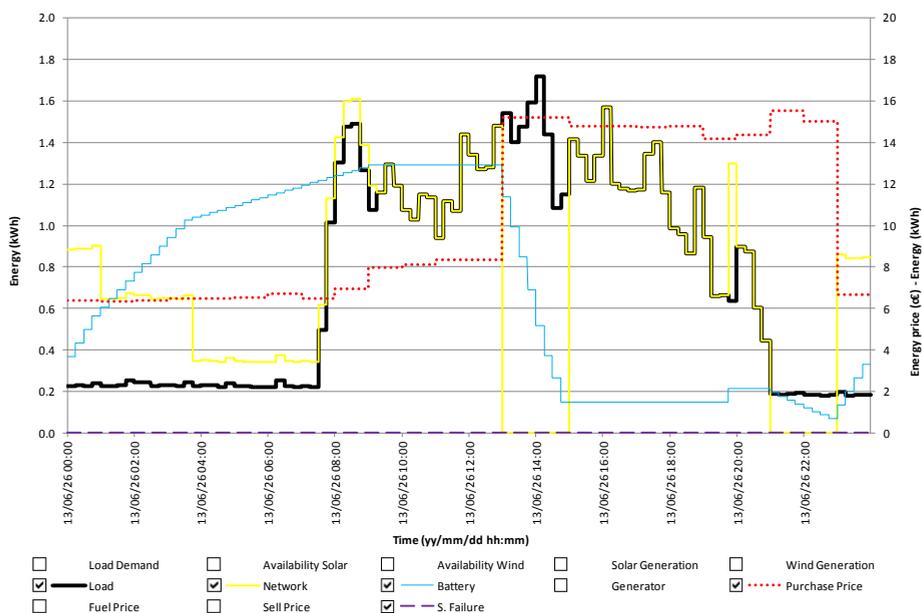


Figura 8.26 Resultados de la simulación del escenario B2

Emisión CO₂ (ton)	0,0176
Coste (€)	7,15
Fallos en el sistema (cuartohorarios)	0
Generación solar (kWh)	0,00
Generación eólica (kWh)	0,00
Consumo (kWh)	71,87
Suministro de red (kWh)	72,18

Tabla 8.6 Resultados numéricos de la simulación del escenario B2

Este escenario permite aprovechar mejor la batería debido al tipo de curva de carga y a los precios variables. El escenario B1 conseguía, respecto al A1, un ahorro económico de 0,13 €, lo que suponía un 1,42%. En cambio, este escenario obtiene un ahorro, en comparación con el A2, de 1,05 €, que supone un ahorro del 12,80%. Por tanto, para este perfil de consumo, la tarifa con discriminación horaria es sustancialmente ventajosa, pero especialmente si se dispone de baterías, pues el ahorro con respecto al escenario A1 es de un 22,11%.

8.3.6.7. Escenario C2

En este escenario se dispone de fuentes renovables pero sin batería y la tarifa eléctrica es con discriminación horaria. El resultado de la simulación realizada maximizando el uso de las renovables se muestra en la Figura 8.27.

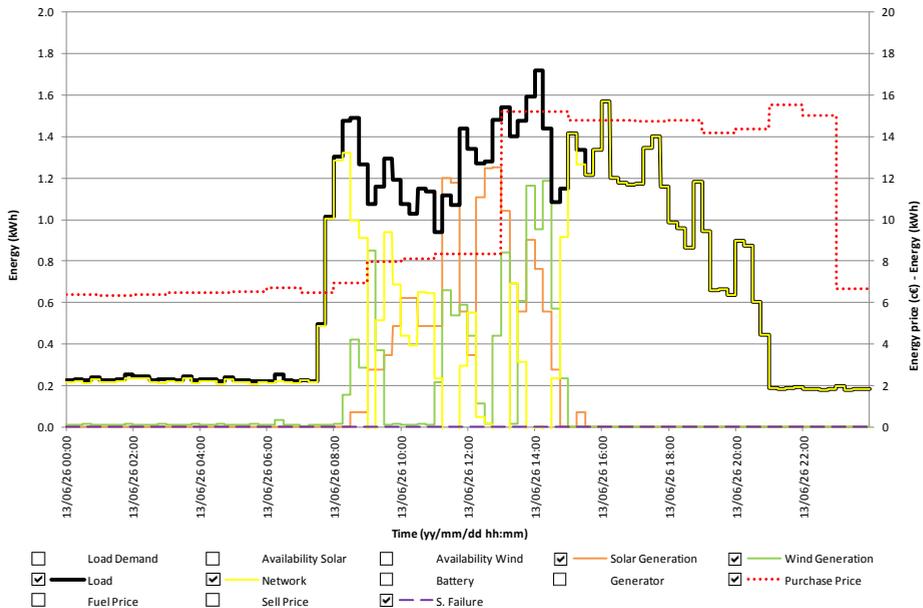


Figura 8.27 Resultados de la simulación del escenario C2

Como se observa en la Figura 8.27, la asignación de los recursos renovables es la misma que en el escenario A1 (evitar el consumo de red durante la franja central del día). El resultado numérico de la simulación de este escenario, utilizando la metodología descrita para optimizar el uso de la batería se muestra en la Tabla 8.7.

Emisión CO₂ (ton)	0,0117
Coste (€)	5,57
Fallos en el sistema (cuartohorarios)	0
Generación solar (kWh)	15,97
Generación eólica (kWh)	11,11
Consumo (kWh)	71,87
Suministro de red (kWh)	44,78

Tabla 8.7 Resultados numéricos de la simulación del escenario C2

Mediante el uso de las energías renovables se consigue un ahorro, respecto al escenario A2, de 2,63 €, que en porcentaje supone un 32,07%. Este ahorro es ligeramente inferior al que se obtenía en el escenario C1 respecto del A1, ya que las renovables abarcan mayor franja de consumo barato que caro.

8.3.6.8. Escenario D2

En este escenario se dispone de fuentes renovables y batería y la tarifa eléctrica es con discriminación horaria. El resultado de la simulación realizada tratando de optimizar el uso de las renovables y la batería es el que se muestra en la Figura 8.28.

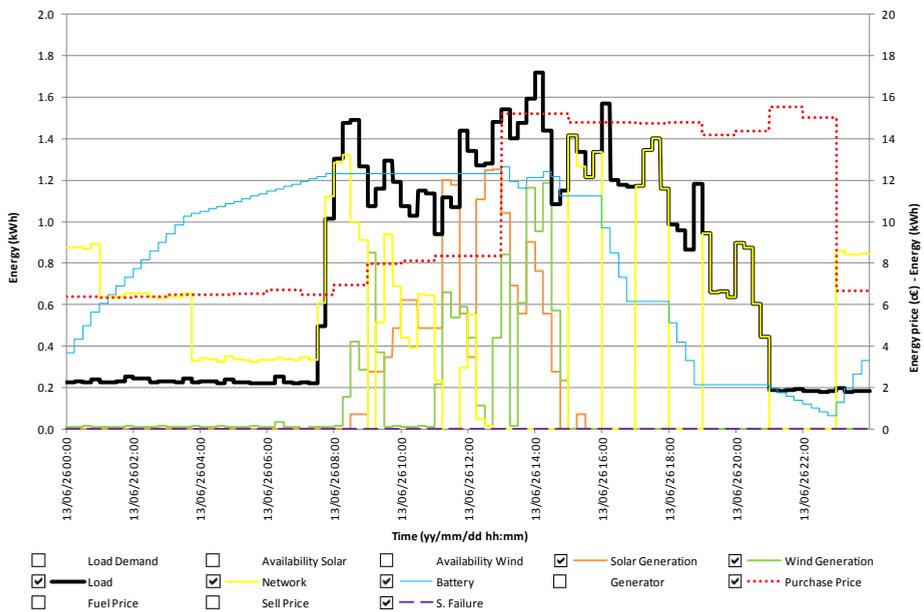


Figura 8.28 Resultados de la simulación del escenario D2

Como se observa en la Figura 8.28, la batería consigue alargar el efecto de las renovables (evitar el consumo de red durante la franja central del día), reduciendo el consumo en las horas más caras. El resultado numérico de la simulación de este escenario, utilizando la metodología descrita para optimizar el uso de la batería se muestra en la Tabla 8.8.

Mediante el uso de las energías renovables y la batería se consigue un ahorro, respecto al escenario A2, de 3,76 €, que en porcentaje supone un 45,85%. Este ahorro es muy importante, si bien es cierto que las renovables están sobredimensionadas para

estas simulaciones. Si comparamos la mejora que supone este escenario frente al B2 y hacemos lo mismo con los escenarios D1 y B1, observamos que el ahorro obtenido en el D1 (con respecto al B1) es de un 40,11%, mientras que el ahorro que proporciona el D2 frente al B2 es de un 37,90%. Esto indica que la introducción de renovables no produce una mejora mayor cuando se utiliza este tipo de tarifa con discriminación horaria para este perfil de consumo. El aspecto que mejora estos dos últimos escenarios frente a los escenarios B1 y C1 es el uso de las baterías con una tarifa de discriminación horaria. Además, el algoritmo desarrollado maximiza este beneficio, alcanzando una situación óptima que no se ha podido mejorar a mano.

Emisión CO₂ (ton)	0,0112
Coste (€)	4,44
Fallos en el sistema (cuartohorarios)	0
Generación solar (kWh)	15,97
Generación eólica (kWh)	11,11
Consumo (kWh)	71,87
Suministro de red (kWh)	45,08

Tabla 8.8 Resultados numéricos de la simulación del escenario D2

Los ahorros obtenidos con estas estrategias podrían suponerse como el límite de los ahorros alcanzables, pues por hipótesis, el almacenamiento energético se ha considerado ideal, sin ningún tipo de pérdidas. Para hacer un cálculo más realista sería necesario conocer en detalle todo el proceso de carga y descarga de la batería e introducirlo en el programa. Igualmente, tener en cuenta otros costes, como el de la potencia, podría ayudar a completar el algoritmo para situaciones más complejas donde el ahorro pueda provenir tanto del precio de la energía como de la reducción de la potencia contratada. Este tipo de investigaciones, así como la posibilidad de vender excedentes de energía al sistema se dejan para futuros trabajos.

8.3.6.9. Comparación de las simulaciones y conclusiones

En la Tabla 8.9 se muestra una comparación de los 8 escenarios simulados.

Las opciones más beneficiosas bajo las hipótesis planteadas son los escenarios C1 y C2. Con este último se alcanzan ahorros superiores al 50% en el coste de la energía con respecto a opciones como la A1 o la B1. En cuanto a las emisiones, el escenario C1 ha obtenido una reducción del 48,08% con respecto al A1.

Estos resultados son muy dependientes de la potencia instalada de renovables y el perfil de consumo que presente la instalación. Por ello, lo que cabe destacar es que estas simulaciones rápidas y sencillas permiten evaluar las mejoras potenciales que los recursos distribuidos pueden representar con cada tipo de tarifa. La flexibilidad de la herramienta permite simular otros perfiles de precios y de consumo y utilizar análisis

paramétricos para hallar los casos óptimos para el control de la instalación en su conjunto.

	A1	B1	C1	D1	A2	B2	C2	D2
Emisiones CO₂ (kg)	17,9	17,8	11,7	10,7	17,9	17,6	11,7	11,2
Coste (€)	9,18	9,05	5,96	5,42	8,20	7,15	5,57	4,44
Generación solar (kWh)	0	0	15,97	15,97	0	0	15,97	15,97
Generación eólica (kWh)	0	0	11,11	11,11	0	0	11,11	11,11
Consumo (kWh)	71,87	71,87	71,87	71,87	71,87	71,87	71,87	71,87
Suministro de red (kWh)	71,87	72,64	44,78	45,04	71,87	72,18	44,78	45,08

Tabla 8.9 Comparación de los resultados de todas las simulaciones

8.4. Metodología de gestión para la participación en la respuesta de la demanda

Análogamente a la manera en que se ha propuesto un método para optimizar la gestión de los recursos, se propone un algoritmo o diagrama de flujo para la participación en la DR.

Para poder crear este diagrama es necesario conocer perfectamente la curva de los costes incrementales de la generación distribuida (de cada fuente, ordenadas de la más barata a la más cara) y los precios de compra de energía en el mercado. Hay que conocer también las ofertas disponibles de respuesta de la demanda con las diferentes primas y penalizaciones. Y finalmente hay que conocer la flexibilidad de las instalaciones [97].

En el momento en que existe una oferta de DR de reducción de consumo durante una cierta franja deben seguirse los siguientes pasos:

- Previsión de consumo y generación para la franja del programa.
- Evaluación de los costes totales de la energía utilizando la gestión óptima de los recursos mediante una metodología como la propuesta en la Figura 8.20.
- Si el programa es de una potencia a reducir inferior a la flexibilidad disponible, evaluar los costes totales suponiendo el cumplimiento del programa y el pago de las primas correspondientes. Aceptar el programa si el coste total es menor al coste de la situación inicial.

- Si el programa es de una potencia superior a la flexibilidad pero inferior a la flexibilidad más la capacidad de generación, evaluar los costes totales suponiendo el cumplimiento del programa por medio de reducciones por flexibilidad y generación distribuida (incluyendo las fuentes más caras como los grupos electrógenos si fuera necesario) y los pagos de las primas correspondientes. Aceptar el programa si el coste total es menor que el de la situación inicial.

En definitiva se trata de decidir si el programa debe cumplirse mediante acciones de flexibilidad en caso de que esto sea posible (ciertas acciones de flexibilidad pueden tener un coste adicional, debido a que podrían llegar a afectar negativamente a la producción o el desarrollo de los procesos) y, en caso de que esto no sea posible, evaluar si se debería cumplir el programa mediante el uso de la flexibilidad y la generación distribuida existente, incluyendo los sistemas de almacenamiento energético. Para ello, en la previsión hay que contemplar la posibilidad de cargar las baterías antes del inicio del programa con el fin de disponer de más energía de fuentes de generación distribuida, evaluando el coste correspondiente a la hora de simular este escenario. Esta metodología propuesta se muestra en la Figura 8.29.

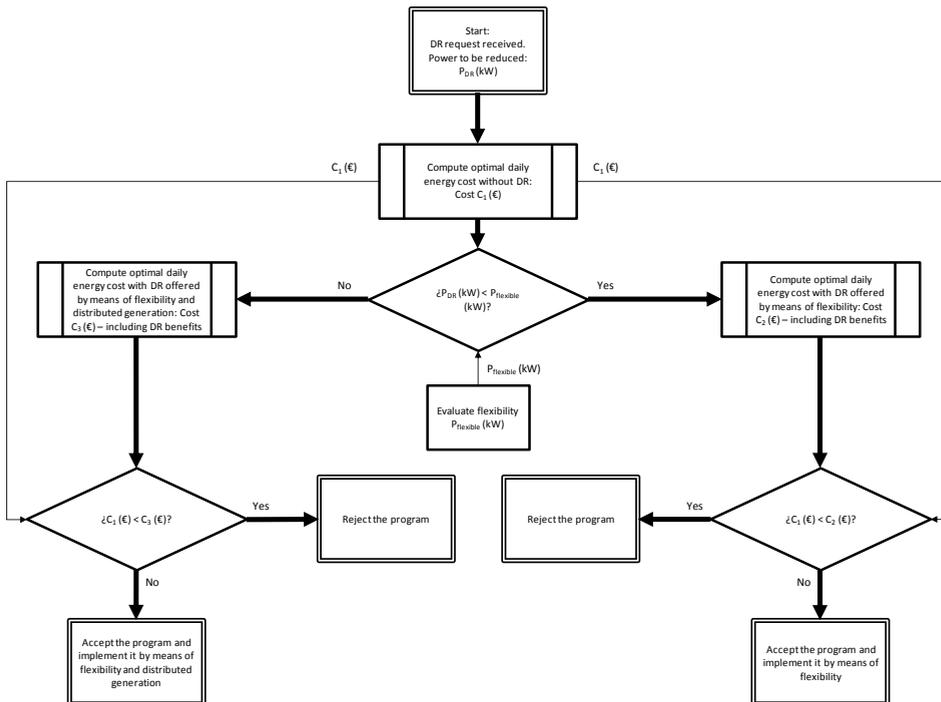


Figura 8.29 Diagrama de flujo de la toma de decisiones para la participación en la respuesta de la demanda

8.5. Conclusiones del capítulo

Los sistemas de gestión energética para las instalaciones de los consumidores en las SGs deben ser capaces de optimizar el aprovechamiento de los recursos renovables y el uso de los sistemas de almacenamiento energético, gestionar las diferentes cargas y detectar posibles mejoras de eficiencia mediante sistemas de vigilancia, planificación y revisión de índices de rendimiento energético y deben habilitar al consumidor para interactuar con el mercado energético por medio de actuaciones como la DR.

Para todo ello, deben incorporar todos los mecanismos descritos a lo largo de este documento:

- Herramientas para identificar posibles mejoras de eficiencia y gestión.
- Mecanismos para permitir la M&V de las acciones de ahorro.
- Cálculo de baseline avanzado, tanto a un día vista como a pocas horas, para permitir la planificación, la compra de energía y la evaluación de los programas de respuesta de la demanda.
- Sistemas avanzados de comunicación y medida para conocer en cada instante la evolución de todas las variables relacionadas con el consumo energético, la meteorología y los precios de la energía. Estos sistemas deben permitir la recepción y el envío de ofertas de DR en tiempo real, facilitar su evaluación y permitir la posible negociación.
- Herramientas de simulación de escenarios y optimización de recursos para minimizar los costes de la energía y las emisiones de gases de efecto invernadero y facilitar la toma de decisiones en cuanto a gestión y respuesta de la demanda.

En este capítulo se han mostrado algunos resultados interesantes obtenidos mediante la instalación y utilización del sistema de gestión energética DERD en la Universitat Politècnica de València.

Además se ha propuesto una metodología para optimizar el aprovechamiento de los distintos recursos distribuidos de una SG y se ha probado su validez mediante la simulación de diferentes escenarios.

Finalmente, utilizando como base el método descrito que permite optimizar el coste de la energía aprovechando los recursos de generación y almacenamiento de una SG, se ha propuesto un algoritmo para facilitar la toma de decisiones en la DR.

La capacitación de la demanda para participar activamente permite incrementar sensiblemente la eficiencia del sistema, su fiabilidad y su seguridad, mediante DR orientada al control y la provisión de servicios auxiliares. Este es el principal objetivo que

se persigue en esta investigación y la razón que justifica la necesidad de avanzar en las líneas desarrolladas a lo largo de esta tesis.

CAPÍTULO 9. CONCLUSIONES

9.1. Conclusiones y contribuciones de la tesis

A lo largo de esta tesis se muestran algunos aspectos básicos que definen las smart grids y la respuesta de la demanda, así como la relación entre ambos conceptos. Algunos estudios indican que del beneficio potencial de los medidores inteligentes, solo se puede alcanzar un 20% si no se incluye paralelamente un desarrollo significativo de la respuesta de la demanda. Tenemos pues, como punto de partida una relación muy relevante entre ambos conceptos. La respuesta de la demanda necesita que las instalaciones sean eficientes; que los consumidores tengan flexibilidad y capacidad de gestión, con equipos de medida y control avanzados, sistemas de generación distribuida y sistemas de almacenamiento energético; que las redes sean fiables; que los mercados sean competitivos y que la regulación propicie la participación de los consumidores en la red. Este escenario coincide con el que plantean las smart grids. A su vez, este tipo de redes inteligentes debe contar con todos los mecanismos posibles para garantizar el suministro energético, la seguridad del sistema y la calidad de la energía, para lo cual uno de los recursos esenciales y con un gran potencial es la respuesta de la demanda y los recursos de demanda en general.

No tendría mucho sentido desarrollar la infraestructura de las smart grids y mantener el sistema de funcionamiento clásico. Las posibilidades nuevas que abren las smart grids deben ser aprovechadas para generar nuevas posibilidades de negocio, nuevas relaciones entre generadores y clientes, nuevas formas de operar las redes, etc. La participación del consumidor en el funcionamiento de la red tiene que ser mucho más activa que en el esquema clásico y solo así se entiende que puede tener sentido el concepto de smart grid. Sin embargo, muchos autores que han publicado trabajos en el tema de las smart grids abordan aspectos relacionados con las infraestructuras (automatización de redes, sistemas de comunicación, etc.), pero, en general, olvidan que el objetivo final debe ser la mejora del funcionamiento global y la satisfacción del

usuario, por lo que hay muy pocas publicaciones que incidan en los aspectos abordados en la tesis, como por ejemplo en mejorar las opciones de la respuesta de la demanda para facilitar la participación de los consumidores en la operación global del sistema.

Los capítulos de la tesis han sido estructurados de manera que cada uno es consecuencia de lo expuesto anteriormente y aporta nuevas mejoras para el objetivo final de alcanzar un escenario futuro donde las redes se organicen en forma de smart grids y los consumidores participen en los mercados y en la seguridad del sistema mediante la respuesta de la demanda. Además, la mayor parte de los capítulos contienen una muestra experimental relacionada con los avances mostrados a lo largo del capítulo.

Las principales aportaciones de esta tesis son las siguientes:

- Se ha analizado el estado actual de las smart grids y de la respuesta de la demanda, identificando las barreras existentes en la actualidad con el fin de avanzar en la búsqueda de soluciones a algunas de ellas.

Como conclusión se observa que las smart grids necesitan sistemas de gestión y de control que faciliten la integración óptima de todos los recursos, el aprovechamiento máximo de la energía (mejorando la eficiencia energética donde sea posible) y la respuesta dinámica tanto de los generadores como de los consumidores (respuesta de la demanda) para aumentar la fiabilidad y mejorar el comportamiento de todo el sistema.

- Centrándose en la integración de los recursos energéticos, se ha diseñado un programa para el control de una smart grid experimental instalada en el LabDER de la Universitat Politècnica de València, con una capacidad híbrida de generación, principalmente de origen renovable. Este programa ha sido probado y su estructura ha sido cuidadosamente pensada para permitir un control fiable, seguro y optimizado de todos los recursos. Su uso permite diseñar muchas experiencias para comprobar la respuesta de la instalación ante perturbaciones o modos de operación diferentes.
- También en la línea de aprovechar mejor los recursos energéticos, se ha revisado una extensa bibliografía para elaborar un listado clasificado de las medidas de ahorro más usuales en instalaciones de diferentes tipologías. Se han clasificado también los procesos y los elementos que comúnmente presentan un potencial de mejora significativo en las instalaciones reales. Al tratar de aplicar estas medidas de ahorro surgen efectos cruzados que hacen que los ahorros previstos con un análisis simplista no se consigan en la realidad. Se ha concluido, en consecuencia, la importancia de la participación de un “experto” en la identificación de las posibles acciones de mejora de la eficiencia en las instalaciones. Para reforzar esta idea se muestra un caso práctico donde se enfatiza el papel del personal experto de

las ESCOs a la hora de identificar posibles acciones de eficiencia y gestión, demostrando la posibilidad de alcanzar ahorros importantes (en torno al 10% del consumo total del edificio) y duraderos, sin necesidad de un gran mantenimiento o inversión. La eficiencia y la gestión son un requisito para que la respuesta de la demanda se pueda aplicar con lógica y deben ser analizadas previamente al estudio de flexibilidad de las instalaciones. Es decir, la flexibilidad no debe basarse en la reducción de consumos innecesarios, ya que, por lógica, estos deben ser evitados antes de acometer las acciones de respuesta de demanda.

- Tras acometer cualquier acción de mejora de la eficiencia, es necesario poder comprobar su efecto, pero la determinación de los ahorros no resulta sencilla, ya que por su carácter de consumos evitados, no es posible su medida directa. Por eso se ha hecho una revisión completa de los diferentes protocolos de medida y verificación existentes en la actualidad y basándose en ellos se han planteado las directrices para elaborar un protocolo o norma de medida y verificación de respuesta de la demanda y un proceso para la certificación de la misma.

La medida y verificación de las acciones de respuesta de demanda es aún más compleja que en el caso de la mejora de la eficiencia, como se justifica en este documento. Sin embargo, la importancia de la medida y verificación es crucial, ya que implica transacciones comerciales que pueden ser importantes. Es necesario seguir avanzando en este tema hasta llegar a un estándar que sea aceptado por todos los implicados. Por ese motivo, las propuestas que se plantean tienen el carácter de directrices o reglas básicas, a partir de las cuales se pueda seguir trabajando. La medida y verificación de la respuesta de la demanda se basa en la predicción del consumo (la **baseline**) y por tanto la obtención de una predicción fiable y la acotación del error es el principal problema para su desarrollo. Tras alcanzar una normalización en el proceso de M&V, el siguiente paso necesario sería la certificación del proceso de respuesta de la demanda, como garantía para las partes de la fiabilidad de los procedimientos de M&V y de la transparencia en toda la transacción económica. Para demostrar las dificultades que envuelve este proceso de verificación, se ha mostrado un caso real de acciones de respuesta de la demanda, en el que tras analizar los problemas existentes para llevar a cabo la correcta verificación del cumplimiento de los programas, se han propuesto diferentes métodos de verificación mediante el cálculo de una baseline planteando métodos adaptativos y estadísticos para conseguir mejores predicciones y reducir la incertidumbre asociada a la varianza de los datos.

- Siguiendo con la problemática de la medida y verificación de la respuesta de la demanda, que es uno de los problemas más importantes abordados en la

tesis, se ha desarrollado una metodología de previsión de consumo a un día vista para una instalación (método TEUs) tratando de resolver las deficiencias detectadas en un método anterior (método EUs), con el que se pueden obtener resultados de buena precisión para la medida y verificación de algunas acciones de modificación de los patrones de consumo o para ayudar a una correcta planificación y al proceso de compra de energía. El método incluye factores climáticos cuya correlación con ciertos consumos se ha podido comprobar que es alta. La Tabla 9.1 muestra la mejora en el MAPE (Mean Absolute Percentage Error) que se logra al introducir este método de predicción frente al anterior.

	Método TEUs	Método EUs	Método TC
MAPE	6,31	6,47	6,78

Tabla 9.1 Resultados del método TEUs para múltiples simulaciones y comparación con otros métodos

- Insistiendo en la búsqueda de mejores predicciones de consumo, se ha desarrollado una metodología para clasificar el consumo de una instalación en usos finales y para identificar los diferentes días tipo en función de la laboralidad y una combinación de pesos asociados a diferentes variables externas, dando lugar a un nuevo método de previsión de consumo más rápido, más sencillo y con una precisión notablemente mejor, sin necesidad de utilizar herramientas más complejas como las redes neuronales, cuyo comportamiento puede resultar poco satisfactorio cuando el proceso de entrenamiento no es lo suficientemente bueno. Si bien el método TEUs lograba mejorar el MAPE (Mean Absolute Percentage Error) del método EUs de un 6,47% a un 6,31%, este método presenta una mejora excepcional, alcanzando un valor del 5,15% para previsiones realizadas durante un año completo.
- Se han resumido las características necesarias de los sistemas de gestión para smart customers. Se ha analizado también el caso práctico del sistema de gestión DERD instalado en la Universitat Politècnica de València, entre otros lugares, del que se han extraído algunos resultados de interés, entre los que cabe citar:
 - o Reducción del consumo total anual de las instalaciones del Campus de Vera de la Universitat Politècnica de València entre el año 2010 (57.600 MWh) y el año 2012 (54.000 MWh), a pesar del importante crecimiento de infraestructuras, número de edificios, etc.

- Reducción del consumo por unidad de superficie útil, a pesar de la incorporación, cada año, de nuevos edificios con mayor dotación en instalaciones, especialmente de climatización, a partir del año 2009.
- Ahorros anuales crecientes desde el inicio del proyecto en 2007, alcanzándose los 640.000 €/año en el año 2012.
- Continuando con el objetivo de facilitar la gestión de sus recursos a los consumidores, en el contexto de las futuras smart grids, se ha propuesto un algoritmo de optimización de los recursos energéticos que pueden estar disponibles para los consumidores tales como pequeña generación, almacenamiento energético o flexibilidad de sus consumos. Utilizando como base este procedimiento se ha propuesto un algoritmo para facilitar la toma de decisiones óptima a la hora de participar en respuesta de la demanda, realizando un análisis de costes bajo varios escenarios para determinar el mejor de ellos. La Tabla 9.2 muestra los resultados de algunas de las simulaciones realizadas utilizando el algoritmo de optimización desarrollado.

	Sin batería ni generación propia	Con batería y sin generación propia	Sin batería y con generación propia	Con batería y generación propia
Emisión CO₂ (kg)	17,9	17,6	11,7	11,2
Coste (€)	8,20	7,15	5,57	4,44

Tabla 9.2 Simulación optimizada de los costes de la energía y las emisiones utilizando almacenamiento energético y generación propia con una tarifa con discriminación horaria

Todos los métodos desarrollados y propuestos tienen una validez demostrada mediante experiencias prácticas y aportan mejoras para el desarrollo adecuado de las smart grids y de la respuesta de la demanda.

9.2. Líneas futuras de investigación

Como continuación del trabajo desarrollado durante estos años de investigación y resumido en esta tesis, se proponen las siguientes líneas de investigación para el futuro:

- Avanzar en el control optimizado de las smart grids. Alcanzar mejoras a partir del análisis de experiencias con datos reales de los elementos de la smart grid.

- Ampliar la metodología de previsión de consumo desarrollada a otras instalaciones para comprobar su validez y desarrollar las posibles mejoras que pudieran plantearse.
- Realizar estudios relacionados con la gestión y la respuesta de la demanda en consumos residenciales agregados. Profundizar en la definición de las tareas del agregador y el comercializador de servicios energéticos.
- Llevar a cabo estudios de la calidad de la energía, la garantía de suministro y la seguridad en las smart grids y la influencia que la respuesta de la demanda pueda tener sobre ellas.
- Investigar acerca de las protecciones en las smart grids para flexibilizar su funcionamiento y aumentar su robustez.
- Avanzar en la propuesta del protocolo de medida y verificación para la respuesta de la demanda y el proceso de certificación de la misma, incluyendo aspectos regulatorios.

Abordando las líneas de investigación propuestas pueden surgir nuevos avances en la línea planteada desde el inicio de esta tesis, los cuales pueden acabar desembocando en un escenario energético basado en smart grids y donde la respuesta de la demanda y los recursos de demanda en general aporten estabilidad, fiabilidad y seguridad al sistema. En este escenario será necesario contar con sistemas de gestión avanzados y equipos de medida, protección y control sofisticados capaces de asegurar el correcto funcionamiento de todas las instalaciones y la adecuada integración de los distintos recursos disponibles para la operación de las redes, desde los sistemas de generación y almacenamiento hasta la propia flexibilidad de los consumidores ofrecida como servicio de soporte para el sistema.

CHAPTER 9. CONCLUSIONS

9.1. Conclusions and contributions of this dissertation

Throughout this dissertation some basic aspects that define smart grids and demand response as well as the relationship between both concepts are shown. Some studies indicate that only 20% of the potential benefit of smart meters can be achieved if a significant development of demand response is not included at the same time. Therefore, as a starting point, there is a very important relationship between both concepts. Demand response needs that facilities are efficient; that consumers have flexibility and management capabilities, with advanced measurement and control equipment, distributed generation and energy storage systems; that networks are reliable; that markets are competitive and that regulation encourages consumers to participate in the network. This scenario matches what smart grids pose. At the same time, this type of intelligent networks must have all possible mechanisms to ensure energy supply, security of the system and power quality. To achieve this, one of the essential resources which has a huge potential is demand response and demand resources in general.

It would make sense to develop the infrastructure of smart grids and maintain the classic operating system. The new possibilities opened up by smart grids should be exploited to generate new business opportunities, new relationships between generators and customers, new ways of operating networks, and so on. Consumers' participation in the operation of the network needs to be much more active than in the classical scheme and only this way the concept of smart grid can make sense. However, many authors who have published papers on the subject of smart grids address aspects related to infrastructure (network automation, communications systems, and so on), but in general, they forget that the ultimate goal of smart grids should be improving the overall performance and user satisfaction, so there are very few publications that have an

impact on the aspects discussed in this dissertation, such as improving options of demand response to facilitate consumers participation in the global system operation.

The chapters of this dissertation have been structured so that each of them is a consequence of the above and provides new enhancements for the ultimate goal of achieving a future scenario where networks are organised in the form of smart grids and consumers participate in markets and system security by means of demand response. In addition, most of the chapters contain experimental data related to the progress shown throughout the chapter.

The main contributions of this dissertation are:

- The current state of smart grids and demand response has been analysed, identifying the existing barriers in order to make progress in the search for solutions to some of them.

In conclusion it is noted that smart grids need management and control systems to facilitate the optimal integration of all the available resources, the optimisation of energy use (improving energy efficiency where possible) and the dynamic response of both generators and consumers (demand response) to increase the reliability and improve the performance of the whole system.

- Focusing on the integration of energy resources, software for controlling a pilot smart grid installed in the LabDER of Universitat Politècnica de València with hybrid generation capabilities (mainly from renewable sources) has been designed and developed. This program has been tested and its structure has been carefully designed to enable a reliable, safe and optimised control of each resource. Its use allows the design of many experiences to test the response of the system to disturbances or different operating modes.
- Also in line with achieving a better use of energy resources, an extensive bibliography has been reviewed to elaborate a classified list of the most usual energy saving measures in different types of facilities. The processes and elements that commonly present significant potential for improvement in existing facilities have also been classified. When these energy conservation measures are applied, some side effects take place causing savings to be lower than expected when a simplistic analysis is used. It is concluded, therefore, the importance of the participation of an "expert" in identifying possible actions to improve energy efficiency of facilities. To reinforce this idea a practical case is shown, where the role of expert staff from ESCOs in identifying possible energy efficiency and energy management actions is emphasised, demonstrating the possibility of achieving significant savings (around 10% of total consumption of the building) and durable, without requiring high investments or comprehensive maintenance. Energy efficiency

and energy management are prerequisites to apply demand response logically and they must be analysed before studying the flexibility of facilities. That is, flexibility should not be based on reducing unnecessary consumption because, obviously, this consumption should be avoided before implementing demand response actions.

- After undertaking any action to improve energy efficiency, it is necessary to evaluate its effect, but the determination of the achieved savings is not easy, since as an avoided consumption it is not possible to directly measure it. Therefore, a full review of the different measurement and verification protocols that exist nowadays has been carried out and based on them some guidelines for developing a protocol or standard of measurement and verification of demand response have been raised as well as a process for demand response certification.

Measurement and verification of demand response actions is even more complex than the case of actions to improve energy efficiency, as it is justified in this dissertation. However, the importance of measurement and verification is crucial because it involves commercial transactions that may be significant. Further progress is needed in this area to develop a standard that is accepted by all concerned agents. For this reason, the proposals made in this dissertation are guidelines or basic rules, as a starting point for future work. Measurement and verification of demand response is based on consumption forecast (**baseline**) and therefore, obtaining a reliable prediction with low error is the main barrier for its development. After reaching a normalised procedure of M&V, the next step would be the demand response certification process as a guarantee for the reliability of M&V procedures and the transparency in all economic transactions. To demonstrate the difficulties involved in this verification process, a real case of demand response actions has been shown and after analysing the problems to perform proper verification of the programs, different verification methods have been proposed based on the calculation of a baseline considering adaptive and statistical methods to achieve better predictions and reduce the uncertainty associated to the data.

- Continuing with the issue of measurement and verification of demand response actions, which is one of the most important issues addressed in this dissertation, a methodology to calculate energy consumption forecasts for a facility one day in advance has been developed (TEUs method) trying to improve some aspects and solve some problems identified in a previous method (EUs method). Using this new method, results with high accuracy may be achieved for the measurement and verification of some actions to modify the load curve and consumption patterns or to help properly plan the use and the purchase of energy. This method includes climatic factors that

show a high correlation with certain end-uses. Table 9.1 shows the improvement in MAPE (Mean Absolute Percentage Error) achieved by using this forecast method compared with the previous ones.

	TEUs method	EUs method	TC method
MAPE	6.31	6.47	6.78

Table 9.1 Results of multiple simulations with TEUs method and comparison with other methods

- Emphasizing the search for better consumption forecasts, a methodology has been developed to classify consumption of a facility into different end-uses and to identify different typical days or consumption patterns depending on the labour activity and a combination of weights linked to different external variables, leading to a new forecasting method, easier and faster than the former method, with significantly improved accuracy. This methodology does not use any complex tool such as neural networks, whose behaviour can be unsatisfactory when the training process is not good enough. While TEUs method makes an improvement in MAPE (Mean Absolute Percentage Error) compared to EUs method (from 6.47% to 6.31%), this method shows an outstanding improvement, reaching a value of 5.15% for forecasts made during a whole year.
- The necessary characteristics of management systems for smart customers have been summarised. The case study of DERD management system installed at Universitat Politècnica de València, among other places, has also been analysed and some interesting results are drawn, including:
 - o Reduction of total annual consumption of Campus de Vera of Universitat Politècnica de València between 2010 (57,600 MWh) and 2012 (54,000 MWh), despite the significant growth in infrastructure, number of buildings, and so on.
 - o Reduction of consumption per floor area unit, despite the incorporation of new buildings every year with greater facilities, especially HVAC, from the year 2009.
 - o Increase of annual savings from the project's inception in 2007, reaching €640,000 in 2012.
- Continuing with the aim of facilitating the management of customers' resources in the context of future smart grids, an optimization algorithm of energy resources that may be available to consumers such as small generation, energy storage or flexibility of their own consumption has been proposed. Using this procedure as a basis, an algorithm has been proposed

to facilitate optimal decision-making when participating in demand response, analysing costs in several scenarios to determine the best of them. The results of some of the simulations carried out with the developed optimisation algorithm are shown in Table 9.2.

	No storage. No self- generation.	Storage available. No self- generation.	No storage. Self- generation available	Storage and self- generation available.
CO₂ emissions (kg)	17,9	17,6	11,7	11,2
Cost (€)	8,20	7,15	5,57	4,44

Table 9.2 Optimised simulation of energy costs and emissions using energy storage and self-generation with an hourly discrimination tariff

All developed and proposed methods have a proven validity using practical experiences and they provide improvements for the proper development of smart grids and demand response.

9.2. Future research lines

Following the work developed during these years of research and summarised in this dissertation, the following lines for future research are proposed:

- Advance in the optimised control of smart grids. Achieve some improvements by analysing experiences with real data of elements of a smart grid.
- Expand the developed consumption forecasting methodology to other facilities to check its validity and to develop possible improvements that may arise.
- Undertake studies related to energy management and demand response of aggregated residential customers. Detail tasks of aggregators and the energy services trader more deeply.
- Study power quality, reliability of supply and security in smart grids and the influence that demand response might have on them.
- Carry out research related to smart grids protections to make its operation flexible and to increase its resilience.
- Advance the proposed measurement and verification protocol for demand response and its certification process, including some regulatory aspects.

Addressing the future research proposals new advances might emerge in the line posed from the beginning of this dissertation, which might end up leading to an energy

scenario based on smart grids and where demand response and demand resources provide stability, reliability and security to the system. In this scenario advanced energy management systems and sophisticated measuring, protection and control equipment will be required to ensure proper operation of all the facilities and proper integration of the available resources for the network operation, including generation and storage systems and consumption flexibility offered by consumers as a support service for the system.

LISTA DE REFERENCIAS

- [1] A. Faruqi, D. Harris, R. Hledik, "Unlocking the € 53 billion savings from smart meters in the EU: how increasing the adoption of dynamic tariffs could make or break the EU's smart grid investment", *Energy Policy*, Vol. 38, No. 10, pp. 6222-6231, October 2010.
- [2] Paolo Tenti, Helmo Kelis Morales Paredes, Paolo Mattavelli. "Conservative Power Theory, a Framework to Approach Control and Accountability Issues in Smart Microgrids", *IEEE Transactions on Power Electronics*, Vol. 26, No. 3, pp. 664-673, March 2011.
- [3] G. Venkataramann and C. Marnay, "A large role for microgrids, Are microgrids a viable paradigm for electricity supply expansion?", *IEEE Power Energy Mag.*, pp. 78-82, May/Jun. 2008.
- [4] C. Marnay, H. Asano, S. Papathanassiou, and G. Strbac, "Policymaking for microgrids: Economic and regulatory issues of microgrid implementation", *IEEE Power Energy Mag.*, pp. 66-77, May/Jun. 2008.
- [5] B. Roberts, "Capturing grid power", *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 7, no. 4, pp. 32-41, Jul. 2009.
- [6] U.S. Department of Energy, "The Smart Grid: An Introduction". Available online:
"[http://www.oe.energy.gov/DocumentsandMedia/DOE_SG_Book_Single_Pages\(1\).pdf](http://www.oe.energy.gov/DocumentsandMedia/DOE_SG_Book_Single_Pages(1).pdf)".
- [7] James A. Momoh, "Smart Grid Design for Efficient and Flexible Power Networks Operation and Control", *Power Systems Conference and Exposition, 2009. PSCE '09. IEEE/PES, Seattle (WA)*, pp. 1-8, 15-18 March 2009.
- [8] N. S. Wade, P. C. Taylor, P. D. Lang, P. R. Jones, "Evaluating the benefits of an electrical energy storage system in a future smart grid", *Energy Policy*, Vol. 38, No. 11, pp. 7180-7188, November 2010.
- [9] "Estimating the Costs and Benefits of the Smart Grid", *Electric Power Research Institute (EPRI), Power Delivery & Utilization - Technical Results (162 pages)*, product ID 1022519, March 2011. Available online:

- "<http://www.epri.com/abstracts/Pages/ProductAbstract.aspx?ProductId=000000000001022519>".
- [10] Paolo Piagi, Robert H. Lasseter, "Autonomous Control of Microgrids", Power Engineering Society General Meeting, 2006. IEEE, Montreal (Que).
- [11] K. De Brabandere, K. Vanthournout, J. Driesen, G. Deconinck, R. Belmans, "Control of Microgrids", Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE, Tampa (FL), pp. 1-7, 24-28 June 2007.
- [12] Antonis G. Tsikalakis and Nikos D. Hatziargyriou, "Centralized Control for Optimizing Microgrids Operation", Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE, San Diego (CA), pp. 1-8, 24-29 July 2011.
- [13] N. L. Sultanis, N. D. Hatziargyriou, "Control issues of inverters in the formation of L.V. micro-grids", Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE, Tampa (FL), pp. 1-7, 24-28 June 2007.
- [14] J. A. Peças Lopes, C. L. Moreira, A. G. Madureira, "Defining Control Strategies for MicroGrids Islanded Operation", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 21, No. 2, pp. 916-924, May 2006.
- [15] D. Backer, "Power Quality and Asset Management The Other "Two-Thirds" of AMI Value," 2007 IEEE Rural Electric Power Conference, Rapid City, SD, May 2007.
- [16] Richard E. Brown, "Impact of Smart Grid on Distribution System Design", Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE, Pittsburgh (PA), pp. 1-4, 20-24 July 2008.
- [17] Pravin P. Varaiya, Felix F. Wu, Janusz W. Bialek, "Smart Operation of Smart Grid: Risk-Limiting Dispatch", Proceedings of the IEEE, Vol. 99, No. 1, pp. 40-57, January 2011.
- [18] Himanshu Khurana, Mark Hadley, Ning Lu, Deborah A. Frincke, "Smart-Grid Security Issues", IEEE Security & Privacy, vol.8, no. 1, pp. 81-85, January/February 2010.
- [19] "Harnessing the Power of Demand. How ISOs and RTOs are integrating Demand Response into wholesale electricity markets". Markets Committee of the ISO/RTO Council. October, 2010. Available online: "<http://www.isorto.org>".
- [20] Albadi, M.H., El-Saadany, E.F., "A summary of demand response in electricity markets", Elsevier Power Systems Research Vol. 78, pp. 1989-1996, 2008.
- [21] Valero, S., Ortiz, M., Senabre, M., Álvarez, C., G-Franco, F., Gabaldón, A., "Methods for customer and demand response policies selection in new electricity markets". IET Gen. Transm. Distrib. Vol. 1, pp. 104-110, 2007.

- [22] "Energy Systems Integration - Demand Response", The California Energy Commission. Available online: "<http://www.energy.ca.gov>".
- [23] Kirby, B.J., "Demand response for power system reliability: FAQ". Oak Ridge Nat. Lab. December 2006.
- [24] The Federal Energy Regulatory Commission Staff, "Draft for comment of the National Action Plan on Demand Response". March, 2010. Available online: "<http://www.ferc.gov>".
- [25] M. Alcázar-Ortega. "Evaluation and Assessment of New Demand Response Products Based on the Use of Flexibility in Industrial Processes: Application to the Food Industry", Dissertation to obtain the degree of doctor, February 2011.
- [26] Osborne, J., Warrier, D.: "A primer on demand response. The power grid: Evolving from a "dumb" network to a "smart" grid". Thomas Weisel Partners. October, 2007.
- [27] Heffner, G.C.: "Configuring load as a resource for competitive electricity markets— review of demand response programs in the U.S. and around the world". Proceedings of the 14th Annual Conference of the Electric Power Supply Industry (CEPSI 2002 Fukuoka). Available online: "<http://eetd.lbl.gov>".
- [28] Chiu, A., Ipakchi, A., Chuang, A., Qiu, B., Brooks, D., Koch, E., Zhou, J., Zientara, M.K., Precht, P.R., Burke, R., Crowder, R.S.: "Framework for Integrated Demand Response (DR) and Distributed Energy Resources (DER) Models". NAESB & UCAIug. September, 2009. Available online: "<http://osgug.ucaiug.org/>".
- [29] NYISO Auxiliary Market Operations: "Emergency demand response program manual". New York Independent System Operator. June, 2010. Available online: "<http://www.nyso.com>".
- [30] NYISO Auxiliary Market Operations: "Demand response premier". New York Independent System Operator. May, 2005. Available online: "<http://www.nyso.com>".
- [31] NYISO Auxiliary Market Operations: "Installed capacity manual". New York Independent System Operator. June, 2010. Available online: "<http://www.nyso.com>".
- [32] NYISO Auxiliary Market Operations: "Day-ahead demand response program manual". New York Independent System Operator. July, 2003. Available online: "<http://www.nyso.com>".
- [33] The birth of a European Distributed Energy Partnership that will help the large-scale implementation of distributed energy resources in Europe (EU-DEEP), the European Project supported by the Sixth Framework programme

- for Research and Technological Development. Available online: "<http://www.eu-deep.com>".
- [34] Álvarez, C., Alcázar-Ortega, M., Escrivá, G, Gabaldón, A., "Technical and economical tools to assess customer demand response in the commercial sector". Elsevier Energy Conversion and Management, 50, pp. 2605-2612, July 2009.
- [35] Chardon, A., Almén, O., Lewis, P.E., Stromback, J., Château, B., "Demand Response: A decisive breakthrough for Europe". Capgemini Consulting, 2008.
- [36] Torriti, J., Hassan, M.G. and Leach, M., "Demand response experience in Europe: Policies, programmes and implementation". Elsevier Energy 35, 2010. pp. 1575-1583.
- [37] Hathaway, G., "Demand Side Opportunities". Nationalgrid UK. July 9th 2009. Available online: "<http://www.nationalgrid.com/uk>".
- [38] Schneider Electric, "Services & projects: Demand Response Programme". Technical brochure 2010. Available online: "<http://www.schneider-electric.co.uk/>".
- [39] Terna (The Italian TSO), "Grid Code: The code for transmission, dispatching, developing and security of the grid". Chapter 4. November 2005. Available online: "<http://www.terna.it>".
- [40] Comisión Nacional de la Energía. "Informe de caracterización de clientes eléctricos nacionales acogidos a la Tarifa Horaria de Potencia en 2004", October 2005. Available online: "<http://www.cne.es>".
- [41] James Momoh. "Smart Grid. Fundamentals of Design and Analysis", IEEE Press, 2012.
- [42] Carlos Roldán-Porta, Guillermo Escrivá-Escrivá, Francisco-Javier Cárcel-Carrasco, Carlos Roldán-Blay, "Nuisance tripping of residual current circuit breakers: A practical case", Electric Power Systems Research, Vol. 106, pp. 180-187, January 2014.
- [43] Guillermo Escrivá-Escrivá, E. C. W. de Jong, Carlos Roldán-Blay, "Microgrid control system architecture for improving energy efficiency and demand response integration", Proceedings of the International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'14), ISSN 2172-038 X, No. 12, Córdoba (Spain), 7-10th April 2014.
- [44] G. Escrivá-Escrivá, "Basic actions to improve energy efficiency in commercial buildings in operation", Energy Build, 43 (2011), pp. 3106-3111.

- [45] Zabalza Bribián, A. Aranda Usón, S. Scarpellini, "Life cycle assessment in buildings: State-of-the-art and simplified LCA methodology as a complement for building certification", *Building and Environment*, 44 (2009), pp. 2510-2520.
- [46] Beatriz Rosselló -Batle, Andreu Moià, Antoni Cladera, Víctor Martínez, "Energy use, CO2 emissions and waste throughout the life cycle of a sample of hotels in the Balearic Islands", *Energy and Buildings*, 42 (2010), pp. 547-558.
- [47] Segura-Heras, G. Escrivá-Escrivá, M. Alcázar-Ortega, "Wind farm electric power production model for load flow analysis", *Renewable Energy*, 36 (2011), pp. 1008-1013.
- [48] Carlos Roldán-Porta, F. Javier Cárcel-Carrasco, Guillermo Escrivá-Escrivá, Carlos Roldán-Blay, "Maintain maintenance: a look at some threats in the sector", *International Journal of Services Technology and Management*, Vol. 20, No. 4-6, pp. 233-250, 2014.
- [49] G. Escrivá, C. Álvarez, I. Valencia, "Method for modelling space conditioning aggregated daily load curves: application to a university building", *Energy and Buildings* (42) (2010), pp. 1275-1282.
- [50] C. Selcuk, A. Hepbasli, G. Gokcen, "Evaluating performance indices of a shopping centre and implementing HVAC control principles to minimize energy usage", *Energy and Buildings* (36) (2004), pp. 587-598.
- [51] M.W. Ellis, E.H. Mathews, "Needs and trends in building and HVAC system design tools", *Building and Environment* (37) (2002), pp. 461-470.
- [52] M. Anderson, M. Buehner, P. Young, D. Hittle, C. Anderson, J. Tu, D. Hodgson, "An experimental system for advanced heating, ventilating and air-conditioning (HVAC) control", *Energy and Building* (39) (2007), pp. 136-147.
- [53] Guillermo Escrivá-Escrivá, Carlos Roldán-Blay, et al. "An expert punctual advice will change your building energy consumption", *Energy and Buildings*, 2015, Under review.
- [54] M. Ilic, J.W. Black, J.L. Watz, "Potential benefits of implementing load control. Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Winter Meeting", Vol. 1, New York (January 2002), pp. 177-182.
- [55] ASHRAE, "Ventilation for Acceptable Indoor Air Quality, Standard 62-1999", American Society for Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers, Atlanta, GA (1999).
- [56] A.J.F. Rutten, "Daylight-controlled Artificial Lighting: a Potential Energy Saver Right Interior Light by Sky Luminance Tracking", in: *Proceedings of Right Light 1*, Stockholm, 1991, pp. 47-56.

- [57] C Reinhart, S Herkel, "The simulation of annual daylight illuminance distributions—a state-of-the-art comparison of six RADIANCE-based methods", *Energy and Buildings*, 32 (2000), pp. 167-187.
- [58] Build Up website: "<http://www.buildup.eu/>".
- [59] Información del edificio Solar XXI en la página web de Build Up: "<http://www.buildup.eu/cases/6018>".
- [60] Información del edificio Rijkswaterstaat en la página web de Build Up: "<http://www.buildup.eu/cases/6957>".
- [61] Natural Resources Canada's CanmetENERGY, "Overview of Different Measurement and Verification (M&V) Protocols", Report no. 2008-069. Available online: "<http://www.nrcan.gc.ca/energy/publications/sciences-technology/buildings/6317>".
- [62] ESEN Ingeniería y Servicios Energéticos, "Metodología y Análisis del Protocolo IPMVP de EVO". Available online: "[http://www.esengrupo.com/descargas/Protocolos-de-Medida-y-Verificaci%C3%B3n-\(EVO-IPMVP\)](http://www.esengrupo.com/descargas/Protocolos-de-Medida-y-Verificaci%C3%B3n-(EVO-IPMVP))".
- [63] International performance measurement and verification protocol. Available online: "<http://www.evo-world.org/>".
- [64] European Project "Demand Response in Industrial Production (DRIP)". "<http://www.drip-project.eu/>".
- [65] "International Organization for Standardization (ISO)". "<http://www.iso.org/>".
- [66] V. Moutinho, J. Vieira, A.C. Moreira, "The crucial relationship among energy commodity prizes: evidence from the Spanish electricity market", *Energy Policy*, Vol. 39, No. 10, pp. 5898-5908, October 2011.
- [67] K. Spees, L.B. Lave, "Demand response and electricity market efficiency", *The Electricity Journal*, Vol. 20, No. 3, pp. 69-85, April 2007.
- [68] International Energy Agency, "The power to choose", in: *Demand Response in Liberalised Markets*, IEA Publications, 2003.
- [69] C. Álvarez-Bel, M. Alcazar-Ortega, G. Escrivá-Escrivá, A. Gabaldón-Marín, "Technical and economical tools to assess customer demand response in the commercial sector", *Energy Conversion and Management*, Vol. 50, No. 10, pp. 2605-2612, October 2009.
- [70] M. Moghaddam, Parsa, A. Abdollahi, M. Rashidinejad, "Flexible demand response programs modeling in competitive electricity markets", *Applied Energy*, Vol. 88, No. 9, pp. 3257-3269, September 2011.

- [71] E.F. Bompard, R. Napoli, B. Wan, "The effect of the programs for demand response incentives in competitive electricity markets", *European Transaction on Electrical Power*, Vol. 19, No. 1, pp. 127-139, January 2009.
- [72] G. Escrivá-Escrivá. "New tools to encourage active demand response in competitive electricity markets: implementation and settlement", Dissertation to obtain the degree of doctor, June 2009.
- [73] T.S. Dillon, K. Morsztyn, K. Phua, "Short term load forecasting using adaptive pattern recognition and self-organizing techniques", in: *Proceedings Fifth World Power System Computation Conference (PSCC-5)*, Cambridge, 1975, pp. 1-15, paper 2.4/3.
- [74] T.S. Dillon, S. Sestito, S. Leung, "Short term load forecasting using adaptive neural network", *Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 13, No. 4, pp. 186-192, August 1991.
- [75] H.S. Hippert, C.E. Pedreira, R.C. Souza, "Neural networks for short-term load forecasting: a review and evaluation", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 16, No. 1, pp 44-55, February 2001.
- [76] S.J. Huang, K.R. Shih, "Short-term load forecasting via ARMA model identification including non-gaussian process considerations", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 18, No. 2, pp. 673-679, May 2003.
- [77] K. Kim, H.S. Youn, Y.C. Kang, "Short-term load forecasting for special days in anomalous load conditions using neural networks and fuzzy inference method", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 15, No. 2, pp. 559-565, May 2000.
- [78] W. Charytoniuk, M.S. Chen, "Very short-term load forecasting using artificial neural networks", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 15, No. 1, pp. 263-268, February 2000.
- [79] A.D. Papalexopoulos, S. Hao, T. Peng, "An implementation of a neural network based forecasting model for EMS", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 9, No. 4, pp. 1956-1962, November 1994.
- [80] W. Chartytoniuk, M.S. Chen, P.V. Olinda, "Nonparametric regression based shortterm load forecasting", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 13, No. 3, pp. 725-730, August 1998.
- [81] G. Escrivá-Escrivá, C. Álvarez-Bel, C. Roldán-Blay, M. Alcázar-Ortega, "New artificial neural network prediction method based on buildings' end-uses for energy consumption forecast", *Energy and Buildings*, Vol. 43, No. 11, pp. 3112-3119, November 2011.

- [82] Carlos Roldán-Blay, Guillermo Escrivá-Escrivá, Carlos Álvarez-Bel, Carlos Roldán-Porta, Javier Rodríguez-García, "Upgrade of an artificial neural network prediction method for electrical consumption forecasting using an hourly temperature curve model", *Energy and Buildings*, Vol. 60, pp. 38-46, May 2013.
- [83] "Neural networks and fuzzy systems", *The Journal of the Acoustical Society of America*, Vol. 103, No. 6, 3131, June 1998.
- [84] A.H. Neto, F.A.S. Fiorelli, "Comparison between detailed model simulation and artificial neural network for forecasting building energy consumption", *Energy and Buildings*, Vol. 40, No. 12, pp. 2169-2176, 2008.
- [85] S. Karatasou, M. Santamouris, V. Geros, "Modelling and predicting building's energy use with artificial neural networks: Methods and results", *Energy and Buildings*, Vol. 38, No. 6, pp. 949-958, August 2006.
- [86] J.S. Denker, D. Schwartz, B. Wittner, S. Solla, R. Howard, L. Jackel, J.J. Hopfield, "Large automatic learning, rule extraction and generalization", *Complex Systems*, 1, pp. 877-922, 1987.
- [87] Weather data available on: "www.wunderground.com", January 2009.
- [88] Weather data for different locations, available on: "www.degreedays.net", February 2009.
- [89] Temperature data forecast, available on: "api.meteored.com", 2010.
- [90] T. Guiterman, M. Krarti, "Analysis of measurement and verification methods for energy retrofits applied to residential buildings", *ASHRAE Transactions*, Vol. 117, No. 2, pp. 382-394, July 2011.
- [91] S. Kumar, "Measurement and verification of energy savings", *Energy Users News*, 25, 12, p. 24, December 2000.
- [92] Steven Meyers, Steve Kromer, "Measurement and verification strategies for energy savings certificates: meeting the challenges of an uncertain world", *Energy Efficiency*, Vol. 1, No. 4, pp. 313-321, November 2008.
- [93] G. Escrivá-Escrivá, C. Álvarez-Bel, E. Peñalvo-López, "New indices to assess building energy efficiency at the use stage", *Energy and Buildings*, Vol. 43, No. 2-3, pp. 476-484, February-March 2011.
- [94] Guillermo Escrivá-Escrivá, Carlos Roldán-Blay, Carlos Álvarez-Bel, "Building end-uses approach for electrical consumption forecasting", 8th International Conference Improving Energy Efficiency in Commercial Buildings (IEECB 2014), ISBN 978-92-79-39412-6, ISSN 1831-9424, pp. 415-428, Frankfurt (Germany), 1-3rd April 2014.

- [95] Guillermo Escrivá-Escrivá, Carlos Roldán-Blay, Carlos Álvarez-Bel, "Electrical consumption forecast using actual data of building end-use decomposition", *Energy and Buildings*, Vol. 82, pp. 73-81, October 2014.
- [96] Demanda y producción en tiempo real, Red Eléctrica de España: "<https://demanda.ree.es/demanda.html>"
- [97] Carlos Álvarez-Bel, Guillermo Escrivá-Escrivá, Manuel Alcázar-Ortega, "Renewable generation and demand response integration in micro-grids: development of a new energy management and control system", *Energy Efficiency*, Vol. 6, No. 4, October 2013.

APÉNDICES

APÉNDICE 1. LISTADO DE ABREVIATURAS

Este apéndice muestra un listado de las principales abreviaturas utilizadas a lo largo del documento:

ASHRAE	American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers
CDD	Grados día de refrigeración (Cooling Degree Days)
CPI	Ciudad Politécnica de la Innovación
CT	Coefficiente Térmico
DER	Recursos Energéticos Distribuidos (Distributed Energy Resources)
DERD	Distributed Energy Resources and Demand
DLF	Factor de luz diurna (Daylight Factor)
DOE	Department Of Energy
DOP	Día de previsión (Day Of Prediction)
DR	Respuesta de la Demanda (Demand Response)
DRIP	Demand Response in Industrial Production
DRP	Programa de Respuesta de la Demanda (Demand Response Program)
DSO	Operador de la red de distribución (Distribution System Operator)
EBCx	Existing Building Commissioning (EBCx), también llamado Retrocommissioning (RCx)
ESCO	Empresa de Servicios Energéticos (Energy Services Company)
EU	Uso final (End Use)

EUC	Consumo de los usos finales (End Uses Consumption)
EU-DEEP	The birth of a European Distributed Energy Partnership
EVO	Efficiency Valuation Organization
FEMP	Federal Energy Management Program
GA	Consumo de fuerza (General Appliances)
HDD	Grados día de calefacción (Heating Degree Days)
HP	Bombas de calor (Heat Pumps)
IL	Alumbrado interior (Internal Lighting)
IPMVP	International Performance Measurement and Verification Protocol
ISO	International Standard Organization
LAP	Parámetro de actividad laboral o tipo de laboralidad (Labour Activity Parameter)
M&V	Medida y Verificación
MAE	Medida de Ahorro Energético, también llamado Medida de Mejora de Eficiencia Energética (MMEE)
MAPE	Mean Absolute Percentage Error
MMEE	Medida de Mejora de Eficiencia Energética, también llamado Medida de Ahorro Energético (MAE)
MSE	Error cuadrático medio (Mean Squared Error)
OC	Solo frío (Only Cold)
OH	Solo calor (Only Heat)
PL	Alumbrado Público (Public Light)
RCx	Retrocommissioning, también llamado Existing Building Commissioning (EBCx)
REE	Red Eléctrica de España
RES	Fuentes de energía renovable (Renewable Energy Sources)
RMS	Valor eficaz (Root Mean Square)
TC	Consumo total (Total Consumption)
THD	Distorsión armónica total (Total Harmonic Distortion)
TP	Instante de previsión (Time of Prediction)

TSO	Operador de la red de transporte (Transmission System Operator)
TTC	Curva de temperatura simulada (Time Temperature Curve)
SG	Smart Grid
SS	Máquinas Partidas (Split Systems)
STD EUs	Usos finales fuertemente dependientes de la temperatura (Strongly Temperature Dependent End Uses)
UPV	Universitat Politècnica de València
WTD EUs	Usos finales ligeramente dependientes de la temperatura (Weakly Temperature Dependent End Uses)

APÉNDICE 2. LISTADO CLASIFICADO DE ACCIONES DE EFICIENCIA Y GESTIÓN ENERGÉTICA

Este apéndice muestra un listado con más de 600 acciones posibles de eficiencia y gestión que han sido recopiladas durante varios años de trabajo en el campo de las auditorías energéticas y la eficiencia y la gestión de la demanda. Se trata de un listado que recoge muchos tipos diferentes de acciones aplicables en edificios de tipologías muy variadas.

1. Eficiencia
 - 1.1. Alumbrado
 - 1.1.1. Interior
 - 1.1.1.1. Sustitución de equipos de iluminación (lámparas)
 - 1.1.1.1.1. Eliminación de focos incandescentes, sustitución por lámparas fluorescentes
 - 1.1.1.1.2. Sustitución de lámparas fluorescentes antiguas por otras más eficientes (menor potencia e igual flujo luminoso)
 - 1.1.1.1.3. Reemplazar lámparas de vapor de mercurio por fuentes de luz de vapor de sodio a alta presión
 - 1.1.1.2. Sustitución de equipos auxiliares (balastos y transformadores)
 - 1.1.1.3. Regulación de iluminación mediante instalación de detectores de presencia
 - 1.1.1.4. Regulación de iluminación mediante instalación de detectores de aporte de luz exterior
 - 1.1.1.5. Instalación de lucernario
 - 1.1.1.6. Sectorización del alumbrado
 - 1.1.1.7. Interrupción o ajuste de la iluminación interior en periodos en que resulte innecesaria
 - 1.1.1.8. Instalación de un sensor de detección de apertura y cierre para regulación de la iluminación de cámaras frigoríficas
 - 1.1.1.9. Sustitución de difusores en mal estado. Limpieza de difusores
 - 1.1.1.10. Mantener en buen estado la pintura de la luminaria

- 1.1.1.11. Pintar paredes, techos, y columnas de colores claros
- 1.1.1.12. Disminución de altura de las lámparas
- 1.1.1.13. Utilización de reflectores ópticos para aumentar el nivel de iluminación
- 1.1.1.14. Instalación de láminas o tejas traslúcidas
- 1.1.1.15. Reducción de niveles de iluminación en áreas comunes
- 1.1.2. Exterior
 - 1.1.2.1. Instalación de reductores de flujo
 - 1.1.2.2. Interrupción o ajuste de la iluminación exterior
 - 1.1.2.3. Desconexión completa de lámparas o focos fundidos o quemados
 - 1.1.2.4. Uso de lámparas de vapor de sodio de alta o baja presión en áreas externas que no requieren nitidez
- 1.1.3. Coste nulo
 - 1.1.3.1. Medir el nivel de iluminación en todas las áreas y compararlo con las recomendaciones. Implicar al personal en esta tarea. Cuando las luminarias son de varios tubos y el local está sobre iluminado, quitar uno o dos tubos. Utilizar el alumbrado localizado para tareas específicas
 - 1.1.3.2. Subir las persianas y quitar todos los objetos que se encuentren cerca de la ventana y que obstaculizan el paso de luz natural
 - 1.1.3.3. Recordar al personal la conveniencia de apagar las luces cuando sale de un local. Emplear pósters y adhesivos. Hablar con el personal de limpieza y seguridad sobre el tema. Proponer una política de adjudicación de responsabilidades bien comunitaria ("quien salga el último que apague las luces") bien particular (nombramiento de un responsable)
 - 1.1.3.4. Etiquetar los interruptores
 - 1.1.3.5. Proponer comprar tubos fluorescentes de \varnothing 26 mm en vez de tubos de \varnothing 35 mm
 - 1.1.3.6. Proponer la implantación de un programa de limpieza anual de lámparas y luminarias
- 1.1.4. Bajo coste
 - 1.1.4.1. Sustituir las lámparas y difusores decolorados
 - 1.1.4.2. Comprobar que existen reflectores de espejo para las luminarias utilizadas. Comprobar que el nuevo nivel de iluminación es suficiente y, si es así, planificar un programa de cambio
 - 1.1.4.3. Instalar más interruptores, de forma que se pueda controlar grupos de luminarias o luminarias individuales de forma independiente

- 1.1.4.4. Comprobar periódicamente la luminosidad de las lámparas, y, aunque sigan funcionando, sustituir las lámparas con pérdida de rendimiento apreciable
- 1.1.5. Otras ideas
 - 1.1.5.1. Estudiar la posibilidad de instalar lámparas de descarga en almacenes u otras áreas con techos elevados
 - 1.1.5.2. Estudiar si las lámparas de sodio son adecuadas para una aplicación en particular. A veces es necesario cambiar la luminaria, pero no siempre
 - 1.1.5.3. Revisar si los proyectores halógenos están encendidos durante largos períodos de tiempo. Comprobar que las lámparas de sodio son adecuadas para la aplicación en particular
- 1.2. Climatización
 - 1.2.1. Refrigeración
 - 1.2.1.1. Interrupción o apagado de la climatización
 - 1.2.1.2. Cierre de puertas y ventanas
 - 1.2.1.3. Programación de temperaturas de confort
 - 1.2.1.4. Variación de la temperatura de consigna en salas técnicas
 - 1.2.1.5. Cierre de puertas de cámaras cuando se encuentren sin actividad
 - 1.2.1.6. Instalación de un sistema de Free-cooling para oficinas
 - 1.2.1.7. Instalación de un sistema de Free-cooling para procesos
 - 1.2.1.8. Instalación de burletes o juntas de estanqueidad (en puertas, ventanas, cajas de persianas, etc.)
 - 1.2.1.9. Sellar con silicona la carpintería, marcos, etc.
 - 1.2.1.10. Instalación de muelles cierra-puertas
 - 1.2.1.11. Instalación de cortinas de aire
 - 1.2.1.12. Instalación de abrigos hinchables en los muelles
 - 1.2.1.13. Mejora del aislamiento en secaderos (sellado de ventanas)
 - 1.2.1.14. Interrupción de la climatización durante los fines de semana
 - 1.2.1.15. Instalación de un deshumidificador en salas de procesos refrigeradas
 - 1.2.1.16. Cambio en el proceso del túnel de congelación (carga completa antes de la conexión)
 - 1.2.1.17. Planificación del proceso de llenado de cámaras para minimizar el tiempo de apertura
 - 1.2.1.18. Instalación del termostato en un lugar representativo
 - 1.2.1.19. Instalación de equipos de alta eficiencia
 - 1.2.1.20. Aislamiento de techos y paredes
 - 1.2.1.21. Sellado de hendiduras con posibles escapes de aire
 - 1.2.1.22. Uso de acabados y pinturas reflexivas
 - 1.2.1.23. Evitar incrustaciones en condensadores
 - 1.2.1.24. Purgas de aire continuas en el sistema de refrigeración

- 1.2.1.25. Ampliar la capacidad de los condensadores
- 1.2.1.26. Utilizar ciclos adecuados de desescarche
- 1.2.1.27. Aislamiento adecuado de conductos
- 1.2.1.28. Regulación adecuada de la válvula de expansión
- 1.2.1.29. Emplear motores eléctricos con variadores de velocidad
- 1.2.1.30. Ajustar la capacidad de compresores de tornillos a cargas parciales
- 1.2.1.31. Buen mantenimiento de los compresores
- 1.2.1.32. Disminución al máximo de caídas de presión del lado de baja
- 1.2.1.33. Uso de barreras radiantes u otro tipo de elemento que no permita el paso de radiaciones solares
- 1.2.1.34. Reducción de entradas de calor por aire exterior
- 1.2.1.35. Reducción del calor liberado por iluminación y motores de difusores dentro del área refrigerada
- 1.2.1.36. Garantizar temperatura y velocidad del aire adecuada de las cámaras (velocidad 2-7 m/s)
- 1.2.1.37. Serpentes bien separados de productos almacenados
- 1.2.1.38. Almacenamiento permitiendo circulación de aire
- 1.2.1.39. Mantenimiento de la carga del refrigerante
- 1.2.1.40. Acumulación de frío
- 1.2.1.41. Trabajo escalonado de ventiladores de torres de enfriamiento
- 1.2.1.42. Uso de barreras antivapor
- 1.2.1.43. Establecer un programa de mantenimiento eficiente de los chillers
- 1.2.1.44. Aumentar si es posible el punto de operación de la temperatura del agua del chiller
- 1.2.1.45. Usar la más baja temperatura posible del agua de condensación que el chiller pueda manejar (en caso de torres de enfriamiento)
- 1.2.1.46. Limpiar los intercambiadores de calor mensualmente
- 1.2.1.47. Optimizar la tasa de flujo de agua para condensar y la tasa de flujo de agua refrigerada (en caso de torres de enfriamiento)
- 1.2.1.48. Evaluar el cambio de los chillers viejos o compresores viejos con nueva tecnología de alta eficiencia
- 1.2.1.49. No sobrecargue el refrigerante ni el aceite
- 1.2.1.50. Aísle la línea fuera de los chillers y de las torres de enfriamiento
- 1.2.1.51. Monitorizar la caída de presión a través de los filtros de descarga y succión para controlar el estado de los mismos y limpiarlos o reemplazarlos
- 1.2.1.52. Especificar y controlar los parámetros clave de los condensadores
- 1.2.1.53. Usar refrigerantes eficientes

- 1.2.1.54. Instalar sistemas de control para coordinar el trabajo de múltiples chillers
- 1.2.1.55. Reducción de ganancias térmicas mediante aislamiento, uso de aleros, micropersianas, etc.
- 1.2.1.56. Apagar los equipos en habitaciones vacías
- 1.2.1.57. Coste nulo
 - 1.2.1.57.1. Proponer un procedimiento para efectuar una revisión semanal de las enfriadoras. En términos generales, en la revisión se debe supervisar: (1) el funcionamiento correcto de los pilotos de alarma, (2) la aparición de fugas en válvulas y tuberías, (3) la existencia de marcas de golpes en las enfriadoras y tuberías y (4) ruidos extraños de las bombas
 - 1.2.1.57.2. Proponer la adopción de un procedimiento para revisar periódicamente la aparición de fugas. En el caso de que existan fugas, llamar inmediatamente al servicio de mantenimiento
 - 1.2.1.57.3. Desconectar aquellas enfriadoras que no sean necesarias en los períodos en los que las condiciones climatológicas son más suaves. Cerrar las válvulas de corte para evitar el retorno del agua fría. Etiquetar las enfriadoras y válvulas de corte para indicar que están paradas. No olvidar abrir las válvulas al poner en marcha las enfriadoras de nuevo
 - 1.2.1.57.4. Revisar el cableado y conexiones para asegurar que el termostato o reloj programador para la bomba de circulación y el compresor de la enfriadora simultáneamente
 - 1.2.1.57.5. Comprobar que ninguna superficie de emisión de aire acondicionado está obstruida
 - 1.2.1.57.6. Averiguar por qué el personal emplea “pingüinos”. Es posible que el sistema de refrigeración sea ineficiente, que se haga un mal uso del mismo o que la envolvente del edificio no proteja suficientemente de la radiación solar. Permita el uso de “pingüinos” solamente en casos excepcionales, y como una medida temporal
 - 1.2.1.57.7. Retirar dichas fuentes de calor de los locales acondicionados. Observar si existen fuentes de calor incontroladas dentro de los locales acondicionados
 - 1.2.1.57.8. Proponer una limpieza anual de los conductos. Comprobar que todos los fan-coils llevan su filtro y que se limpia periódicamente
- 1.2.1.58. Bajo coste

- 1.2.1.58.1. Establecer un contrato con un profesional para que al menos una vez al año realice un mantenimiento y limpieza de las enfriadoras
- 1.2.1.58.2. Comprobar que los conductos están aislados y el material está en buen estado
- 1.2.1.58.3. Aislar todas las tuberías, válvulas y bridas del sistema de distribución de agua fría o refrigerante. Existen envolventes ya preparadas con la forma de las válvulas y bridas
- 1.2.1.59. Otras ideas
 - 1.2.1.59.1. Comprobar que la potencia de las enfriadoras no es un 25% superior a la demanda real del edificio
 - 1.2.1.59.2. Comprobar que la potencia de la maquinaria frigorífica está fraccionada al menos según se indica en la norma UNE 86-609-85
 - 1.2.1.59.3. Analizar si se están acondicionando ambientes con equipos de más prestaciones de las necesarias
 - 1.2.1.59.4. Comprobar que existe un sistema de aprovechamiento gratuito de aire exterior (free-cooling). Si no existiera, analizar la posibilidad de implementarlo
 - 1.2.1.59.5. Comprobar si la bomba está sobredimensionada, o si se regula por estrangulamiento (muy habitual)
 - 1.2.1.59.6. Estudiar la posibilidad de instalar un sistema de regulación en función de la temperatura exterior, para lo cual será necesario ponerse en contacto con fabricantes de sistemas de regulación y control de centrales
- 1.2.2. Calefacción
 - 1.2.2.1. Instalación de un economizador
 - 1.2.2.2. Instalación de paneles solares térmicos
 - 1.2.2.3. Instalación de un intercambiador de calor a la entrada de los condensadores evaporativos
 - 1.2.2.4. Instalación de burletes
 - 1.2.2.5. Instalación de muelles cierra-puertas
 - 1.2.2.6. Instalación de cortinas de aire
 - 1.2.2.7. Redimensionado de las bombas de calor
 - 1.2.2.8. Interrupción de la climatización durante los fines de semana
 - 1.2.2.9. Calefacción de naves aprovechando calores residuales diferentes del aire del edificio (intercambiadores de calor, bomba de calor)
 - 1.2.2.10. Calefacción de naves aprovechando el calor del aire del edificio (mediante método directo e indirecto)
 - 1.2.2.10.1. Regeneradores rotativos (indirecto)
 - 1.2.2.10.2. Sistema bi-transfer (indirecto)

- 1.2.2.10.3. Intercambiadores estáticos aire-aire (indirecto)
- 1.2.2.10.4. Tubos térmicos aire-aire (indirecto)
- 1.2.2.10.5. Bomba de calor (indirecto)
- 1.2.2.10.6. Acoplar un tubo de aspiración al aerotermo para que tome aire de la parte superior (directo)
- 1.2.2.10.7. Colocar ventiladores provistos de tubos verticales para obligar al aire a que descienda hasta el nivel del suelo (directo)
- 1.2.2.10.8. Comparar económica y energéticamente la utilización de aerotermos y paneles radiantes (directo)
- 1.2.2.10.9. En el caso de mantener los aerotermos, analizarlos energéticamente modificando las temperaturas del agua y el caudal de aire impulsado por el ventilador (directo)
- 1.2.2.11. Coste nulo
 - 1.2.2.11.1. Proponer un procedimiento para efectuar una revisión semanal de la caldera. Básicamente, en la revisión se debe supervisar: (1) el funcionamiento correcto de los pilotos de alarma, (2) la aparición de fugas en válvulas y tuberías, (3) la existencia de olores a gas, (4) la presencia de marcas de golpes o quemaduras en la caldera y chimenea, (5) ruidos extraños de las bombas y quemadores y (6) posibles obstrucciones de los respiraderos
 - 1.2.2.11.2. Revisar regularmente que los respiraderos están limpios y libres de obstáculos
 - 1.2.2.11.3. Proponer la adopción de un procedimiento para revisar periódicamente la alimentación y el tanque de expansión. En el caso de que existan fugas, llamar inmediatamente al servicio de mantenimiento
 - 1.2.2.11.4. Apagar aquellas calderas que no sean necesarias en los períodos en los que las condiciones climatológicas son más suaves. Cerrar las válvulas de corte para evitar el retorno del agua caliente. Etiquete las calderas y válvulas de corte para indicar que están paradas. No olvidarse de abrir las válvulas antes de arrancar las calderas de nuevo
 - 1.2.2.11.5. Comprobar que las calderas no arrancan y paran al mismo tiempo. Configurar los termostatos de forma que se vayan escalonando de 60 a 85 °C. Estudiar la posibilidad de instalar controles electrónicos de secuenciamiento

- 1.2.2.11.6. Proponer en verano el apagado de las calderas cuando éstas no vayan a ser utilizadas y aconsejar que se enciendan sólo cuando sea necesario
- 1.2.2.11.7. Revisar el cableado y conexiones para asegurar que el termostato o reloj programador para la bomba de circulación y el quemador de la caldera
- 1.2.2.11.8. Comprobar que ninguna superficie de calefacción está obstruida
- 1.2.2.11.9. Averiguar por qué el personal emplea calefactores eléctricos portátiles. Es posible que el sistema de calefacción sea ineficiente o se realice un mal uso del mismo. Permitir el uso de calefactores eléctricos portátiles solamente en casos excepcionales, y como una medida temporal
- 1.2.2.11.10. Asegurarse de que el termostato está debidamente identificado y protegido contra manipulaciones no autorizadas. Configurar la temperatura de consigna de los termostatos de desescarche a: interno 4º C, externo 1º C
- 1.2.2.11.11. Comprobar que todos los fan-coils llevan su filtro y que se limpia periódicamente. Verificar que la limpieza de los radiadores está incluida entre las tareas típicas de limpieza
- 1.2.2.12. Bajo coste
 - 1.2.2.12.1. Establecer un contrato con un profesional para que al menos una vez al año realice un mantenimiento y limpieza de la caldera, quemador y chimenea. Solicitar que el servicio incluya un análisis de combustión antes y después del ajuste del quemador. Solicitar al fabricante de la caldera las características técnicas de la misma, indicando el rendimiento máximo alcanzable en las condiciones de trabajo reales. Comprobar que el tiro natural en las calderas de tiro natural es el adecuado
 - 1.2.2.12.2. Comprobar que el aislamiento está en buen estado y su espesor es de al menos 50 mm
 - 1.2.2.12.3. Aislar todas las tuberías, válvulas y bridas del sistema de distribución de agua caliente. Existen envolventes ya preparadas con la forma de las válvulas y bridas
- 1.2.2.13. Otras ideas
 - 1.2.2.13.1. Considerar la posibilidad de implementar en el sistema una caldera más pequeña para proporcionar el agua caliente sanitaria (A.C.S.)

- 1.2.2.13.2. Comprobar que la caldera se ajusta a las necesidades reales. Considerar sustituir la caldera por otra más pequeña o acoplar otras calderas de menor potencia en paralelo
- 1.2.2.13.3. Revisar la instalación existente
- 1.2.2.13.4. Verificar si existen equipos de recuperación de calor
- 1.2.2.13.5. Comprobar si la caldera es de condensación. Estudiar la posibilidad de instalar una caldera de condensación a gas cuando llegue el momento de cambiar la caldera actual
- 1.2.2.13.6. Estudiar la posibilidad de instalar un sistema de regulación en función de la temperatura exterior, para lo cual será necesario ponerse en contacto con fabricantes de sistemas de regulación y control de centrales
- 1.2.2.13.7. Comprobar si la bomba está sobredimensionada, o si se regula por estrangulamiento (muy habitual)

1.3. Frío Industrial

- 1.3.1. Ajuste correcto del sistema y mecanismo de control de la puerta del túnel de congelación
- 1.3.2. Instalación de puertas rápidas de acceso a las cámaras frigoríficas
- 1.3.3. Almacenamiento de hielo
- 1.3.4. Instalación de un intercambiador entre la aspiración y el líquido para disminuir el consumo de potencia del compresor
- 1.3.5. Realización de un subenfriamiento abierto del líquido refrigerante
- 1.3.6. Realización de un subenfriamiento cerrado del líquido refrigerante
- 1.3.7. Desescarche por gases calientes
- 1.3.8. Instalación de baterías intercambiadoras con agua (glicolada) en circuito cerrado entre el aire entrante y el saliente
- 1.3.9. Instalación de tubos evaporadores para intercambiar calor entre el aire entrante y el saliente
- 1.3.10. Instalación de un intercambiador de placas para intercambiar calor entre el aire entrante y el saliente
- 1.3.11. Instalación de un intercambiador de tambor para intercambiar calor entre el aire entrante y el saliente
- 1.3.12. Instalación de intercambiadores de calor líquido-líquido
- 1.3.13. Instalación de intercambiadores de calor líquido-aire
- 1.3.14. Comprobación de la temperatura de condensación real respecto a la de diseño de la instalación
- 1.3.15. Verificar el estado técnico del espesor óptimo de aislamiento en los recintos frigoríficos y conductos
- 1.3.16. Diseño de recintos en forma cúbica (menos superficie envolvente)
- 1.3.17. Mayor superficie común entre cámaras (si son más de una)

- 1.3.18. Uso de antecámaras acondicionadas (reducir entrada de calor y humedad exterior)
- 1.3.19. Comprobación de parámetros del sistema de frío respecto a parámetros de diseño (temperatura de refrigeración, consumo de potencia, velocidad de refrigeración, temperatura de evaporación, temperatura de condensación)
- 1.3.20. Limpieza del condensador (ausencia de incrustaciones o suciedades en tubos y aletas)
- 1.3.21. Limpieza del evaporador (ausencia de escorias, comprobación del sistema de desescarche)
- 1.3.22. Eliminación de fuentes adicionales de calor a la cámara frigorífica (focos incandescentes, infiltraciones de aire)
- 1.3.23. Verificación del factor de utilización de las cámaras de frío
- 1.3.24. Posibilidad de desconexión de cámaras incrementando capacidades en otras
- 1.3.25. Uso de materiales adicionales innecesarios como envases metálicos y otros que elevan el consumo
- 1.3.26. Instalación de sistemas de control automático para ciclos de deshielo secuenciados
- 1.3.27. Instalación en cámaras de congelación de alimentos de pequeñas compuertas con bandas para la introducción y extracción de alimentos sin que ello implique consumo de electricidad
- 1.4. Ventilación
 - 1.4.1. Aporte de aire primario
 - 1.4.1.1. Apagado de la ventilación fuera de uso
 - 1.4.1.2. Instalación de variadores de velocidad en los ventiladores
 - 1.4.2. Extracción de gases de procesos industriales
 - 1.4.2.1. Apagado de la ventilación fuera de uso
 - 1.4.2.2. Instalación de variadores de velocidad en los ventiladores
 - 1.4.3. Extracción de aseos
 - 1.4.3.1. Apagado de la ventilación fuera de uso
 - 1.4.3.2. Instalación de variadores de velocidad en los ventiladores
 - 1.4.4. Bajo coste
 - 1.4.4.1. Apague los ventiladores fuera de los horarios en que se produce un enrarecimiento del aire interior y permanecen personas en el interior del edificio
 - 1.4.4.2. Compruebe si realmente es necesario su uso y retírelos allí donde no estén justificados. Establezca la causa por la que el sistema centralizado de ventilación y/o refrigeración del edificio no es capaz de satisfacer las necesidades
 - 1.4.4.3. Cuando sea necesario ventilar compruebe las condiciones exteriores y abra ventanas, antes de poner en marcha la ventilación mecánica, siempre que no se produzcan corrientes molestas

- 1.4.4.4. Instale un reloj programador electrónico semanal en los extractores que no sea necesario que funcionen por la noche y los fines de semana. Instale un humidistato en todos los extractores que se empleen para evacuar aire húmedo. Conecte los extractores a los interruptores de alumbrado en lugares como, por ejemplo, los aseos
 - 1.4.4.5. Instale un reloj programador electrónico semanal en los extractores que no sea necesario que funcionen por la noche y los fines de semana. Instale una sonda de monóxido de carbono y un regulador para el accionamiento de los extractores. Conecte los extractores a los interruptores de alumbrado o de accionamiento de las compuertas del garaje
 - 1.4.4.6. Proponga la instalación de persianas de sobreimpresión u obturadores automáticos
 - 1.4.4.7. Realice periódicamente una inspección visual del interior de los conductos y una limpieza básica
 - 1.4.4.8. Mida los caudales reales del sistema de ventilación y estudie la posibilidad de optimizar el funcionamiento de las compuertas y poleas de transmisión de los ventiladores
 - 1.4.4.9. Donde sea posible, modifique el sistema de ventilación general para incorporar la recirculación del aire extraído
- 1.5. Aire comprimido
- 1.5.1. Desconexión del sistema de aire comprimido
 - 1.5.2. Ajuste de la presión de aire comprimido a la demanda
 - 1.5.3. Cierre de conducciones de aire comprimido no utilizadas durante el fin de semana
 - 1.5.4. Enfriado de la toma de aire de los compresores
 - 1.5.5. Eliminación de fugas
 - 1.5.6. Recuperación del calor de refrigeración de los compresores
 - 1.5.7. Sustitución de compresores viejos por otros nuevos con mejor rendimiento
 - 1.5.8. Desconexión de compresores cuando trabajan en vacío
 - 1.5.9. Ajuste del dimensionado del depósito a las necesidades reales
 - 1.5.10. Ventilación y limpieza correctas del cuarto de compresores
 - 1.5.11. Limpieza de los filtros de succión
 - 1.5.12. Extracción de las descargas de aire caliente o agua al exterior del cuarto de compresores
 - 1.5.13. Evitar presiones mayores a las requeridas
 - 1.5.14. Instalación de equipos de alta eficiencia
 - 1.5.15. Regulación adecuada de la presión de trabajo y el intervalo p_{max} - p_{min}
 - 1.5.16. Selección adecuada del régimen de trabajo: modulado o carga-vacío
 - 1.5.17. Lograr la succión del aire con bajas pérdidas y temperaturas
 - 1.5.18. Aprovechar el calor del postenfriador y enfriador intermedio

- 1.5.19. Realizar inspecciones de fugas periódicamente usando tecnología ultrasónica
- 1.5.20. Regular adecuadamente la temperatura del aire en el secador
- 1.5.21. Escalonamiento del banco de compresores
- 1.5.22. Diagnóstico del compresor por análisis de aceite
- 1.5.23. Diagnóstico de partes móviles por termografía
- 1.6. Generación de vapor
 - 1.6.1. Selección adecuada de la presión de trabajo del generador de vapor
 - 1.6.2. Ajuste periódico de la eficiencia de la combustión
 - 1.6.3. Ajuste frecuente del régimen continuo de purgas
 - 1.6.4. Evaluación termográfica periódica del refractario
 - 1.6.5. Limpieza periódica y por indicadores
 - 1.6.6. Ajuste periódico del tiro de aire
 - 1.6.7. Trabajar con altos factores de carga
 - 1.6.8. Autolectura del consumo de combustible
 - 1.6.9. Registro eficiente de parámetros de trabajo
 - 1.6.10. Adecuado aislamiento de tuberías
 - 1.6.11. Evaluación periódica de la cantidad y temperatura del condensado recuperado
 - 1.6.12. Uso de recuperadores e intensificadores de la transferencia de calor en la caldera
- 1.7. Agua
 - 1.7.1. Refrigeración de máquinas
 - 1.7.1.1. Instalación de un circuito cerrado de recirculación de agua
- 1.8. Agua caliente sanitaria
 - 1.8.1. Minimizar todas las fugas de ACS con mantenimiento apropiado de las conducciones y de los grifos de duchas, bañeras y lavabos
 - 1.8.2. Aislar adecuadamente las conducciones y los depósitos
 - 1.8.3. Instalar grifos temporizados en lavabos y servicios de zonas de servicios generales
 - 1.8.4. Instalar sistemas de bajo consumo en duchas y baños sin reducción de la calidad de suministro
 - 1.8.5. Las medidas de ahorro energético propuestas para la calefacción son también aplicables a los sistemas de agua caliente sanitaria
 - 1.8.6. Coste nulo
 - 1.8.6.1. Pegue carteles y adhesivos en lugares visibles recordando el daño energético, medioambiental y económico que supone el derroche de agua y energía. Cierre los grifos mal cerrados, dará ejemplo al resto del personal
 - 1.8.6.2. Efectúe revisiones periódicas de los grifos. Repare el grifo tan rápido como haya observado que no funciona correctamente
 - 1.8.6.3. Revise periódicamente la aparición de fugas en las tuberías visibles. Informe al personal de la importancia de avisar en caso de detectar una fuga de agua. Compruebe

- habitualmente el contador de agua para detectar consumos fuera de horario
- 1.8.6.4. Reduzca la temperatura del termostato a 60° C.
IMPORTANTE: Para evitar el riesgo de formación de legionella, no se debe reducir la temperatura del agua almacenada por debajo de los 60° C
 - 1.8.6.5. Analice el uso del agua caliente que se hace en el edificio. Emplee agua fría para limpiar, a no ser que sea estrictamente necesario el uso de agua caliente
 - 1.8.6.6. Proponga que una persona se responsabilice de apagar el calentador de agua cuando comience el periodo vacacional
 - 1.8.6.7. Ajuste los relojes programadores para encender la caldera con la suficiente antelación como para satisfacer la demanda de agua justo en el momento preciso. Planifique el apagado de los calentadores eléctricos de agua una hora antes de terminar la jornada, así se evitará calentar agua inútilmente
 - 1.8.6.8. Instale una válvula antirretorno en la tubería que une la caldera con el tanque de almacenamiento o con el colector
 - 1.8.6.9. Analice cuantos tanques de almacenamiento son necesarios. Si es posible, reduzca su número. Identifique, aisle y vacíe los tanques sobrantes
- 1.8.7. Bajo coste
- 1.8.7.1. Aísle todos los tanques de almacenamiento de agua caliente
 - 1.8.7.2. Aísle todas las tuberías de distribución de agua caliente
 - 1.8.7.3. Instale relojes programadores en los interacumuladores
 - 1.8.7.4. Revise si es necesario que estén funcionando las bombas del circuito secundario toda la noche. Si no es así, instale un reloj programador para controlar su encendido y apagado
 - 1.8.7.5. Sustituya los grifos antiguos en mal estado por otros nuevos. Al tiempo, aproveche para seleccionar un grifo con perlizador (reducción del caudal)
 - 1.8.7.6. En lavabos, bidés y fregaderos, instale eyectores perlizadores en las griferías. Podrá reducir el caudal de 18 l/min. a poco más de 5 l/min. Sustituya las duchas convencionales por duchas de bajo caudal o instale reductores volumétricos. La reducción de caudal será de 10 l/min
 - 1.8.7.7. Instale interruptores de caudal en las duchas con doble mando
 - 1.8.7.8. Instale fluxómetros en los urinarios. Combine el control de su apertura con detectores de presencia. NOTA: Los detectores de presencia pueden ser aprovechados al mismo tiempo para controlar el encendido y apagado del alumbrado y los extractores
 - 1.8.7.9. Incorpore pesos en la válvula de llenado de la cisterna

- 1.8.7.10. Instale boquillas al final de las mangueras para regular y cortar el paso de agua
 - 1.8.7.11. Emplee pequeños calentadores eléctricos cuando necesite suministrar reducidas cantidades de agua. Para grandes caudales, haga uso de calderas o colectores solares
 - 1.8.7.12. Considere instalar intercambiadores de placas cuando se vayan a sustituir tanques de almacenamiento averiados u obsoletos, o en la ejecución de nuevas instalaciones
- 1.9. Motores
- 1.9.1. Utilización de motores de alto rendimiento
 - 1.9.2. Utilización de motores síncronos en lugar de asíncronos (grandes potencias y bajas velocidades)
 - 1.9.3. Ajuste de la potencia de los motores a la demanda
 - 1.9.4. Utilización de variadores de frecuencia para motores (bombas o ventiladores) con carga variable
 - 1.9.5. Emplear motores de dos velocidades cuando hay dos regímenes de carga
 - 1.9.6. Lograr los mayores períodos de operación del motor y su carga a la máxima eficiencia (75 - 95 % de su potencia nominal)
 - 1.9.7. Verificar las reparaciones de los motores rebobinados
 - 1.9.8. Empleo de motores trifásicos en lugar de monofásicos (3 - 5 % mayor de eficiencia)
 - 1.9.9. Evitar el trabajo en vacío prolongado de motores
 - 1.9.10. Instalación de capacitores en los circuitos con mayor número de motores o en los motores de mayor capacidad
 - 1.9.11. Seleccionar el motor de acuerdo a su ciclo de trabajo (continuo o intermitente)
 - 1.9.12. Seleccionar la armazón del motor de acuerdo al medio de trabajo (abiertos, cerrados, semicerrados)
 - 1.9.13. Seleccionar correctamente la velocidad del motor (los motores de alta velocidad son más eficientes)
 - 1.9.14. Revisar la conexión a tierra de los motores para evitar accidentes y fugas
 - 1.9.15. Evitar concentración de motores en lugares poco ventilados
 - 1.9.16. Verificar la tensión en los alimentadores de los motores
 - 1.9.17. Equilibrar la tensión de alimentación en motores trifásicos de corriente alterna (el desequilibrio no debe exceder el 5 %)
 - 1.9.18. Sustituir motores con reductores de velocidad por motores de velocidad ajustable con reguladores electrónicos. Ej. en sistemas de bombeo o compresión con caudales variables, ventiladores que usen deflectores para regular flujo, etc.
 - 1.9.19. Preferir acoplamiento individual en accionamientos con grupos de motores
 - 1.9.20. Acoplar, siempre que se pueda, directamente el motor a la carga

- 1.9.21. Controlar la temperatura del aceite de lubricación para disminuir las pérdidas por fricción
- 1.9.22. Revisar conexiones del motor periódicamente
- 1.9.23. Verificar periódicamente la alineación del motor con la carga impulsada
- 1.9.24. Mantener en buen estado los medios de transmisión motor - carga, así como los cojinetes del motor
- 1.9.25. Ajuste del voltaje de alimentación a la demanda mecánica del motor
- 1.9.26. Realizar un mantenimiento preventivo a los sistemas de transmisión y lubricación de los motores
- 1.9.27. Coste nulo
 - 1.9.27.1. Compruebe que los motores paran cuando la máquina a la que dan servicio no está en funcionamiento. Consulte con un profesional cualificado la forma de apagar mediante la misma señal tanto la máquina como el motor acoplado
 - 1.9.27.2. Compruebe el régimen de carga del motor. Si el régimen es bajo, estudie la posibilidad de instalar otro motor con una potencia más ajustada. En el estudio se debe considerar la permutación de motores, no sólo la adquisición de motores nuevos
- 1.9.28. Bajo coste
 - 1.9.28.1. Asegúrese de que existe un documento en el que se especifica que siempre se deben comprar motores de alta eficiencia. Estudie la conveniencia de sustituir los motores antiguos por otros nuevos de alto rendimiento
 - 1.9.28.2. Instale un horómetro (contador de horas) en los motores más grandes para conocer las horas de funcionamiento por día, mes o año. Instale un contador eléctrico para medir el consumo eléctrico. Instale un analizador para realizar un seguimiento de los demás parámetros de consumo (intensidades, potencias reactivas, etc.)
 - 1.9.28.3. Instale unidades de condensadores fijos adecuadamente dimensionados en los motores más grandes que funcionan a carga fija
 - 1.9.28.4. Compruebe periódicamente el tensado de las correas de transmisión, la correcta alineación de ejes, la lubricación de cojinetes, engranajes, etc.
- 1.9.29. Otras ideas
 - 1.9.29.1. Analice cuidadosamente los requisitos de operación del actual circuito de aire o agua y estudie si es posible utilizar un variador de frecuencia. Contacte con un suministrador local de variadores de frecuencia para solicitar más información. Muchos ofrecen aplicaciones informáticas gratuitas que pueden ayudarle a estimar rápidamente el ahorro potencial

- 1.9.29.2. Mida la tensión de alimentación de los motores eléctricos. Instale estabilizadores de tensión
 - 1.9.29.3. Mida la tensión de alimentación de los motores eléctricos. Instale sondas de temperatura de bobinados. Si la tensión se sitúa por debajo del límite inferior del - 5 % nominal, estudie la posibilidad de modificar el sistema de distribución eléctrico (aumento de la sección de cable). Instale estabilizadores de tensión
 - 1.9.29.4. Instale sondas de temperatura ambiente en los locales. Instale sondas de temperatura de bobinados. Ventile adecuadamente los locales en los que se encuentran los motores. Potencie el sistema de refrigeración de los motores
 - 1.9.29.5. Instale sistemas de arranque adecuados a la forma de trabajo del motor. Existen arrancadores suaves (más económicos que un variador de frecuencia) que incorporan además una función de ahorro energético, pudiendo regular el funcionamiento del motor a diferentes cargas
 - 1.9.29.6. Compruebe si el tipo de servicio es el adecuado para el funcionamiento real del motor. Si el tipo no es el adecuado, consulte con el fabricante cómo debe actuar
- 1.10. Transformadores
- 1.10.1. Seleccionar los transformadores próximos a su rendimiento óptimo
 - 1.10.2. Compensar la energía reactiva con condensadores fijos en el secundario
 - 1.10.3. Desconectar equipos que trabajen en vacío (se eliminan las pérdidas en el hierro)
 - 1.10.4.
- 1.11. Bombas
- 1.11.1. Ajuste del punto de funcionamiento de las bombas
 - 1.11.2. Recorte del rodete de la bomba (reducción del diámetro)
- 1.12. Turbinas de vapor
- 1.12.1. Comprobar la selección adecuada de los parámetros de la contrapresión
 - 1.12.2. Garantizar regímenes de funcionamiento cercanos al 100% de sus valores nominales
 - 1.12.3. Mantener el máximo de turbinas al 100% de capacidad y el mínimo admitiendo fluctuaciones de cargas
 - 1.12.4. Verificar fluctuaciones de parámetros de vapor dentro del límite permisible por la turbina
 - 1.12.5. Comprobación de los parámetros reales de funcionamiento respecto a los de diseño mediante ensayos de la turbina de vapor
 - 1.12.6. Evaluación del estado técnico de la turbina
 - 1.12.7. Evaluación del aprovechamiento de la capacidad disponible de la turbina

- 1.13. Sistemas de tuberías de transporte
 - 1.13.1. Comprobación de la capacidad de paso de la tubería
 - 1.13.2. Determinación de pérdidas hidráulicas y medidas para su reducción
 - 1.13.3. Valoración del aislamiento, su estado técnico y espesor óptimo
 - 1.13.4. Determinación de las pérdidas de calor y medidas para su reducción
 - 1.13.5. Existencia y funcionamiento de drenajes en tuberías principales de vapor a turbinas
 - 1.13.6. Existencia de golpes hidráulicos, formas de eliminación
 - 1.13.7. Comprobación de parámetros de diseño y reales en las tuberías (velocidad de paso del fluido, diámetro requerido, espesor, presión y temperatura del fluido)
 - 1.13.8. Inspección, verificación y reparación de los purgadores de vapor
 - 1.13.9. Evitar los arrastres de agua con el vapor
 - 1.13.10. Aislamiento de líneas y elementos accesorios
 - 1.13.11. Reparación de fugas
 - 1.13.12. Control de la calidad de condensados y recuperación de los mismos como agua de alimentación a la caldera
 - 1.13.13. Puesta a punto de los sistemas de instrumentación y medida
 - 1.13.14.
- 1.14. Torres de refrigeración
 - 1.14.1. Apagar uno o más ventiladores cuando las necesidades de enfriamiento sean inferiores a la capacidad máxima
 - 1.14.2. Utilizar ventiladores de dos velocidades
 - 1.14.3. Utilizar ventiladores con variador de velocidad
- 1.15. Generación de vapor y calderas
 - 1.15.1. Reducción del gasto de purga
 - 1.15.2. Instalación de un economizador
 - 1.15.3. Mejora de la calidad del agua de repuesto
 - 1.15.4. Mejora de los sistemas de tratamiento de agua
 - 1.15.5. Recuperación de calor de la purga continua
 - 1.15.6. Incremento del retorno de condensados
 - 1.15.7. Optimización de la combustión
 - 1.15.8. Reducción del exceso de aire
 - 1.15.9. Precalentamiento del combustible o del aire de combustión
 - 1.15.10. Sustitución por quemadores de bajo exceso de aire
 - 1.15.11. Sustitución del generador de vapor
 - 1.15.12. Cambio de combustible o complementación del mismo
 - 1.15.13. Recuperación de calor de los gases de combustión
 - 1.15.14. Revisar tiros forzados e inducidos de gases de conducción
 - 1.15.15. Revisar transferencia de calor a tubos de agua
 - 1.15.16. Verificar el espesor de los tubos de la caldera
 - 1.15.17. Instalar turbobombas para el agua de alimentación
 - 1.15.18. Evaluar el retorno de condensados (contaminación, porcentaje y temperatura)

- 1.15.19. Inyectar directamente a la caldera los condensados de muy alta temperatura
- 1.15.20. Evaluar la presión de las bombas de agua de alimentación
- 1.15.21. Automatización del sistema de control
- 1.15.22. Control de velocidad en bombas y ventiladores
- 1.15.23. Corrección del control por Oxígeno
- 1.15.24. Corrección del control por CO
- 1.15.25. Repartir la carga según puntos de mayor eficiencia
- 1.15.26. Uso de aditivos para combustibles líquidos
- 1.15.27. Capacitación del personal
- 1.15.28. Establecer programas de mantenimiento preventivo y predictivo
- 1.15.29. Instalar una compuerta y capuchones para el viento en una chimenea
- 1.15.30. Colocar un aspirador estático o un deflector al final de la chimenea que evite que el viento incidente produzca una sobrepresión que obstaculice la salida de los humos
- 1.15.31. Instalación de quemadores de atomización con vapor o aire
- 1.15.32. Instalación de quemadores duales
- 1.15.33. Instalación de turbuladores (intercambiadores) en el quemador
- 1.15.34. Instalación de sopladores de hollín
- 1.15.35. Mejorar las condiciones del retorno de condensados
- 1.15.36. Calorifugado de tuberías y tanques (aislamiento térmico)
- 1.15.37. Eliminación de fugas de vapor
- 1.15.38. Mantenimiento de purgadores
- 1.15.39. Expansión del condensado de alta presión
- 1.15.40. Recuperación de condensados
- 1.15.41. Cogeneración con turbina de vapor a contrapresión
- 1.15.42. Convertidores de frecuencia en ventiladores de combustión y bombas de alimentación en calderas
- 1.15.43. Sustitución de calderas eléctricas por calderas de gas natural
- 1.15.44. Aprovechamiento del condensado con recuperación del revaporizado
- 1.15.45. Revisar y mantener en buen estado las trampas de vapor
- 1.15.46. Revisar y mantener en buen estado el aislamiento térmico de la caldera y tuberías de vapor
- 1.15.47. Realizar y mantener en norma el régimen químico del agua de alimentación
- 1.15.48. Realizar y mantener en norma el régimen de purgas
- 1.15.49. Mantener en buen estado válvulas automáticas de regulación de temperatura de agua caliente en calentadores de agua
- 1.15.50. Eliminar salideros de vapor y combustibles
- 1.15.51. Recuperar todo el condensado posible de vapor producido
- 1.15.52. Revisar y mantener el aislamiento de las tuberías de retorno del condensado

- 1.15.53. Mantener en buen estado el aislamiento del tanque de retorno del condensado
- 1.15.54. Mantener calibrados y en buen estado los instrumentos de medición
- 1.15.55. Realizar pruebas periódicas de combustión y eficiencia de la caldera
- 1.15.56. Disminuir valores de temperaturas de agua caliente en horarios de menos uso (de 50° C a 45° C de 11:00 A.M. a 6:00 A.M.)
- 1.15.57. Trabajar siempre con las calderas a máxima capacidad y no con varias a media capacidad
- 1.15.58. Siempre que sea posible calentar el agua de alimentar con calor de desecho (de gases de combustión, etc.)
- 1.15.59. Selección adecuada de los parámetros del vapor producido en función del consumidor. Evitar reducciones de presiones en válvulas reductoras
- 1.15.60. Evitar y eliminar periódicamente las incrustaciones en los tubos de intercambio calórico
- 1.15.61. Utilizar los combustibles precalentados
- 1.15.62. Eliminar visión desde el exterior de zonas rojas para evitar pérdidas por radiación. Eliminar posibilidad de infiltraciones de aire (hermeticidad)
- 1.15.63. Garantizar atomización eficiente del combustible (pruebas de quemadores)
- 1.15.64. Evitar formación de escoria en el hogar o puntos brillantes al final de la llama
- 1.15.65. Garantizar la temperatura de la llama cercana a la máxima teórica (color amarillado de la llama si es petróleo, azul si es gas)
- 1.15.66. Precalentar el aire de combustión siempre que sea posible con calor de desecho
- 1.15.67. Mantener temperatura de chimenea por debajo de los 50° C por encima de la temperatura del vapor saturado producido
- 1.15.68. Controlar la presión del combustible en los parámetros establecidos para lograr buena atomización y buen mezclado
- 1.15.69. En calderas de demandas variables de vapor debe lograrse su ajuste capaz de suministrar el vapor requerido y al mismo tiempo minimizar los ciclos de arranque y parada
- 1.15.70. Evitar presencia de humos en las cajas del horno (combustión incompleta)
- 1.15.71. Recuperación del sensible de las purgas si sus fugas son significativas
- 1.15.72. Cambio de combustible y recuperación del calor de humos
- 1.15.73. Almacenamiento y preparación correcta de los combustibles
- 1.15.74. Puesta a punto de los quemadores, limpieza y reglaje
- 1.15.75. Limpieza de depósitos y corrosiones en calderas
- 1.15.76. Control del proceso de combustión. Optimización de la combustión
- 1.15.77. Revisión de los sistemas de control de la combustión

- 1.15.78. Puesta a punto de los sistemas de instrumentación y medida
- 1.15.79. Control del caudal y calidad de las purgas
- 1.15.80. Control de la calidad del agua de alimentación a caldera
- 1.15.81. Control del funcionamiento de la planta de tratamiento de agua
- 1.16. Hornos
 - 1.16.1. Efectuar balances periódicos del horno para conocer su eficiencia y potenciales de ahorro
 - 1.16.2. Evaluar periódicamente el estado del refractario
 - 1.16.3. Limpieza y evaluación de quemadores
 - 1.16.4. Ajustar periódicamente la combustión
 - 1.16.5. Ajustar periódicamente el régimen óptimo de trabajo
 - 1.16.6. Utilizarlos en trabajos continuos y no discontinuos
 - 1.16.7. Usar en procesos discontinuos hornos de baja inercia térmica (alcanzar rápido la temperatura de operación)
 - 1.16.8. Garantizar hermeticidad
 - 1.16.9. Trabajar preferiblemente a plena capacidad
 - 1.16.10. Programar el trabajo en hornos intermitentes para mínimos tiempos de espera
 - 1.16.11. Aprovechar la energía desprendida en procesos exotérmicos
 - 1.16.12. Emplear aire enriquecido y precalentado
 - 1.16.13. Recuperar los efluentes valiosos y aprovechar térmicamente el CO y C para producir mediante su combustión carbón
 - 1.16.14. Evitar captación de humedad de materias primas en el almacenamiento
 - 1.16.15. No refrigerar o no dejar enfriar productos intermedios que después deben ser calentados
 - 1.16.16. Recircular parte de gases efluentes en el horno para eliminar el exceso de aire limitando la temperatura en la cámara
 - 1.16.17. Calcular espesores óptimos de aislantes para evitar pérdidas por paredes
- 1.17. Aplicaciones avanzadas del gas natural
 - 1.17.1. Hornos de calentamiento rápido de metales
 - 1.17.2. Tubos radiantes recuperadores
 - 1.17.3. Tubos radiantes regenerativos
 - 1.17.4. Tubos sumergidos compactos
 - 1.17.5. Intercambiadores sumergidos compactos
 - 1.17.6. Calentador de agua de contacto directo
- 1.18. Suministros energéticos
 - 1.18.1. Coste nulo
 - 1.18.1.1. Proponer el nombramiento de un responsable para que compruebe las facturas de agua y energía. Solicitar folletos explicativos de las diferentes tarifas a las compañías suministradoras. Consultar cualquier duda que se tenga a las compañías suministradoras

- 1.18.1.2. Implantar un procedimiento para efectuar la lectura mensual de los contadores de agua y energía, y llevar un registro de los mismos
 - 1.18.1.3. Revisar las facturas recibidas de las compañías suministradoras. Contrastar los consumos facturados con las lecturas efectuadas
 - 1.18.1.4. Efectuar una revisión anual de las tarifas y contratar aquella que sea más apropiada a las necesidades. Solicitar consejo a las compañías suministradoras de energía eléctrica
 - 1.18.1.5. Emplear analizadores de redes eléctricas o contadores de energía para conocer el consumo que se produce hora a hora. Si no es posible, efectuar una lectura a primera hora de la mañana y otra al final de la jornada. De esta forma se podrá estimar el consumo medio. Analizar si el consumo nocturno es esencial para las necesidades del edificio, si es así estudiar la posibilidad de contratar tarifas nocturnas más baratas
 - 1.18.1.6. Analizar el consumo que se realiza de cada equipo de forma individual. Cuando sea posible, encender los equipos en períodos en los que el coste de la energía es más bajo
 - 1.18.1.7. Proponer la compensación del factor de potencia para evitar la penalización en la factura eléctrica. Muchos fabricantes y distribuidores de equipos compensadores de energía reactiva efectúan revisiones sin coste alguno. Si el factor de potencia es inferior a 0,95 es muy recomendable instalar una batería de condensadores
 - 1.18.1.8. Solicitar oferta a diferentes distribuidores de productos petrolíferos
 - 1.18.1.9. Solicite ofertas a diferentes compañías comercializadoras de energía eléctrica
 - 1.18.1.10. Unificar los diferentes contratos en uno solo
 - 1.18.1.11. Fomentar la creación de un consorcio para negociar mejores precios de gasóleo y GLP
 - 1.18.1.12. Evitar la compra de pequeñas cantidades. Procurar crear un consorcio con el que se puedan alcanzar mejores precios
 - 1.18.1.13. Imponer un procedimiento con el que se rellenen los tanques de almacenamiento en verano
- 1.19. Otro equipamiento energético
- 1.19.1. Coste nulo
 - 1.19.1.1. Identifique qué equipos pueden ser apagados cuando no se van a utilizar a corto plazo. Por ejemplo, etiquetas verdes para los que pueden ser apagados y rojas para los que no. Informe al personal de que el equipamiento con etiqueta verde debe ser desconectado cuando no se va a utilizar

- 1.19.1.2. Informe al personal del cómo funciona el modo standby para que sea utilizado en los períodos largos de inactividad
- 1.19.1.3. Pegue carteles y adhesivos para recordar que se apaguen aquellos equipos que no van a ser utilizados
- 1.19.1.4. Compruebe que los equipos auxiliares se apagan cuando la instalación principal está parada. Indique qué equipos auxiliares deberían apagarse cuando se para una máquina principal
- 1.19.1.5. Compruebe que la temperatura de la sala de ordenadores es de 25°C aproximadamente. NOTA: Antes de hacer ningún ajuste, revise las especificaciones del equipo
- 1.19.1.6. Implante un programa de inspección periódica de juntas. Sustituya las juntas en mal estado por otras en buenas condiciones
- 1.19.2. Otras ideas
 - 1.19.2.1. Asegúrese de que siempre se tiene en cuenta el consumo de energía en las especificaciones de compra de nuevo equipamiento
 - 1.19.2.2. Proponga la adquisición de electrodomésticos clasificados tipo A o B
 - 1.19.2.3. Compruebe la tensión que reciben los diferentes circuitos. Estudie la posibilidad de dimensionar correctamente el cableado o de incorporar un estabilizador electrónico de tensión. Solicite los servicios de un profesional cualificado
 - 1.19.2.4. En el caso de tener alumbrado fluorescente con reactancias electromagnéticas, sustituya periódicamente los condensadores, ya que con el tiempo se perforan y dejan de ser eficaces. Instale baterías de condensadores cerca de aquellos equipos que intercambien gran cantidad de energía reactiva
- 1.20. Cogeneración
 - 1.20.1. Con turbina de gas
 - 1.20.1.1. Recuperación del calor de los gases de escape de la turbina (instalar un post-economizador, realizar post-combustión)
 - 1.20.1.2. Enfriamiento del aire de aspiración
 - 1.20.1.3. Situar la turbina de gas lo más cerca posible del punto de utilización de los gases
 - 1.20.2. Con turbina de vapor
 - 1.20.3. Con motor alternativo
 - 1.20.3.1. Aprovechamiento térmico del agua caliente del circuito de refrigeración (agua caliente sanitaria, máquina de absorción)
 - 1.20.4. Trigeneración (Energía mecánica, Energía térmica útil y Frío a partir de un único combustible)
 - 1.20.5. Coste nulo

- 1.20.5.1. Busque una fuente de calor adicional, para aprovechar todo el calor generado. Por ejemplo, calefacción de oficinas
- 1.20.5.2. Estudie la posibilidad de acogerse al nuevo RD 661/2007, en el caso de no encontrarse inscrito en la actualidad. Con ello se obtendría una revisión de la prima, además de un complemento por eficiencia
- 1.20.6. Bajo coste
 - 1.20.6.1. Estudie el perfil de carga de la red de distribución, realizando una medición de caudal y presión
 - 1.20.6.2. Realice un análisis termográfico de equipos y redes de distribución de calor. Prestar especial atención en las juntas, derivaciones y valvulería. Estudie el tipo de aislamiento empleado y analice la posibilidad sustituirlo por otro más eficiente
 - 1.20.6.3. Estudie la demanda energética actual y analice la opción de acumular energía térmica para su uso posterior
 - 1.20.6.4. Estudie si la instalación dispone de máquina de absorción para el aprovechamiento del calor en verano. Si no existe, analizar la posibilidad de incluir este equipo, teniendo en cuenta que también será necesario disponer de torres de refrigeración
- 1.20.7. Otras ideas
 - 1.20.7.1. Estudie la variación del rendimiento de la turbina con la temperatura y la viabilidad de instalar un sistema de tipo enfriamiento evaporativo o similar para el tratamiento del aire a la entrada de la turbina
 - 1.20.7.2. Observe el tipo de turbina de gas, y analice la posibilidad de instalar un sistema de inyección de agua o vapor en el combustor
 - 1.20.7.3. Estudie el equipo de generación, analizando la posibilidad de instalar un intercooler en las etapas de compresión
- 1.21. Sistemas eléctricos
 - 1.21.1. Organizar el mantenimiento mediante la combinación: predictivo-preventivo-correctivo. Seleccionando los equipos y sistemas sometidos preferencialmente a cada tipo
 - 1.21.2. Limpieza exterior y comprobación anual de la resistencia de los motores
 - 1.21.3. Termografía periódica de motores, cuadros eléctricos y transformadores
 - 1.21.4. Limpieza frecuente de dispositivos de protección y mando
 - 1.21.5. Comprobación mensual del ajuste de los relés térmicos de sobrecarga al 70-100% de la corriente nominal del motor
 - 1.21.6. Verificación mensual de fusibles (< de 300% de corriente nominal)

- 1.21.7. Disyuntores o interruptores automáticos no deben estar a más del 200% de corriente nominal del motor
- 1.21.8. Revisar anualmente los contactores magnéticos
- 1.21.9. Llevar registros estadísticos de los fallos eléctricos y si es posible sus causas
- 1.21.10. Realizar con periodicidad el estudio de calidad de la energía. Determinar el factor de potencia de los motores de mayor capacidad, desequilibrio de voltaje entre fases, existencia de armónicos, capacidad de utilización de los transformadores y calidad de la puesta a tierra. En caso de encontrar fallos, corregirlos
- 1.21.11. Diagnosticar periódicamente el estado del transformador mediante análisis de aceites
- 1.21.12. Desconectar transformadores con cargas ociosas
- 1.21.13. En conductores y puntos con riesgo de descarga: no permitir la existencia de los hilos desnudos, reparar los contactos defectuosos, reparar las derivaciones a tierra estropeadas, aislarlos correctamente
- 1.21.14. Chequear el calentamiento de la instalación
- 1.21.15. Sustitución de fusibles. Los fusibles son protecciones que deben trabajar en caso de necesidad. Si se funden con excesiva frecuencia debe repasarse la instalación y buscar el defecto y repararlo, calibrando de nuevo el fusible si fuera necesario
- 1.21.16. En caso de calentamiento de motores, debe actuarse rápidamente
- 1.21.17. No deben aparecer chispas en un motor de anillos o de colector
- 1.21.18. Los contactores necesitan especial atención, deben realizar un buen contacto, excitarse simultáneamente sin dificultades
- 1.22. Sistemas de condensados
 - 1.22.1. Realizar diagnósticos periódicos de los sistemas de condensado
 - 1.22.2. Realizar diagnósticos periódicos por ultrasonido de las trampas de vapor
 - 1.22.3. Evaluar la conveniencia técnica y económica de instalar subenfriadores de condensado
 - 1.22.4. Evaluar la conveniencia técnica y económica de la instalación de tanques de expansión
 - 1.22.5. Evaluar técnica y económicamente la sustitución del calentamiento directo por el indirecto del vapor
- 1.23. Intercambiadores de calor
 - 1.23.1. Determinación de la frecuencia óptima de limpieza
 - 1.23.2. Aislamiento óptimo del intercambiador
 - 1.23.3. Selección adecuada del intercambiador de acuerdo al tipo de fluidos a manipular y sus características constructivas
 - 1.23.4. Verificación de parámetros reales de los fluidos de trabajo respecto a los de diseño
 - 1.23.5. Evitar fugas

- 1.23.6. Uso de agentes antiensuciantes
- 1.23.7. Utilización de elementos intensificadores de la transferencia de calor
- 1.23.8. Uso de intercambiadores de vapor saturado para procesos de calefacción
- 1.23.9. Instalación de un bypass
- 1.24. Industria cerámica
 - 1.24.1. Utilizar arcillas con el menor porcentaje de carbonatos posible
 - 1.24.2. Adicionar materiales no energéticos a la arcilla (menor calor de reacción y menor consumo)
 - 1.24.3. Incorporar residuos combustibles a la mezcla arcillosa
 - 1.24.4. Reducir la cantidad de agua de amasado (por ejemplo con aditivos como los polifosfatos)
 - 1.24.5. Recuperación del calor del aire que sale del secadero (con cambiador de aire, con bomba de calor suplementaria)
 - 1.24.6. Control automático del secadero
 - 1.24.7. Aprovechar el calor de los gases de cocción
 - 1.24.8. Aprovechamiento del aire de enfriamiento del horno
 - 1.24.9. Aprovechar el calor contenido en los humos extraídos por la chimenea
 - 1.24.10. Recuperar gases del horno en el prehorno
 - 1.24.11. Reducir las pérdidas de calor por las paredes, bóveda y solera
 - 1.24.12. Mejorar el aislamiento externo en paredes y bóveda
 - 1.24.13. Mejorar el aislamiento interno en paredes y bóveda
 - 1.24.14. Utilizar vagonetas aligeradas en hornos túnel
 - 1.24.15. Mejorar el rendimiento de la combustión
 - 1.24.16. Precalentar el aire de combustión
 - 1.24.17. Instalar sistema de regulación y control automático
 - 1.24.18. Reducir el aire parásito mediante sellado de paredes, bóveda y vagonetas
 - 1.24.19. Efectuar un adecuado encañado
 - 1.24.20. Evitar paros en preparación y moldeo
 - 1.24.21. Utilizar el horno a su producción nominal
 - 1.24.22. Reducir las pérdidas por productos salientes del horno
 - 1.24.23. Selección adecuada del motor de cogeneración
- 1.25. Conservación de la red y de los equipos
 - 1.25.1. Revisar el estado del aislamiento de los conductos y de las pantallas de aluminio exteriores y efectuar las reparaciones oportunas
 - 1.25.2. Observar si se produce ruido o vibraciones excesivas en los ventiladores. Lubricar los cojinetes y verificar la tensión de las correas de transmisión
 - 1.25.3. Inspeccionar los conductos que sean accesibles para detectar fugas de aire. Repasar y sellar las juntas
 - 1.25.4. Verificar las unidades terminales (fan-coils, inductores, difusores, etc.) y comprobar que no hay objetos que frenen el paso del aire.

- Comprobar que las válvulas cierran perfectamente cuando el termostato lo ordena
- 1.25.5. Limpiar o sustituir los filtros de aire periódicamente. Considerar la posibilidad de instalar manómetros para detectar el momento en que conviene realizar esta operación
- 1.25.6. Verificar la limpieza de las baterías de los climatizadores y las unidades terminales
- 1.26. Cocinas
 - 1.26.1. Utilización de tecnologías eficientes
 - 1.26.2. Estimular a los cocineros a valorar qué equipos son necesarios en cada momento y a apagar los que no se necesiten
 - 1.26.3. Informar a los cocineros del tiempo necesario para calentar los equipos (10 minutos para planchas, parrillas y hornos convencionales y 15-20 minutos para equipos más potentes)
 - 1.26.4. No se deben usar las parrillas como calefacción
 - 1.26.5. Los frigoríficos deben estar lejos de la cocina u otro foco caliente
 - 1.26.6. Ordenar los alimentos adecuadamente en el frigorífico, teniendo en cuenta la necesidad de frío de cada uno
 - 1.26.7. Revisar el estado de los frigoríficos y su rendimiento para evitar que el deterioro de los aislamientos perjudique la eficacia
 - 1.26.8. Recuperación de calor de condensación del grupo de frío
- 1.27. Lavanderías
 - 1.27.1. Recuperar calor residual del agua caliente en distintos ciclos de aclarado
 - 1.27.2. Recuperar calor residual del aire caliente extraído del proceso de secado
 - 1.27.3. Detectores adecuados para control del consumo
 - 1.27.4. Aislar adecuadamente conducciones de agua o aire caliente
 - 1.27.5. Fomentar el uso de las lavadoras sólo a plena carga y usando el ciclo más conveniente para los tejidos
 - 1.27.6. No lavar a temperatura muy alta, con los detergentes actuales no es necesario
 - 1.27.7. Al secar la ropa, procurar centrifugarla bien para evitar que el secado por aire, más costoso energéticamente, se prolongue
 - 1.27.8. En principio, conviene calentar la plancha mediante combustible, con vapor o fluido térmico, que resulta más barato que el calentamiento eléctrico directo
 - 1.27.9. Regular la temperatura de la plancha dependiendo del tejido a planchar
 - 1.27.10. En lavacentrifugadoras utilizar ACS centralizada siempre que sea posible
- 1.28. Nuevas electrotecnologías
 - 1.28.1. Tecnología laser para corte, perforado, soldadura, temple, recubrimiento y aleación superficial, marcado y otras aplicaciones

- 1.28.2. Tecnologías de plasma para corte, soldadura y otras aplicaciones
- 1.29. Industria láctea quesera
 - 1.29.1. Estudiar las causas que provocan saltos bruscos en la demanda de energía eléctrica y modificar las condiciones de operación para evitarlos
 - 1.29.2. Emplear los equipos de mayor rendimiento a su máxima capacidad, y los de menor rendimiento sólo cuando sea necesario
 - 1.29.3. Programar las operaciones de mantenimiento para los tiempos de parada de la instalación
 - 1.29.4. Adquirir equipos de capacidad y tamaño óptimo con alto rendimiento energético
 - 1.29.5. Utilizar el transporte por gravedad siempre que sea posible
 - 1.29.6. Convertir operaciones discontinuas en continuas para evitar calores residuales
 - 1.29.7. Programar las operaciones básicas discontinuas con el fin de minimizar el uso de la energía
 - 1.29.8. No mantener en funcionamiento equipos de transporte o de calentamiento cuando no sea necesario
 - 1.29.9. Emplear controles automáticos para evitar las crestas y valles en la demanda de energía
 - 1.29.10. Variar los diseños de producción para reducir los consumos energéticos del proceso
 - 1.29.11. Secadero multietapas
 - 1.29.11.1. Prolongar al máximo la concentración en los evaporadores
 - 1.29.11.2. Elevar la temperatura del aire de secado, a la vez que disminuir la del aire húmedo
 - 1.29.11.3. Reducir el consumo energético necesario para que se produzca la disminución de los últimos contenidos de humedad de la leche
 - 1.29.12. Conversión de ósmosis inversa a TVR
 - 1.29.13. Ultraósmosis para concentración de suero
 - 1.29.14. Aumento de la regeneración en pasteurizadores y esterilizadores
 - 1.29.15. Procedimiento CIP (Cleaning in place) eficiente
- 1.30. Industria maderera
 - 1.30.1. Aprovechamiento de la energía solar en el secado
 - 1.30.2. Aprovechamiento de los residuos de la madera para producción de energía (Aire caliente, agua caliente o aceite térmico, vapor)
 - 1.30.3. Cogeneración
- 1.31. Molinos
 - 1.31.1. Revisar el estado de los tamices y efectuar limpiezas periódicas
 - 1.31.2. Revisar limpiar y engrasar los rodamientos
 - 1.31.3. Revisar y cambiar los martillos
- 1.32. Mezcladoras y prensas
 - 1.32.1. Revisar y limpiar los rodamientos

- 1.32.2. Revisar los sistemas de inyección de grasas
- 1.32.3. Verificar estado de la instrumentación
- 1.32.4. Limpiar las matrices de la prensa
- 1.32.5. Limpiar los engranajes mecánicos
- 1.33. Características constructivas
 - 1.33.1. Coste nulo
 - 1.33.1.1. Establecer un programa de detección periódica de humedades, incluyendo la revisión de goteras y tuberías rotas ya reparadas
 - 1.33.1.2. Identificar todas las puertas y ventanas con marcos o cierres defectuosos antes de que comience la época de calefacción, incluyendo en la revisión las cajas de las persianas
 - 1.33.1.3. Anular todas las chimeneas y conductos de aire que sean innecesarias. Tapar los conductos de ventiladores que sirven para refrigerar el local en verano y desconectar dichos ventiladores
 - 1.33.2. Bajo coste
 - 1.33.2.1. Aislar todos los espacios bajo cubierta no aislados. Cuando proceda, asegurarse de que existe suficiente ventilación en los espacios bajo cubierta, evitándose así la aparición de condensaciones. Para reducir el riesgo de aparición de hielo, aislar todos los tanques y tuberías de agua de los espacios no aislados
 - 1.33.2.2. Separar con puertas o cortinas los espacios calefactados de los no calefactados
 - 1.33.3. Otras ideas
 - 1.33.3.1. Incorporar aislamiento en la cámara de aire
 - 1.33.3.2. Eliminar los puentes térmicos de la envolvente (frentes de forjado, pilares, vigas, alféizares y cajas de persiana)
 - 1.33.3.3. Estudiar la posibilidad de aislar la cubierta, bien por su parte superior bien por su parte inferior
 - 1.33.3.4. Medir la altura de los locales y analizar la posibilidad de montar un techo suspendido
 - 1.33.3.5. Plantear la posibilidad de incorporar ventanas con doble vidrio o de montar un doble cristal en los lucernarios
 - 1.33.3.6. Incorporar láminas de protección solar en aquellas ventanas y lucernarios en los que el sol incide directamente
- 1.34. Instalación de energía solar térmica
 - 1.34.1. Coste nulo
 - 1.34.1.1. Recomiende la limpieza de los colectores, al menos una vez cada 6 meses
 - 1.34.1.2. Inspeccione el panel y solicitar su reparación, si es posible
 - 1.34.1.3. Recomiende la limpieza periódica del circuito, al menos una vez al año se debería realizar una limpieza exhaustiva

- 1.34.1.4. Realice estas comprobaciones al comenzar el invierno, ya que las mayores pérdidas de flujo se producen en verano y el riesgo de heladas es inmediato
- 1.34.1.5. Compruebe el funcionamiento del llenado automático. Observe que el depósito tiene una cantidad suficiente
- 1.34.1.6. Ajuste las temperaturas de consigna a las condiciones de proyecto. Compruebe que las sondas están correctamente instaladas en el interior de las tuberías
- 1.34.2. Bajo coste
 - 1.34.2.1. Aísle todos los tanques de almacenamiento de agua caliente
 - 1.34.2.2. Aísle todas las tuberías de conexión de paneles
 - 1.34.2.3. Compruebe la instalación, remodelando los elementos necesarios para que esto no se produzca
 - 1.34.2.4. Instale una manta que tape los paneles en las épocas en las que se prevea una disminución de consumo de ACS. Analice la posibilidad de consumo de ACS en otros usos (cocinas, lavandería, si existe, etc.)
- 1.34.3. Otras ideas
 - 1.34.3.1. Analice la posibilidad de orientar correctamente los colectores
 - 1.34.3.2. Considere instalar intercambiadores de placas cuando se vayan a sustituir tanques de almacenamiento averiados u obsoletos, o en la ejecución de nuevas instalaciones
- 1.35. Instalación de energía solar fotovoltaica
 - 1.35.1. Coste nulo
 - 1.35.1.1. Recomendar la limpieza de los colectores, al menos una vez cada 6 meses
 - 1.35.1.2. Inspeccionar las baterías y si es conveniente recomendar el relleno de las mismas con agua desmineralizada
 - 1.35.2. Bajo coste
 - 1.35.2.1. En instalaciones medias y grandes se pueden instalar varios desconectores que afecten a diferentes equipos y que, siguiendo un orden prioritario, se vayan desconectando a medida que la batería entra en la zona de profundidad de descarga
 - 1.35.2.2. Observe las características del inversor, analizando su nivel de eficiencia
 - 1.35.2.3. Interesa que la batería no se cargue y descargue de forma violenta y repetida. Para ello, habrá que aumentar la capacidad de acumulación
 - 1.35.3. Otras ideas
 - 1.35.3.1. Analice la posibilidad de orientar correctamente los colectores. Estudie la instalación con respecto al nuevo RD 661/2007, y analice la posibilidad de realizar cambios en el esquema retributivo de la instalación

1.36. Integración de la señalización y control

1.36.1. Coste nulo

- 1.36.1.1. Revise la temperatura de consigna de los termostatos. Proponga la impartición de charlas para informar sobre los beneficios de mantener la temperatura en invierno en 19-20 °C
- 1.36.1.2. Revise la temperatura de consigna de los termostatos. Proponga la impartición de charlas para informar sobre los beneficios de mantener la temperatura en verano en 24-25 °C
- 1.36.1.3. Reduzca la temperatura de consigna en las áreas donde no se requiere la calefacción para pleno confort. Temperaturas típicas de consigna son: Oficinas 19°C; Talleres 17°C; Almacenes, etc. 13°C
- 1.36.1.4. Pegue carteles y adhesivos en lugares visibles para concienciar al personal de que no deben dejar las puertas y ventanas abiertas cuando la calefacción está encendida. Organice charlas para recordar al personal el daño económico y medioambiental que ocasiona el derroche de energía
- 1.36.1.5. Pegue carteles y adhesivos en lugares visibles para concienciar al personal de que no deben dejar las puertas y ventanas abiertas cuando el aire acondicionado está encendido. Organice charlas para recordar el daño económico y medioambiental que implica el derroche de energía
- 1.36.1.6. Si la calefacción incorpora un sensor de temperatura exterior, asegúrese de que se instala en la cara norte, sin recibir radiación solar directa o cualquier otra fuente de calor. Sitúe los termostatos en lugares alejados de ventanas, fuentes de calor y corrientes de aire
- 1.36.1.7. Utilice bloqueadores o tapas una vez que se haya establecido la temperatura adecuada de consigna
- 1.36.1.8. Configure el termostato del aire acondicionado a 24 °C o más y el de calefacción a 19 °C o menos
- 1.36.1.9. Revise la configuración de todos los relojes programadores periódicamente para asegurarse de que están mostrando la fecha y hora correctas, así como que se ajustan al horario de ocupación. Compruebe que la calefacción y ventilación se apagan cuando el Edificio no está ocupado
- 1.36.1.10. Asegúrese de que alguien se responsabiliza de apagar la calefacción y el aire acondicionado en periodos festivos. NOTA: En los edificios ocupados parcialmente durante las vacaciones, puede ser más eficiente utilizar en las zonas ocupadas una climatización individual
- 1.36.1.11. Compruebe que las válvulas del radiador funcionan correctamente. Compruebe que las válvulas y compuertas

motorizadas realizan su recorrido de manera completa.
Asegúrese de que el agua caliente o agua de refrigeración no pasan a través de válvulas cerradas

1.36.2. Bajo coste

- 1.36.2.1. Reemplace los termostatos antiguos bimetálicos por otros nuevos electrónicos
- 1.36.2.2. Identifique qué locales presentan una temperatura más elevada. Instale válvulas termostáticas con mecanismos de bloqueo en estos locales; asegúrese de que se ajustan de forma correcta y de que son bloqueadas posteriormente
- 1.36.2.3. Instale relojes programadores digitales semanales para permitir una configuración para cada día y con intervalos de tiempo inferiores al cuarto de hora
- 1.36.2.4. Instale relojes programadores digitales semanales enchufables para permitir una configuración diaria y con intervalos de tiempo ajustados
- 1.36.2.5. Instale cronotermostatos digitales semanales para controlar permanentemente la temperatura y el horario de encendido
- 1.36.2.6. Acople detectores de presencia a los termostatos electrónicos de dos niveles para controlar las áreas que son ocupadas ocasionalmente
- 1.36.2.7. Aísle todas las tuberías de agua caliente y agua fría de refrigeración
- 1.36.2.8. Mida la diferencia de temperatura entre suelo y techo. Si es superior a 5° C instale un ventilador controlado por un termostato para evitar la estratificación

1.36.3. Otras ideas

- 1.36.3.1. Mida la temperatura en diferentes locales del edificio. Use esta información para equilibrar el sistema de calefacción. Puede que sea necesario instalar sensores, termostatos y válvulas de zonificación y/o reguladores de caudal. Solicite los servicios de un profesional cualificado
- 1.36.3.2. Instale válvulas de zona con controles de temperatura en todas aquellas áreas con horarios y necesidades coincidentes. Solicite los servicios de un profesional cualificado
- 1.36.3.3. Instale una centralita electrónica de regulación con sonda exterior en las instalaciones que climaticen áreas de más de 1.000 m². Solicite los servicios de un profesional cualificado
- 1.36.3.4. Instale máquinas individuales controladas por temporizadores o relojes programadores en los puestos de trabajo que se encuentren en grandes espacios (por ejemplo, vestíbulos, almacenes, etc.)

- 1.36.3.5. Instale una centralita de regulación con sonda exterior para controlar la carga de los acumuladores de calor y hielo nocturnos

2. Gestión

2.1. Climatización

2.1.1. Refrigeración

- 2.1.1.1. Acumulación de frío

2.2. General

2.2.1. Electricidad

- 2.2.1.1. Desplazamiento de consumos eléctricos
- 2.2.1.2. Carga de carretillas durante períodos de energía más baratos
- 2.2.1.3. Subcontratación de cargadores para cargar las baterías por la noche
- 2.2.1.4. Establecer horarios de bombeo que no afecten al pico si es posible
- 2.2.1.5. Reducción de la potencia contratada a partir de una adaptación del patrón de consumo para reducir la punta

APÉNDICE 3. TABLA DE AFINIDAD LABORAL DEL MÉTODO TEUS APLICADO AL CAMPUS DE VERA DE LA UPV

En este apéndice se muestra fragmentada la tabla de afinidad laboral del método TEUs aplicado al Campus de Vera de la Universitat Politècnica de València.

En cada celda $C_{i,j}$ se muestra el grupo de afinidad de la laboralidad de la columna j-ésima cuando la laboralidad del DOP se corresponde con la de la fila i-ésima. A cada grupo de afinidad le corresponde un parámetro de afinidad según la Tabla A3. 1.

Grupo de afinidad laboral	Coficiente de afinidad laboral
1	1
2	0,9
3	0,1
4	0,01
5	0

Tabla A3. 1 Valores de LAP asignados a cada tipo de día

Tal como se ha explicado anteriormente, el coeficiente de afinidad laboral multiplica a la nota total obtenida por cada día en aquellos usos finales cuyo consumo depende de la actividad laboral. De esta manera se minora la nota de aquellos días cuya laboralidad no tiene una afinidad total (grupo 1) con la laboralidad del DOP. Así se asegura, por ejemplo, que nunca se van a utilizar días con afinidad laboral del grupo 5 o que generalmente sólo se utilizan días de los grupos 3 y 4 cuando no existen días de grupos anteriores.

A cada valor de laboralidad se le ha asignado un número natural como identificador, ligeramente correlacionado con la energía total consumida en un día típico de dicha laboralidad. Este valor se utiliza solo a efectos de informatizar todo en la base

de datos para el tratamiento informático a efectos del software desarrollado para la previsión del consumo de la UPV.

Con el fin de poder representar la tabla completa con las 58 laboralidades identificadas para las instalaciones del Campus de era de la Universitat Politècnica de València, se ha dividido la tabla en la mitad superior y la mitad inferior. A su vez, cada mitad se ha fraccionado en cuatro trozos. Por tanto, las primeras cuatro fracciones muestran las primeras 29 filas de la tabla y las otras cuatro fracciones muestran las restantes 29 filas.

En las sucesivas páginas se muestran estas ocho fracciones. Se ha utilizado un código de colores en escala de grises para diferenciar los grupos de afinidad laboral y para clasificar los tipos de laboralidad en función del día de la semana y de si son festivos.

Apéndice 3. Tabla de afinidad laboral del método TEUs aplicado a la UPV

		Festivo Nacional/Local Sábado Postfestivo UPV	Festivo Nacional/Local Domingo Postvacaciones	Festivo Nacional/Local Sábado Postvacaciones	Festivo Nacional/Local Domingo	Domingo Vacaciones	Domingo	Domingo Exámenes	Festivo Nacional/Local M-V	Festivo Nacional/Local L	Festivo Nacional/Local M-V Postvacaciones	Festivo Nacional/Local M-V Postfestivo UPV	Festivo Nacional/Local Sábado	Festivo UPV M-V Postfestivo del Patrón	Domingo Agosto	Festivo Nacional/Local Domingo Agosto
		200	207	214	221	228	235	255	285	292	295	305	325	355	385	392
Festivo Nacional/Local Sábado Postfestivo UPV	200	1	2	2	2	3	3	4	4	4	4	5	5	5	5	5
Festivo Nacional/Local Domingo Postvacaciones	207	2	1	2	2	2	3	3	4	4	4	4	5	5	5	5
Festivo Nacional/Local Sábado Postvacaciones	214	2	2	1	2	2	2	3	4	4	4	4	5	5	5	5
Festivo Nacional/Local Domingo	221	2	2	2	1	2	2	3	4	4	4	4	5	5	5	5
Domingo Vacaciones	228	3	2	2	2	1	2	3	4	4	4	4	4	5	5	5
Domingo	235	5	5	5	5	4	1	2	5	5	5	5	5	5	5	5
Domingo Exámenes	255	4	3	3	3	3	2	1	3	3	3	3	4	4	5	5
Festivo Nacional/Local M-V	285	4	4	4	4	4	3	3	1	2	2	2	3	4	4	5
Festivo Nacional/Local L	292	4	4	4	4	4	4	3	2	1	1	2	3	4	4	4
Festivo Nacional/Local M-V Postvacaciones	295	4	4	4	4	4	4	3	2	1	1	2	3	4	4	4
Festivo Nacional/Local M-V Postfestivo UPV	305	5	4	4	4	4	4	3	2	2	2	1	2	3	4	4
Festivo Nacional/Local Sábado	325	5	5	5	5	4	4	4	3	3	3	2	1	3	4	4
Festivo UPV M-V Postfestivo del Patrón	355	5	5	5	5	5	5	4	4	4	4	3	3	1	3	3
Domingo Agosto	385	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	4	4	3	1	2
Festivo Nacional/Local Domingo Agosto	392	5	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	4	3	2	1
Festivo Nacional/Local Lunes Agosto	400	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	4	4	3	2	2
Festivo UPV M-V Postvacaciones	430	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	4	3	3
Festivo UPV M-V	437	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	4	4	3
Festivo San Vicente Sábado	465	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	4	4
Sábado Postpuente	475	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	4	4
Sábado Postfestivo	495	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Sábado Vacaciones	505	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Sábado Vacaciones Postfestivo	512	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Viernes Postfestivo	540	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Sábado Agosto	570	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Sábado Agosto Exámenes	580	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Sábado	617	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Sábado Exámenes	624	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Sábado Postexámenes	640	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5

Avances en M&V de la respuesta de la demanda y su integración en smart grids

		Festivo Nacional/Local Lunes Agosto	Festivo UPV M-V Postvacaciones	Festivo UPV M-V	Festivo San Vicente Sábado	Sábado Postpuente	Sábado Postfestivo	Sábado Vacaciones	Sábado Vacaciones Postfestivo	Viernes Postfestivo	Sábado Agosto	Sábado Agosto Exámenes	Sábado	Sábado Exámenes	Sábado Postexámenes	Lunes Agosto Postfestivo
		400	430	437	465	475	495	505	512	540	570	580	617	624	640	670
Festivo Nacional/Local Sábado Postfestivo UPV	200	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Festivo Nacional/Local Domingo Postvacaciones	207	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Festivo Nacional/Local Sábado Postvacaciones	214	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Festivo Nacional/Local Domingo	221	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Domingo Vacaciones	228	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Domingo	235	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Domingo Exámenes	255	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Festivo Nacional/Local M-V	285	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Festivo Nacional/Local L	292	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Festivo Nacional/Local M-V Postvacaciones	295	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Festivo Nacional/Local M-V Postfestivo UPV	305	4	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Festivo Nacional/Local Sábado	325	4	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Festivo UPV M-V Postfestivo del Patrón	355	3	4	4	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Domingo Agosto	385	2	3	4	4	4	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Festivo Nacional/Local Domingo Agosto	392	2	3	3	4	4	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Festivo Nacional/Local Lunes Agosto	400	1	3	3	4	4	4	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Festivo UPV M-V Postvacaciones	430	3	1	2	3	3	4	4	4	5	5	5	5	5	5	5
Festivo UPV M-V	437	3	2	1	3	3	4	4	4	5	5	5	5	5	5	5
Festivo San Vicente Sábado	465	4	3	3	1	2	3	3	3	4	5	5	5	5	5	5
Sábado Postpuente	475	4	3	3	2	1	2	3	3	4	4	5	5	5	5	5
Sábado Postfestivo	495	4	4	4	3	2	1	2	2	3	4	4	5	5	5	5
Sábado Vacaciones	505	5	4	4	3	3	2	1	2	3	4	4	5	5	5	5
Sábado Vacaciones Postfestivo	512	5	4	4	3	3	2	2	1	3	4	4	5	5	5	5
Viernes Postfestivo	540	5	5	5	4	4	3	3	3	1	3	3	4	4	4	5
Sábado Agosto	570	5	5	5	5	4	4	4	4	3	1	2	3	4	4	4
Sábado Agosto Exámenes	580	5	5	5	5	5	4	4	4	3	2	1	3	3	4	4
Sábado	617	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	1	2	5	5
Sábado Exámenes	624	5	5	5	5	5	5	5	5	4	4	3	2	1	2	3
Sábado Postexámenes	640	5	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	2	2	1	3

Apéndice 3. Tabla de afinidad laboral del método TEUs aplicado a la UPV

		Viernes Vacaciones	Miércoles-Jueves Vacaciones Prefestivo	Festivo del patrón M-V	Martes-Jueves Exámenes Postfestivo	Martes-Jueves Exámenes	Martes-Jueves Exámenes Postvacaciones	Martes-Jueves	Martes-Jueves Agosto	Martes-Jueves Agosto 1ª semana	Martes-Jueves Agosto Exámenes	Viernes Agosto	Viernes Agosto Postexámenes	Viernes Agosto 1ª semana	Lunes Agosto	Lunes Agosto Exámenes
		685	700	715	745	748	765	772	805	815	825	855	865	875	905	915
Festivo Nacional/Local Sábado Postfestivo UPV	200	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Festivo Nacional/Local Domingo Postvacaciones	207	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Festivo Nacional/Local Sábado Postvacaciones	214	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Festivo Nacional/Local Domingo	221	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Domingo Vacaciones	228	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Domingo	235	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Domingo Exámenes	255	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Festivo Nacional/Local M-V	285	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Festivo Nacional/Local L	292	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Festivo Nacional/Local M-V Postvacaciones	295	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Festivo Nacional/Local M-V Postfestivo UPV	305	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Festivo Nacional/Local Sábado	325	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Festivo UPV M-V Postfestivo del Patrón	355	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Domingo Agosto	385	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Festivo Nacional/Local Domingo Agosto	392	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Festivo Nacional/Local Lunes Agosto	400	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Festivo UPV M-V Postvacaciones	430	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Festivo UPV M-V	437	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Festivo San Vicente Sábado	465	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Sábado Postpuente	475	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Sábado Postfestivo	495	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Sábado Vacaciones	505	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Sábado Vacaciones Postfestivo	512	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Viernes Postfestivo	540	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Sábado Agosto	570	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Sábado Agosto Exámenes	580	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Sábado	617	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Sábado Exámenes	624	4	4	4	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Sábado Postexámenes	640	3	4	4	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5

Avances en M&V de la respuesta de la demanda y su integración en smart grids

		Lunes Agosto 1ª semana	Martes-Lueves Vacaciones	Lunes Vacaciones	Lunes inicio de Vacaciones	Lunes Prefestivo	Viernes	Martes-Lueves Prevacaciones	Viernes Exámenes	Martes-Lueves Exámenes Prefestivo	Martes-Miércoles Prefestivo	Martes-Lueves Postfestivo	Lunes	Lunes Exámenes
		925	955	970	985	1015	1030	1045	1055	1075	1090	1120	1135	1150
Festivo Nacional/Local Sábado Postfestivo UPV	200	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Festivo Nacional/Local Domingo Postvacaciones	207	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Festivo Nacional/Local Sábado Postvacaciones	214	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Festivo Nacional/Local Domingo	221	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Domingo Vacaciones	228	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Domingo	235	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Domingo Exámenes	255	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Festivo Nacional/Local M-V	285	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Festivo Nacional/Local L	292	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Festivo Nacional/Local M-V Postvacaciones	295	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Festivo Nacional/Local M-V Postfestivo UPV	305	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Festivo Nacional/Local Sábado	325	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Festivo UPV M-V Postfestivo del Patrón	355	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Domingo Agosto	385	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Festivo Nacional/Local Domingo Agosto	392	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Festivo Nacional/Local Lunes Agosto	400	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Festivo UPV M-V Postvacaciones	430	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Festivo UPV M-V	437	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Festivo San Vicente Sábado	465	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Sábado Postpuente	475	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Sábado Postfestivo	495	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Sábado Vacaciones	505	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Sábado Vacaciones Postfestivo	512	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Viernes Postfestivo	540	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Sábado Agosto	570	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Sábado Agosto Exámenes	580	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Sábado	617	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Sábado Exámenes	624	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Sábado Postexámenes	640	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5

Apéndice 3. Tabla de afinidad laboral del método TEUs aplicado a la UPV

		Festivo Nacional/Local Sábado Postfestivo UPV	Festivo Nacional/Local Domingo Postvacaciones	Festivo Nacional/Local Sábado Postvacaciones	Festivo Nacional/Local Domingo	Domingo Vacaciones	Domingo	Domingo Exámenes	Festivo Nacional/Local M-V	Festivo Nacional/Local L	Festivo Nacional/Local M-V Postvacaciones	Festivo Nacional/Local M-V Postfestivo UPV	Festivo Nacional/Local Sábado	Festivo UPV M-V Postfestivo del Patrón	Domingo Agosto	Festivo Nacional/Local Domingo Agosto
		200	207	214	221	228	235	255	285	292	295	305	325	355	385	392
Lunes Agosto Postfestivo	670	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Viernes Vacaciones	685	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Miércoles-Jueves Vacaciones Prefestivo	700	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Festivo del patrón M-V	715	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Martes-Jueves Exámenes Postfestivo	745	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Martes-Jueves Exámenes	748	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Martes-Jueves Exámenes Postvacaciones	765	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Martes-Jueves	772	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Martes-Jueves Agosto	805	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Martes-Jueves Agosto 1ª semana	815	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Martes-Jueves Agosto Exámenes	825	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Viernes Agosto	855	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Viernes Agosto Postexámenes	865	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Viernes Agosto 1ª semana	875	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Lunes Agosto	905	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Lunes Agosto Exámenes	915	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Lunes Agosto 1ª semana	925	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Martes-Jueves Vacaciones	955	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Lunes Vacaciones	970	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Lunes Inicio de Vacaciones	985	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Lunes Prefestivo	1015	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Viernes	1030	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Martes-Jueves Prevacaciones	1045	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Viernes Exámenes	1055	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Martes-Jueves Exámenes Prefestivo	1075	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Martes-Miércoles Prefestivo	1090	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Martes-Jueves Postfestivo	1120	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Lunes	1135	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Lunes Exámenes	1150	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5

Avances en M&V de la respuesta de la demanda y su integración en smart grids

		Festivo Nacional/Local	Lunes Agosto	Festivo UPV M-V	Postvacaciones	Festivo UPV M-V	Festivo San Vicente	Sábado	Sábado Postpunte	Sábado Postfestivo	Sábado Vacaciones	Sábado Vacaciones Postfestivo	Viernes Postfestivo	Sábado Agosto	Sábado Agosto Exámenes	Sábado	Sábado Exámenes	Sábado Postexámenes	Lunes Agosto Postfestivo	
		400	430	437	465	475	495	505	512	540	570	580	617	624	640	670				
Lunes Agosto Postfestivo	670	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	3	3	3	1	
Viernes Vacaciones	685	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	3	2	
Miércoles-Jueves Vacaciones Prefestivo	700	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	4	3	
Festivo del patrón M-V	715	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	4	3	
Martes-Jueves Exámenes Postfestivo	745	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	4	
Martes-Jueves Exámenes	748	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	4	
Martes-Jueves Exámenes Postvacaciones	765	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	4	
Martes-Jueves	772	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	
Martes-Jueves Agosto	805	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	
Martes-Jueves Agosto 1ª semana	815	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	
Martes-Jueves Agosto Exámenes	825	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	
Viernes Agosto	855	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	
Viernes Agosto Postexámenes	865	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	
Viernes Agosto 1ª semana	875	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	
Lunes Agosto	905	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	
Lunes Agosto Exámenes	915	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	
Lunes Agosto 1ª semana	925	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	
Martes-Jueves Vacaciones	955	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	
Lunes Vacaciones	970	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	
Lunes Inicio de Vacaciones	985	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	
Lunes Prefestivo	1015	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	
Viernes	1030	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	
Martes-Jueves Prevacaciones	1045	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	
Viernes Exámenes	1055	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	
Martes-Jueves Exámenes Prefestivo	1075	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	
Martes-Miércoles Prefestivo	1090	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	
Martes-Jueves Postfestivo	1120	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	
Lunes	1135	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	
Lunes Exámenes	1150	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	

Apéndice 3. Tabla de afinidad laboral del método TEUs aplicado a la UPV

		Viernes Vacaciones	Miércoles-Jueves Vacaciones Prefestivo	Festivo del patrón M-V	Martes-Jueves Exámenes Postfestivo	Martes-Jueves Exámenes	Martes-Jueves Exámenes Postvacaciones	Martes-Jueves	Martes-Jueves Agosto	Martes-Jueves Agosto 1ª semana	Martes-Jueves Agosto Exámenes	Viernes Agosto	Viernes Agosto Postexámenes	Viernes Agosto 1ª semana	Lunes Agosto	Lunes Agosto Exámenes
		685	700	715	745	748	765	772	805	815	825	855	865	875	905	915
Lunes Agosto Postfestivo	670	2	3	3	4	4	4	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Viernes Vacaciones	685	1	2	3	4	4	4	4	5	5	5	5	5	5	5	5
Miércoles-Jueves Vacaciones Prefestivo	700	2	1	2	3	3	4	4	5	5	5	5	5	5	5	5
Festivo del patrón M-V	715	3	2	1	3	3	3	4	4	4	5	5	5	5	5	5
Martes-Jueves Exámenes Postfestivo	745	4	3	3	1	1	2	3	4	4	4	5	5	5	5	5
Martes-Jueves Exámenes	748	4	3	3	1	1	2	2	4	4	4	5	5	5	5	5
Martes-Jueves Exámenes Postvacaciones	765	4	4	3	2	2	1	2	3	3	4	4	4	5	5	5
Martes-Jueves	772	5	5	5	5	2	5	1	5	5	5	5	5	5	5	5
Martes-Jueves Agosto	805	5	5	4	4	4	3	3	1	2	2	3	4	4	4	5
Martes-Jueves Agosto 1ª semana	815	5	5	4	4	4	3	3	2	1	2	3	3	4	4	4
Martes-Jueves Agosto Exámenes	825	5	5	5	4	4	4	4	2	2	1	3	3	3	4	4
Viernes Agosto	855	5	5	5	5	5	4	4	3	3	3	1	2	2	3	4
Viernes Agosto Postexámenes	865	5	5	5	5	5	4	4	4	3	3	2	1	2	3	3
Viernes Agosto 1ª semana	875	5	5	5	5	5	5	5	4	4	3	2	2	1	3	3
Lunes Agosto	905	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	3	3	3	1	2
Lunes Agosto Exámenes	915	5	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	3	3	2	1
Lunes Agosto 1ª semana	925	5	5	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	3	2	2
Martes-Jueves Vacaciones	955	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	3	3
Lunes Vacaciones	970	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4
Lunes Inicio de Vacaciones	985	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	4	4
Lunes Prefestivo	1015	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	4
Viernes	1030	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Martes-Jueves Prevacaciones	1045	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Viernes Exámenes	1055	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Martes-Jueves Exámenes Prefestivo	1075	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Martes-Miércoles Prefestivo	1090	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Martes-Jueves Postfestivo	1120	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Lunes	1135	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Lunes Exámenes	1150	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5

Avances en M&V de la respuesta de la demanda y su integración en smart grids

		Lunes Agosto 1ª semana	Martes-Jueves Vacaciones	Lunes Vacaciones	Lunes Inicio de Vacaciones	Lunes Prefestivo	Viernes	Martes-Jueves Prevacaciones	Viernes Exámenes	Martes-Jueves Exámenes Prefestivo	Martes-Miércoles Prefestivo	Martes-Jueves Postfestivo	Lunes	Lunes Exámenes
		925	955	970	985	1015	1030	1045	1055	1075	1090	1120	1135	1150
Lunes Agosto Postfestivo	670	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Viernes Vacaciones	685	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Miércoles-Jueves Vacaciones Prefestivo	700	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Festivo del patrón M-V	715	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Martes-Jueves Exámenes Postfestivo	745	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Martes-Jueves Exámenes	748	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Martes-Jueves Exámenes Postvacaciones	765	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Martes-Jueves	772	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Martes-Jueves Agosto	805	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Martes-Jueves Agosto 1ª semana	815	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Martes-Jueves Agosto Exámenes	825	4	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Viernes Agosto	855	4	4	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Viernes Agosto Postexámenes	865	4	4	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Viernes Agosto 1ª semana	875	3	4	4	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Lunes Agosto	905	2	3	4	4	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Lunes Agosto Exámenes	915	2	3	4	4	4	5	5	5	5	5	5	5	5
Lunes Agosto 1ª semana	925	1	3	3	4	4	5	5	5	5	5	5	5	5
Martes-Jueves Vacaciones	955	3	1	2	3	4	4	4	4	5	5	5	5	5
Lunes Vacaciones	970	3	2	1	2	3	4	4	4	5	5	5	5	5
Lunes Inicio de Vacaciones	985	4	3	2	1	3	3	4	4	4	5	5	5	5
Lunes Prefestivo	1015	4	4	3	3	1	2	3	3	4	4	5	5	5
Viernes	1030	5	5	5	5	5	1	5	2	5	5	5	5	5
Martes-Jueves Prevacaciones	1045	5	4	4	4	3	2	1	2	3	3	4	4	5
Viernes Exámenes	1055	5	4	4	4	3	2	2	1	2	3	4	4	4
Martes-Jueves Exámenes Prefestivo	1075	5	5	5	4	4	3	3	2	1	2	3	4	4
Martes-Miércoles Prefestivo	1090	5	5	5	5	4	4	3	3	2	1	3	3	4
Martes-Jueves Postfestivo	1120	5	5	5	5	5	4	4	4	3	3	1	2	3
Lunes	1135	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	1	2
Lunes Exámenes	1150	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	3	2	1

PUBLICACIONES

Durante la elaboración de esta tesis se han realizado las siguientes publicaciones en congresos internacionales:

- Guillermo Escrivá-Escrivá, Carlos Roldán-Blay, Carlos Álvarez-Bel, "Building end-uses approach for electrical consumption forecasting", 8th International Conference Improving Energy Efficiency in Commercial Buildings (IEECB 2014), ISBN 978-92-79-39412-6, ISSN 1831-9424, pp. 415-428, Frankfurt (Germany), 1-3rd April 2014.
- Guillermo Escrivá-Escrivá, E. C. W. de Jong, Carlos Roldán-Blay, "Microgrid control system architecture for improving energy efficiency and demand response integration", Proceedings of the International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'14), ISSN 2172-038 X, No. 12, Córdoba (Spain), 7-10th April 2014.

Además, se han publicado los siguientes artículos en revistas científicas:

- G. Escrivá-Escrivá, C. Álvarez-Bel, C. Roldán-Blay, M. Alcázar-Ortega, "New artificial neural network prediction method based on buildings' end-uses for energy consumption forecast", Energy and Buildings, Vol. 43, No. 11, pp. 3112-3119, November 2011.
- Carlos Roldán-Blay, Guillermo Escrivá-Escrivá, Carlos Álvarez-Bel, Carlos Roldán-Porta, Javier Rodríguez-García, "Upgrade of an artificial neural network prediction method for electrical consumption forecasting using an hourly temperature curve model", Energy and Buildings, Vol. 60, pp. 38-46, May 2013.
- Carlos Roldán-Porta, Guillermo Escrivá-Escrivá, Francisco-Javier Cárcel-Carrasco, Carlos Roldán-Blay, "Nuisance tripping of residual current circuit breakers: A practical case", Electric Power Systems Research, Vol. 106, pp. 180-187, January 2014.
- Guillermo Escrivá-Escrivá, Carlos Roldán-Blay, Carlos Álvarez-Bel, "Electrical consumption forecast using actual data of building end-use decomposition", Energy and Buildings, Vol. 82, pp. 73-81, October 2014.
- Carlos Roldán-Porta, F. Javier Cárcel-Carrasco, Guillermo Escrivá-Escrivá, Carlos Roldán-Blay, "Maintain maintenance: a look at some threats in the

sector”, *International Journal of Services Technology and Management*, Vol. 20, No. 4-6, pp. 233-250, 2014.

- Guillermo Escrivá-Escrivá, Carlos Roldán-Blay, et al. “An expert punctual advice will change your building energy consumption”, *Energy and Buildings*, 2015, Under review.

SOBRE EL AUTOR

Carlos Roldán Blay nació en Valencia (España) en 1987. En septiembre de 2010 acabó sus estudios de Ingeniería Industrial de especialidad Eléctrica en la Universitat Politècnica de València obteniendo una Mención Especial por su expediente académico. Dada su buena trayectoria académica, ha disfrutado de una beca del Programa Estatal de Formación de Profesorado Universitario, concedida por el Ministerio de Educación, Cultura y Deporte. Además, en 2014 obtuvo una beca para estancias breves del citado Ministerio y pasó tres meses en la Brunel University London colaborando con el grupo de investigación del CSEF y ampliando sus líneas de investigación hacia la rama de la eficiencia térmica y el diseño sostenible de edificios.

Durante la elaboración del doctorado ha colaborado en la propuesta y desarrollo de proyectos europeos junto con su grupo de investigación del Instituto Universitario de Investigación de Ingeniería Energética. Actualmente es profesor del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universitat Politècnica de València, donde imparte docencia en varias asignaturas de electricidad (como teoría de circuitos o líneas y redes de alta tensión). Así mismo, es estudiante de cuarto curso del Grado en Matemáticas en la Universitat de València.

Cuenta con una sólida experiencia en programación y desarrollo de software, haciendo uso de lenguajes como C, C++, Visual Basic, tratamiento de bases de datos con SQL, y desarrollo web con HTML y PHP, entre otros. Sus principales líneas de investigación se centran en las smart grids, el control y optimización de la gestión de recursos, la respuesta de la demanda, la medida y verificación y la eficiencia y gestión energética en edificios.