

TESIS DOCTORAL

2016

**APLICABILIDAD DEL CALOR RESIDUAL DE
CENTRALES TÉRMICAS SITAS EN LA UE-28
EN REDES DE CALEFACCIÓN URBANA**

AUTOR: ENRIQUE ROSALES ASENSIO

INGENIERO INDUSTRIAL

**PROGRAMA DE DOCTORADO
EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES**

DIRECTOR Y TUTOR: Dr. ANTONIO COLMENAR SANTOS

**TESIS DOCTORAL
2016**

**APLICABILIDAD DEL CALOR RESIDUAL DE
CENTRALES TÉRMICAS SITAS EN LA UE-28
EN REDES DE CALEFACCIÓN URBANA**

AUTOR: ENRIQUE ROSALES ASENSIO

INGENIERO INDUSTRIAL

**PROGRAMA DE DOCTORADO
EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES**

DIRECTOR Y TUTOR: Dr. ANTONIO COLMENAR SANTOS

Agradecimientos

En primer lugar me gustaría mostrar mi agradecimiento a Antonio Colmenar Santos y David Borge Diez por su apoyo. Sin ellos, esta tesis doctoral no hubiera sido posible.

También les estoy agradecido a los expertos contactados que nos brindaron su ayuda; en particular, y muy especialmente a Poul Alberg Østergaard, Capezzali Massimiliano, Kevin Sartor, Erwin Cornelis, Chiara Wolter, Alexandra Tudoroiu, Olu Ogunbadejo, Aleksandrs Zajacs, Carsten Magass, Helen Andrews Tipper, Daniel Wright, Robert Purdon, Peter Connor, Anthony Granville, David Hawkey, Torben Hermansen, Rasmus Aaen, Dag Henning, Olof Hjelm, David Appeblad, Monika Kuusela, Kohopää Antti, Anna Krook-Riekkola, David Andrews, Francisco José Macías Benigno, Luca Angelino, Ana Stojilovska, Andrey Viktorovich Kovalev, Meegan Kelly, Gunnar Boye Olesen, Poul Erik Grohnheit, Henrik Klinge Jacobsen, Erik Ahlgren, Mark Barrett, Ginés de Rus-Mendoza, Massimo Florio, Marco Ponti, Arturo Lorenzoni, Jonathan Healy, Aviel Verbruggen, Yamina Saheb y Marta Santamaría.

Enrique Rosales Asensio

Doctorando en Tecnologías Industriales

Madrid, 2016

Tesis doctoral: APLICABILIDAD DEL CALOR RESIDUAL DE CENTRALES TÉRMICAS SITAS EN LA UE-28 EN REDES DE CALEFACCIÓN URBANA

(elaborada en el Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Control de la Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales de la UNED)

Autor: Enrique Rosales Asensio
(Ingeniero Industrial)

Director y Tutor: Dr. Antonio Colmenar Santos

El tribunal nombrado para juzgar la tesis arriba indicada, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocal:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Madrid, 2016

El Secretario del Tribunal

A mi familia

Resumen y objetivos

Alrededor del 80% de la energía utilizada en viviendas tiene como fin último proporcionar calefacción y agua caliente, lo que significa que potencialmente existirían unos 15 000 PJ/año (4100 TWh) a ser satisfechos a través del calor residual de las centrales térmicas o de las industrias. Esta cantidad es inferior al calor residual emitido por las centrales térmicas sitas en la UE-28(19 608 PJ/año), el cual es en su mayoría enviado a torres de refrigeración y generalmente no utilizado para calefactar edificaciones ya que está a una temperatura demasiado baja (típicamente 30 °C para grandes centrales térmicas) para poder ser empleado económicamente. En la actualidad la calefacción se consigue principalmente a través de combustibles fósiles, lo cual crea problemas económicos, medioambientales y de dependencia energética (nótese que el coste total de energía importada en el año 2013 en la UE-28 fue de 405,8 millardos de euros, no llegando la exportada a los 10 millardos de euros).

El propósito de esta tesis es investigar la factibilidad de la utilización conjunta de redes de calefacción urbana y cogeneración en la UE-28, proponer medidas para eliminar las barreras que lastran su implantación generalizada, formular políticas que permitan dicha implantación, y evaluar las repercusiones económicas, energéticas y medioambientales resultantes de la misma.

Para ello, se ha llevado a cabo una evaluación preliminar sobre el coste probable y el impacto de adoptar una utilización generalizada de redes de calefacción urbana y cogeneración al estudiar tres ciudades con condiciones climáticas representativas de la UE-28. A

partir de los resultados de dicha evaluación pudo estimarse que, para toda la UE-28 y llevando a cabo la máxima implementación económicamente factible se produciría un ahorro de 95 millardos de euros al año en combustibles y una disminución relativa a la energía primaria demandada de 6400 PJ, todo ello a través de una inversión anualizada de 315 millardos de euros. Esto representa alrededor del 15% del consumo de energía total final de la UE-28 para el año 2013 (46 214,5 PJ). Esta cantidad sería incluso mayor si en esta tesis se hubieran considerado, aparte de las plantas térmicas convencionales, las centrales nucleares existentes en la UE-28.

Para conseguir su pleno desarrollo, las empresas que se encarguen de explotar aquellos esquemas que utilicen conjuntamente redes de calefacción urbana y cogeneración deberían disfrutar de unos poderes cuasi-gubernamentales, de tal manera que se reduzcan significativamente los riesgos del mercado y consecuentemente los costes de financiación. Es esencial que todas las evaluaciones económicas relativas a la utilización conjunta de redes de calefacción urbana y cogeneración se lleven a cabo a través de una tasa de descuento adecuada para proyectos infraestructurales (tasa de descuento "social"), la cual y para aquellos proyectos que estén localizados en Europa Occidental es, atendiendo a recomendaciones de la Comisión Europea, de un 3,5%.

Abstract and aims

The purpose of this doctoral dissertation is to investigate the possible potential of the joint use of district heating networks and cogeneration in the EU-28, propose measures to remove barriers hindering its widespread implementation, formulate policies for such implementation, and evaluate the economic, energy, and environmental consequences resulting therefrom.

To this end, a preliminary assessment of the likely cost and the impact of adopting the widespread use of district heating networks and cogeneration was carried out in three cities with different representative climatic conditions of the EU-28. From the results of this assessment, it could be estimated that for all the EU-28 and undertaking the maximum economically feasible implementation, a fuel savings of 95 milliard euros a year and a savings of the required primary energy of 6400 PJ would occur, all through an annual investment of 315 milliard euros. This represents about 15% of the total final energy consumption in the EU-28 in 2013 (46 214,5 PJ). This amount would be even greater if this doctoral dissertation would have considered, apart from conventional thermal plants, nuclear power plants existing in the EU-28.

To achieve their full development, companies in charge of exploiting those schemes which jointly use district heating networks and cogeneration should enjoy quasi-governmental powers to create significantly reduced market risks and, therefore, reduced funding costs. It is essential that all economic evaluations of the joint use of district heating networks and cogeneration are carried out using an

appropriate discount rate for infrastructural projects (“social” discount rate), which for projects that are located in Western Europe is 3,5% following the recommendations of the European Commission.

About 80% of the energy used in homes has as the ultimate goal of providing heat and hot water; this means that there would be potentially 15 000 PJ/year (4100 TWh) to be satisfied through the waste heat from power plants. This amount is less than the residual heat emitted by power plants located in the EU-28, at 19 608 PJ/year, which is mostly sent to cooling towers and not used for heating buildings as it is at too low a temperature (typically 30 °C for large thermal power plants) to be used economically. Currently, heating is mainly obtained from fossil fuels, which creates economic, environmental, and energy dependency problems. It should be noted that the total cost of imported energy in the EU-28 for the year 2013 was 405,8 billion euros, whereas the exported energy was barely 10 billion euros.

Índice

| | |
|---|-------------|
| Agradecimientos | iii |
| Resumen y objetivos | ix |
| Abstract and aims | xi |
| Índice | xiii |
| Lista de símbolos, abreviaturas y siglas | xix |
| Lista de figuras | xxv |
| Lista de tablas | xxix |
| 1 INTRODUCCIÓN | 1 |
| 2 SITUACIÓN ACTUAL, POTENCIAL Y PROPUESTA DE ESTRATEGIA ENERGÉTICA | 9 |
| 2.1 <i>Introducción</i> | 10 |
| 2.2 <i>Material y métodos</i> | 15 |
| 2.3 <i>Marco teórico</i> | 17 |
| 2.4 <i>Resultados</i> | 20 |
| 2.5 <i>Discusión</i> | 29 |

| | | |
|----------|---|-----------|
| 2.6 | <i>Conclusiones</i> | 33 |
| 3 | MEDIDAS PARA ELIMINAR BARRERAS INSTITUCIONALES Y FINANCIERAS | 35 |
| 3.1 | <i>Introducción</i> | 36 |
| 3.2 | <i>Material y métodos</i> | 42 |
| 3.3 | <i>Barreras institucionales y financieras identificadas</i> | 46 |
| 3.3.1 | Competencia distintiva y efecto del modelo de negocio | 46 |
| 3.3.2 | Volatilidad de los precios de combustible y de la electricidad | 47 |
| 3.3.3 | Otras razones | 48 |
| 3.4 | <i>Medidas para eliminar o mitigar las barreras identificadas</i> | 51 |
| 3.4.1 | Competencia distintiva y modelo de negocio | 53 |
| 3.4.2 | Volatilidad de los precios de combustible y de la electricidad | 54 |
| 3.4.3 | Inversión a largo plazo | 54 |
| 3.4.4 | Marco regulatorio | 57 |
| 3.4.5 | Regulación y distorsión del precio de la energía | 59 |
| 3.4.6 | Liberalización del mercado energético | 59 |
| 3.4.7 | Prioridades, experiencia y electoralismo de las autoridades locales | 60 |
| 3.5 | <i>Conclusiones</i> | 65 |

| | |
|--|-----------|
| 4 RECONCILIACIÓN DE LA TASA DE DESCUENTO SOCIAL CON LA INICIATIVA PRIVADA | 67 |
| 4.1 <i>Introducción</i> | 68 |
| 4.2 <i>Marco Teórico</i> | 71 |
| 4.2.1 <i>Análisis coste–beneficio</i> | 73 |
| 4.2.2 <i>Método del valor presente neto</i> | 74 |
| 4.2.3 <i>Tasas de descuento sociales y privadas</i> | 75 |
| 4.3 <i>Medidas propuestas</i> | 80 |
| 4.4 <i>Papel del Estado en la selección de la tasa de descuento</i> | 84 |
| 4.5 <i>Conclusiones</i> | 91 |
| 5 ESTUDIO DE CASOS ATENDIENDO A CONDICIONES CLIMÁTICAS | 93 |
| 5.1 <i>Introducción</i> | 94 |
| 5.2 <i>Material y métodos</i> | 99 |
| 5.2.1 <i>Costes anuales</i> | 100 |
| 5.2.1.1 <i>Costes de equipamiento e infraestructuras</i> | 100 |
| 5.2.1.2 <i>Costes fijos de operación y mantenimiento</i> | 101 |
| 5.2.1.3 <i>Costes variables de operación y mantenimiento</i> | 101 |
| 5.2.1.4 <i>Costes de combustible</i> | 102 |
| 5.2.1.5 <i>Ingresos totales anuales procedentes de la electricidad vendida</i> | 102 |
| 5.2.2 <i>Factores de conversión y de emisión</i> | 103 |

| | | |
|----------|---|------------|
| 5.3 | <i>Cálculo</i> | 105 |
| 5.3.1 | Centrales eléctricas y redes de calefacción y refrigeración urbana | 108 |
| 5.3.2 | Número de usuarios y energía demandada | 112 |
| 5.4 | <i>Resultados</i> | 115 |
| 5.4.1 | Oldemburgo-Wilhelmshaven | 115 |
| 5.4.1.1 | Análisis de sensibilidad | 117 |
| 5.4.2 | Bristol | 118 |
| 5.4.2.1 | Análisis de sensibilidad | 119 |
| 5.4.3 | Cartagena | 120 |
| 5.4.3.1 | Análisis de sensibilidad | 121 |
| 5.5 | <i>Discusión</i> | 122 |
| 5.6 | <i>Conclusiones</i> | 124 |
| 6 | CONCLUSIONES, SUGERENCIAS Y FUTUROS DESARROLLOS | 127 |
| 6.1 | <i>Conclusiones</i> | 127 |
| 6.2 | <i>Sugerencias y futuros desarrollos</i> | 131 |
| 7 | VALIDACIÓN | 135 |
| 7.1 | <i>Congresos</i> | 135 |
| 7.1.1 | Presentación de resultados Capítulo 2 en conferencias internacionales | 135 |
| 7.1.2 | Presentación de resultados Capítulo 3 en conferencias internacionales | 136 |

| | | |
|----------|---|------------|
| 7.1.3 | Presentación de resultados Capítulo 4 en conferencias internacionales | 137 |
| 7.1.4 | Presentación de resultados Capítulo 5 en conferencias internacionales | 137 |
| 7.2 | <i>Intercambios</i> | 138 |
| 7.3 | <i>Publicaciones resultantes de esta tesis doctoral</i> | 141 |
| 7.3.1 | Publicación de resultados Capítulo 2 en revistas de alto factor de impacto | 141 |
| 7.3.2 | Publicación de resultados Capítulo 3 en revistas de alto factor de impacto | 142 |
| 7.3.3 | Publicación de resultados Capítulo 4 en revistas de alto factor de impacto | 144 |
| 7.3.4 | Publicación de resultados Capítulo 5 en revistas de alto factor de impacto | 145 |
| 8 | BIBLIOGRAFÍA | 147 |
| | ANEXOS | 189 |
| | <i>Anexo A. Diagrama Sankey con el balance energético de la UE para el año 2012</i> | 189 |
| | <i>Anexo B. Histórico de precios para calefacción urbana y cuota de mercado</i> | 190 |
| | <i>Anexo C. Tecnología de transporte de calor a gran escala</i> | 192 |
| | <i>Anexo D. Distribución de calor en sistemas de calefacción urbana modernos</i> | 194 |

| | |
|---|-----|
| <i>Anexo E. Almacenamiento térmico en acumuladores para sistemas de calefacción urbana</i> | 196 |
| <i>Anexo F. Refrigeración urbana</i> | 199 |
| <i>Anexo G. Invariabilidad del combustible empleado y eficiencia</i> | 204 |
| <i>Anexo H. Cogeneración, calefacción urbana y ciudades inteligentes: El caso de Copenhague</i> | 205 |
| <i>Anexo I. Información adicional sobre turbinas de extracción–condensación y de contrapresión</i> | 209 |
| <i>Anexo J. Comparativa del almacenamiento de calor para distintos sistemas de calefacción urbana</i> | 213 |
| <i>Anexo K. Datos de apoyo para las tablas 5-9 a 5-14</i> | 214 |

Lista de símbolos, abreviaturas y siglas

| | |
|----------|--|
| AC_t | costes totales anualizados de capital |
| $A(n,d)$ | factor de anualidad para un equipamiento de n años y tasa de descuento d |
| AT | Austria |
| BE | Bélgica |
| BG | Bulgaria |
| ca. | <i>circa</i> (aproximadamente) |
| CA | costes anuales |
| CER | calefacción a través de energías renovables |
| Cmto. | crecimiento |
| c_t | coste de capital para una tecnología dada |
| CTC | central térmica de carbón |
| CTCC | central térmica de ciclo combinado |
| CY | Chipre |

| | |
|-----|--|
| CZ | República Checa |
| d | tasa de descuento |
| DE | Alemania |
| DK | Dinamarca |
| DN | diámetro nominal |
| DNL | disponibilidad |
| EEl | energía empleada en generar electricidad |
| EE | Estonia |
| EES | energía eléctrica de salida |
| EJ | exajulio (10^{18} J) |
| EM | Estado miembro |
| ES | España |
| f | costes totales anuales de combustible |
| FC | factor de conversión |
| FE | factor de emisión |
| FI | Finlandia |
| FR | Francia |
| GJ | gigajulios (10^9 J) |
| GN | gas natural |
| GR | Grecia |
| GWh | gigavatio-hora (10^9 Wh) |

| | |
|-----|---|
| HR | Croacia |
| HU | Hungría |
| IE | Irlanda |
| IT | Italia |
| kt | kilotonelada |
| kWh | kilovatio-hora (10^3 Wh) |
| LT | Lituania |
| LU | Luxemburgo |
| LV | Letonia |
| ms | flujo másico de vapor |
| MT | Malta |
| MW | megavatio (10^6 W) |
| MWt | megavatio térmico (10^6 Wt) |
| m·X | costes totales anuales fijos de operación y mantenimiento (incluye costes de operación del personal de la planta, impuestos, seguros y otros servicios) |
| n | tiempo de vida de la tecnología |
| NL | Países Bajos |
| NPV | valor presente neto |
| PL | Polonia |
| PJ | petajulio (10^{15} J) |

| | |
|-------------|---|
| PT | Portugal |
| Pt | potencia térmica |
| PTD | pérdidas en las redes de transporte y distribución |
| RCE | relación calor/electricidad |
| RCU | redes de calefacción urbana |
| REV | ingresos totales anuales procedentes de la electricidad vendida |
| RO | Rumanía |
| RPTC | reconversión plantas térmicas convencionales |
| R_t | flujo de caja neto para un tiempo t |
| SE | Suecia |
| SK | Eslovaquia |
| t | tiempo (en años) del flujo de caja con respecto al comienzo del proyecto |
| TWh | teravatio-hora (10^{12} Wh) |
| UK | Reino Unido |
| VU | vida útil |
| $v \cdot X$ | costes totales anuales variables de operación y mantenimiento (incluye costes de mantenimiento y de materiales variables) |
| X | potencia nominal de una tecnología dada |
| η_{BP} | eficiencia eléctrica en modo contrapresión |
| η_c | eficiencia de refrigeración |

| | |
|----------|---|
| η_e | eficiencia eléctrica en modo condensación |
| H_h | eficiencia térmica |

Lista de figuras

| | |
|--|----|
| Ilustración 2-1. Balance energético para los países de la UE-28 | 8 |
| Ilustración 2-2. Consumo energético en viviendas sitas en la Unión Europea por utilización final de la energía. | 12 |
| Ilustración 2-3. Cuota energética (a) y producción de cada fuente energética presente en redes de calefacción urbana sitas en la UE-28 (b) | 13 |
| Ilustración 2-4. Coste de reducción del CO ₂ para una vivienda típica del Reino Unido | 19 |
| Ilustración 2-5. Comparación de diferentes soluciones energéticas con bajas emisiones de dióxido de carbono | 20 |
| Ilustración 2-6. Diferentes escenarios para el calor suministrado por redes de calefacción urbana y plantas cogeneradoras sitas en la UE hasta el año 2050 | 18 |
| Ilustración 2-7. Consumo de energía útil para calefacción en gigajulios por m ² y días de calefacción con respecto al porcentaje de | |

| | |
|--|-----|
| calefacción centralizada para algunos Estados miembros de la UE | 31 |
| Ilustración 3-1. Consumo de energía primaria previsto en la UE hasta el año 2050 | 40 |
| Ilustración 3-2. Ahorro de energía primaria esperado en la UE hasta el año 2050 | 40 |
| Ilustración 3-3. Ciudades con una población de más de 5000 habitantes y redes de calefacción urbana en la UE | 41 |
| Ilustración 4-1. Tasas de descuento propuestas por la Dirección General de Política Regional y Urbana de la UE, Francia y Reino Unido. | 88 |
| Ilustración 5-1. Diagrama esquemático de una planta cogeneradora para generación eléctrica y calefacción urbana basada en una turbina de extracción–condensación | 95 |
| Ilustración 5-2. Demanda mensual de calor, agua caliente y frío en Oldemburgo-Wilhelmshaven, Bristol y Cartagena. | 113 |
| Ilustración A-1. Diagrama Sankey con el balance energético de la UE para el año 2012 | 189 |
| Ilustración B-1. Precio del calor proporcionado por redes de calefacción urbana sitas en Europa para el período 2008-2012 | 190 |
| Ilustración B-2. Porcentaje de ciudadanos que tienen acceso a redes | |

| | |
|---|-----|
| de calefacción urbana para diferentes países de la OECD | 191 |
| Ilustración B-3. Contribución de la cogeneración en la producción eléctrica para diferentes países de la OECD | 191 |
| Ilustración C-1. Sistema de transporte de calor de Aarhus | 193 |
| Ilustración C-2. Tuberías para el transporte de calor a gran escala (2 x DN 1200) entre Melnik y Praga | 194 |
| Ilustración E-1. Acumulador térmico directamente conectado a un sistema de calefacción urbana | 198 |
| Ilustración E-2. Acumulador con separación hidráulica con respecto al sistema de calefacción urbana | 198 |
| Ilustración F-1. Comparativa entre los diámetros de tuberías teniendo en cuenta las diferencias entre la temperatura de ida y la de vuelta | 200 |
| Ilustración F-2. Capacidad de refrigeración de enfriadores por absorción en relación a la temperatura del agua | 202 |
| Ilustración F-3. Comparativa de los costes de refrigeración por compresión y refrigeración por absorción (excluyendo los costes de construcción de las redes) para una potencia comprendida entre 300 kW y 500 kW y 1000 horas de operación a plena carga | 203 |
| Ilustración F-4. Comparativa del coste de inversión para diferentes máquinas frigoríficas | 204 |

| | |
|--|-----|
| Ilustración H-1. Sistema de calefacción de Copenhague | 209 |
| Ilustración I-1. Límites de operación de una turbina de extracción–condensación | 211 |
| Ilustración I-2. Operación con una turbina de contrapresión (a) y operación flexible con una turbina de extracción–condensación (b) en plantas cogeneradoras | 213 |

Lista de tablas

| | |
|---|----|
| Tabla 2-1. Potencial utilización conjunta de cogeneración y redes de calefacción urbana en el Reino Unido para varias tasas de descuento | 18 |
| Tabla 2-2. Potencia instalada por Estado miembro para conseguir una plena reconversión de centrales térmicas convencionales en plantas cogeneradoras | 19 |
| Tabla 2-3. Cálculo del calor anual obtenido a partir de la reconversión de centrales térmicas convencionales sitas en la UE-28 | 24 |
| Tabla 2-4. Análisis del potencial técnico de las redes de calefacción urbana | 26 |
| Tabla 2-5. Plantas térmicas convencionales (no reconvertidas a plantas cogeneradoras) con una potencia nominal de más de 300 MW sitas a una distancia de menos de 75 km de núcleos urbanos de más de 100 000 habitantes | 28 |
| Tabla 2-6. Consumo de energía térmica por sector para Irlanda | |

| | |
|--|-----|
| (2008 – 2020) | 28 |
| Tabla 3-1. Barreras institucionales y financieras más significativas al despegue de las redes de calefacción y la cogeneración en la UE–28 | 50 |
| Tabla 3-2. Medidas propuestas para hacer frente a las barreras institucionales y financieras que limitan el desarrollo de las redes de calefacción urbana y la cogeneración en la UE–28 | 63 |
| Tabla 4-1. Medidas propuestas para reconciliar la tasa de descuento social propuesta por la UE para proyectos infraestructurales con la iniciativa privada | 83 |
| Tabla 5-1. Precios asumidos de la electricidad en mercados al contado y para consumidores domésticos, del carbón y del gas natural (tanto para consumidores industriales como domésticos) para Oldemburgo-Wilhelmshaven, Bristol y Cartagena | 102 |
| Tabla 5-2. Mix eléctrico para el año 2012 para los países de las ciudades estudiadas | 88 |
| Tabla 5-3. Factores de conversión de energía primaria, eficiencia y factores de emisión utilizados para las centrales estudiadas | 88 |
| Tabla 5-4. Centrales térmicas convencionales evaluadas | 109 |
| Tabla 5-5. Parámetros tecno-económicos utilizados para las centrales eléctricas seleccionadas | 109 |

| | |
|--|-----|
| Tabla 5-6. Parámetros tecno-económicos de equipos individuales y centralizados, redes y componentes necesarios para suministrar calor y frío a consumidores | 110 |
| Tabla 5-7. Cálculo del número de consumidores (residenciales y no residenciales) que pueden abastecerse durante la demanda pico y demanda anual para calefacción y refrigeración | 114 |
| Tabla 5-8. Características de las opciones para la implantación de redes de calefacción urbana en las ciudades evaluadas | 98 |
| Tabla 5-9. Resumen de los resultados obtenidos para Oldemburgo-Wilhelmshaven con una tasa de descuento del 3,5% | 117 |
| Tabla 5-10. Coste total del sistema para cada caso evaluado y tasas de descuentos empleadas en Oldemburgo-Wilhelmshaven | 118 |
| Tabla 5-11. Resumen de los resultados obtenidos para Bristol | 119 |
| Tabla 5-12. Coste total del sistema para cada caso evaluado y tasas de descuentos empleadas en Bristol | 119 |
| Tabla 5-13. Resumen de los resultados obtenidos para Cartagena con una tasa de descuento del 3,5% | 121 |
| Tabla 5-14. Coste total del sistema para cada caso evaluado y tasas de descuentos empleadas en Cartagena | 122 |
| Tabla C-1. Comparativa del coste de transporte de calor dependiendo del diámetro y de la longitud de la tubería | 192 |

| | |
|---|-----|
| Tabla J-1. Acumuladores de calor para diferentes plantas cogeneradoras danesas | 213 |
| Tabla K-1. Costes anualizados para el Caso Base de Oldemburgo-Wilhelmshaven para una tasa de descuento del 3,5% | 198 |
| Tabla K-2. Costes anualizados para el Caso COGEN–a1 de Oldemburgo-Wilhelmshaven para una tasa de descuento del 3,5% | 198 |
| Tabla K-3. Costes anualizados para el Caso COGEN–a2 de Oldemburgo-Wilhelmshaven para una tasa de descuento del 3,5% | 199 |
| Tabla K-4. Costes anualizados para el Caso Base de Bristol a una tasa de descuento del 3,5% | 216 |
| Tabla K-5. Costes anualizados para el Caso COGEN–a1 de Bristol a una tasa de descuento del 3,5% | 217 |
| Tabla K-6. Costes anualizados para el Caso COGEN–a2 de Bristol a una tasa de descuento del 3,5% | 217 |
| Tabla K-7. Costes anualizados para el Caso Base de Cartagena a una tasa de descuento del 3,5% | 218 |
| Tabla K-8. Costes anualizados para el Caso COGEN–a1 de Cartagena a una tasa de descuento del 3,5% | 219 |
| Tabla K-9. Costes anualizados para el Caso COGEN–a2 de | |

| | |
|---|-----|
| Cartagena a una tasa de descuento del 3,5% | 220 |
| Tabla K-10. Costes anualizados para el Caso COGEN–b de Cartagena a una tasa de descuento del 3,5% | 221 |
| Tabla K-11. Costes anualizados para el Caso COGEN–c de Cartagena a una tasa de descuento del 3,5% | 222 |

1 INTRODUCCIÓN

Energy and persistence conquer all things.

Benjamin Franklin

El efecto de las grandes plantas cogeneratoras es idéntico al de una bomba de calor eléctrica en el sentido de que ambas utilizan la electricidad generada en una central eléctrica para aumentar la temperatura del calor residual hasta una temperatura a la cual este calor sea útil en redes de calefacción urbana. Como consecuencia, la cogeneración puede considerarse como una “bomba de calor virtual”, siendo en la práctica la utilización conjunta de redes de calefacción urbana y cogeneración considerablemente más efectiva que una bomba de calor doméstica. El coeficiente de rendimiento (relación entre el calor suministrado por unidad de electricidad utilizada) de las instalaciones cogeneratoras existentes suele estar entre 6 y 10 (pueden conseguirse mayores coeficientes de rendimiento si se emplearan redes de calefacción urbana de baja temperatura). Para el caso de una bomba de calor eléctrica, su coeficiente de rendimiento varía, siendo mayor en verano y menor en invierno (la media a lo largo del año estaría alrededor de 3). Como consecuencia, los gastos relativos a la energía primaria y al CO₂ emitido cuando se eleva la temperatura del calor residual de plantas térmicas convencionales a través de la cogeneración son mucho menores que en los que se incurrirían con otras fuentes de calor.

Las redes de calefacción urbana pueden hacer frente a buena parte de las cargas térmicas industriales y domésticas de una forma económica; lo que entra en conflicto con reducir las cargas de las edificaciones a través de una mejora de un aislamiento que, aunque recomendable, es improbable que consiga el mismo nivel de reducción de emisiones de CO₂ que la utilización conjunta de redes de calefacción urbana y cogeneración. Esto se debe a que las cargas térmicas domésticas son difíciles de disminuir, requiriéndose en todo caso un elevado coste para conseguir un adecuado nivel de aislamiento y una reducción de dichas cargas.

Evidentemente las redes de calefacción, de gas o eléctricas tienen unos determinados factores de simultaneidad, de tal manera que la carga vista por la red es menor que la suma de las cargas pico de todas las edificaciones. Por el contrario, opciones individuales tales como calderas, microcogeneración o bombas de calor tienen que ser diseñadas para las cargas teóricas máximas de las edificaciones y son como consecuencia más costosas. Por lo tanto, existen beneficios considerables resultantes de la integración de redes de calor, gas y electricidad, particularmente debido a la capacidad de las redes de calor de almacenar (de forma mucho más económica que el almacenamiento eléctrico) las demandas pico de calor y absorber y suavizar la energía fluctuante procedente de las renovables.

Teniendo en cuenta su potencial, la utilización del antedicho calor residual tiene aplicaciones prácticas inmediatas ya que previsiblemente podría conseguir como resultado una considerable disminución de las emisiones contaminantes resultantes de la combustión de combustibles fósiles, una reducción de la energía primaria empleada por las plantas térmicas convencionales así como un ahorro en el consumo neto de electricidad. Esta implementación, aunque técnicamente factible, plantea retos institucionales y financieros imposibles de solventar sin las medidas adecuadas.

A pesar de que la innovación propuesta en esta tesis es contraria a la lógica competitiva existente en la mayoría de los Estados miembros de la UE-28 (ya que las organizaciones focales intentarán mantener su *status quo* privilegiado), la utilización generalizada de redes de calefacción urbana y cogeneración no es en sí misma una estrategia disruptiva ya que buena parte de las infraestructuras existentes seguirán siendo utilizables. Es de destacar que la utilización conjunta de redes de calefacción urbana y cogeneración es potencialmente aplicable a buena parte de las cargas localizadas a una distancia “razonable” de una planta térmica (típicamente entre 60 y 70 km) y económicamente ventajosa bajo algunas circunstancias para los países del sur de la UE-28, por lo que la solución propuesta tiene una dimensión paneuropea en términos de retos y mercados energéticos.

Otro considerando a tener en cuenta en relación a la implementación de la estrategia energética propuesta en esta tesis es que la hoja de ruta para la generalización de la utilización conjunta de redes de calefacción urbana y cogeneración deberá abarcar décadas para conseguir su pleno desarrollo (por lo que existe un potencial de mejora de eficiencia energética a lo largo de los años) ya que al tratarse de una inversión infraestructural por definición requerirá una elevada inversión inicial que deberá adaptarse a las realidades de cada Estado miembro.

Aunque la tecnología propuesta en esta tesis se encuentra en un estadio de investigación en el que ha sido validada y probada en ambiente operacional (principalmente en los países nórdicos), lo cierto es que las barreras institucionales y financieras existentes para la mayoría de los Estados miembros son tales que, muchas veces, la participación de potenciales actores relevantes del sector es complicada. Debe notarse que las redes de calefacción urbana son una tecnología fiable, donde el usuario final únicamente necesita de una unidad de consumo compuesta por intercambiadores de calor, bombas y válvulas, por lo que su coste anual de mantenimiento es reducido (al carecer de cámara de combustión, cañones de chimeneas y almacenamiento de

combustible). Además, dichas redes disponen de un almacenamiento intrínseco suficiente para hacer frente a breves cortes en las plantas cogeneradoras y sistemas de carga pico que pueden cubrir cortes más severos. Por otro lado, y aunque se prevé su utilización disminuya paulatinamente, los combustibles fósiles continuarán, con toda probabilidad, siendo un recurso energético relevante durante varias décadas más debido principalmente a la dificultad de reemplazar y construir nuevas centrales eléctricas —por lo que el esquema propuesto en esta tesis es una solución robusta e improbable de ser reemplazado.

Existen algunos ejemplos de cómo países han conseguido minimizar su dependencia de combustibles fósiles importados a través de la utilización conjunta de redes de calefacción urbana y cogeneración. Dinamarca es un ejemplo de país en el que una elevada implantación de este esquema ha posibilitado (desde la crisis del petróleo de 1973) una progresiva disminución de combustibles fósiles importados y uno de los menores consumos de energía primaria per cápita de toda la UE-28.

Nótese que calefactar edificaciones a través de electricidad de origen renovable por medio de la red eléctrica (bien a través de bombas de calor individuales o calefacción directa por resistencia) presenta dificultades prácticas debido a la inversión necesaria para repotenciar las redes eléctricas de distribución y a la necesidad de incrementar las potencias nominales de las centrales eléctricas para hacer frente a las cargas pico. Por su parte, las bombas de calor domésticas al encontrarse conectadas a la red de baja tensión incurrirán en unas pérdidas marginales muy elevadas particularmente en invierno (cuando se dan los consumos pico de calor anuales) al ser necesariamente menos eficientes debido a su menor coeficiente de rendimiento durante esta época del año.

En lo que respecta al almacenamiento de electricidad a gran escala debe tenerse en cuenta que almacenar electricidad de origen renovable para calefactar y refrigerar edificaciones implica una inversión extremadamente costosa ya que deberá hacer frente a la

variabilidad intrínseca de muchas de las fuentes de origen renovable y a que, nuevamente, existirá el problema de distribuir dicha electricidad al usuario final a través de la red de distribución eléctrica que, como ya se ha indicado anteriormente, deberá ser en muchos de los casos repotenciada. Esta problemática se resolvería si se utilizara un almacenamiento mucho más barato y disponible como el que se daría con la combinación de almacenamiento térmico y redes de calefacción urbana.

Para escribir esta tesis se mantuvieron discusiones con expertos a nivel internacional (véase sección “Intercambios”) en plantas térmicas cogeneradoras y redes de calefacción urbana, los cuales aceptaron que se conseguiría un mucho menor coste del calor y unas menores emisiones de CO₂ si las redes de calefacción operaran a baja temperatura (próxima a 75 °C para la ida y 30 °C para el retorno); sin embargo, indicaron que en la actualidad no hay demanda para tales esquemas, lo que ilustra la falta de conciencia sobre sus posibilidades (véase Capítulo 5). A ser posible, las redes de calefacción urbana y cogeneración no deberían emplear las temperaturas tradicionales (típicamente 120 °C ida) debido a que disminuyen la efectividad económica del esquema sino las inferiores temperaturas operacionales antedichas. Estas inferiores temperaturas son mucho más compatibles con otras fuentes de calor renovables tales como la solar o la geotérmica, siendo esencial que el mercado se percate de la existencia de estas opciones y las explore con un mayor grado de detalle de tal manera que se pueda estimular la demanda.

Por consiguiente, el objetivo de esta tesis es proponer una fórmula práctica a través de la cual sacar provecho de parte de las pérdidas del balance energético de la UE-28, las cuales, atendiendo al diagrama Sankey de su balance energético (Ilustración A-1) son en su conjunto del orden de los 40 000 PJ y tienen, suponiendo un

precio del barril de crudo de 100 dólares¹, un valor de mercado de unos 630 millardos de euros². Para ello se emplearía este calor de bajo poder calorífico e inutilizable en primera instancia para calefactar y refrigerar ciudades en redes de calefacción (y refrigeración) urbana y cogeneración —a través de la cual se conseguiría un aumento de la temperatura hasta llegar a ser utilizable. Como se desprende Ilustración A-1, alrededor de 19 000 PJ de estas pérdidas son un subproducto de las centrales eléctricas, las cuales son enviadas a torres de refrigeración y generalmente no utilizadas para calefactar edificaciones ya que están a una temperatura demasiado baja para emplearse económicamente — esta cantidad es considerablemente mayor a la demanda de calefacción para cargas domésticas y comerciales de la UE-28, en la actualidad principalmente satisfechas a partir de combustibles fósiles.

Debido a su competitividad en términos de costes, su flexibilidad en términos de capacidad de utilizar recursos energéticos renovables (tales como la energía geotérmica o la solar térmica) y fósiles (más en concreto el calor residual procedente de la combustión de los mismos) y al hecho de que las antedichas pérdidas del balance energético de la UE pueden ser fácilmente integradas en redes de calefacción urbana (lo cual no sería el caso en un futuro “completamente eléctrico”) hace que, si se propusieran las medidas adecuadas, las redes de calefacción (y refrigeración) urbana y la cogeneración pudieran convertirse en un elemento clave para un futuro con una mayor seguridad energética a la vez de más sostenible. Es precisamente la propuesta de una estrategia energética para la UE-28, posibilitada por esas medidas adecuadas y apoyada por estudios de casos detallados, el principal objetivo (a la vez de logro) resultante de las investigaciones llevadas a cabo en

¹ A pesar del desplome del precio del petróleo que ha llegado, a febrero de 2016 a mínimos de 25 dólares estadounidenses, se ha considerado un precio “típico” del barril de crudo (nótese que en junio del 2008 el mismo alcanzó los 145 dólares) de 100 dólares

² Para el barril de crudo se ha asumido un contenido energético de 35 MJ/litro, un volumen de 159 litros y una equivalencia euro/dólar estadounidense de 1,13

esta tesis.

Esta tesis ha sido dividida en ocho capítulos y anexos y ha sido redactada de tal manera que aunque, como no podría ser de otra forma, tiene la necesaria ilación para facilitar la “lecturabilidad” de la misma, cada capítulo pueda en cierta medida ser leído de manera independiente —nótese que los Capítulos 2 a 5 han sido redactados de tal manera que puedan ser en sí mismos una publicación científica, véase Capítulo 7 “Validación”.

Después de este primer capítulo que sirve de introducción y con el objeto de poner en contexto los posibles costes y ahorros energéticos calculados para las tres ciudades objeto de estudio del Capítulo 5, el Capítulo 2 asume como objetivo que alrededor del 50% de las demandas de calefacción domésticas y comerciales de la UE-28 sean satisfechas a través de la utilización conjunta de redes de calefacción urbana y cogeneración. Este escenario se compara país por país con el calor disponible suponiendo que todas las plantas térmicas convencionales fueran reconvertidas a plantas cogeneradoras (escenario no factible).

El Capítulo 3 discute las barreras institucionales y financieras para la implementación de redes de calefacción urbana y cogeneración en la UE-28. Para ello puntualiza que las barreras existentes no son tecnológicas y que el esquema redes de calefacción urbana/cogeneración es generalmente ventajoso si se evalúa a nivel nacional, debiéndose en buena medida la razón de su fracaso a barreras institucionales.

El Capítulo 4 presenta una discusión en detalle sobre por qué no hay conflicto en evaluar la viabilidad de esquemas que comprendan la utilización conjunta de cogeneración y redes de calefacción urbana a una tasa de descuento del 3,5% al año (cuando el sector privado demanda una tasa de retorno mucho mayor).

El Capítulo 5 proporciona una evaluación del coste total del esquema propuesto para tres ciudades con condiciones climáticas

representativas de la UE-28 (Cartagena, Bristol y Oldemburgo) y lo compara con el que se tendría con una calefacción (y, en el caso de Cartagena, también refrigeración) a través de gas y electricidad.

En el capítulo sexto se exponen las conclusiones resultantes de la investigación llevada a cabo en esta tesis y se proponen sugerencias y futuros desarrollos relativos a la misma. A continuación, en los capítulos séptimo y octavo se muestran respectivamente elementos validadores de las investigaciones realizadas (tales como congresos, intercambios y publicaciones científicas) y se recoge la bibliografía consultada. Finalmente, y a modo de apéndice documental se reserva una sección para los Anexos, donde se mostrará información adicional para facilitar e ilustrar la comprensión del cuerpo principal de la tesis.

2 SITUACIÓN ACTUAL, POTENCIAL Y PROPUESTA DE ESTRATEGIA ENERGÉTICA

The most common commodity is unrealised potential.

Calvin Coolidge

Cada año en las centrales térmicas convencionales europeas se desaprovecha más calor que el que finalmente utilizan las cargas residenciales y comerciales para calefacción y agua caliente; si este calor residual fuese utilizado (previa revalorización energética) a través de redes de calefacción urbana, se produciría una evidente disminución de los combustibles fósiles importados para calefacción, consiguiéndose como beneficios un incremento de la eficiencia y la seguridad energética, y una minimización de los gases de efecto invernadero emitidos. Teniendo en cuenta que no se espera que la demanda de calor disminuya significativamente a medio plazo, las redes de calefacción urbana ofrecen el mayor potencial para el desarrollo de la cogeneración. Sin embargo, para ello será necesario que se eliminen unas barreras que, lejos de ser tecnológicas, son en su mayoría institucionales y financieras.

El propósito de este capítulo es proporcionar información relativa al potencial que tiene la utilización del calor residual proveniente de plantas térmicas convencionales en redes de calefacción urbana sitas en la UE–28 (posteriormente reconvertidas en plantas cogeneradoras); llevándose para ello a cabo una evaluación preliminar con el objeto de mostrar una estimación del coste de adoptar una estrategia energética en la que las redes de calefacción urbana sean un actor principal del mix energético.

2.1 Introducción

Atendiendo a los balances energéticos simplificados realizados cada año por EUROSTAT (2013 es el último para el que existe información disponible), las centrales térmicas convencionales sitas en la UE–28 desaprovechan más energía (en forma de calor residual) que la que finalmente utilizan los edificios residenciales y comerciales para calefacción [1–3]. Como se desprende de Ilustración 2-1, si este calor residual fuese utilizado (previa revalorización energética a partir de cogeneración) en redes de calefacción urbana, se produciría una notable disminución de los combustibles fósiles demandados (los cuales son en su mayoría importados de terceros países; véase en Anexo G información adicional relativa a la relación electricidad–calor en una planta cogeneradora) y de los gases de efecto invernadero emitidos a la atmósfera, lo que conllevaría beneficios económicos, medioambientales y de seguridad energética.

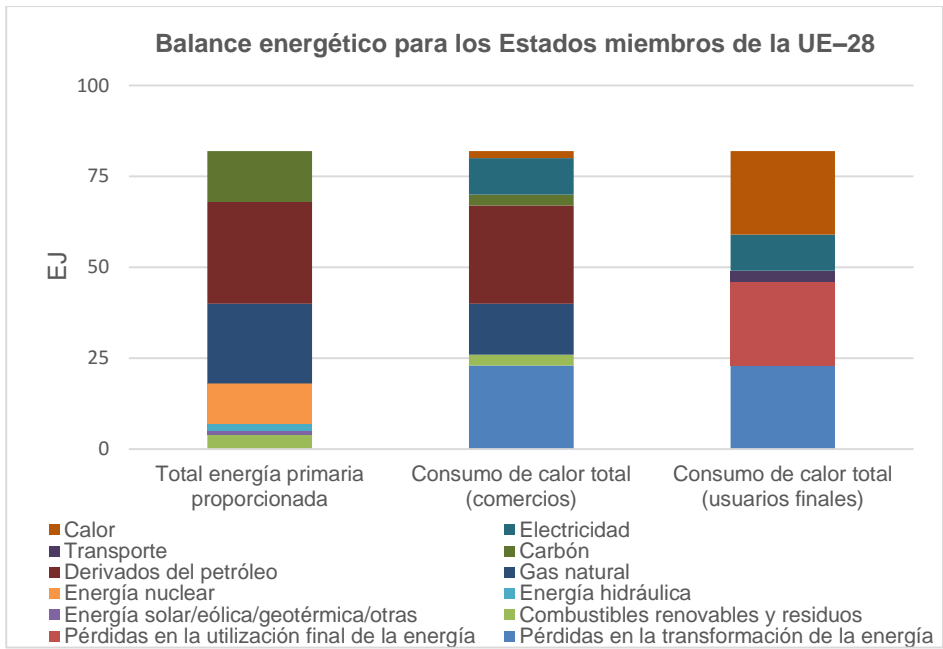


Ilustración 2-1. Balance energético para los países de la UE-28 (año 2013) [3]

Nótese no obstante que solamente con la información obtenida de Ilustración 2-1 no es posible establecer cuánto calor puede utilizarse, ya que muchas centrales necesariamente están localizadas distantes de las cargas térmicas de las ciudades (por ejemplo, las centrales térmicas de lignito tienden a estar ubicadas cerca del lignito o las centrales térmicas de carbón cerca de un puerto del que abastecerse). Sin embargo, detalladas evaluaciones de factibilidad económica [4] han demostrado que, conforme el transcurso del tiempo, puede llegar a ser más beneficioso desde una perspectiva económica el ubicar en las proximidades de las ciudades aquellas centrales que, por el hecho de ser respetuosas con el medioambiente, sean localizables a una menor distancia y desmantelar las antiguas cuando finalice su vida útil; incurriendo en el gasto extra de transporte del carbón o del lignito, el suelo, etc. [4] (con el objeto de poder utilizar el calor residual de las centrales térmicas).

Otra forma de representar el balance energético puede apreciarse en (Ilustración A-1; Anexo A) en la cual se muestra nuevamente la importancia que tiene el calor residual de las centrales térmicas [5].

Como se desprende de Ilustración 2-2, alrededor del 80% de la energía utilizada en viviendas tiene como fin último proporcionar calefacción y agua caliente; esto significa que, de acuerdo con Ilustración A-1, existirían potencialmente unos 15 000 PJ/año (4100 TWh) a ser satisfechos a través del calor residual de las centrales térmicas (nótese que esta cantidad es inferior al calor residual emitido por las centrales térmicas sitas en la UE-28, 19 608 PJ/año; Ilustración A-1).

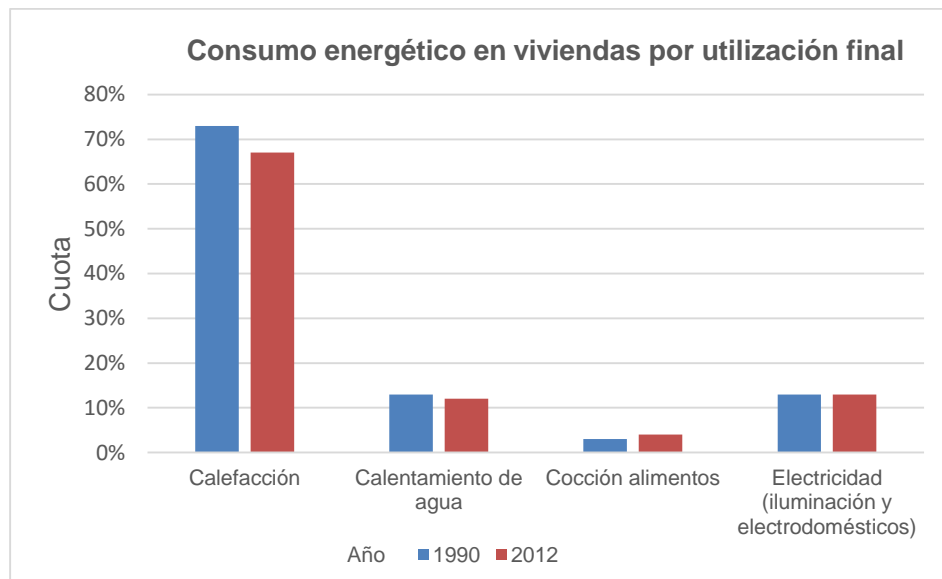
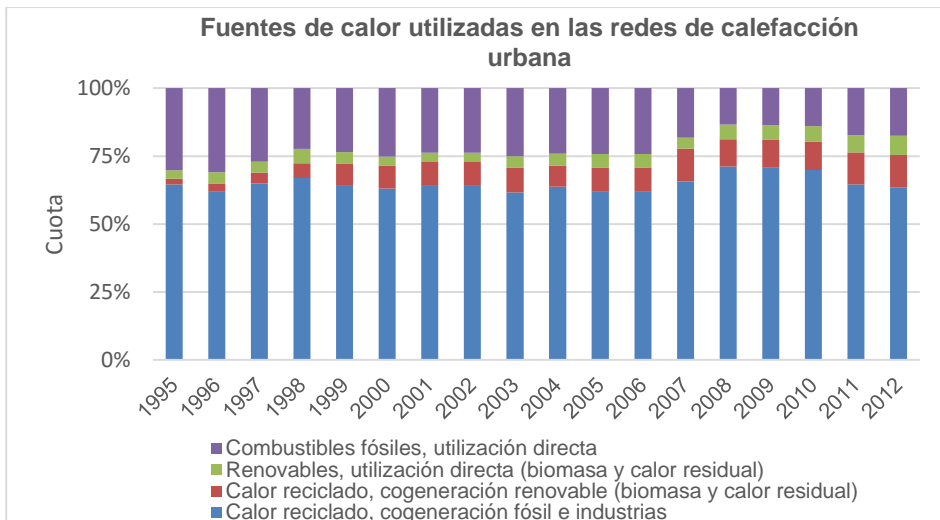
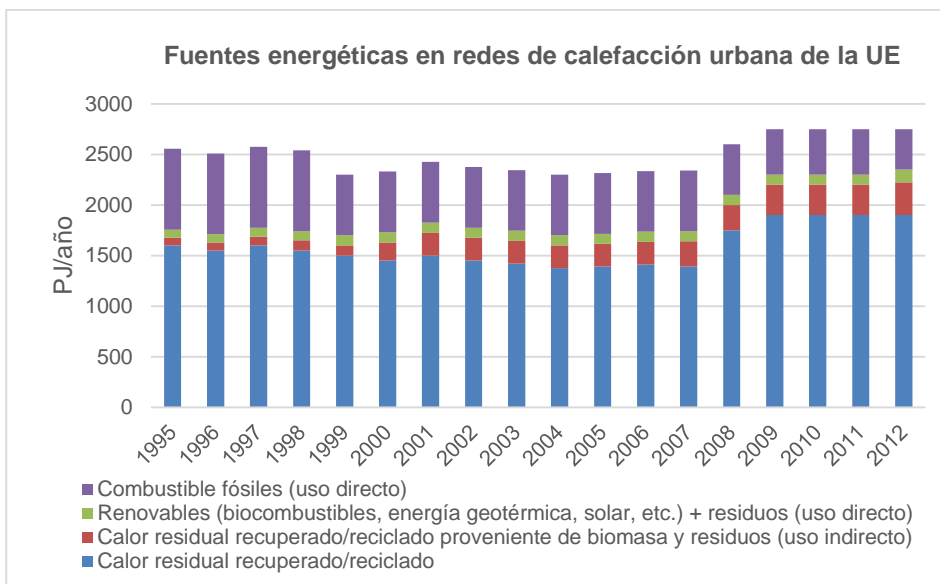


Ilustración 2-2. Consumo energético en viviendas sitas en la Unión Europea por utilización final de la energía. Fuente: Adaptación de [6]

Finalmente, en Ilustración 2-3 se indica la cuota energética para cada recurso presente en redes de calefacción urbana, pudiéndose apreciar que para la Unión Europea la mayor parte del calor proviene del calor residual de las centrales térmicas.



(a)



(b)

Ilustración 2-3. Cuota energética (a) y producción de cada fuente energética presente en redes de calefacción urbana sitas en la UE–28 (b) [7,8]

A pesar de estos datos debe tenerse en cuenta que, debido a la falta de casamiento energético a lo largo del año así como a que el calor residual está a una temperatura muy baja como para ser utilizado (la cogeneración puede llevar a cabo la revalorización energética de estos focos de baja temperatura de una forma económica), no todas estas cargas térmicas pueden ser satisfechas a partir del calor residual de las centrales térmicas, siendo necesaria una estimación de su verdadero potencial (incluyendo suposiciones lo más “reales” posible) y una evaluación económica y medioambiental (reducción de emisiones de efecto invernadero) que contemple una implantación generalizada de redes de calefacción urbana (utilizando como fuente energética el calor residual procedente de plantas térmicas convencionales) en la UE-28, algo que se llevará a cabo en este capítulo.

En esta primera sección de este segundo capítulo se ha realizado un primer acercamiento relativo al balance energético de los Estados miembros de la UE-28 y mencionado la potencialidad de la utilización del calor residual proveniente de centrales térmicas convencionales; por su parte, la sección segunda expondrá la metodología seguida para desarrollar la investigación aquí llevada a cabo; en la sección tercera se mostrarán distintos estudios que evalúan la potencial utilización conjunta de redes de calefacción urbana y cogeneración para diferentes regiones; posteriormente, en la sección cuarta se expondrán diferentes escenarios sobre la evolución de las redes de calefacción urbana y estimará el potencial (económicamente factible) de reconversión de plantas térmicas convencionales en centrales cogeneradoras. Por su parte, la sección quinta se reservará para la discusión y la sexta para las conclusiones, en las que se mostrará las implicaciones (restricciones y beneficios) que tendría la generalización de la utilización conjunta de cogeneración y redes de calefacción urbana en la UE-28. Por último y como información adicional a este segundo capítulo, se han incluido anexos con información relativa a precios de la calefacción urbana (Anexo B), transporte (Anexo C), distribución (Anexo D) y almacenamiento térmico (Anexo E), y presentado el caso de

Copenhague como ejemplo de ciudad que ha sabido conjugar adecuadamente la utilización de electricidad, calefacción urbana, gas natural y gestión de residuos (Anexo H).

2.2 Material y métodos

Para dar solidez documental a la investigación llevada a cabo en este segundo capítulo fue necesario en primera instancia la consulta de más de 100 publicaciones científicas y/o literatura gris en materia de cogeneración y redes de calefacción urbana, lo cual a pesar de no tener carácter absoluto, es una muestra representativa del estado del arte de la materia objeto de estudio. Posteriormente, y con el objeto de conocer el grado de casamiento entre las antedichas publicaciones y la percepción de expertos de los distintos Estados miembros de la UE-28, un total de 9 expertos de 7 países de la Unión Europea (véase sección “Agradecimientos” de esta tesis doctoral) fueron consultados a través de cuestionarios, correspondencia por correo electrónico y/o conversaciones telefónicas.

En lo que respecta a la estimación del potencial de la utilización conjunta de redes de calefacción urbana y cogeneración en la UE-28, fue necesario la consulta de diversas bases de datos. Entre ellas, las más reseñables fueron EUROSTAT y el Registro Europeo de Emisiones y Transferencia de Contaminantes (Agencia Europea de Medio Ambiente). Esta última fue imprescindible para, una vez puestas ciertas restricciones relativas al tipo de central y distancia desde la misma hasta la carga térmica (ciudad más cercana), poder seleccionar aquellas centrales térmicas convencionales potencialmente reconvertibles de una forma económica.

Para la estimación del coste relativo a la demanda de calor, en primera instancia se dividieron los Estados miembros de la UE-28 por zonas, correspondiéndoles a los países del centro y norte de Europa un coste por demanda de energía diferente al de los países

del sur de Europa. Esta discriminación está fundamentada en el hecho de que evidentemente los costes de proporcionar calor a las cargas térmicas disminuirán conforme aumente la demanda. Posteriormente, y con el objeto de conocer el coste de suministrar calor a través de redes de calefacción urbana para diferentes zonas climáticas típicas de la UE-28 se hizo uso de [9]. A la demanda de calor para cada uno de los consumos sitos en el norte y centro de Europa se le asignó un valor de 2000 GWh/año, habiéndose establecido la distancia con respecto a la carga térmica en 75 km. Por su parte, para aquellas cargas localizadas en los países del sur de Europa se estableció un valor tipo de 750 GWh/año de calor y de 400 GWh/año para refrigeración, siendo la distancia en este caso también de 75 km. Nótese que estas condiciones son mucho más restrictivas que las que tienen los casos (detallados) expuestos en [9], habiéndose procedido de esta manera debido a que dichos casos, a pesar de basarse en plantas reales, disfrutaban de unas características para la reconversión (a plantas cogeneradoras) mejores que la que serían consideradas como “típicas”.

Debido al hecho de que calefacción y refrigeración urbanas no son simétricas en aplicabilidad (la calefacción urbana generalmente está orientada a zonas en las que hay edificios de viviendas dentro de una ciudad, mientras que por su parte la refrigeración urbana tiende a estar orientada solamente a la zona centro de las ciudades) y a que el frío no puede transmitirse económicamente para una distancia tan elevada como el calor (la refrigeración urbana está basada en una diferencia de temperaturas mucho menores que la calefacción urbana; véase respectivamente en Anexos D y F información adicional relativa a la distribución de calor y frío en sistemas de calefacción/refrigeración urbana modernos) [10], sería inviable poder transmitir el frío a una distancia de 75 km, por lo que para los países del sur de Europa se ha supuesto el empleo de unidades de absorción que utilicen el calor de la red de calefacción urbana para refrigerar, no siendo por tanto necesario el empleo de tuberías para el transporte de frío a gran escala.

2.3 Marco teórico

Para conocer el verdadero potencial de cualquier tecnología, en este caso la utilización conjunta de cogeneración y redes de calefacción urbana, es preciso realizar una evaluación sobre su factibilidad económica. En la literatura existente es posible encontrar un relativamente elevado volumen de literatura gris y de publicaciones científicas que llevan a cabo análisis de factibilidad relativos a la implantación de redes de calefacción urbana.

Uno de los primeros fue realizado en 1979 por el Ministerio de Energía del Reino Unido en [11], donde se indicaba que la utilización conjunta de cogeneración y redes de calefacción urbana (ya por aquel entonces) era competitiva desde una perspectiva económica con respecto a los combustibles utilizados para hacer frente a la demanda de calefacción (los mayores costes infraestructurales eran contrarrestados con unos costes de operación inferiores). Ya en este estudio se recomendaba el desarrollo de un programa que implementara redes de calefacción urbana asociadas a plantas cogeneradoras. Aunque esta publicación vio la luz hace más de tres décadas los resultados siguen siendo igualmente válidos debido a que, por una parte, las técnicas de instalación de las redes de calefacción urbana han mejorado y los costes disminuido [12]; y por otra, comparativamente los costes relativos al combustible han aumentado más que los costes de las infraestructuras necesarias [13].

En [14] se utiliza una metodología computarizada para estimar el potencial de la utilización conjunta de cogeneración y redes de calefacción urbana para varias tasas de descuento. Como se aprecia en Tabla 2-1, solo en el Reino Unido (con una demanda pico de 60 GW) [15], existe un potencial de 33 GW para esta tecnología (para una tasa de descuento del 3,5%). Debido a condiciones climatológicas similares, este estudio es representativo para buena parte del norte y centro de Europa. Como se desprende de Tabla 2-1 y de Ilustración 2-4, la elección de la tasa de descuento es decisiva para la viabilidad del proyecto.

Tabla 2-1. Potencial utilización conjunta de cogeneración y redes de calefacción urbana en el Reino Unido para varias tasas de descuento [14]

| Potencial utilización conjunta cogeneración- redes de calefacción urbana | Unidades | Tasa de descuento | | |
|---|----------|-------------------|---------|-----|
| | | 3,5% | 6% | 9% |
| Potencial utilización conjunta de cogeneración y redes de calefacción urbana para el Reino Unido | MW | 33 125 | 21 517 | 75 |
| Número total de distritos que podrían alimentarse a través de la utilización conjunta de cogeneración y redes de calefacción urbana | — | 6897 | 4204 | 46 |
| Total electricidad generada | GWh | 189 472 | 123 119 | 518 |
| Ahorro de energía primaria | GWh | 230 358 | 149 686 | 630 |

En [15,16] se estudia de nuevo la posibilidad de utilizar cogeneración y redes de calefacción urbana, llegándose a conclusiones similares. Como se desprende de estas publicaciones, la utilización conjunta de estas tecnologías provocaría uno de los mayores ahorros en cuanto a emisiones de CO₂ se refiere a uno de los menores costes por tonelada no emitida [16,17] (Ilustraciones 2-4 y 2-5).

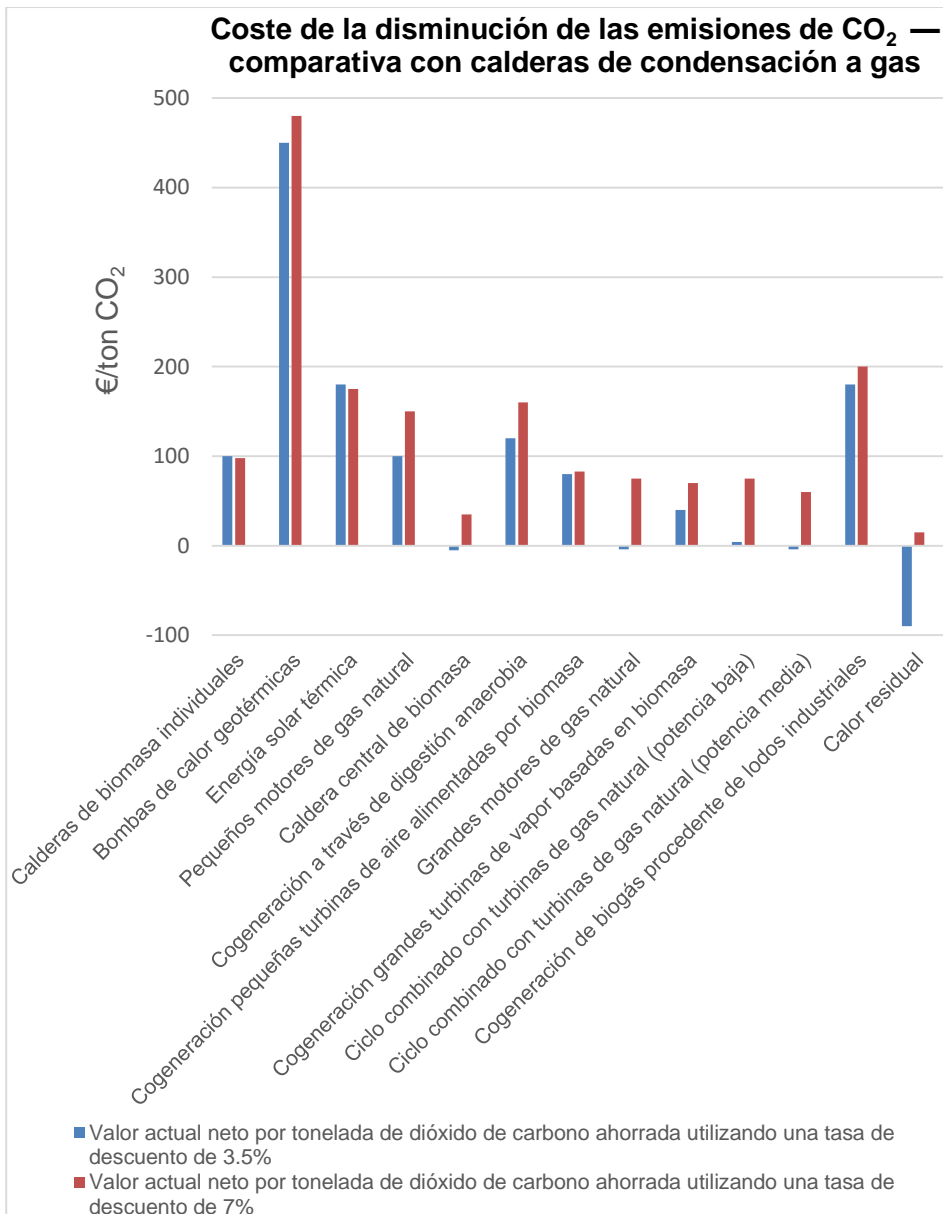


Ilustración 2-4. Coste de reducción del CO₂ para una vivienda típica del Reino Unido [16]

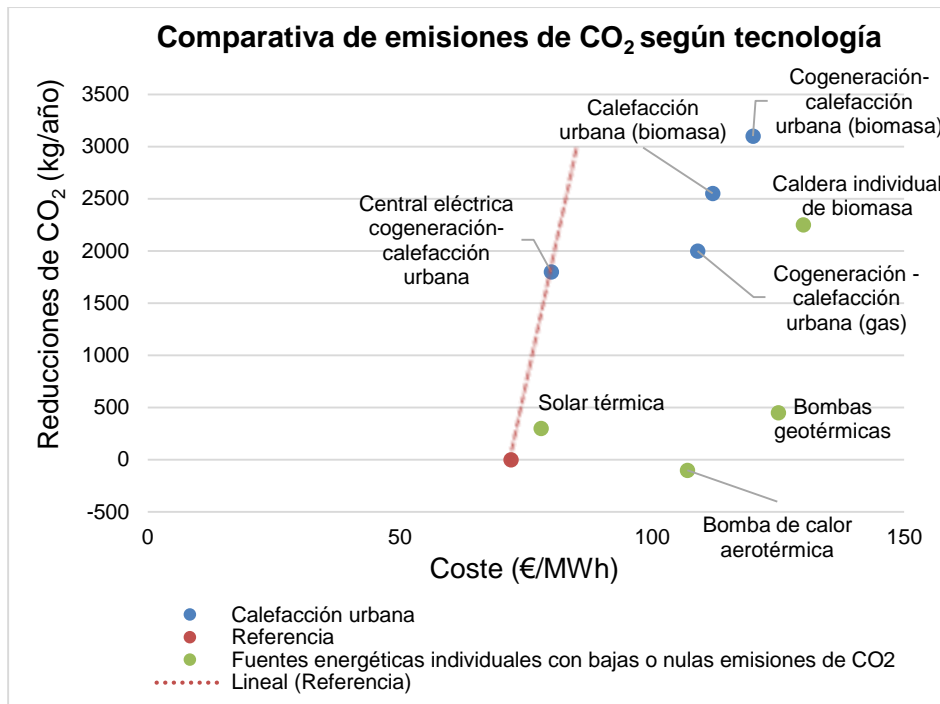


Ilustración 2-5. Comparación de diferentes soluciones energéticas con bajas emisiones de dióxido de carbono [17]

Ya a nivel europeo, [18] confirma la posibilidad de dejar de emitir 400 MtCO₂ al año (lo que supondría una reducción del 9% con respecto a las actuales emisiones) si se doblara la penetración de las redes de calefacción y refrigeración urbanas.

2.4 Resultados

Habida cuenta sus ventajas económicas y medioambientales, la utilización conjunta de cogeneración y redes de calefacción urbana debería experimentar un crecimiento considerable durante los próximos años (Ilustración 2-6) [19]. Para que las redes de calefacción urbana consigan una penetración superior al 90% en

una gran ciudad pueden transcurrir varias décadas (en concreto y para el caso de Copenhague tuvieron que pasar más de 40 años) [20], dependiendo grandemente del compromiso de las autoridades [21] (en Anexo H se incluye información adicional relativa al caso de Copenhague). Nótese que las acciones a tomar para la implantación generalizada de redes de calefacción urbana desde la fase de entrada en el mercado (pasando por la fase de penetración en el mercado) hasta la fase de madurez del mercado dependerá en todo caso de la casuística de cada localización y que por lo tanto, será necesaria una adaptación de las medidas a tomar dependiendo de las circunstancias específicas.

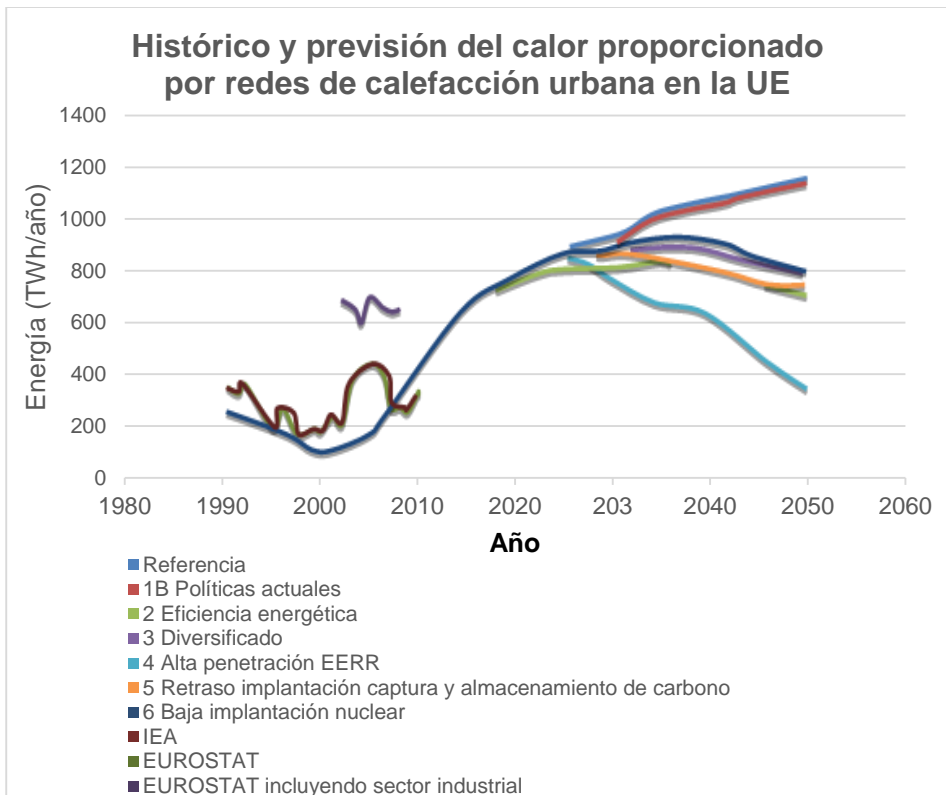


Ilustración 2-6. Diferentes escenarios para el calor suministrado por redes de calefacción urbana y plantas cogeneradoras sitas en la UE hasta el año 2050 [19]

Con el objeto de conocer los posibles costes y ahorros energéticos, se ha asumido como objetivo que el 50% de todas las cargas domésticas y comerciales de calefacción de la UE-28 pueden ser satisfechas a partir del calor residual proveniente de centrales térmicas convencionales y redes de calefacción urbana. Estos resultados se comparan por países suponiendo que las centrales térmicas son reconvertidas en plantas cogeneradoras.

La estimación se ha realizado del siguiente modo:

1. Tabla 2-2, por Estados miembros, da la potencia total instalada de centrales térmicas utilizando combustibles fósiles —columna A.
2. Columna B muestra, por Estado miembro, la potencia total instalada de cogeneración (Tabla 2-2).
3. Columna C presenta la cuota de la cogeneración en la producción eléctrica de cada Estado miembro (Tabla 2-2).
4. Columna D (Tabla 2-2) muestra la potencia instalable en la UE-28 suponiendo que el 100% de las centrales térmicas (convencionales) que utilicen combustibles fósiles son reconvertidas en plantas cogeneradoras (aunque no todo el calor sea utilizado debido a que el mismo es superior a la demanda real).

Tabla 2-2. Potencia instalada por Estado miembro para conseguir una plena reconversión de centrales térmicas convencionales en plantas cogeneradoras.

Fuente: Adaptación de [22,23]

| EM | A | B | C | D |
|----|--|---|--|--|
| | Potencia instalada procedente de centrales térmicas convencionales [22] (GW) | Potencia instalada cogeneración [23] (GW) | Cuota de la cogeneración en la producción de electricidad [23] | Máxima reconversión plantas cogeneradoras (GW) |
| | 2013 | 2013 | 2013 | Visión |
| AT | 6,3 | 4,4 | 14,4% | 1,9 |
| BE | 7,6 | 2,3 | 15,2% | 5,3 |
| BG | 4,6 | 1,2 | 8,5% | 3,4 |
| CY | 1,6 | 0,0 | 1,4% | 1,6 |

| EM | A | B | C | D |
|-------|---|--|--|--|
| | Potencia instalada procedente de centrales térmicas convencionales [22] (GW) | Potencia instalada cogeneración [23] (GW) | Cuota de la cogeneración en la producción de electricidad [23] | Máxima reconversión plantas cogeneradoras (GW) |
| | 2013 | 2013 | 2013 | Visión |
| CZ | 10,5 | 4,6 | 13,7% | 5,9 |
| DE | 82,0 | 27,0 | 12,4% | 55,0 |
| DK | 7,6 | 5,7 | 50,6% | 1,9 |
| EE | 2,6 | 0,5 | 9,3% | 2,1 |
| ES | 49,8 | 4,0 | 8,5% | 45,8 |
| FI | 8,4 | 6,3 | 34,5% | 2,1 |
| FR | 23,0 | 5,5 | 2,4% | 17,5 |
| GR | 10,7 | 0,6 | 3,4% | 10,1 |
| HU | 5,8 | 1,6 | 13,4% | 4,2 |
| HR | 1,7 | 0,7 | 12,6% | 1,0 |
| IE | 6,0 | 0,3 | 7,8% | 5,7 |
| IT | 70,6 | 7,6 | 12,7% | 63,0 |
| LT | 2,8 | 1,2 | 35,0% | 1,6 |
| LU | 0,5 | 0,5 | 14,7% | 0,0 |
| LV | 1,2 | 1,0 | 38,3% | 0,2 |
| MT | 0,6 | 0,0 | 0,0% | 0,6 |
| NL | 21,4 | 9,2 | 34,5% | 12,2 |
| PL | 28,2 | 8,3 | 15,9% | 19,9 |
| PT | 6,4 | 1,4 | 13,8% | 5,0 |
| RO | 9,0 | 2,2 | 11,2% | 6,8 |
| SE | 6,6 | 4,5 | 10,2% | 2,1 |
| SI | 1,2 | 0,3 | 7,1% | 0,9 |
| SK | 2,8 | 4,4 | 77,0% | 0,0 |
| UK | 59,0 | 6,2 | 5,5% | 52,8 |
| UE-28 | 438,5 | 111,5 | | 328,6 |

La columna E (Tabla 2-3) representa la energía adicional obtenida al reconvertir todas las centrales térmicas convencionales sitas en la UE-28 en plantas cogeneradoras, véase columna D (Tabla 2-2). Se ha asumido que, después de la reconversión, el factor de carga es 0,6. Las estimaciones de la relación calor/electricidad se han llevado a cabo atendiendo a las columnas A y B (Tabla 2-3), las cuales se corresponden con las estadísticas disponibles en EUROSTAT para los principales productores de energía (y no con la de los autoprodutores), y suponiendo que el calor de una planta nueva (o reconvertida) alimentará a las redes de calefacción urbana. La razón de proceder de esta manera es debido al hecho de que la gran mayoría de plantas térmicas no

cogeneradoras pertenecen a los grandes productores de energía (y no a los autoprodutores), y a que la incertidumbre de conectar el calor residual proveniente de una planta térmica a una red de calefacción urbana es muy inferior a la que se obtendría si tuviera que utilizarse el calor residual de una industria, donde habría que valorarse otros factores, tales como la posibilidad de que una industria determinada permanezca al menos 60 años funcionando en una localización dada.

Tabla 2-3. Cálculo del calor anual obtenido a partir de la reconversión de centrales térmicas convencionales sitas en la UE-28. Fuente: Adaptación de [23]

| EM | A | B | C | D | E |
|----|--|---|------|--|------------------------------------|
| | Generación eléctrica asignable a plantas cogeneradoras [23](TWh) | Generación de calor asignable a plantas cogeneradoras [23](TWh) | RCE | Máxima reconversión plantas cogeneradoras (GW) | Calor adicional anual máximo (TWh) |
| | 2013 | 2013 | 2013 | Visión | Visión |
| AT | 9,9 | 30,8 | 3,1 | 1,9 | 31,0 |
| BE | 12,7 | 7,6 | 0,6 | 5,3 | 16,7 |
| BG | 3,7 | 11,2 | 3,0 | 3,4 | 53,6 |
| CY | 0,1 | 0,0 | / | 1,6 | 8,4 |
| CZ | 12,0 | 33,6 | 2,8 | 5,9 | 86,8 |
| DE | 78,7 | 181,7 | 2,3 | 55,0 | 664,9 |
| DK | 17,6 | 28,7 | 1,6 | 1,9 | 16,0 |
| EE | 1,2 | 3,5 | 2,9 | 2,1 | 32,0 |
| ES | 24,1 | 48,6 | 2,0 | 45,8 | 481,4 |
| FI | 24,3 | 69,8 | 2,9 | 2,1 | 32,0 |
| FR | 14,0 | 41,8 | 3,0 | 17,5 | 275,9 |
| GR | 2,0 | 2,9 | 1,5 | 10,1 | 79,6 |
| HU | 3,9 | 7,5 | 1,9 | 4,2 | 41,9 |
| HR | 1,7 | 3,7 | 2,2 | 1,0 | 11,6 |
| IE | 2,0 | 3,4 | 1,7 | 5,7 | 51,0 |
| IT | 36,7 | 59,1 | 1,6 | 63,0 | 529,8 |
| LT | 1,7 | 4,3 | 2,5 | 1,6 | 21,0 |
| LU | 0,4 | 0,9 | 2,3 | 0,0 | 0,0 |
| LV | 2,4 | 3,1 | 1,3 | 0,2 | 1,4 |
| MT | 0,0 | 0,0 | / | 0,6 | 3,2 |
| NL | 34,8 | 60,5 | 1,4 | 12,2 | 89,8 |
| PL | 26,1 | 71,5 | 2,7 | 19,9 | 282,4 |
| PT | 7,2 | 19,0 | 2,6 | 5,0 | 68,3 |
| RO | 6,6 | 16,1 | 2,4 | 6,8 | 85,8 |
| SE | 15,6 | 45,9 | 2,9 | 2,1 | 32,0 |
| SI | 1,2 | 3,0 | 2,5 | 0,9 | 11,8 |

| EM | A Generación eléctrica asignable a plantas cogeneradoras [23](TWh) | B Generación de calor asignable a plantas cogeneradoras [23](TWh) | C RCE | D Máxima reconversión plantas cogeneradoras (GW) | E Calor adicional anual máximo (TWh) |
|-------|---|--|----------|---|---|
| | 2013 | 2013 | 2013 | Visión | Visión |
| SK | 22,2 | 7,7 | 0,3 | 0,0 | 0,0 |
| UK | 19,7 | 39,6 | 2,0 | 52,8 | 555,0 |
| UE-28 | 390,1 | 789,4 | / | 328,6 | 3563,3 |

Debido a que las redes de calefacción urbana nunca estarán disponibles para todas las edificaciones, este capítulo se ha centrado en la demanda relativa a calefacción y agua caliente para los sectores residenciales y de servicios (un análisis del potencial técnico de las redes de calefacción urbana se muestra en Tabla 2-4). Como se ha indicado con anterioridad en este apartado, se ha asumido que las redes de calefacción urbana pueden alimentar al 50% de todas las cargas demandadas (domésticas y comerciales) de calefacción. En Tabla 2-4 puede apreciarse que se ha supuesto que el potencial factible para redes de calefacción urbana (columna E) es un 50% de aquél calor máximo teórico en el que todas las cargas domésticas y comerciales tengan acceso y sean satisfechas a través de redes de calefacción urbana (columna C).

Finalmente los costes relativos a la reconversión de las centrales térmicas convencionales en plantas cogeneradoras y a la inversión necesaria para la expansión de la red de calefacción urbana se estiman en columna G (Tabla 2-4). Los costes de expansión incluyen tanto costes relativos al transporte del calor como aquéllos incurridos en la red de distribución urbana propiamente dicha. Debe tenerse en cuenta que el coste de la expansión de la red variará dependiendo de la región analizada; regiones con una alta demanda de calor anual por vivienda incurrirán en unos costes (para la red de calefacción urbana) inferiores a los de aquellas regiones con una demanda de calor baja, donde un menor número de edificaciones necesitarán conectarse a la red de calefacción urbana. Para aquellos proyectos sitios en países del norte y centro de Europa (denotados respectivamente

bajo el acrónimo “N–C”) (véase columna F de Tabla 2-4), se han supuesto que incurren en un coste anual relativo a la demanda de calor de 45 €/GJ [8], mientras que el coste de proporcionar conjuntamente calor y frío a aquellos proyectos localizados en países del sur de Europa (denotados bajo el acrónimo “S”) (véase columna F de Tabla 2-4) se ha supuesto de 60 €/GJ [9]. Nótese no obstante que para llevar a cabo un análisis adecuado del verdadero potencial de conectar las centrales térmicas existentes a redes de calefacción urbana, se requiere de un estudio detallado para cada caso particular, en el que diversos parámetros tecnoeconómicos sean tenidos en cuenta —véase [9].

Tal y como se puede apreciar en la columna C (Tabla 2-4), alrededor del 12% de los ciudadanos de la UE–28 tienen acceso a redes de calefacción urbana, siendo las diferencias entre países considerable. Es posible encontrar casos en los que la contribución de las redes de calefacción urbana a la demanda de calor es prácticamente nula como en el caso de España, y otros donde el peso de las redes de calefacción urbana es elevado (prácticamente 2 de cada 3 daneses tienen acceso a esta tecnología). En (Ilustración B-1, B-2 y B-3; Anexo B) se representa respectivamente (de forma gráfica) un histórico del precio del calor proporcionado por las redes de calefacción urbana, el porcentaje de ciudadanos que tienen acceso a calefacción urbana y la contribución de la cogeneración a la producción de electricidad.

Tabla 2-4. Análisis del potencial técnico de las redes de calefacción urbana.

Fuente: Adaptación de [3,9,24,25]

| EM | A Consumo de energía final total [3] (PJ) | B Ventas totales RCU [24] (PJ) | C Acceso a RCU (%) [24,25] | D Calor adicional anual máximo (PJ) | E Potencial factible para RCU (PJ) | F Región | G Coste RPTC + coste RCU (millardos de €) [9] |
|----|--|-----------------------------------|-------------------------------|--|---------------------------------------|-------------|--|
| | 2013 | 2013 | 2013 | Visión | Visión | | Visión |
| AT | 1170,2 | 80,7 | 24% | 111,6 | 55,8 | N–C | 2,4 |
| BE | 1457,1 | 21,0 | 3% | 60,1 | 30,1 | N–C | 1,4 |
| BG | 367,2 | 18,0 | 18% | 193,0 | 96,5 | N–C | 4,2 |
| CY | 67,6 | 0,0 | 0% | 30,2 | 15,1 | S | 1,0 |

| EM | A Consumo de energía final total [3] (PJ) | B Ventas totales RCU [24] (PJ) | C Acceso a RCU (%) [24,25] | D Calor adicional anual máximo (PJ) | E Potencial factible para RCU (PJ) | F Región | G Coste RPTC + coste RCU (millardos de €) [9] |
|----|--|-----------------------------------|-------------------------------|--|---------------------------------------|-------------|--|
| | 2013 | 2013 | 2013 | Visión | Visión | | Visión |
| CZ | 1000,0 | 89,4 | 38% | 312,5 | 156,3 | N-C | 6,8 |
| DE | 9096,0 | 254,8 | 12% | 2393,6 | 1196,8 | N-C | 52,6 |
| DK | 594,3 | 105,5 | 63% | 57,6 | 28,8 | N-C | 1,4 |
| EE | 120,2 | 23,0 | 62% | 115,2 | 57,6 | N-C | 2,6 |
| ES | 3397,0 | 0,0 | 0% | 1733,0 | 866,5 | S | 52 |
| FI | 1030,6 | 114,2 | 50% | 115,2 | 57,6 | N-C | 2,6 |
| FR | 6366,3 | 96,1 | 7% | 993,2 | 496,6 | N-C | 20,2 |
| GR | 642,2 | 1,0 | 0% | 286,6 | 143,3 | S | 8,6 |
| HU | 628,8 | 31,0 | 15% | 150,8 | 75,4 | N-C | 3,4 |
| HR | 243,4 | 9,7 | 10% | 41,8 | 20,9 | N-C | 1,0 |
| IE | 449,6 | 0,1 | 0% | 183,6 | 91,8 | N-C | 4,0 |
| IT | 4969,6 | 33,1 | 6% | 1907,3 | 953,7 | S | 57,2 |
| LT | 198,3 | 27,1 | 57% | 75,6 | 37,8 | N-C | 1,6 |
| LU | 172,9 | 2,0 | 6% | 0,0 | 0,0 | N-C | 0,0 |
| LV | 161,4 | 21,5 | 65% | 5,0 | 2,5 | N-C | 0,2 |
| MT | 21,0 | 0,0 | 0% | 11,5 | 5,8 | S | 0,4 |
| NL | 2141,8 | 26,1 | 4% | 323,3 | 161,7 | N-C | 7,2 |
| PL | 2655,0 | 248,7 | 53% | 1016,7 | 508,4 | N-C | 22,4 |
| PT | 663,5 | 9,0 | 2% | 245,9 | 123,0 | S | 7,4 |
| RO | 911,0 | 54,0 | 23% | 308,9 | 155,0 | N-C | 6,8 |
| SE | 1322,8 | 176,0 | 52% | 115,2 | 57,6 | N-C | 2,6 |
| SI | 200,9 | 7,7 | 15% | 42,5 | 21,3 | N-C | 1,0 |
| SK | 454,9 | 82,7 | 35% | 0,0 | 0,0 | N-C | 0,0 |
| UK | 5712,2 | 41,5 | 2% | 1998,0 | 999,0 | N-C | 44,0 |
| UE | 46 214,5 | 1573,9 | 11,8% | 12827,9 | 6414,9 | | 315,0 |

Si a partir de [9] se observa que la longitud de las tuberías para el transporte de calor desde la central térmica de Wilhelmshaven (757 MW) hasta la ciudad de Oldemburgo es de más de 60 km (y que esta reconversión sería factible desde el punto de vista económico), es posible asumir conservadoramente que alrededor del 50% de toda la potencia eléctrica instalada asignable a centrales térmicas convencionales está localizada a una distancia razonable para poder reconvertir dichas centrales en plantas cogeneradoras. Este porcentaje ha sido obtenido —a partir de la base de datos (E-PTR) [26] – después de imponer como restricción que solo serán válidas para la reconversión a plantas cogeneradoras

aquellas plantas térmicas convencionales con una potencia nominal de más de 300 MW sitas a una distancia de menos de 75 km de núcleos urbanos de más de 100 000 habitantes, lo que da como resultado que alrededor del 23% (que representa un 56% de la potencia eléctrica instalada de esta tecnología) de todas las centrales térmicas convencionales (aún no reconvertidas a plantas cogeneradoras) sitas en la UE-28 (en el año 2013) cumplan con estas restricciones (véase Tabla 2-5). Ésta es la razón por la que en este capítulo se ha puesto como objetivo que el 50% de las cargas térmicas (domésticas y comerciales) de la UE-28 sean satisfechas a través de la utilización conjunta de plantas cogeneradoras y redes de calefacción urbana.

Tabla 2-5. Plantas térmicas convencionales (no reconvertidas a plantas cogeneradoras) con una potencia nominal de más de 300 MW sitas a una distancia de menos de 75 km de núcleos urbanos de más de 100 000 habitantes. Fuente:

Base de datos de E-PTR [26]

| Número de plantas térmicas convencionales (no reconvertidas) cerca de núcleos urbanos. (distancia < 75 km y P > 300 MW) | Potencia total plantas térmicas convencionales (no reconvertidas) cerca de núcleos urbanos (GW) | Número total de plantas térmicas convencionales |
|--|--|--|
| 393 | 246,5 | 1690 |

De acuerdo a Tabla 2-4 si todas las plantas térmicas convencionales potencialmente reconvertibles (aquellas con una potencia nominal superior a 300 MW situadas a menos de 75 km de núcleos urbanos de más de 100 000 habitantes) fueran reconvertidas a plantas cogeneradoras y las mismas tuvieran acceso a redes de calefacción urbana, podrían utilizarse unos 6400 PJ de calor (con una baja huella de carbono) si se realizara una inversión de unos 315 millones de euros. Después de haber consultado la base de datos de [26] se pudo comprobar que en la mayoría de los países el factor restrictivo es, más que la falta de cargas caloríficas, la disponibilidad de plantas térmicas. Sin embargo, en algunas localizaciones pudo observarse lo contrario, ya que se daban agrupaciones de plantas térmicas en localizaciones relativamente remotas o a distancias no económicas para el transporte del calor.

Para tener una idea más clara de cuáles son los beneficios económicos resultantes de invertir en redes de calefacción urbana, supóngase que el consumo de combustible por unidad de calor suministrado es de 1,1 para el caso de calderas [27], siendo por su parte de 0,125 para el caso de plantas cogeneradoras [27]; asumiendo que el coste del gas natural para consumidores domésticos era de unos 15 €/GJ para el segundo semestre de 2014 [28], se conseguiría un ahorro (solo en combustible) de 93,6 millardos de euros al año para una inversión (anual) de 315 millardos de euros.

Esta estimación simplemente tiene por objeto poner en contexto acerca de las magnitudes tratadas, siendo en todo caso necesario realizar una evaluación más detallada (caso por caso) para poder depurar esta aproximación grosera; véase [9]. Debe tenerse en cuenta que, obviamente, esta cantidad supone en sí misma una cuota superior, que está sujeta a una considerable incertidumbre y que algunas de las plantas térmicas convencionales que aquí se han supuesto reconvertibles finalmente no lo serán. Sin embargo, si se consiguiera un mayor compromiso a nivel europeo en la promoción de la utilización conjunta de redes de calefacción urbana y cogeneración, a largo plazo sería posible acercarse a ese límite superior conforme las nuevas plantas térmicas cogeneradoras fueran construidas cerca de las cargas térmicas. Ciertamente, las barreras a las que se enfrenta la utilización conjunta de cogeneración y redes de calefacción urbana no son tecnológicas, sino institucionales y financieras; véase [29] para conocer en detalle dichas barreras.

2.5 Discusión

Como ocurrió en la mayor parte de las redes de calefacción urbana de los países miembros de la Unión Europea que pertenecieron a la URSS así como en las fases iniciales de las del resto de la UE, era práctica habitual la utilización de calderas

auxiliares (que solo generaban calor) sin que existiera en un primer momento voluntad alguna de reconvertirlas a plantas cogeneradoras [30–33]. Normalmente utilizaban combustibles baratos (o subvencionados) o combustibles tales como carbón o petróleo crudo pesado [34] que bien podían no quemarse o al menos no quemarse limpiamente [35]. Conforme fueron cambiando los factores económicos quedó patente que algunas de estas calderas auxiliares podían conectarse a otras centrales térmicas que aprovecharan el calor residual (tal y como ocurrió por ejemplo en Praga y en muchas otras ciudades). En Praga lo que realmente produjo la conexión de la central Poříčí II (con emisiones debidamente desulfurizadas) a la red de calefacción existente (incluso teniendo en cuenta que las tuberías que transportaban el vapor y el agua caliente debían tener una longitud de unos 40 km cada una de ellas) fue el percatamiento de la necesidad de desulfurizar las emisiones de las plantas que quemaban combustibles sucios [36].

Podría pensarse que la utilización conjunta de cogeneración y redes de calefacción urbana solo sería rentable en los países nórdicos debido a que tienen una climatología más fría y por lo tanto unas demandas térmicas mucho mayores, no siendo por tanto aplicable esta tecnología al resto de la UE–28. Sin embargo, el hecho de que las viviendas de estos países disfruten de un mejor aislamiento tiene como consecuencia que las demandas térmicas específicas sean inferiores (Ilustración 2-7). Además, es poco probable que las cargas térmicas de los edificios vayan a disminuir de tal manera que la utilización conjunta de cogeneración y redes de calefacción urbana llegue a ser inviable [37].

Por otro lado, normalmente las reducciones de las pérdidas de calor en los edificios no son tan elevadas como cabría esperar en primera instancia (los usuarios al observar una mejora en la eficiencia de un servicio energético que produce una reducción del coste efectivo de dicho servicio tienden a consumir más, causando el conocido *efecto rebote*) [38]. Dicho efecto, aunque difícil de cuantificar (pero real) podría suponer una disminución en las reducciones de las cargas térmicas de entre un 10% y un 30% [38].

La visión de la no (o al menos modesta) variación de la demanda de calor se sustenta en las previsiones llevadas a cabo por cada uno de los Estados miembros. Como ejemplo se cita el de Irlanda (Tabla 2-6), donde puede observarse que para el período 2008 a 2020 se espera que el consumo de energía térmica crezca solamente un 0,3% [39], muy en línea con el resto de los países de la UE–28.

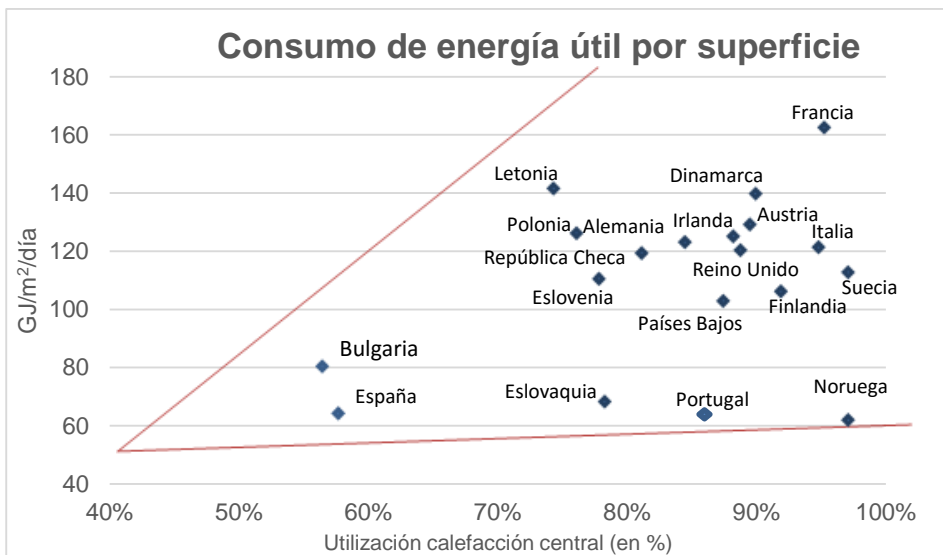


Ilustración 2-7. Consumo de energía útil para calefacción en gigajulios por m² y días de calefacción con respecto al porcentaje de calefacción centralizada para algunos Estados miembros de la UE [40]

Tabla 2-6. Consumo de energía térmica por sector para Irlanda (2008 – 2020).

Fuente: [39]

| Aplicación | Demanda final total (GJ) | | | Cmto. (%) | Tasa de crecimiento medio anual (%) | | | Cuotas sectoriales y globales de energía procedente de energías renovables (%) | | |
|---------------------------|--------------------------|------|------|-----------|-------------------------------------|-------|-------|--|------|------|
| | 2008 | 2012 | 2020 | | 08-20 | 08-20 | 08-12 | 12-20 | 2008 | 2010 |
| Industrial | 5820 | 6196 | 6280 | | 0,6 | 1,5 | 0,2 | 2,5 | 2,8 | 2,6 |
| Residencial | 1842 | 1800 | 1716 | | -0,5 | -0,5 | -0,5 | 0,8 | 0,8 | 0,7 |
| Servicios | 628 | 586 | 586 | | -0,5 | -1,0 | -0,02 | 0,3 | 0,3 | 0,2 |
| Total energías renovables | 8290 | 8583 | 8583 | 3,7 | 0,3 | 0,9 | 0,0 | | | |
| Consumo total | 230 | 218 | 239 | 4,0 | 0,3 | -1,3 | 1,2 | | | |
| CER | 357 | 090 | 401 | | | | | 3,6 | 3,9 | 3,6 |

Por otro lado, existen varias razones por las que es más fácil incrementar la generación de origen renovable (en concreto la eólica) que la cogeneración. En la UE-28 la energía eólica es (junto con la energía hidráulica) la fuente energética de origen renovable dominante [41,42], requiriéndose en este caso únicamente que el promotor localice un emplazamiento y obtenga los diversos permisos necesarios. Debido a que por lo general hay multitud de localizaciones donde emplazar un proyecto, existen elevadas probabilidades de que el mismo se lleve a cabo. Por el contrario, la cogeneración está mucho más restringida ya que irremediamente tiene que utilizarse en ciudades o industrias, siendo por tanto las dificultades asociadas con implementar una red de calefacción urbana para toda una ciudad de diferente orden que las encontradas para obtener los diversos permisos necesarios para implementar un parque eólico.

Además, las plantas cogeneradoras están sujetas a más restricciones que aquellas instalaciones que producen calor y electricidad de forma separada. Esto se debe a que, aunque la electricidad sea fácil y barata de transportar para grandes distancias (en Anexo C puede encontrarse información adicional relativa al transporte de calor a gran escala), el calor necesita generarse

localmente y solo puede transportarse hasta unas distancias mucho menores. Como consecuencia, una unidad generadora de calor siempre estará conectada al usuario final, mientras que la electricidad alimentará a la red eléctrica en general. En otras palabras, la planta cogeneradora tendrá que competir en el mercado de calor con por ejemplo calderas o bombas de calor, y en el mercado eléctrico con centrales eléctricas más flexibles [43].

A pesar de estas restricciones es preciso hacer hincapié en el hecho de que un marcado desarrollo de centrales cogeneradoras y redes de calefacción urbana (y de su almacenamiento térmico asociado; véase Anexo E) es de vital importancia para reducir el consumo global de energía en la UE-28, lo que evidentemente repercutirá en las emisiones de CO₂. Esta visión ha sido la que ha posibilitado (junto con un incremento en los requisitos energéticos de los edificios) que Dinamarca no haya incrementado su consumo de energía en los últimos 30 años a pesar de haber experimentado un incremento del 70% del PIB durante este período [44].

2.6 Conclusiones

Alrededor de la mitad de la potencia eléctrica instalada en la UE-28 procedente de plantas térmicas convencionales está localizada a una distancia apropiada para reconvertir dichas centrales en plantas cogeneradoras y emplear su calor residual en redes de calefacción urbana. Atendiendo a la máxima penetración económicamente factible, a partir de una inversión (anualizada) en infraestructuras de 315 millardos de euros, se conseguirían reducir los costes relativos a combustibles en 95 millardos de euros al año y se ahorrarían unos 6400 PJ de energía primaria. Esto representa alrededor del 15% del consumo de energía total final de la UE-28 para el año 2013 (46 214,5 PJ). Todo este ahorro se consigue a partir de un sub-producto como lo es el calor residual de centrales térmicas convencionales, actualmente enviado a torres de refrigeración y no utilizado para satisfacer carga térmica alguna

debido a su baja temperatura (alrededor de 30 °C). Si se implementara la visión energética propuesta en este capítulo, se cuadruplicaría (pasando de un 12% a un 50%) el acceso de los ciudadanos de la UE-28 a la tecnología de las redes de calefacción urbana.

Esta estimación tiene importantes implicaciones políticas ya que una generalización de la utilización conjunta de plantas cogeneradoras (que eleven la antedicha temperatura) y redes de calefacción urbana conllevaría unos beneficios económicos, medioambientales y de seguridad energética en sí mismos necesarios para el cumplimiento del fundamento jurídico del Reto Social del H2020 “Utilización segura, limpia y eficiente de la energía” de una manera sostenible. Ha quedado justificado así que definitivamente las barreras a las que se enfrenta la visión propuesta no son de índole tecnológico ni económico, sino institucionales y financieras.

3 MEDIDAS PARA ELIMINAR BARRERAS INSTITUCIONALES Y FINANCIERAS

Having that sort of market potential is probably something that's enticing them a lot more than any regulatory barriers.

Ryan Eggers, California Energy Commission

El propósito de la investigación mostrada en este tercer capítulo es identificar medidas que hagan desaparecer las barreras institucionales y financieras a las que se enfrentan aquellos proyectos energéticos que comprendan la utilización conjunta de redes de calefacción urbana y cogeneración en la UE-28. Como resultado de la evaluación realizada, se obtuvieron entre otras barreras institucionales y financieras a eliminar: la competencia distintiva, la volatilidad de los precios de los combustibles y buena parte del marco regulatorio actual.

En este capítulo se propone que, para conseguir la eliminación efectiva de dichas barreras, aparte de medidas genéricas y comunes a todos los esquemas (tales como la creación de cargas-ancla, la puesta en marcha de una estrategia de mercadotecnia activa por parte de las autoridades locales, o la propuesta de actualización de algunas Directivas comunitarias en materia energética) también es

necesaria una adopción de aquellas medidas que respondan a la casuística de cada Estado miembro, lo que representará a la postre el camino más eficaz para conseguir una implantación generalizada de proyectos que comprendan conjuntamente redes de calefacción urbana y cogeneración.

3.1 Introducción

El desarrollo, muchas veces de forma desordenada, de las infraestructuras energéticas presentes en los diferentes sistemas energéticos locales, está produciendo un aumento en el número y complejidad de las interacciones a que dan lugar [45]. En un sistema de calefacción convencional, el gas se transporta desde las redes básicas de transporte y redes de distribución en las ciudades hasta las calderas domésticas individuales [46]. Sin embargo, en el caso de la utilización conjunta de redes de calefacción urbana junto con plantas cogeneradoras, el concepto es diferente. En este caso, y conforme el sistema se expande, se dan externalidades en las redes de calefacción [47], pudiendo conseguirse economías de escala en el suministro del calor y utilizar más eficientemente el combustible empleado que las calderas individuales, las cuales operan normalmente a carga parcial [48].

El análisis de la Comisión Europea sobre la evolución de la cogeneración instalada en los Estados miembros entre 2004 y 2008, aun siendo cierto que muestra un crecimiento medio anual de un 0,5%, enmascara una gran divergencia en cuanto al grado de implementación de esta tecnología se refiere, habiendo tan solo unos pocos países en los que se pueda afirmar que haya resultado efectiva la legislación nacional resultante de la Directiva 2004/08/EC sobre fomento de la cogeneración [49].

Aunque un creciente número de autoridades locales están considerando la utilización conjunta de centrales cogeneradoras junto con redes de calefacción urbana como una tecnología que puede alinearse a largo plazo con las estrategias energéticas de la

UE-28 (así como con la de cada uno de los Estados miembros que la componen) y de esta forma reducir sus emisiones contaminantes [50], lo cierto es que, tal y como se aprecia en Ilustración 2-4, aun siendo esta tecnología una de las que reduce más las emisiones de CO₂ a un menor coste [15,51], existen barreras significativas tanto a nivel institucional [52] como de mercado que lastran una implementación óptima de la misma [53]. Por lo tanto, aunque pueda parecer que las políticas energéticas de los Estados miembros sea la de favorecer el desarrollo de la utilización conjunta de la cogeneración junto con redes de calefacción urbana, la principal razón por la que se está fallando a la hora de estimular un mayor grado de inversión en la infraestructura necesaria para su desarrollo es porque las políticas energéticas y las regulaciones, lejos de promover soluciones alternativas tales como las infraestructuras energéticas locales, continuamente refuerzan un régimen energético centralizado [54]. Lo cierto es que, por lo general, los distintos marcos energéticos nacionales de la UE-28 promueven cambios incrementales y restringen unos cambios estructurales radicales necesarios a todas luces [55,56].

Como ejemplo se puede citar que, tal y como se ha podido constatar en la mayoría de los Estados miembros de la UE-28, los esfuerzos en conseguir una descarbonización en el lado de la demanda se han centrado en medidas tales como un futuro completamente eléctrico [57], el desarrollo de modelos tecnoeconómicos que no toman en cuenta circunstancias locales [57], y oportunidades e incentivos para la eficiencia energética que están basados en fallos de mercado [58-61] y que tratan a los usuarios de manera individual, descuidando las potenciales economías de escala que pueden conseguirse a través de la utilización conjunta de la calefacción urbana y la cogeneración [62]. La Comisión Europea oficialmente se interesó por la tecnología de la cogeneración en el año 1997 a través de la Comunicación sobre la Promoción de la producción combinada de electricidad y calor [63], centrándose la misma en el incremento de la producción eléctrica procedente de plantas cogeneradoras [63].

Precisamente este intento por parte de la Comisión de conseguir plantas cogeneradoras con una menor relación calor/electricidad supuso que la Comunicación, lejos de extender la utilización de las redes de calefacción urbana, provocase únicamente una mejora en la eficiencia de las plantas [64,65]. Posteriores Directivas tales como la Directiva 2004/08/EC sobre fomento de la cogeneración, no resultó ser un “estímulo positivo para la cogeneración” en muchos de los Estados miembros de la UE [66].

La Comisión, después de haber observado el estancamiento en la difusión de las redes de calefacción urbana desde 1990 [65], desarrolló una Directiva relativa a eficiencia energética (la Directiva 2012/27/UE) en la cual en su artículo 14 explícitamente se recomienda el empleo de redes de calefacción urbana como una potencial tecnología para cumplir los objetivos relativos a eficiencia energética propuestos para el año 2020 [67]. Sin embargo, el punto 14(7) solo obliga a que aquellas instalaciones de cogeneración y calefacción urbana que obtengan un resultado positivo desde una perspectiva económica “sean tenidas en cuenta”, lo que *de facto* legitima a las autoridades a elegir discrecionalmente la tecnología que estimen oportuna [68] y en esencia legalmente no cambia la situación anterior a la antedicha Directiva.

Las redes de calefacción urbana tienen unas características tecnológicas e institucionales particulares (tales como el ser un monopolio natural) que hacen que las mismas no sean unos bienes de consumo convencionales [69]. Al no darse un equilibrio de mercado (donde los precios son iguales a los costes marginales de producción) [70] sino una situación monopolística, los costes de producción bajarán conforme la producción aumente [71], siendo por tanto más económico que una única infraestructura sea la que domine el mercado [72]. Debido a que bajo circunstancias de fallos de mercado no existirá (o al menos se verá muy mermada) la inversión privada, la inversión pública o el desarrollo de una regulación adecuada se hacen necesarias [73].

En el sector residencial de la UE-28, las cargas asociadas a equipos de calefacción y agua caliente representan buena parte del consumo energético total [74,75], con una proporción cercana al 80% [76,77]. Se espera que, a medio plazo, las cargas de calefacción se estabilicen o disminuyan moderadamente [78]. Debe tenerse en cuenta que un aislamiento mejorado [78], una ventilación optimizada (con recuperación de calor) [79], un crecimiento de las ciudades (lo que conlleva la creación de islas de calor) y un calentamiento global [80] conducirán a una disminución de la carga térmica. Por otro lado, el aumento de la población [81] y de los niveles de confort de las viviendas [82], contribuirán al incremento de la carga a calefactar. Es a partir del año 2020, cuando se implementen requisitos más estrictos para conseguir edificios de energía neta cero [83], el período a partir del cual se espera que la carga térmica de calefacción disminuya más rápidamente (Ilustración 3-1) y se obtengan los mayores ahorros de energía primaria (Ilustración 3-2).

En lo que respecta a la carga térmica de refrigeración, y a pesar de que a medio plazo se espera que la misma aumente su importancia [84], hay que remarcar que cualquier estimación debe tomarse con reservas debido a su potencial subjetividad [85]. En el sector residencial será especialmente complicado predecir la demanda [86] debido a que, históricamente y para buena parte de la UE, los equipos de acondicionamiento de aire han sido considerados como productos de lujo [87], cuya adquisición y utilización no es exclusiva de los habitantes locales [88].

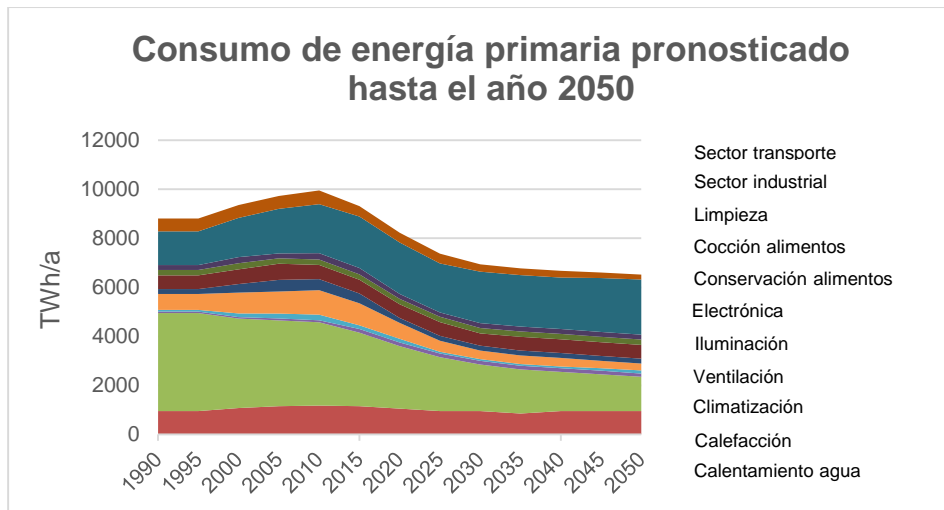


Ilustración 3-1. Consumo de energía primaria previsto en la UE-28 hasta el año 2050 (no se muestra el impacto del sector energético) [84]

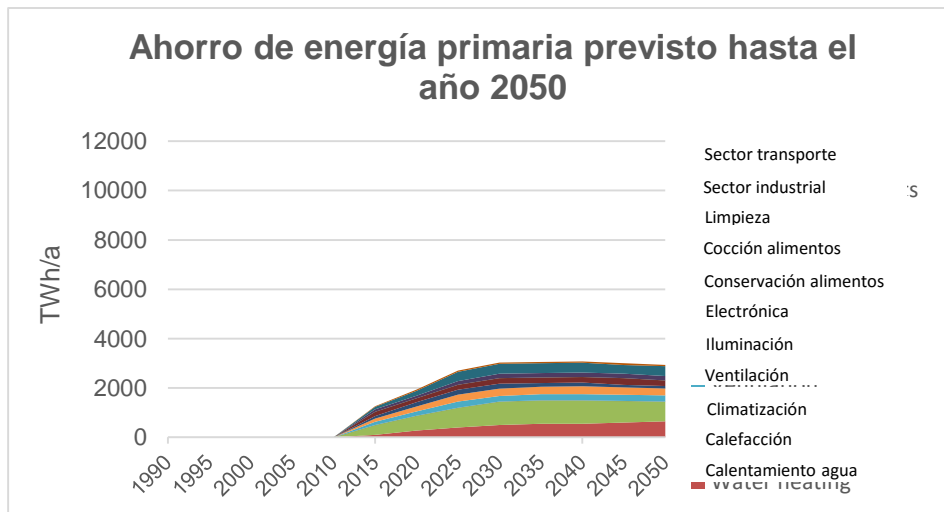


Ilustración 3-2. Ahorro de energía primaria esperado en la UE-28 hasta el año 2050 [84]

Teniendo en cuenta las condiciones climatológicas y las cargas térmicas, podría pensarse que la utilización conjunta de cogeneración y redes de calefacción urbana solo sería rentable en el norte de Europa; sin embargo, el hecho de que las edificaciones de estos países tengan un mejor aislamiento tiene como consecuencia que las demandas térmicas específicas sean inferiores (Ilustración 2-7). La actual diseminación de las redes de calefacción urbana en la UE puede observarse en Ilustración 3-3. Con la excepción de los países Nórdicos y algunos casos excepcionales, la mayoría de estos sistemas cubren una parte muy limitada de la ciudad.

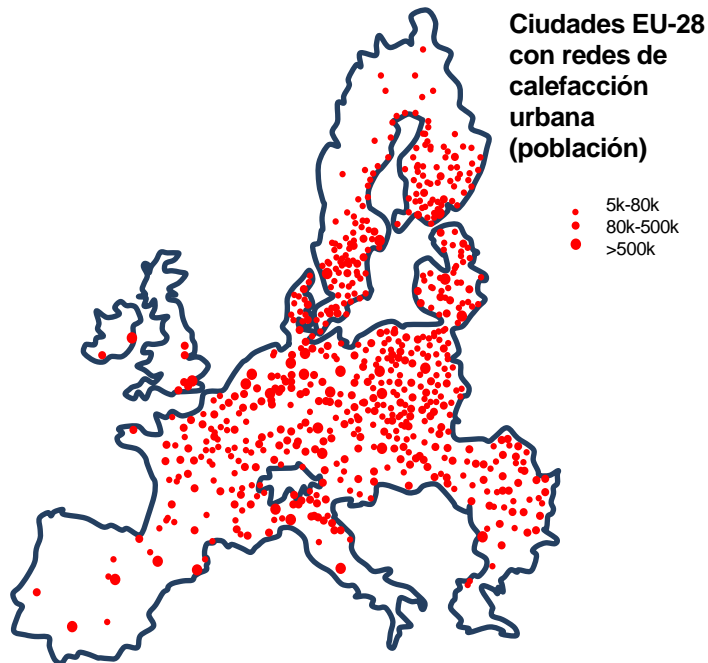


Ilustración 3-3. Ciudades con una población de más de 5000 habitantes y redes de calefacción urbana en la UE [19]

Es preciso indicar que para que las redes de calefacción urbana consigan una penetración de más de un 90% en una gran ciudad [20], pueden transcurrir varias décadas (en concreto, para el caso de Copenhague fue de más de 40 años), dependiendo en

buena medida su éxito del compromiso de las autoridades [21].

La Ilustración B-2 (Anexo B) muestra el porcentaje de usuarios que tienen acceso a redes de calefacción urbana para diferentes países pertenecientes a la OECD (un 12,4% en el 2011 para los Estados miembros de la UE). Por su parte, en Ilustración B-3 se presenta la contribución de la cogeneración a la generación eléctrica para diferentes países de la OECD.

Una vez realizada en esta primera sección un primer acercamiento a la situación actual de las redes de calefacción urbana y centrales cogeneradoras en la UE–28, se procederá, en la sección segunda, a la exposición del método utilizado para llevar a cabo la investigación realizada en este tercer capítulo; en la sección tercera, se identificarán las barreras institucionales y financieras que lastran su utilización conjunta; posteriormente, en la sección cuarta se propondrán medidas orientadas a la eliminación de las barreras antedichas. Finalmente, la sección quinta se reservará para las conclusiones, donde se presentarán las implicaciones en cuanto a política energética se refiere de las medidas tomadas para hacer frente a las barreras identificadas.

3.2 Material y métodos

Ampliamente discutido y reconocido [59,89], la presencia de ciertas barreras (cualquier elemento que reduzca sustancialmente la probabilidad de adopción de tecnologías de bajo carbono) [90] son la razón de la existencia de la brecha de eficiencia energética, un término que, aunque identificado en primera instancia por Blumstein [91] fue acuñado [92] con posterioridad por Hirst y Brown [93] para explicar la paradoja de la difusión gradual de tecnologías aparentemente rentables [94]. Algunos años después, sería Sorrell el que definiera las barreras de la eficiencia energética como “mecanismos postulados que inhiben la inversión en tecnologías que son tanto energética como económicamente eficientes” [95].

Por su parte, los fallos de mercado son aquellas barreras a las que se presentan los consumidores (y los productores) en mercados sin restricciones y que conducen a una penetración en el mercado inferior a la óptima desde un punto de vista económico [89,90,96–98]. Es decir, para que se dé un fallo de mercado deben violarse una o más de las asunciones que definen un mercado ideal en la economía neoclásica [59], tales como una información perfecta y transacciones sin coste [99].

A pesar de la gran cantidad de estudios realizados, no existe consenso sobre qué barreras son las más importantes [100,101]. En lo que a la naturaleza de las mismas se refiere, su clasificación no revela “sustancialmente” nada nuevo [100]. De hecho, tal y como apuntó Weber, las barreras son invisibles por lo que a pesar de reales, no pueden clasificarse empíricamente [102]; siendo las diversas clasificaciones existentes en la literatura derivadas de la teoría, diversas y relativamente desestructuradas [97,101]. Entre los modelos de barreras más extendidos se encuentran el realizado por Weber (que clasifica las barreras como institucionales, económicas, organizacionales y conductuales) [102] y que ha sido adoptado por otros investigadores tales como Rodhin [103] o Sorrell [95], el de Thollander (el cual encuadra a las barreras en sistemas técnicos y regímenes tecnológicos y socio-tecnológicos) [98] y el de Hirst (que divide las barreras en estructurales y conductuales) [93]. Sin embargo, la taxonomía adoptada en este tercer capítulo será la propuesta por Chai [100], el cual divide las barreras en conductuales, fallos de mercado, restricciones físicas y barreras institucionales y financieras, siendo estas dos últimas barreras las únicas evaluadas en este capítulo.

A partir de una evaluación histórica de la literatura, pueden observarse distintos acercamientos al análisis de las barreras. En primera instancia las mismas fueron explicadas utilizando teorías procedentes de las corrientes económicas principales, siendo la brecha de eficiencia energética atribuida a fallos de mercado, los cuales ocurren debido a defectos en la forma en la que los mercados operan [100]. Dichos economistas argumentaban que un mercado

imperfecto es la principal razón a una lenta adopción de tecnologías energéticamente eficientes y a una inversión subóptima [100].

Sin embargo, en años recientes los investigadores han adoptado un acercamiento más inclusivo al realizar entrevistas y cuestionarios a expertos con el objeto de poder identificar, clasificar y discutir las barreras de acuerdo a su naturaleza [103] y de esta forma proponer medidas para superar las posibles barreras. Si bien es cierto que, tal y como argumentan Chai y Yeo, los resultados de tales entrevistas son intrínsecamente “contingentes” [100], no menos lo es el hecho de que las barreras identificadas por los expertos consultados para la realización de este capítulo son bastantes similares entre sí (sin embargo, es cierto que se observan variaciones significativas en la importancia relativa que cada uno de los consultados les da a cada una de ellas).

Con el objeto de identificar las barreras que dificultan la implantación de redes de calefacción urbana y cogeneración en la UE–28 y debido a la naturaleza de las mismas, en primera instancia se hizo una revisión extensiva de literatura académica y de literatura gris (actualizadas) en materia de barreras energéticas, utilizándose los resultados preliminares para proceder a contactar con expertos en esta área y, a partir de sus experiencias, obtener información sobre cuáles son las barreras, cómo pueden eliminarse/mitigarse y si las medidas actuales propuestas por los Gobiernos de sus respectivos países son adecuadas. En total, para la realización de este capítulo se han revisado unas 150 publicaciones, lo cual a pesar de ser una muestra sustancial y representativa de las barreras identificadas en la literatura, no tiene un carácter absoluto.

Debe tenerse en cuenta que para la realización de este capítulo se ha diferenciado entre barreras y fallos de mercado –algo que algunos autores como Gillingham, Sweeney [90] o Geller y Attali [104] consideran obligatorio–, teniendo como único objetivo la evaluación de aquellas barreras (y no fallos de mercado) institucionales y financieras que limitan la utilización conjunta de redes de calefacción urbana y cogeneración en la UE–28. El motivo

de proceder de esta manera radica en el hecho de que los fallos de mercado son bien conocidos y entendidos [90] mientras que las barreras (en sentido estricto) institucionales y financieras, a pesar de tener una “relevancia particular” en la implementación de tecnologías energéticamente eficientes, han sido objeto de una mucha menor atención y carecen de un apoyo empírico adecuado [90].

Históricamente los esfuerzos se han centrado en conseguir que el mercado de la energía fuera más eficiente, asumiendo una perspectiva puramente económica [95,101] (y no tecnológica) orientada a eliminar los fallos de mercado existentes (en este caso el mercado trabajaría eficientemente, asumiendo que todos los costes externos están internalizados en el precio de la energía) [89]. La teoría económica neoclásica –que, tal y como indica Sorrell, aunque útil y dominante en la literatura, es insuficiente para explicar las barreras en materia de eficiencia energética [95] —sugiere que en ausencia de fallos de mercado, no debería existir una gran diferencia entre la eficiencia energética óptima y la real, siendo las regulaciones en este sector particularmente “indeseables” [101,105].

Sin embargo, el punto de vista tecnológico [95] –con un mayor potencial que el económico– tal y como lo definieron Jaffe y Stavins [94] es el adoptado en este capítulo ya que el objetivo del mismo es la búsqueda de un nivel de eficiencia energética socialmente óptimo que únicamente puede conseguirse a través de medidas que eliminen (o cuanto menos mitiguen) no solamente los fallos de mercado sino también las barreras [89]. En este sentido, el punto de vista propuesto en este capítulo (el tecnológico) va en consonancia con el defendido por la Comisión Europea [106]. Ciertamente, la intervención pública en materia de eficiencia energética es una cuestión empírica a la vez de ideológica [95].

Haciendo uso de las clasificaciones realizadas por Chai [100], Sorrell [95] y Brown [59], sus barreras identificadas fueron trasladadas a 19 expertos en materia de cogeneración y redes de calefacción urbana de 9 países distintos (8 de ellos europeos), los cuales contribuyeron bien a través de entrevistas, correspondencia

electrónica y/o encuestas (en las que los expertos identificaron barreras y el grado de importancia relativa de cada una de ellas) a dar validez y fiabilidad a las barreras identificadas en la literatura. Debe tenerse en cuenta que, a diferencia de la incertidumbre o la falta de atención de las instituciones a cuestiones energéticas (que sí son barreras en sentido estricto), algunas de las barreras propuestas de manera más recurrente por los expertos consultados (tales como la información asimétrica y la información imperfecta), son en sí mismas fallos de mercado [94,95,100] por lo que no serán desarrolladas en este capítulo.

3.3 Barreras institucionales y financieras identificadas

3.3.1 Competencia distintiva y efecto del modelo de negocio

Si en los países miembros de la UE–28 no se crea un marco normativo que tenga por objeto hacer a la eficiencia energética parte de la competencia distintiva (también conocida como básica) de las compañías eléctricas [104], aun en el supuesto de ser la implantación de la cogeneración y las redes de calefacción urbana técnica y económicamente factibles, los esquemas podrían no progresar ya que normalmente se considera la inversión en cogeneración menos atractiva que la de otros proyectos que se encuadran, focalizan y no entran en conflicto con la competencia distintiva de las mismas [105]; estos proyectos ofrecen, además una mejor tasa de retorno, un menor riesgo intrínseco y ser más fácilmente implementados ya que no tienen que superar las barreras asociadas a los proyectos de cogeneración [106–108].

Es evidente, y la experiencia en otros sectores con características monopolísticas naturales así lo demuestra, que las eléctricas no se embarcarán en actividades emprendedoras o innovadoras sin un incentivo para hacerlo [109] y que este incentivo

debe venir indudablemente del regulador [110]. Empíricamente se ha comprobado que los esfuerzos para incentivar a organizaciones focales (aquéllas que sirven como punto de referencia) tales como los operadores de la red de distribución a actuar como emprendedores institucionales, ha sido problemático [111] debido a que esta empujadura es contraria a la lógica competitiva que se ha establecido en la práctica totalidad de los países más desarrollados de la UE. Esto se debe a que innovación y cambio no están ni mucho menos entre las prioridades de organizaciones focales que se beneficien de un status quo privilegiado [112,113].

3.3.2 Volatilidad de los precios de combustible y de la electricidad

Se conoce por *spark-spread* a la relación entre los precios del gas y de la electricidad [117]. La utilización de la cogeneración será tanto más atractiva cuanto más bajo sea el precio del gas con respecto al de la electricidad, es decir, cuanto mayor sea el *spark-spread* [118], siendo éste como factor el de mayor impacto tanto en la tasa interna de retorno como en el nivel de riesgo asociado a un proyecto de cogeneración [119]. En años recientes, el aumento y volatilidad de los precios del gas con respecto a los de la electricidad (*spark-spread* bajo) ha sido la mayor fuerza disuasoria a la expansión de la cogeneración, esperándose que esta tendencia continúe en un futuro cercano [120].

A pesar de tener la opción de formalizar contratos de larga duración con el objeto de hacer frente al riesgo asociado a la marcada volatilidad de los precios del gas en el mercado, lo cierto es que es precisamente esta volatilidad la que hace que el acceso a este contrato por parte de los grandes usuarios sea a un precio netamente superior [121]. Consecuentemente, el *spark-spread* entre los precios del gas y de la electricidad se acercan, siendo por ende el atractivo económico de la cogeneración inferior [122] ya que la volatilidad que experimenta el precio del gas normalmente no se

reproduce exactamente en los precios de la electricidad [123]. Este riesgo adicional hará incrementar la tasa de retorno requerida para la realización de un proyecto que conlleve la implantación de un sistema de cogeneración junto con una red de calefacción urbana [124].

En este apartado es preciso indicar que, a diferencia de otros países miembros de la UE-28 y en aras de disminuir la incertidumbre con respecto al precio de un recurso energético concreto, los productores de países con una larga tradición en cogeneración como es el caso de Suecia, normalmente pueden elegir discrecionalmente entre al menos dos combustibles, posibilitando esta flexibilidad que el sector de la cogeneración sueco sea económicamente viable [125].

3.3.3 Otras razones

El marco institucional y legal relativo a las redes de calefacción urbana pertenece principalmente al ámbito nacional de cada uno de los Estados miembros, siendo una de las pocas Directivas internacionales que afectan a la competitividad de la calefacción urbana el Régimen de Comercio de Derechos de Emisión de la Unión Europea [126,127] y la Directiva relativa a la eficiencia energética (Directiva 2012/27/UE); tal y como se indicó anteriormente para este última y a pesar de recomendar explícitamente el empleo de calefacción urbana con el objeto de cumplir los objetivos energéticos propuestos por la UE-28 para el año 2020, legalmente no obliga su implantación a pesar de que la misma fuera económicamente viable, por lo que se puede decir que hasta la fecha no existe una legislación que a nivel supranacional específicamente asegure una expansión de las redes de calefacción urbana. Aparte del efecto de la competencia distintiva, del modelo de negocio y de la volatilidad de los precios de combustible y de la electricidad, se han identificado las siguientes barreras que igualmente lastran el desarrollo de las redes de calor:

- **Inversión a largo plazo:** La calefacción urbana supone un compromiso a largo plazo [128] comparable a la requerida para otros proyectos de obra pública de importancia, lo que no la hace atractiva para aquellos mercados energéticos que hayan sido privatizados y abiertos a la competencia ya que éstos prefieren proyectos con recuperaciones de la inversiones más cortas [129]. Este hecho, unido al mayor riesgo que entraña la implantación de redes de calefacción urbana en comparación con la de otras tecnologías más convencionales, hace que el coste de capital requerido sea mayor [130,131].
- **Marco regulatorio:** La influencia de un marco regulatorio diferente para cada Estado miembro y un acercamiento en muchas ocasiones dispar, hace que la situación en el sector de la calefacción urbana de la UE-28 no esté en absoluto armonizada [132], dificultando esto la participación de actores del mercado que hayan participado con anterioridad en proyectos de la misma índole en otro Estado miembro.
- **Regulación y distorsión del precio de la energía:** En la mayoría de los países de Europa del Este, se ha venido aplicando una regulación de los precios del calor para proteger a la parte más desfavorecida de la población (debido principalmente a que no se han introducido programas de asistencia social a nivel nacional o local) [133], lo que provoca no solamente un mercado energético con unos precios distorsionados [133] sino que, indirectamente, evita un mantenimiento adecuado y la expansión de las redes de calefacción al impedir que muchos inversores privados se introduzcan en el sector de la calefacción urbana [135].
- **Liberalización del mercado energético:** Los diferentes modelos adoptados para liberalizar el mercado energético en los distintos Estados miembros han causado una serie de dificultades para los actores del mercado. En concreto, a la falta de integración del mercado de la energía [136], se une el

hecho de que, paradójicamente, la liberalización del mercado ha provocado que la industria energética se haya atomizado en un reducido grupo de grandes empresas [137–139] que no están interesadas en el desarrollo de la cogeneración [140].

- Prioridades, experiencia y electoralismo de las autoridades locales: A diferencia de la salud o la educación, por lo general las autoridades locales presentes en la UE-28, además de no poseer experiencia en el área en cuestión, no consideran a la energía como una prioridad [141] y muchas de las acciones que llevan a cabo en esta área, en caso de realizarse, son cuanto menos “no transparentes” [142]. Por otro lado, y debido a que las autoridades locales son concedoras que, aun siendo beneficioso para la sociedad en su conjunto, electoralmente sería peligroso el contraer deudas para realizar proyectos energéticos que esencialmente no son una demanda ni objeto de debate abierto dentro del público general, por lo que en la mayoría de los casos deciden no embarcarse en proyectos de esta índole [143].

Una vez identificadas las principales barreras institucionales y financieras que impiden un mayor desarrollo de las redes de calefacción urbana, en Tabla 3-1 se muestra, a modo de resumen lo expuesto en esta sección.

Tabla 3-1. Barreras institucionales y financieras más significativas al despegue de las redes de calefacción y la cogeneración en la UE-28. Fuente: Elaboración propia

| BARRERA IDENTIFICADA | RAZONES |
|--|---|
| Competencia distintiva y modelo de negocio | Falta de un marco normativo que tenga como objetivo hacer a la eficiencia energética parte de la competencia distintiva de las compañías eléctricas. Generalmente, aquellas organizaciones energéticas focales que se benefician de un <i>status quo</i> privilegiado carecen de deseo de innovación y cambio. |
| Volatilidad de los precios de combustible y de la electricidad | Alta volatilidad del precio del gas. <i>Spark-spread</i> bajo en años recientes. |

| BARRERA IDENTIFICADA | RAZONES |
|---|---|
| Inversión a largo plazo | Plazo de recuperación mayor que para otros proyectos energéticos. Riesgo de implantación superior al de otras tecnologías más convencionales. |
| Marco regulatorio | Falta de armonización en la normativa relativa a la calefacción urbana para los Estados miembros de la UE-28. |
| Regulación y distorsión del precio de la energía | Carencia de programas de asistencia social a nivel nacional o local en alguno de los países de Europa Oriental pertenecientes a la UE-28. |
| Liberalización del mercado energético | Falta de integración del mercado de la energía. Atomización de la industria energética. |
| Prioridades, experiencia y electoralismo de las autoridades locales | Por lo general, las autoridades locales no consideran a la energía como una prioridad. Potencial peligrosidad electoral por las deudas que resultarían de la realización de este tipo de proyectos energéticos. |

A lo largo de esta sección se han identificado una serie de barreras institucionales y financieras relacionadas con la introducción de redes de calefacción urbana y cogeneración en la UE-28, mostrándose en Tabla 3-2 las medidas propuestas para combatirlas. Cada uno de los mecanismos abajo propuestos deberían entenderse como diseñados lo suficientemente flexibles como para satisfacer requisitos cambiantes y para evitar ayudas/financiación redundante.

3.4 Medidas para eliminar o mitigar las barreras identificadas

Las Directrices comunitarias sobre ayudas estatales en favor del medio ambiente (Comunicación 2008/C 82/01) reconocen que, en ciertas circunstancias y con el objeto de promover unos objetivos de política ambiental más amplios, puede ser necesaria la ayuda del estado [144]. Dichas Directrices, que han sido adoptadas en cercana colaboración con los Estados miembros, pretenden servir de herramienta para la promoción de medidas que protejan el medio ambiente a la vez que impiden cualquier ayuda estatal injustificada [144], siendo plenamente consistentes con la Directiva Europea 2004/8/CE sobre promoción de la cogeneración [144]. Por lo tanto, la Comisión tiene la posición de que, siempre que las ayudas del estado sirvan para promover la utilización de fuentes energéticas renovables así como la producción combinada de calor y electricidad, las mismas son aceptables bajo ciertas condiciones [144].

Sin embargo, tal y como se ha expuesto en puntos anteriores, la evolución de la implantación de una de las tecnologías que más hace reducir las emisiones contaminantes a un menor coste (como las redes de calefacción urbana), ha sido en los últimos 25 años verdaderamente desalentadora para la gran mayoría de los Estados miembros, por lo que si realmente éstos tienen un compromiso energético y ambiental adquirido, deberán buscar medidas alternativas a las acciones ya adoptadas; unas medidas que tendrían que tener como fin último dar respuesta a las barreras indicadas en el punto anterior y que, aun pudiendo ser alguna de ellas asumidas de forma genérica por todos los Estados miembros, deberán buscarse de forma individualizada para cada uno de ellos dependiendo del grado de madurez e implantación de las redes de calefacción urbana ya existente.

En la actualidad las redes de calefacción urbana solamente contribuyen con alrededor del 10% del suministro total de calor de la Unión Europea [145], sugiriendo su evolución que esta situación es improbable que cambie bajo las actuales condiciones políticas y de mercado [146-148]. Sin embargo, con las condiciones apropiadas y debido a su potencial, es factible que la calefacción urbana se convierta en un actor principal del sector energético europeo, necesitándose para conseguir esto la mitigación de los riesgos y costes asociados a este tipo de proyectos [149].

Una vez desgranadas en apartados anteriores las principales causas que limitan la implantación de la utilización conjunta de la cogeneración junto con redes de calefacción urbana, en este apartado se propondrán medidas que sirvan para combatir las mismas. Cada uno de los mecanismos expuestos a continuación deben entenderse diseñados para ser lo suficientemente flexibles como para satisfacer requisitos cambiantes así como para evitar que se den subvenciones/apoyo financiero doble.

3.4.1 Competencia distintiva y modelo de negocio

En el apartado anterior se mostraron las causas por las que las organizaciones energéticas focales no consideran atractivas las redes de calefacción urbana ni la cogeneración, figurando entre las mismas el riesgo intrínseco de estas infraestructuras y la tasa interna de retorno; y exponiéndose que debían ser los reguladores nacionales de la energía de cada Estado miembro los que incentivarán su participación.

Aunque desde que se sucedieran las diferentes privatizaciones en el sector energético de los distintos Estados miembros por lo general la inversión en infraestructuras energéticas ha estado sujeta a las fuerzas del mercado [150], en esta tesis se propone que, con el objeto de mitigar la reticencia por parte de las organizaciones energéticas focales antedichas a participar en el despegue de la cogeneración y las redes de calefacción urbana, se elimine completamente el riesgo de la infraestructura (debido a que dichas fuerzas de mercado no proporcionan los incentivos necesarios a la inversión privada como “para invertir y proteger infraestructuras críticas” [151]), imponiéndose una tasa de descuento social (típicamente empleada en evaluación de proyectos en los que de alguna manera intervenga el sector público y que representa el umbral de rentabilidad del proyecto) del 3,5% [152-154] y obligando al regulador nacional de la energía de cada Estado miembro a la participación de estas organizaciones focales en infraestructuras de este tipo.

Debe quedar claro que esta medida solo debería adoptarse en aquellos mercados energéticos en los que la tecnología de las redes de calefacción urbana no esté lo suficientemente madura, teniendo como objeto no solamente que la misma se desarrolle e implante en un Estado miembro determinado sino que pase a formar parte de la competencia distintiva de las organizaciones energéticas focales.

3.4.2 Volatilidad de los precios de combustible y de la electricidad

Con el objeto de fomentar la inversión privada, la rentabilidad del proyecto debería ser atractiva [158] y no demasiado variable; es decir, tendría que haber una estrecha correlación entre el coste de combustible y la tarifa resultante [156]. Aunque se propone que se ofrezca un precio mínimo garantizado a los proveedores energéticos, históricamente los inversores privados han participado en proyectos expuestos a unos precios de la energía de por sí relativamente volátiles, por lo que se hace necesario que acepten algún riesgo en este tema [159].

Independientemente del tamaño de los esquemas y debido a las características de monopolio efectivo que se dan [69,158], se propone que se adopte una forma apropiada de regulación en aras de modificar las tarifas atendiendo a un índice de costes de combustibles alternativo, manteniéndose de esta manera la competencia entre distintos combustibles y tecnologías. Sin llegar a convertirse en una barrera a la inversión en sí misma pero aceptando que añade una considerable complejidad a la administración del esquema y a la evaluación llevada a cabo por los inversores, se propone como medida para mitigar la volatilidad de los precios de combustible y de la electricidad mantener la rentabilidad de la infraestructura desarrollada dentro de una (modesta) franja dada, llevando a cabo una revisión anual de los precios del gas, del *spark-spread* así como del nivel de apoyo financiero.

3.4.3 Inversión a largo plazo

La medida más inmediata para eliminar o mitigar la barrera de la inversión a largo plazo sería la de proporcionar un apoyo financiero que elevase la tasa interna de retorno, disminuyera el riesgo de la inversión y estimulase el despegue de las redes de calefacción urbana, actuando de esta manera como catalizador para

su implantación [159]. Se ha argumentado que al ser el desembolso asumido para implantar las redes de calefacción urbana ampliamente superado por los grandes beneficios que éstas tienen para la sociedad [160], los Gobiernos de la UE-28 deberían apoyar a la cogeneración y las redes de calefacción urbana con el objeto de evitar el fallo de mercado resultante de las externalidades surgidas de la producción convencional de calor y electricidad.

Aunque una solución práctica podría ser la de proporcionar préstamos con un bajo interés o la de ofrecer subvenciones a la inversión [161], debe tenerse en cuenta que, en caso de realizarse, cualquier esquema de subvenciones debería limitarse en cada Estado miembro a un número limitado de proyectos, diseñados tanto para ilustrar la factibilidad de implantar redes de calefacción urbana como para ser los catalizadores de la reducción de su coste y de la formación de una cadena de suministro local, por lo que dicho esquema de subvenciones variará grandemente dependiendo de la madurez de cada Estado miembro en cuanto a redes de calefacción urbana se refiere. Históricamente ha habido problemas con las subvenciones directas concedidas a la instalación de infraestructuras, tanto en términos de para qué se emplean las mismas así como en su administración [162], por lo que no es la medida más recomendable a tomar. El proporcionar subvenciones que sufragen costes de la infraestructura podría dejar el esquema abierto a abuso por parte de los inversores, lo que comprometería la efectividad del esquema de subvenciones así como la viabilidad del sistema [163,164].

La provisión de una ayuda por la electricidad producida a partir de centrales cogeneratoras de alta eficiencia, no solamente reduciría notablemente el tiempo de recuperación de la inversión y proporcionaría unos ingresos asegurados a lo largo de la vida de la planta cogeneradora y de las redes de calefacción urbana sino que mitigaría los riesgos percibidos, por lo que esta medida es una de las que se deben tomar para mitigar la barrera de la inversión a largo plazo. A pesar de que el nivel de ayuda financiera pueda variar para reflejar las condiciones de mercado, es importante tener presente la

necesidad de mantener la misma para proyectos que ya han sido contratados bajo este esquema. Aunque para cada país de la UE–28 las ayudas serían diferentes, los exitosos resultados obtenidos en esquemas de similares características en Dinamarca [165], así como estudios llevados a cabo para países menos desarrollados en cuanto a redes de calefacción urbana y cogeneración se refiere como es el caso de Croacia [66], indican que, orientativamente, las mismas tendrían que estar entre 0,005 €/kWh y 0,01 €/kWh por cada unidad de electricidad generada a partir de cogeneración de alta eficiencia.

Aunque teóricamente con los incentivos de mercado adecuados y una correcta utilización de la regulación las iniciativas privadas deberían ser capaces de llevar a cabo proyectos de cogeneración y de redes de calefacción urbana sin estar asociadas con ninguna institución local [166], lo cierto es que un elemento adicional que reduzca el riesgo de la infraestructura tal como la modificación de los términos de pago de los proveedores de las redes de calefacción urbana, dándoles a los mismos la posibilidad de conseguir pagos garantizados (similar a los proporcionados en los contratos en los que se da la colaboración público–privada) [167] es necesaria, por lo que es propuesta como medida para eliminar o mitigar la barrera de la inversión a largo plazo.

Debe tenerse en cuenta que, por lo general, los esquemas que han sido exitosos en Europa han tenido una elevada involucración del sector público [168,169], recayendo normalmente la responsabilidad final del impulso definitivo para el desarrollo de las redes de calefacción urbana sobre las autoridades locales [170]. Atendiendo a esta experiencia y a la necesidad de eliminar la barrera de la inversión a largo plazo, se propone una elevada implicación de unas autoridades locales que, aparte de promulgar la difusión de las redes de calefacción urbana, lleven a cabo una intervención administrativa que proporcione términos de contratos estandarizados con el objeto de atraer a usuarios que utilicen otras tecnologías de calefacción diferentes a las redes de calefacción urbana.

Finalmente, y en lo que a centrales eléctricas de nueva construcción se refiere, se propone la obligación de que las mismas tengan una eficiencia mínima de al menos un 70%, lo que convertiría a la cogeneración en una alternativa de bajo coste, crearía un fuerte incentivo para que las mismas encontrasen mercados de calor sostenibles y eliminaría las barreras de inversión a largo plazo.

3.4.4 Marco regulatorio

Con objeto de reducir el riesgo asociado a estos esquemas se propone la creación de cargas–ancla, de tal manera que pueda garantizarse una carga que represente alrededor del 80% de la capacidad total de la red, pudiéndose realizar esto gracias a la firma de contratos a largo plazo que reduzcan significativamente el riesgo de sobredimensionar a potenciales activos obsoletos.

En la mayoría de los países en los que la calefacción urbana es exitosa, los proveedores ofrecen contratos de hasta 20 años para asegurar ingresos [171,172]. Sin embargo, esto parece ir en contra de la política energética de muchos de los Estados miembros, ya que podría conllevar a consecuencias no intencionadas para la actual competencia de los mercados energéticos (es posible que se den distorsiones en la competencia entre las redes de calefacción urbana y otras tecnologías) así como para la protección de los consumidores de calor, ya que si los mismos están sujetos a contrato de larga duración (con un proveedor de calefacción urbana), podrían suscitarse suspicacias en torno a situaciones monopolísticas [173].

Ya en la Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad se indica que “Los Estados miembros velarán por que los clientes cualificados puedan cambiar fácilmente de suministrador si así lo desean” [174], lo que evidentemente crea un conflicto entre el imperativo legal de posibilitar al usuario la potestad de cambiar de suministrador y el requisito de tener contratos de larga duración para

reducir el riesgo de la inversión de este tipo de infraestructuras. Debido al conflicto antedicho y a acercamientos e interpretaciones dispares entre los Estados miembros, se propone como medidas para eliminar las barreras regulatorias una actualización de la Directiva 2009/72/CE en la que explícitamente se permita ofrecer a proveedores de tecnologías que sirvan para cumplir las obligaciones ambientales contraídas por los Estados miembros para el año 2020 contratos de larga duración (20 años suele ser el tope en aquellos países en los que las redes de calefacción urbana más han prosperado), de tal manera que se aseguren no solamente los ingresos necesarios para los proveedores sino el cumplimiento de dichas obligaciones por parte de los Estados miembros.

Tal y como se expuso con anterioridad, deben ser las autoridades locales las que den el impulso definitivo al desarrollo de las redes de calefacción urbana ya que de su actuación bien depende el éxito el esquema. Sin embargo, sin la involucración del Gobierno central mediante la elaboración del marco de referencia político en el que operarán las autoridades locales, la imposición de obligaciones y la proporción de la oportuna autoridad a las mismas, será muy complicado el despegue de las redes de calefacción urbana [175-177].

Por ello, se propone como medida para eliminar (o mitigar) la barrera del marco regulatorio, la creación de un organismo dentro del Gobierno central (o estrechamente asociado a él) para proporcionar estos servicios y actuar como adalid para el desarrollo de las redes de calefacción urbana. Se propone que a medio término y en aquellos Estados miembros en los que la tecnología no esté lo suficientemente madura, este marco de referencia sea complementado con medidas adicionales que faciliten el desarrollo de una cadena de suministro local robusta para el desarrollo de las redes de calefacción urbana.

3.4.5 Regulación y distorsión del precio de la energía

Con el objeto de eliminar o mitigar esta barrera, se propone la introducción de programas de asistencia social a nivel local (o nacional) que hagan innecesaria la aplicación de unos precios del calor que protejan a la parte más desfavorecida de la población ya que éstos a la postre dificultan un mantenimiento adecuado y la expansión de las redes de calefacción urbana.

No obstante la medida anteriormente expuesta para eliminar la barrera de la regulación y distorsión del precio de la energía, es preciso indicar que la expansión de las redes de calefacción urbana puede plantear cuestiones relativas a subsidios cruzados y protección de los consumidores [174,178-181]. Debido a que los costes de calefacción difieren dependiendo de la tecnología empleada, localización y tipo de edificación, la tarifa media no necesariamente asegurará que todos los consumidores tengan una tarifa más ventajosa que con la alternativa convencional. Por ejemplo, se ha demostrado que en Dinamarca, entre un 2% y un 8% de los clientes de las redes de calefacción urbana pagan más que si utilizaran calderas individuales [182] por lo que, para minimizar esta circunstancia, se propone la implantación de una diferenciación tarifaria, o bien una forma de compensación (p.ej., proporcionando subvenciones de conexión variables) que haga frente a esta circunstancia.

3.4.6 Liberalización del mercado energético

Con el objeto de mitigar esta barrera, se propone que los diferentes modelos adoptados para liberalizar el mercado energético de los distintos Estados miembros fueran reemplazados por un modelo de mercado de carbono puro (remunerándose plenamente las emisiones contaminantes dejadas de emitir a la atmósfera gracias a esquemas más eficientes a través del precio del dióxido de carbono) en el que se asigne plenamente el precio sombra del dióxido de carbono a la combustión de combustibles fósiles. Esta

medida, unida a una de las medidas expuestas anteriormente para mitigar la barrera de la competencia distintiva y del modelo de negocio, según la cual los reguladores nacionales de la energía de cada Estado miembro obligarían a la participación de organizaciones focales energéticas en redes de calefacción urbana y en proyectos de cogeneración, provocaría que el poco interés mostrado por las mismas (intensificado aún más si cabe después de la progresiva atomización subsecuente a la liberalización del sector energético) hacia estas tecnologías se revierta.

3.4.7 Prioridades, experiencia y electoralismo de las autoridades locales

En países en los que las redes de calefacción urbana están ampliamente implantadas y en los que se han conseguido eliminar las barreras asociadas a las prioridades, experiencia y electoralismo de las autoridades locales, la planeación llevada a cabo por los municipios ha sido vital en el desarrollo de las mismas. A pesar de que los potenciales usuarios de las redes de calefacción urbana serán en primera instancia las autoridades locales y viviendas públicas así como los grandes edificios comerciales (aunque en este último caso debería notarse que este grupo de clientes puede tener mayores incentivos para desarrollar sistemas de calefacción independientes con un riesgo menor) [111,183], el beneficio será todavía mayor en zonas con altas demandas y viviendas calefactadas eléctricamente.

Por tanto, se propone como medida para mitigar estas barreras, la realización de ajustes a las regulaciones de planeación y construcción, mostrando a los constructores los potenciales beneficios de su utilización con el objeto de que al menos consideren la calefacción urbana como opción (las redes de calefacción urbana tienen la ventaja de que, para este tipo de edificaciones en particular, no están compitiendo con ninguna red ya implantada con grandes costes hundidos, teniendo como

inconveniente las mejores eficiencias constructivas de las edificaciones en la actualidad).

Siguiendo el ejemplo de las líneas políticas llevadas a cabo por Dinamarca [184], se barajó como medida a tomar la obligación de conexión al esquema de calefacción urbana en determinadas zonas y circunstancias. Esta última acción supondría la creación de zonas en las que virtualmente todas las edificaciones tendrán la obligación de estar conectadas al sistema de calefacción urbana. La idea es que, al igual que no tiene sentido desarrollar dos sistemas de calefacción urbana que compitan entre sí, no tiene sentido desde un punto de vista económico el desarrollar dos sistemas de calefacción tales como el gas y las redes de calefacción urbana compitiendo entre sí [185].

Sin embargo, y aun teniendo constancia de que esta última acción supondría no solamente un método mucho más rápido de conseguir los resultados deseados (sin depender de la evolución espontánea del sector privado hacia los mismos) sino un coste total inferior [186] y el favorecimiento de los consumidores, esta medida no se podría justificar debido a que no se adaptaría bien a la actual libertad de elección presente en buena parte de los Estados miembros ya que la creación de estas zonas eliminaría la posibilidad de competencia en lo que al mercado de la calefacción se refiere, por lo que la misma no será propuesta.

Ciertamente existen otras formas de promoción de las redes de calefacción urbana menos impositivas que las llevadas a cabo en Dinamarca (donde una autoridad local puede decidir que todas las propiedades en un área dada sean conectadas a la red de calefacción urbana) que se adaptarían mejor a la libertad de elección energética antedicha. En vez de obligar la conexión, lo que se propone en esta tesis es que la autoridad local tome alguna forma de mercadotecnia activa, por ejemplo, a través de incentivos o conectando propiedades pertenecientes al Gobierno.

Uno de los elementos fundamentales de cualquier red de calefacción urbana es hasta qué grado es voluntaria la conexión. Si

la conexión es voluntaria, entonces se puede esperar que los términos contractuales cubran los principales elementos de la relación entre productor y consumidor en términos de precio e indexación, niveles de calidad mínimos del servicio y medidas a tomar en caso de fallo operacional [187,188]. El problema con estos esquemas es que es improbable que los mismos sean capaces de incorporar un elevado nivel de conexiones a nivel residencial, por lo que se propone como medidas para eliminar estas barreras la obligación de que, aquéllas organizaciones o cooperativas que provean de vivienda social de bajo coste a las personas que lo necesiten, reclamen la conexión de las autoridades locales al esquema o, cuanto menos, la exposición de los beneficios asociados a la utilización de las redes de calefacción urbana a los constructores de viviendas de nueva obra (con el objeto de contrarrestar a unos consumidores individuales que, por lo general, son propensos a la inercia, contrarios al riesgo y concedores de que el potencial beneficio privado es muy pequeño [189-192]).

Por otra parte, se propone llevar a cabo estudios de factibilidad de tecnologías/aplicaciones innovadoras, proyectos de demostración así como programas de promoción y diseminación (siempre y cuando se haga durante un largo período de tiempo bajo condiciones de mercado favorables) de centrales cogeneradoras y redes de calefacción urbana con el objeto de mitigar las barreras asociadas a las prioridades y el electoralismo de las autoridades locales.

Debido a que, como se ha indicado, estas medidas serán ineficaces sin unas condiciones de mercado favorables, solo en aquellos Estados miembros en los que se dé esta circunstancia y la tecnología no esté asentada, se propone como posible medida a tomar (con el objeto de elevar la conciencia sobre la existencia de la misma) llevar a cabo una innovación institucional mediante la creación de una empresa pública para el desarrollo de redes de calefacción urbana y cogeneración. Esta medida se fundamenta en el hecho de que, si un Gobierno dado (ya sea nacional o local) está decidido en crear compañías que aúnen todas las competencias

necesarias para la implantación de redes de calefacción urbana junto con instalaciones de cogeneración, entonces los costes de transacción de dicha tecnología disminuirán significativamente. La organización tendrá con toda probabilidad la posibilidad de financiar a más largo plazo su acceso al capital (el cual será por otro lado mayor), pudiendo involucrar en primera instancia en esta tecnología a los clientes privados más sencillos (que en este caso serían las industrias existentes y las centrales eléctricas). Esta fase inicial elevaría la conciencia sobre la existencia de esta tecnología y sus beneficios asociados, lo que desembocaría a corto plazo en la eliminación de la barrera electoralista detectada (las potenciales deudas contraídas por este tipo de proyectos serían entendidas por el público general) y a medio plazo en la atracción de otros clientes privados más complicados tales como los clientes particulares.

A lo largo de este apartado, se han presentado una serie de propuestas para hacer frente a las barreras institucionales y financieras identificadas relativas a la implantación de redes de calefacción urbana y cogeneración en la UE-28, mostrándose en Tabla 3-2 una síntesis de las mismas.

Tabla 3-2. Medidas propuestas para hacer frente a las barreras institucionales y financieras que limitan el desarrollo de las redes de calefacción urbana y la cogeneración en la UE-28. Fuente: Elaboración propia

| BARRERA IDENTIFICADA | MEDIDAS PROPUESTAS |
|--|---|
| Competencia distintiva y modelo de negocio | Eliminación completa del riesgo de la infraestructura imponiendo una tasa de descuento del 3,5%. Obligar al regulador nacional de la energía de cada Estado miembro a que haga participar a las organizaciones focales energéticas en infraestructuras de este tipo. |
| Volatilidad de los precios de combustible y de la electricidad | Ofrecimiento de un precio mínimo garantizado a los proveedores energéticos. Modificación de las tarifas atendiendo a un índice de costes de combustibles alternativo. Mantenimiento de la rentabilidad de la infraestructura dentro de una franja dada, con revisión anual de los precios del gas, del <i>spark spread</i> y del nivel de apoyo financiero. |

| BARRERA IDENTIFICADA | MEDIDAS PROPUESTAS | <i>Tabla 3-2 (Continuación)</i> |
|---|--|---------------------------------|
| Inversión a largo plazo | <p>Provisión de ayuda por electricidad producida a partir de centrales cogeneradoras de alta eficiencia.</p> <p>Modificación de los términos de pago de los proveedores de las redes de calefacción urbana.</p> <p>Intervención administrativa por parte de las autoridades locales, de tal manera que se proporcionen términos de contratos estandarizados.</p> <p>Obligación a que las centrales eléctricas de nueva construcción tengan una eficiencia mínima de al menos un 70%.</p> | |
| Marco regulatorio | <p>Creación de cargas-ancla que representen una carga de alrededor del 80% de la capacidad total de la red de calefacción.</p> <p>Actualización de la Directiva 2009/72/CE con el objeto de que explícitamente se permita ofrecer contratos de larga duración a aquellos proveedores de tecnologías que contribuyan al cumplimiento de las obligaciones ambientales contraídas por los Estados miembros de la UE-28.</p> <p>Creación de una organización perteneciente al Gobierno central que desarrolle el marco de referencia político y actúe como adalid en el desarrollo de redes de calefacción urbana.</p> | |
| Liberalización del mercado energético | Implantación de un modelo de carbono puro. | |
| Regulación y distorsión del precio de la energía | <p>Introducción de programas de asistencia social a nivel nacional o local en aquellos Estados miembros en los que no estén presentes.</p> <p>Implantación de una diferenciación tarifaria u otra forma de compensación para aquellos casos en los que la calefacción urbana resulte para el consumidor más cara que la alternativa convencional.</p> | |
| Prioridades, experiencia y electoralismo de las autoridades locales | <p>Realización de ajustes a las regulaciones de planeación y construcción.</p> <p>Puesta en marcha de una estrategia de mercadotecnia activa por parte de las autoridades locales con programas de promoción y diseminación de la tecnología.</p> <p>Realización de proyectos de demostración de centrales cogeneradoras y redes de calefacción urbana.</p> <p>Realización de una innovación institucional a través de la creación de una empresa pública exclusivamente en aquellos Estados miembros que no tengan unas condiciones de mercado favorables y las medidas anteriores resulten ineficaces.</p> | |

3.5 Conclusiones

Una vez identificadas las barreras institucionales y financieras existentes para la implantación de redes de calefacción urbana junto con plantas de cogeneración en la UE-28, se ha concluido que a no ser que se dé un cambio sustancial en el mercado o en la regulación que concierne a la utilización de la tecnología antedicha, es difícil que se produzca un despegue definitivo de la misma. Se considera que las Directivas comunitarias más recientes (entre las que destaca la Directiva 2012/27/UE sobre eficiencia energética), a pesar de voluntariosas, son insuficientes para conseguir una difusión de esta tecnología acorde a su potencial.

Se ha determinado como imperativo para la reducción de la pobreza energética y la consecución de los objetivos relativos a eficiencia energética propuestos en el seno de la UE-28 para el año 2020, el desarrollo de políticas energéticas que creen una relación simbiótica entre lo público y lo privado, evalúen más adecuadamente las externalidades ambientales, y eliminen, en línea con lo aquí propuesto, las actuales barreras institucionales y financieras a las que se enfrenta la utilización conjunta de redes de calefacción urbana y cogeneración.

Por su parte, se ha determinado que, debido a que en la actualidad la utilización conjunta de cogeneración y redes de calefacción urbana está en la mayoría de los Estados miembros en una fase incipiente, el camino más eficaz para desarrollar las instituciones del sector, la normativa técnica y las disposiciones legales y contractuales es la de llevar a cabo una búsqueda individualizada de unas medidas que, atendiendo principalmente al grado de madurez e implantación ya existente en cada Estado miembro, evolucionen y conduzcan, conforme el sistema se expande, a un régimen regulatorio adecuado, que elimine (en base a lo expuesto en este tercer capítulo) las barreras institucionales y financieras a las que se enfrentan aquellos proyectos energéticos que implican una utilización conjunta de cogeneración y redes de calefacción urbana.

4 RECONCILIACIÓN DE LA TASA DE DESCUENTO SOCIAL CON LA INICIATIVA PRIVADA

The present would exercise dictatorship over the future by letting decisions be guided only by net present value.

Anders Chr. Hansen, Roskilde University

La Unión Europea desea que sus estrategias Comunitarias en materia energética contribuyan a la promoción de la utilización de redes de calefacción urbana y cogeneración, así como a la eliminación de aquellas barreras que lastren su implantación generalizada, ya que considera que estas tecnologías son una de las pocas que, a corto o medio plazo, pueden contribuir significativamente a la consecución de sus objetivos energéticos y medioambientales.

Siguiendo las recomendaciones de la Dirección General de Política Regional y Urbana de la UE-28 para aquellas inversiones infraestructurales que estén localizadas en Europa Occidental, la viabilidad económica de tales esquemas se evaluará llevando a cabo un análisis coste-beneficio calculando el valor actual neto para

una tasa de descuento del 3,5%. Desde una perspectiva puramente empresarial, una vez se calculen los valores actuales netos para diferentes proyectos, aquél que sea mayor será el elegido; sin embargo, desde una perspectiva gubernamental, donde muchos costes y beneficios son difíciles de cuantificar, el valor actual neto puede ser solo uno de los muchos criterios para la toma de decisiones.

Estas perspectivas contradictorias pueden entrar en conflicto e impedir la selección de proyectos que entrañen la utilización conjunta de redes de calefacción urbana y cogeneración. La perspectiva puramente empresarial requerirá de tasas de descuento “normales” para este tipo de proyectos (usualmente comprendidas entre un 10% y un 12%), siendo un 10% el límite inferior para que un proyecto sea aceptado.

Este cuarto capítulo explica y prueba por qué esta aparente inconsistencia es ilusoria y derivada de un error a la hora de entender el papel de los Gobiernos en la promoción de la iniciativa privada, proponiéndose medidas para que esta tasa de descuento del 3,5% propuesta por la UE pueda finalmente ser aplicada.

4.1 Introducción

Como es ampliamente conocido, el análisis del flujo de caja descontado es utilizado con asiduidad en la determinación de la viabilidad de proyectos [193]. La ventaja de este método es que, a diferencia de los métodos del valor actual neto y el de la tasa interna de retorno, el mismo compara bien proyectos de diferentes costes y vidas útil [194]. Con el objeto de tener un único valor que represente el riesgo del proyecto [195], el flujo de caja descontado se utilizará para obtener finalmente el valor actual neto del proyecto [196]. Como regla general, solo si el valor actual neto es positivo para una tasa de descuento determinada, será pertinente invertir en un proyecto dado [197]. Si todos los proyectos tienen valores actuales netos negativos, como ocurre a menudo cuando las inversiones son

infraestructurales [198], entonces el valor actual neto menos negativo será el seleccionado [199].

Las técnicas del flujo de caja descontado tienen en cuenta la importancia temporal del valor del dinero (ya que una unidad monetaria a día de hoy no tiene el mismo valor que una unidad monetaria en una fecha futura) [200]; esto se debe a que si esta unidad monetaria hubiera sido invertida en una inversión garantizada, su valor hubiera aumentado hasta llegar, en casos excepcionales, a sobrepasar con creces la rentabilidad típica de las Obligaciones del Estado para períodos de 30 ó más años [201]. En lo que a Europa Occidental respecta, el crecimiento de su economía a largo plazo (30 años ó más como horizonte) se estima que esté sobre el 2,5% anual [202,203], siendo ésta la razón por la que la rentabilidad de las Obligaciones del Estado para períodos de 30 ó más años sea también del 2,5% anual [204].

El valor presente total de una serie temporal de flujos de caja conduciría al valor presente neto (para su cálculo se necesitaría que se descontara el flujo de caja) [205–209] (4.1):

$$NPV = \sum_{t=0}^T \frac{R_t}{(1+d)^t} \quad (4.1)$$

Como regla general, si el inversor medio desea que su inversión esté completamente asegurada, no obtendrá más que ese 2,5% anual. Ésta es la razón por la que las recomendaciones para los países de Europa Occidental propuestas por la Dirección General de Política Regional y Urbana de la UE indican que, aquellas inversiones que sean consideradas como infraestructurales, no deberían tener una tasa de descuento (social) superior al 3,5% (al considerarse que este tipo de proyectos tienen un amplio impacto y son beneficiosos para la sociedad en su conjunto) [210]. Esto básicamente significa que si un Gobierno dado considera que una inversión infraestructural puede ofrecer esa tasa de descuento del 3,5% y contribuir a la consecución de algunas de sus prioridades (entre las que pueden estar la reducción de emisiones contaminantes o la cantidad de combustibles importados), el

proyecto debería llevarse a cabo.

Debe reconocerse el hecho de que no todos los proyectos empresariales son rentables y que hay algunos que solo lo son durante un período determinado [211], lo que obliga a los inversores a diversificar [212] y a obtener finalmente para sus inversiones a largo plazo una rentabilidad similar a la del país en su conjunto, la cual suele ser similar a la de las Obligaciones del Estado a largo plazo (30 años). Como regla general, los inversores que inviertan en proyectos privados de riesgo bajo en vez de hacerlo en Obligaciones del Estado, requerirán como contrapartida una rentabilidad anual de al menos el 6%, por lo que asumiendo una inflación típica del 2% y una prima de riesgo adicional del 1% [213] resultaría en una rentabilidad real del 3%.

Aunque es cierto que algunos bancos centrales europeos han propiciado que algunos bonos ofrezcan rentabilidades negativas (en el segundo semestre del 2014 y comienzos del 2015) con el objeto de combatir la deflación, ésta es una circunstancia verdaderamente extraordinaria (algo no visto incluso durante la Gran Depresión) [214]. La misma se produce como respuesta a una situación financiera excepcional que no se espera continúe en el futuro y, consecuentemente, invalide el requisito de una rentabilidad real del 3% para inversores privados.

El trabajo de investigación planteado en este capítulo pretende conjugar acertadamente el binomio entre tasas de descuento social e iniciativa privada, pues de esa reconciliación bien depende el cumplimiento de la Directiva 2004/08/EC sobre Promoción de la Cogeneración. Por otro lado, a nuestro entender hasta la fecha la literatura científica no ha abordado explícitamente el tema de la reconciliación entre tasas de descuento sociales propuestas por una institución supranacional con la iniciativa privada, por lo que el acercamiento y la temática de este capítulo son de suma importancia y verdaderamente novedosos. El objetivo de este capítulo es claro: proponer medidas para que la iniciativa privada se embarque en proyectos que comprendan la utilización

conjunta de redes de calefacción urbana y cogeneración aceptando la tasa de descuento propuesta por la Dirección General de Política Regional y Urbana de la UE-28 para proyectos infraestructurales. Nótese no obstante que, debido a su propia naturaleza, las medidas aquí propuestas por lo general también podrán ser de aplicación a diversas inversiones de bajo carbono e incluso a muchas inversiones infraestructurales.

En la primera sección de este cuarto artículo se ha llevado a cabo un primer acercamiento relativo a las técnicas a emplear para evaluar la viabilidad de proyectos, mencionado la especial consideración que deben tener los proyectos infraestructurales, y expuesto la necesidad de reconciliar la tasa de descuento social propuesta por la UE con la rentabilidad requerida por la iniciativa privada; en la sección segunda se analizan los antecedentes teóricos relativos a la materia mencionada en la sección anterior; posteriormente, en la sección tercera se proponen medidas para conseguir reconciliar tasas de descuentos sociales e iniciativa privada, reservándose la sección cuarta para discutir el papel del Estado en la selección de tasas de descuento sociales; finalmente, en la sección quinta se exponen las conclusiones, donde se presentan las implicaciones en cuanto a política energética se refiere de las medidas propuestas en este capítulo.

4.2 Marco Teórico

Todos los niveles de Gobierno recurren a la obtención de crédito en el mercado monetario para financiar una proporción significativa de sus actividades [215]. El coste en el que incurre un Gobierno determinado para conseguir un préstamo viene determinado por la confianza del mercado crediticio en el reintegro de su deuda, conocida como calificación crediticia (ésta es de gran importancia para los distintos Gobiernos cuando consideran invertir en proyectos públicos) [215]. La teoría financiera clasifica a los Bonos del Estado como libres de riesgo [215] y son descontados

como tales (con la menor tasa posible) mientras que, por su parte, los flujos de caja de otros bienes son descontados a una tasa mayor con el objeto de reflejar su riesgo [216].

Debido a su propia naturaleza, las tasas de descuento (sociales) son parámetros subjetivos, siendo uno de sus mayores problemas el hecho de que las mismas no son observables o resultantes del sentido común [217].

La tasa de descuento (a pesar de haber sido tradicionalmente un tema controvertido) [218,219] es un elemento indispensable en la evaluación económica de las políticas de los distintos Gobiernos y de sus programas y proyectos [220]. En los años setenta, y después de la crisis del petróleo que tuvo lugar en 1973, muchos países se vieron en la necesidad de invertir en investigación en materia energética [218]. Anteriormente [en concreto, en 1967, con la publicación del informe “The Economic and Financial Obligations of Nationalised Industries” (el cual continúa evolucionando)] el Reino Unido ya había establecido una tasa de descuento formal para proyectos que comprendieran inversión del sector público [221].

Lo cierto es que no fue hasta este momento (a pesar de que los factores que afectan a la tasa de descuento fueran identificados a finales del siglo XIX por Böhm-Bawerk) [222] cuando el tema de la tasa de descuento comenzó a despertar interés entre un pequeño grupo de investigadores, debiéndose el mismo en buena medida a que estaban empezando a tratar un mayor número de inversiones cuyos beneficios no iban a obtenerse en el corto plazo [218]. Como consecuencia, en 1977 “Resources For the Future” organizó una conferencia para discutir la tasa de descuento apropiada para inversiones públicas en proyectos energéticos y otros tipos de proyectos, dando como resultado la publicación de una de las primeras obras que recogen la relación entre tasa de descuento y política energética (“Discounting for Time and Risk in Energy Policy”, 1982) [218].

4.2.1 Análisis coste–beneficio

Desde que Dupuit (1844), un ingeniero francés, aplicara el análisis del coste–beneficio para evaluar un proyecto ferroviario, este acercamiento particular ha prevalecido [223]. Aunque otras técnicas hayan sido desarrolladas y utilizadas, lo cierto es que a día de hoy, el análisis coste–beneficio es la principal herramienta para la evaluación económica de proyectos públicos [224,225], habiendo tenido una gran influencia en la determinación de la política regulatoria de distintos Gobiernos durante al menos los últimos 30 años [226].

El análisis coste–beneficio compara los costes y beneficios de un proyecto con el objeto de determinar si su implementación es económica y/o socialmente factible, y conseguir indicadores armonizados con los que comparar la rentabilidad de proyectos alternativos (su propósito es doble: por un lado, ordenar acciones atendiendo a su atractivo y determinar si está justificada la inversión) [223,227]. De hecho, la mayor ventaja del análisis coste–beneficio es que permite la comparación de varias opciones atendiendo a un valor único (la relación beneficio/coste) y que todos los impactos están cuantificados y expresados en términos monetarios, siendo por tanto de gran utilidad para la validación de las potenciales acciones propuestas [228].

Debido a que el análisis coste–beneficio está basado en el principio de que los precios del mercado reflejan las preferencias subjetivas de los consumidores, la teoría clásica sugiere que las tasas de descuento deberían igualarse a los tipos de interés del mercado [229] (éstos, que serían mucho mayores sin las políticas y regulaciones de los Gobiernos, deberían entenderse como una combinación de fuerzas reguladoras y de mercado) [217]. Aunque parezca simple, este acercamiento conlleva varias complicaciones prácticas [229]. En primer lugar, la incertidumbre relativa a los potenciales ingresos resultantes de los activos hace que los tipos de interés obtenidos puedan ser muy dispares [229] —estas incertidumbres incluyen riesgos relativos al proyecto, a riesgos

políticos y regulatorios, así como a la incertidumbre relativa a la evolución de los precios de la energía [230].

Debe tenerse en cuenta que los inversores exigen una elevada rentabilidad (o prima de riesgo) para activos con un elevado riesgo asociado pero aceptan rentabilidades mucho menores para aquellos activos que supongan inversiones seguras [229]. Como ejemplo nótese que instrumentos financieros de bajo riesgo tales como las Letras del Tesoro de economías avanzadas suelen estar en una horquilla comprendida entre un 2% y un 4% al año, mientras que, por su parte, las acciones corporativas (las cuales son relativamente arriesgadas), suelen tener rentabilidades típicas del 10% [229]. En el análisis coste-beneficio, la tasa de descuento es lo que realmente causa que la suma de futuros costes y beneficios converjan a un número finito (sin una tasa de descuento, la comparación de costes y beneficios de acciones alternativas es compleja y poco convincente) [227] y que se obtengan valores presentes comparables [229,231].

4.2.2 Método del valor presente neto

El método del valor presente neto, aunque no emergiera como herramienta de gestión para evaluar proyectos de inversión a largo plazo hasta los años 50 (anteriormente se ponía un mayor énfasis en el período de recuperación) [232], fue desarrollado mucho antes (en concreto, ya a finales del siglo XVI se utilizaba para inversiones financieras) [233], siendo a menudo el factor crítico para priorizar proyectos cuando los recursos son limitados [223,234]. Si el valor presente neto de la inversión es mayor que cero (y ninguna alternativa es más atractiva) [227], el proyecto es eficiente [215,235-237] y por tanto debería aceptarse [223,238].

Cuando se trata de proyectos privados, el tipo de interés o la tasa interna de retorno (los cuales en cierto modo estiman la inversión que puede sostenerse a lo largo de la vida útil del proyecto y determinan si una inversión es económicamente factible) [236] son

las bases para el cálculo de la tasa de descuento [224]. Los inversores deben tener en cuenta el riesgo asociado a la incertidumbre de flujos de caja futuros, realizándose esto a través de una adopción de una tasa de descuento apropiada que refleje el riesgo del proyecto [238]. Obviamente los elevados beneficios que se obtienen en los mercados financieros están altamente relacionados con el mayor riesgo de estas inversiones y con el hecho de que los tipos de interés de los mercados están basados en actividades con una elevada productividad que a menudo causan una elevada presión ambiental (en otras palabras, elevados tipos de interés reflejan un sistema insostenible, siendo por lo tanto ellos mismos insostenibles) [239].

4.2.3 Tasas de descuento sociales y privadas

En general, en la literatura científica se distingue entre tasas de descuento privadas y tasas de descuento sociales, siendo esta última utilizada para determinar si una inversión o política es beneficiosa desde la perspectiva de la sociedad, es decir, si ésta hace un buen uso de sus recursos [230,240]. Para el caso de proyectos públicos debe adoptarse un análisis coste–beneficio social, y posteriormente una tasa de descuento social [224] (para la cual y aunque no exista un acuerdo internacional acerca de su valor, prácticas internacionales recomiendan que varíe entre un 2% y un 7% para la UE y EEUU) para evaluar proyectos y políticas convirtiendo flujos de costes y beneficios futuros a sus equivalentes presentes [215,238,241,242].

La tasa de descuento social realmente no es más que una tasa de conversión del valor futuro al valor presente que refleja el juicio ético colectivo de una sociedad, en contraposición al criterio individualista (tal como el tipo de interés del mercado) [243]. Debe tenerse en cuenta que es notable el hecho de que históricamente distintos Gobiernos han discrepado acerca de la magnitud de la tasa de descuento apropiada [207]. En proyectos que tienen un elevado

impacto ambiental y con un efecto a largo plazo para generaciones futuras, la elección de la tasa de descuento y el horizonte temporal tienen una relevancia particular debido a que pueden llevar a muy diferentes rentabilidades [207,225,226,244]. Ciertamente la tasa de descuento individual no puede ser de aplicación para la sociedad, y ésta a su vez no debería aplicársele a bienes que no son de mercado (aquéllos que no pueden valorarse acudiendo al mercado libre para conocer su precio de compra y de venta) [243]. De hecho, únicamente en el supuesto de que no existieran imperfecciones en el mercado (lo cual nunca ocurre) los tipos de interés privados y la tasa de descuento llegarían a igualarse [245].

Obviamente una tasa de descuento baja disminuye el coste de financiación, lo cual ayuda a estimular el crecimiento económico [217] y favorece a proyectos cuyos beneficios ocurran a largo plazo [206,227,237,246]. Contrariamente, una tasa de descuento elevada conllevará que, muchas de las actividades que se lleven a cabo, sean perjudiciales a largo plazo (siendo ésta la razón por la que en lugares con una regulación ambiental laxa, las actividades económicas degradan el medio ambiente muy rápidamente) [217], que proyectos socialmente atractivos resulten rechazados, y que aquéllos cuyos beneficios ocurran en las primeras fases, favorecidos.

Cuando se trata de proyectos de larga duración, una pequeña modificación en la tasa de descuento tiene un gran impacto en los resultados del proyecto [247,248], lo que conlleva que el debate acerca del valor numérico de la tasa de descuento se intensifique [217]. De hecho, uno de los problemas más importantes en la evaluación de proyectos es la elección de una tasa de descuento apropiada (en un análisis coste-beneficio para un proyecto privado, los tipos de interés del mercado o las tasas internas de retorno son la base para el cálculo de la tasa de descuento) [224].

De hecho, la literatura existente a pesar de ser extensa, es “poco concluyente” [249], pudiéndose encontrar autores que defienden la utilización de una tasa de descuento social igual al tipo

de interés de inversión privada (debido a que éste es el coste de oportunidad para tanto los fondos de inversión privados como para los públicos) y otros que argumentan que este coste de oportunidad privado no pone suficiente énfasis en el potencial beneficio de los proyectos públicos para generaciones futuras, por lo que apuntan la evaluación debería reflejar el coste de oportunidad social del capital en vez del coste de oportunidad privado [219].

Ciertamente, el tipo de interés del mercado no considera adecuadamente, entre otras, cuestiones tales como externalidades o bienes públicos por lo que algunos autores consideran imperativo su ajuste [250]. Este debate es sin duda de importancia ya que de la tasa de descuento tiene una gran influencia en inversiones que generan costes y beneficios a largo plazo [239,249,251–253]. Es preciso indicar que aunque la mayoría de los economistas consideran obvio que la tasa de descuento social sea positiva, existen autores más “filosóficos” que aseguran que ésta “debería” ser nula [219,251,254] o incluso negativa para ciertos proyectos con un marcado propósito social [255], ya que en estos casos una tasa de descuento positiva podría ser una “expresión cortés de rapacidad” [219].

Los proyectos públicos, tales como las redes de calefacción urbana, a menudo tienen elevados costes iniciales y largas duraciones [217]. Cuando los flujos de caja futuros son descontados a tasas mayores que las que le correspondería a proyectos libres de riesgo, el valor presente neto para este tipo de proyectos públicos tendrá una elevada probabilidad de ser negativo, justificándose la mayoría de los proyectos públicos a través de externalidades [217]. De hecho, muchos Gobiernos llevan a cabo proyectos de mejora medioambiental que a menudo no pasan los criterios de toma de decisiones del análisis coste–beneficio convencional, aplicando tasas de descuento inferiores a las convencionales [218].

Algunos países como Reino Unido o Francia han adoptado una tasa de descuento decreciente para proyectos de larga duración con el tiempo con el objeto de incorporar el efecto de la

incertidumbre asociada al proyecto y aumentar la atención prestada a futuros beneficios [256]. Sin embargo, este tipo de tasas de descuento no están exentas de problemas. De hecho, algunos autores como Gollier o Hepburn sostienen que la tasa de descuento aumentará conforme lo haga la fecha de evaluación de la inversión en cuestión pero que disminuirá con el “transcurso del tiempo” [256,257], utilizando para ello el criterio del *lógicamente equivalente valor futuro neto esperado* en lugar del *valor presente neto esperado* [257]. Como consecuencia, dos formas aparentemente simétricas e igualmente plausibles de tratar la incertidumbre asociada a tasas de descuento futuras dan resultados diametralmente opuestos (a este hecho se le conoce como el “puzzle Weitzman-Gollier”) [253], lo que implica una planeación temporalmente inconsistente [256].

A pesar de haberse argumentado que no describe el comportamiento del mundo real y que no representa una toma de decisiones sociales deseable, el método típico para evaluar los efectos positivos y negativos de una política pública es a través de una tasa de descuento anual constante [224,258]. En las últimas décadas, esto ha sido objeto de controversia (principalmente en proyectos de larga duración) [258], existiendo cierto acuerdo en la literatura científica reciente sobre la idea de que la tasa de descuento realmente no es constante a lo largo del tiempo [224,259]. Por ejemplo, Weitzman considera que mantener una tasa de descuento constante a lo largo del tiempo es una suposición inapropiada para un mundo que aparentemente evoluciona “hacia un grado de preocupación ambiental cada vez mayor”, abogando a favor de una tasa de descuento social que no solamente sea inferior a la tasa interna de retorno, sino que se espera disminuya sistemáticamente a lo largo del tiempo [224].

Una tasa de descuento que disminuya a lo largo del tiempo no sería solo atractiva desde el punto de vista de la equidad intergeneracional sino incluso necesaria para conseguir una eficiencia intergeneracional [217]. Según Birol y Hansen, desde una perspectiva de la elección social, el presente “ejerce una dictadura” sobre el futuro, socavando dicha equidad [220,254]. A pesar de

interesantes, lo cierto es que estos modelos (que utilizan tasas de descuento decrecientes) no han sido ampliamente utilizados [260] debido, entre otras cosas, a que la especificación matemática de esta equidad es en cierto modo arbitraria [217]. Como consecuencia, una tasa de descuento constante continúa siendo la más ampliamente utilizada para la evaluación de proyectos públicos [261], y la recomendada en la mayoría de guías para análisis económicos [262].

Ciertamente, el empleo de una tasa de descuento que disminuya con el tiempo puede resolver algunos problemas para crear otros [241]. La principal crítica que tiene cualquier modelo con tasas de descuento que disminuyan con el transcurso del tiempo es su inconsistencia temporal [220,244,259], lo que principalmente significa una reversión de las preferencias cuando varíe el punto de referencia (contrariamente a las tasas de descuento variables en función del tiempo, las tasas de descuento constantes son siempre temporalmente consistentes) [220,224,241]. Esta inconsistencia temporal ha producido que muchos modelos económicos sugieran que un descuento con una tasa de descuento constante es el único método dinámicamente consistente [263]. Además, cuando la tasa de descuento de una economía dada es relativamente constante (lo cual, potenciales crisis aparte, es asumible en los países de Europa Occidental), la tasa de descuento debería ser independiente del horizonte temporal [254].

Por todo lo expuesto anteriormente, en esta tesis se ha tenido a bien asumir como válida la tasa de descuento constante propuesta por la Dirección General de Política Regional y Urbana de la UE-28 (un 3,5% para proyectos infraestructurales sitios en Europa Occidental), proponiéndose en el apartado 4.3 las medidas a tomar para reconciliar esta tasa de descuento social (constante) con la iniciativa privada.

4.3 Medidas propuestas

Supóngase que un Gobierno dado decide apostar por una determinada tecnología con el objeto de alcanzar sus objetivos energéticos y medioambientales. En tal caso y si los costes transaccionales de decisiones colectivas son inferiores a los costes organizacionales y de planeación, entonces los proyectos asociados a dicha tecnología deberían llevarse a cabo independientemente de si hay que manipular las interacciones del mercado introduciendo algunos incentivos exógenos.

En un proyecto típico del sector público, el Estado asume la mayoría del riesgo asociado [264]; por su parte, en aquellos proyectos que se rijan bajo las condiciones de un sector privado bien estructurado (como los que se dan en la ortodoxia económica europea actual), los promotores serán los que asuman los riesgos asociados a la realización y comercialización del proyecto [264] e (indudablemente) exijan una tasa de descuento superior al 3,5% propuesto por la UE-28 para inversiones infraestructurales, siendo por tanto necesario que el Gobierno manipule las interacciones del mercado e introduzca los incentivos exógenos antedichos (de tal manera que se aseguren unos ingresos superiores).

Por ejemplo, los proyectos que comprenden la utilización de energías renovables reciben en toda la UE-28 diferentes tipos de ayudas con el objeto de hacerlas atractivas para los inversores [268]. Dichas ayudas provienen normalmente de los impuestos o de las tasas que el Gobierno obliga que las eléctricas impongan a sus clientes [268], lo cual finalmente tiene el mismo efecto que no es otro que el de apoyar a tecnologías que ayuden a la consecución de los objetivos de los distintos Gobiernos en una materia determinada.

Por lo tanto, si un Gobierno determinado está convencido de que una o varias soluciones concretas son en términos generales beneficiosas (y que las mismas contribuyen a su estrategia global) [266], el mismo procederá a la manipulación de las interacciones del mercado, e introducirá los necesarios incentivos exógenos para que

se obtenga la tasa de descuento requerida por los promotores y consecuentemente se lleve a cabo un proyecto determinado. Éste podrá ofrecer entre los típicos 10% a 12% nominales [229,267], o bajar hasta el 6% a 10% para aquellos proyectos que tengan una contribución social destacable [213,267].

A pesar de que la expansión cuantitativa ha sido empleada en algunas ocasiones en Europa como herramienta para reducir los tipos de interés a largo plazo, lo cierto es que su utilización diluye la riqueza total existente [268], siendo una opción en absoluto recomendable a llevar a cabo en proyectos que entrañen la utilización conjunta de cogeneración y redes de calefacción urbana. A este respecto y con el objeto de fomentar la inversión privada, un posible método sería permitir que por ley los proveedores energéticos pudieran obtener una (modesta) tasa interna de retorno dada.

Debe tenerse en cuenta que la rentabilidad del proyecto debería ser relativamente atractiva y no demasiado variable, es decir, tendría que haber una estrecha correlación entre los costes y la tarifa resultante. Esta alternativa realmente no implica ningún tipo de subvención sino tan solo una regulación de los precios que permita obtener las tasas de descuento (nominales) típicas de otros tipos de proyectos con similares riesgos asociados que, como ya se ha indicado, tendrían que estar comprendidas entre un 6% y un 12% para poder ser atractivas (una mejora en la liquidez y una reducción en el riesgo general del país en términos económicos hará que los inversores acepten tasas de descuento inferiores).

Debe tenerse en cuenta que cuando existen grandes costes iniciales asociados a la puesta en marcha de la infraestructura necesaria para la producción y el suministro (lo cual ocurre por ejemplo con las redes de abastecimiento de agua y las redes energéticas), en algunas circunstancias es más eficiente que una única firma sea la que produzca el bien. Con el objeto de que los inversores se embarquen en este tipo de proyectos y obtengan una tasa de descuento aceptable, históricamente distintos Gobiernos

Europeos han cedido parte de sus poderes a empresas privadas — entre los que están el otorgamiento de monopolios *de iure*, poderes sobre la compra obligatoria de terrenos y su utilización, y licencias de obras pre-concedidas. Como contrapartida, a cambio de estos poderes, los Gobiernos exigirán entre otros requisitos que el capital a invertir sea muy elevado, lo cual es una consecuencia de la “obligación de servir” que tienen este tipo de monopolios otorgados por el Gobierno, y que no exista abuso por parte de las empresas debido a una posición dominante.

Cierto es que, en general, los monopolios no son deseables ya que al fin y al cabo no dejan de ser una concentración de poder que sin el empleo de determinados mecanismos pueden abusar de su posición privilegiada [269], pero también lo es el hecho de que los monopolios naturales (los cuales deben diferenciarse de los monopolios simples) [270] son claramente preferibles a la alternativa de que ninguna empresa esté dispuesta a embarcarse en ciertos proyectos y como resultado no se puedan ofrecer determinados servicios. En este tipo de monopolios los costes fijos son muy elevados en comparación con sus costes variables y por lo tanto los costes medios inasumibles para un reducido número de usuarios, cayendo dichos costes conforme aumentan el número de usuarios. Ésta la razón por la que un monopolio natural puede proporcionar un servicio a un coste inferior del que se obtendría si varias empresas estuvieran compitiendo entre sí.

Aunque pueda ser controvertido, lo cierto es que si no se limitaran las licencias otorgadas vía monopolio, existiría un mucho menor incentivo para que se construyeran las infraestructuras necesarias, y no se crearían las condiciones para conseguir el ambiente de bajo riesgo necesario para este tipo de proyectos. Nótese que aunque la financiación en el sector de la calefacción urbana normalmente es un problema en muchos países europeos, esto no es cierto para el caso de Dinamarca, donde las empresas financian (completamente) sus inversiones en redes y plantas de cogeneración a la tasa de interés más baja del mercado y los bancos compiten para ofrecer las mejores condiciones ya que

perciben que la seguridad es alta.

Esta percepción de alta seguridad es debida, entre otras causas, a una política energética nacional estable, por lo que se propone como medida para aumentar dicha seguridad, elevar sustancialmente las cuantías de las sanciones a aquellos Estados miembros que apliquen medidas retroactivas (y por tanto, creen inseguridad jurídica) en materia energética. De hecho, en la gran mayoría de los casos y salvando los países nórdicos, los inversores serán reticentes a invertir en este tipo de proyectos debido principalmente a que los riesgos son demasiado elevados e incuantificables [271].

En Tabla 4-1 se muestra una síntesis de las propuestas presentadas en esta tesis para conseguir la reconciliación de la tasa de descuento social propuesta por la UE-28 para proyectos infraestructurales (que impliquen la utilización conjunta de redes de calefacción urbana y cogeneración) con la iniciativa privada.

Tabla 4-1. Medidas propuestas para reconciliar la tasa de descuento social propuesta por la UE para proyectos infraestructurales con la iniciativa privada.

Fuente: Elaboración propia

| BARRERA IDENTIFICADA | MEDIDAS PROPUESTAS |
|---|---|
| Tasa de descuento social (del 3,5%) para proyectos infraestructurales insuficiente desde la perspectiva privada | El Gobierno debe manipular las interacciones del mercado e introducir incentivos exógenos de tal manera que la iniciativa privada se asegure unos ingresos superiores. |
| Utilización de la expansión cuantitativa para reducir los tipos de interés a largo plazo (provocando efecto dilución de la riqueza) | Permitir que por ley los proveedores energéticos obtengan una (modesta) tasa interna de retorno dada. La rentabilidad del proyecto debería ser relativamente atractiva y no demasiado variable (tendría que haber una estrecha correlación entre los costes y la tarifa resultante). Esta medida no implica ningún tipo de subvención sino tan solo una regulación de los precios que permitan obtener las tasas de descuento (nominales) típicas de otros tipos de proyectos con similares riesgos asociados. |
| Falta de seguridad jurídica | Elevación sustancial de las sanciones a aquellos Estados miembros que apliquen medidas retroactivas (y por tanto, creen inseguridad jurídica) en materia energética. |

BARRERA IDENTIFICADA **MEDIDAS PROPUESTAS** *Tabla 4-1 (Continuación)*

Grandes costes iniciales asociados a la puesta en marcha de la infraestructura necesaria

En algunas circunstancias es más eficiente que una única firma sea la que produzca el bien. Con el objeto de que los inversores se embarquen en este tipo de proyectos y obtengan una tasa de descuento aceptable (y siempre atendiendo a la casuística de cada Estado miembro), se propone que los Gobiernos puedan ceder parte de sus poderes a empresas privadas (entre los que están el otorgamiento de monopolios *de iure*, poderes sobre la compra obligatoria de terrenos y su utilización, y licencias de obras pre-concedidas).

Como contrapartida, a cambio de estos poderes, el Gobierno exigirá, entre otros requisitos, que el capital a invertir sea muy elevado (lo cual es una consecuencia de la “obligación de servir” que tienen este tipo de monopolios otorgados por el Gobierno), y que no exista abuso por parte de las empresas debido a una posición dominante.

La experiencia en otros sectores con características monopolísticas naturales demuestra que las eléctricas no se embarcarán en actividades emprendedoras o innovadoras sin un incentivo para hacerlo ya que las mismas disfrutan de un *status quo* privilegiado

Con objeto de reducir el riesgo asociado a las redes de calefacción urbana se propone la creación de cargas-ancla de tal manera que pueda garantizarse una carga que represente alrededor del 80% de la capacidad total de la red, pudiéndose realizar esto gracias a la firma de contratos de larga duración que reduzcan significativamente el riesgo de sobredimensionar a potenciales activos obsoletos.

La experiencia en otros sectores con características monopolísticas naturales demuestra que las eléctricas no se embarcarán en actividades emprendedoras o innovadoras sin un incentivo para hacerlo ya que las mismas disfrutan de un *status quo* privilegiado

Con objeto de reducir el riesgo asociado a las redes de calefacción urbana se propone la creación de cargas-ancla de tal manera que pueda garantizarse una carga que represente alrededor del 80% de la capacidad total de la red, pudiéndose realizar esto gracias a la firma de contratos de larga duración que reduzcan significativamente el riesgo de sobredimensionar a potenciales activos obsoletos.

4.4 Papel del Estado en la selección de la tasa de descuento

El principal problema de la teoría de la tasa de descuento es el hecho de que las justificaciones ofrecidas a menudo varían dependiendo del análisis llevado a cabo [234] y que es posible justificar cualquier tasa de descuento razonable a través de cualquier argumento “internamente consistente” [217]. De hecho, y aunque la

tasa de descuento sea un parámetro fundamental en muchas decisiones políticas (indudablemente su elección tiene importantes consideraciones éticas y es en sí misma de naturaleza política) [272], lo cierto es que el valor numérico que se le asigna muchas veces carece de “justificación explícita” y varía grandemente dependiendo de la escuela de pensamiento económico, lo que refleja un fallo para identificar su base teórica [227].

Esta tesis ha abogado para que, cuando un Gobierno costee su cartera de proyectos (en concreto aquéllos relativos a proyectos infraestructurales que impliquen esquemas en los que se utilice conjuntamente redes de calefacción urbana y cogeneración) a través de ingresos tributarios o bonos, la tasa de descuento a aplicar para comprobar el atractivo de los mismos sea el valor esperado de los Bonos del Tesoro a largo plazo (típicamente 30 años), lo cual constituye la mejor estimación del coste real del capital para el Gobierno (libre de inflación); siendo consecuentemente una tasa de descuento social que varíe en una horquilla del 3% al 4% adecuada para los países de Europa Occidental. La Unión Europea considera que este acercamiento es el apropiado para todo tipo de proyecto infraestructural, y que cualquier otra circunstancia (tales como ajustes de riesgo o costes de oportunidad) no tendría que incluirse en la tasa de descuento social empleada.

Este capítulo lejos de pretender proponer una tasa de descuento social “correcta” para los Estados miembros de la Unión Europea, tiene como objeto, asumiendo como apropiada la tasa de descuento recomendada por la Dirección General de Política Regional y Urbana de la UE-28 (3,5% para aquellas inversiones infraestructurales localizadas en Europa Occidental), explicar por qué el conflicto entre la tasa de descuento social y el requerido por la iniciativa privada es ilusorio (y derivado de un error a la hora de entender el papel del Gobierno) y proponer medidas para que ésta pueda ser finalmente empleada.

Realmente (y esto no es una conclusión reciente) el cálculo de una tasa de descuento “correcta” para cualquier tipo de proyecto no

es posible [224,273] y sigue siendo objeto de debate [208,215,216,220,226,230,235,239,253,261,274-279] en la literatura del análisis coste-beneficio [258] debido a que no existe una justificación puramente económica para su elección [228]. Discusiones acerca de la tasa de descuento “correcta” a menudo implican suposiciones incompatibles, puntos de vista distintos y agendas políticas que entran en conflicto [281]. Esto es especialmente cierto para proyectos de larga duración [248], para los que los mercados financieros no proporcionan pauta alguna [282].

La evaluación de la inversión de proyectos en el sector público presenta considerables dificultades, siendo los potenciales proyectos a la vez de numerosos, costosos, y los beneficios inciertos o difíciles de cuantificar, pudiendo permanecer sus consecuencias durante un largo periodo de tiempo [234,281]. Las consideraciones temporales son especialmente importantes dentro del contexto de los sistemas energéticos ya que las centrales eléctricas, refinerías e infraestructuras asociadas tienen típicamente una vida útil de hasta 60 años [230]. Hasta la fecha no existe una teoría ampliamente aceptada sobre cómo debiera ser evaluada la inversión pública en un mundo incierto [283]. El principal problema radica en dilucidar si la posición del Gobierno con respecto al riesgo tiene que ser diferente a la adoptada por los agentes privados, y si esto debiera tener implicaciones prácticas en la evaluación de inversiones públicas [283].

Algunos autores como Hirschleifer sostienen que si los mercados son competitivos y completos, cualquier proyecto podrá venderse y que su riesgo y retorno podrán ser equivalentemente replicados a través de un proyecto privado o a través de una cartera de proyectos privados (lo que conduce a que, en equilibrio, siempre haya una cartera de inversiones privadas cuyos valores coincidan con un proyecto público dado, siendo esto cierto para todos los proyectos públicos factibles) [283].

Existe no obstante una segunda escuela de pensamiento (entre otros Samuelson y Vickrey) que ha propuesto justo lo contrario, es decir, que los Gobiernos tienen una capacidad especial para disminuir riesgos debido al tamaño y variedad de sus actividades, por lo que el riesgo de los proyectos públicos será inferior al de los privados [230,232,283]. Éste es el punto de vista de la Comisión Europea cuando la Dirección General de Política Regional y Urbana propuso como tasa de descuento social para proyectos infraestructurales un 3,5% y ha sido por tanto el aceptado en esta tesis. De hecho, la elección de esta tasa de descuento es explícitamente una decisión política escogida para asegurar que el sector privado no está en desventaja con respecto al público [232].

Teniendo en cuenta los estudios de caso detallados llevados a cabo en el Capítulo 5 de esta tesis (relativo a la factibilidad de la utilización conjunta de redes de calefacción urbana y cogeneración atendiendo a condiciones climáticas), es posible observar que aquellos equipamientos e infraestructuras que tengan una vida útil de 30 años (calderas de gas centralizadas, sistemas húmedos nuevos, válvulas de presión individuales, intercambiadores de calor individuales) constituyen alrededor del 70% del coste total de los esquemas; mientras que aquéllos con una vida útil de 60 años (redes de transmisión de calor, acumuladores de calor, redes de calefacción urbana) y de 15 años (calentadores eléctricos y de gas individuales) constituyen cada uno de ellos alrededor de un 15% de la inversión.

A partir de los resultados obtenidos en el Capítulo 5 y como adelanto, es posible concluir que, dependiendo de la tecnología que se trate, la tasa de descuento tiene impactos dispares. Por ejemplo, en el caso de que se lleve a cabo una modificación de la tasa de descuento (desde el 3,5% hasta el 7,5%), la importancia relativa de la infraestructura con una vida útil de 15 y 30 años se vería reducida, respectivamente, en (alrededor de) un 2% y un 1,5%; por su parte, en el caso de que se lleve a cabo una modificación de la tasa de descuento desde un 3,5% hasta un 7,5% para infraestructuras que tengan una vida útil de 60 años, la importancia relativa de las

mismas aumentaría alrededor de un 4%.

Tal y como se esperaba, el valor presente neto de estos esquemas disminuye conforme aumenta la tasa de descuento social. Finalmente, pudo observarse que, para un proyecto con un horizonte temporal de 60 años, la tasa de descuento propuesta por la Dirección General de Política Regional y Urbana de la UE (3,5% constante) es virtualmente equivalente a las tasas de descuento que disminuyen a lo largo de la vida de los proyectos propuestas por los Gobiernos del Reino Unido y de Francia (véase Ilustración 4-1).

Las centrales térmicas convencionales evaluadas en esta tesis (Tabla 5-4), las características de los esquemas evaluados (Tabla 5-5) y los costes asociados a sus implementaciones (Tablas 5-10, 5-12 y 5-14) se muestran en el Capítulo 5 de esta tesis—debe tenerse en cuenta que los comentarios presentados están referidos a las mejores opciones desde un punto de vista económico.

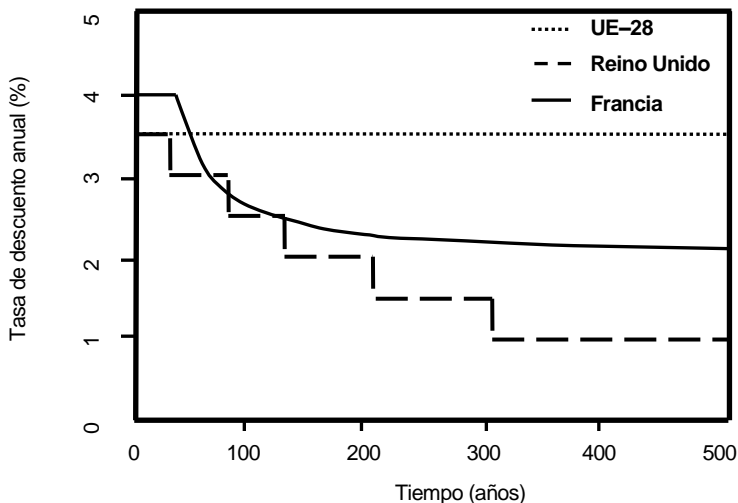


Ilustración 4-1. Tasas de descuento propuestas por la Dirección General de Política Regional y Urbana de la UE, Francia y Reino Unido. Fuente: Adaptación de [216,224]

Para los tres casos llevados a cabo en el Capítulo 5 (una central térmica de carbón localizada en Wilhelmshaven y dos centrales de ciclo combinado localizadas en Bristol y Cartagena), es posible observar que la tasa de descuento (teórica) máxima que hace que una inversión sea factible es, respectivamente, 16,6%, 8,3% y 14,1% para los casos de Wilhelmshaven–Oldemburgo, Bristol y Cartagena. Esta gran diferencia es debida a que la planta localizada en Wilhelmshaven es una central térmica de carbón, con una eficiencia eléctrica en modo condensación inferior a la de las centrales de ciclo combinado y por tanto con un potencial de cogeneración superior.

En el caso de la central eléctrica localizada en Cartagena, esta tasa de descuento “aceptable” tan elevada se explica por el hecho de que si las unidades de absorción se utilizaran en las redes de calefacción urbana para refrigeración, los costes anualizados disminuirían grandemente (los precios de la electricidad son relativamente elevados en España, constituyendo en verano los gastos relativos a la climatización un porcentaje considerable del consumo eléctrico). Sin embargo, estos dos casos, con tasas de descuento muy elevadas (para tratarse de proyectos infraestructurales) debido a condiciones ventajosas específicas, no pueden considerarse como proyectos tipo ya que la mayoría de los proyectos infraestructurales estarán más cerca de las condiciones de la red de calefacción urbana propuesta para la ciudad de Bristol (con una tasa de descuento “límite” superior para hacer un proyecto factible del 8,3%).

Además, debe tenerse en cuenta que este límite superior es solamente un límite “teórico”, ya que los inversores no se embarcarán en un proyecto que se espera (únicamente) iguale el valor presente neto de la situación actual. La vida útil “real” de un proyecto también juega un papel principal en su factibilidad. Por ejemplo, y como siempre restringido a la evaluación llevada a cabo en el Capítulo 5 de esta tesis donde se ha supuesto una vida útil de 60 años para proyectos que comprendan la utilización conjunta de redes de calefacción urbana y cogeneración, los casos base son

(incluso asumiendo una tasa de descuento social del 3,5%) más ventajosos desde un punto de vista económico que cualquier otra infraestructura de redes de calefacción urbana si la vida útil de los proyectos se redujera hasta estar, dependiendo del esquema evaluado, entre 34 y 42 años. La incertidumbre relativa a la vida útil real de un proyecto (en concreto la de proyectos infraestructurales que por definición requieren de un elevado capital) incrementa su riesgo asociado y obliga a los Gobiernos a evaluar qué iniciativas y medidas (tales como las propuestas en Tabla 4-1) pueden utilizarse para reconciliar lo que realmente ocurre en proyectos “reales” con la visión de la iniciativa privada.

Como consecuencia, cada proyecto infraestructural tiene sus condiciones específicas y restricciones y debería estudiarse individualmente. Dependiendo del riesgo percibido del país, un inversor dado estará interesado (o no) en invertir en proyectos con similares valores presentes netos, por lo que no existe una afirmación clara acerca de, en qué casos, el concepto de la tasa de descuento social deja de ser válido. Sin embargo, y tal y como se expuso en la sección introductoria de este cuarto capítulo, un inversor demandará como norma general para la mayoría de las economías de la UE-28 una rentabilidad real de alrededor del 3%. En caso de que todas (o la mayoría) de las medidas propuestas presentadas en Tabla 4-1 fueran implementadas, una tasa de descuento social del 3,5% (la propuesta por la Dirección General de Política Regional y Urbana) podrá ser finalmente empleada ya que el Gobierno habrá creado el ambiente de confianza necesario.

Debe tenerse presente que, del mismo modo que se propone que los Gobiernos sean fuertemente sancionados en caso de que se cree algún tipo de inseguridad jurídica relacionada con temas energéticos (véase Tabla 4-1), como contrapartida se supone que no se les permite a los inversores demandar otra tasa interna de retorno diferente a la acordada en primera instancia; ésta es la razón por la que es muy importante para un Gobierno determinado crear las condiciones necesarias (llevando a cabo las medidas propuestas en Tabla 4-1) que generen confianza en un inversor.

Asumiendo las premisas de algunos países europeos tales como Francia [284] o la nueva economía institucional [285], los mercados no surgen espontáneamente sino que son creados por el Estado y pueden ser dirigidos hacia diversos fines. Los mercados pueden ser calibrados para operar en la búsqueda directa de un Estado “intervencionista” o diseñados para permitir que las organizaciones privadas fueren gastos a terceros en la forma de externalidades [286].

Realmente la distinción entre el papel del Estado en la creación y definición de los mercados y su involucración más directa a través de mecanismos políticos implementando una regulación y estableciendo incentivos financieros y sociales muchas veces no está bien definida. Bajo estrategias neoliberales, la ideología del mercado es incorporada en servicios y funciones tradicionalmente llevados a cabo por Gobiernos, habiendo ganado terreno progresivamente fórmulas alternativas de posesión y asociación. Es precisamente en esta búsqueda de fórmulas alternativas donde más ha incidido este cuarto capítulo, proponiendo medidas que tienen como fin último conseguir atraer la iniciativa privada a proyectos infraestructurales que impliquen la utilización conjunta de redes de calefacción urbana y cogeneración.

4.5 Conclusiones

No existe conflicto entre evaluar inversiones infraestructurales a una tasa de descuento real del 3,5% y el hecho de que las empresas requieran una tasa de descuento nominal del 6% al 12% para invertir debido a que los Gobiernos pueden manipular las interacciones del mercado introduciendo algunos incentivos exógenos similares a los que disfrutaban las energías renovables en buena parte de la UE-28 (a través de impuestos o tasas que los Gobiernos obligan que las eléctricas impongan a sus clientes). Los titulares de las redes eléctricas y de gas históricamente han tenido una gran ventaja competitiva sobre futuribles competidores en virtud

de sus poderes sobre la compra obligatoria de terrenos y su utilización, la capacidad de obtener licencias de obras preconcedidas y ser monopolios *de iure*. Este tipo de ventajas normalmente no son disfrutadas por los operadores de las redes de calefacción urbana, y deben crearse y asignarse de algún modo a los promotores de los proyectos que entrañen la utilización conjunta de redes de calefacción urbana y cogeneración si se desea que éstas se lleven a cabo. A no ser que sea reconocido y remediado por la UE-28, la utilización conjunta de redes de calefacción urbana y cogeneración no tendrá el desarrollo previsto (como parte del programa para combatir el cambio climático y reducir la dependencia energética) si no se implementan todas (o al menos una combinación de) las medidas expuestas en este capítulo para reconciliar la tasa de descuento social propuesta por la Dirección General de Política Regional y Urbana de la UE y los requisitos de la iniciativa privada.

5 ESTUDIO DE CASOS ATENDIENDO A CONDICIONES CLIMÁTICAS

*Prejudice is a burden that
confuses the past, threatens the future
and renders the present inaccessible.*

Maya Angelou

El objetivo de este capítulo es analizar los posibles beneficios resultantes de la reconversión de centrales termoeléctricas convencionales en plantas cogeneradoras con una infraestructura asociada de redes de calefacción y refrigeración urbana de baja temperatura. Dicho análisis se llevará a cabo a través de una evaluación financiera con el objeto de estimar la variación anual en el coste total del sistema.

En concreto, se estudiará el coste total anualizado de proporcionar calor y frío a áreas urbanas que representan condiciones climatológicas del norte, centro y sur de Europa (Oldemburgo-Wilhelmshaven, Bristol y Cartagena respectivamente). En el Caso Base se representarán las condiciones a día de hoy, las cuales serán comparadas con escenarios alternativos en los que las centrales termoeléctricas convencionales existentes serán reconvertidas en plantas cogeneradoras.

5.1 Introducción

Como regla general, las centrales térmicas de nueva construcción podrán diseñarse como centrales exclusivamente eléctricas o como plantas cogeneradoras [287], normalmente con la opción de cambiar a modo condensación (sin pérdida de eficiencia alguna) [288] para el último caso [289]. La diferencia técnica entre una central exclusivamente eléctrica y una cogeneradora adecuada para redes de calefacción urbana radica en que, para esta última, debe haber algún medio para condensar el vapor a una temperatura superior a la existente en una planta exclusivamente eléctrica [290]. Esto se consigue en plantas cogeneradoras con turbinas de extracción–condensación utilizando el vapor de escape de la turbina de baja presión en un intercambiador de calor [291]. En este tipo de plantas cogeneradoras existe la posibilidad de variar la cantidad de vapor insertada en el condensador (véase Ilustración 5-1), siendo la electricidad generada tanto menor cuanto mayor es el vapor introducido en el condensador (debido a que menos vapor está pasando a través de la turbina de baja presión y por tanto menos potencia se le transmite al generador). En Anexo I se proporciona información adicional sobre las turbinas de extracción–condensación y las turbinas de contrapresión.

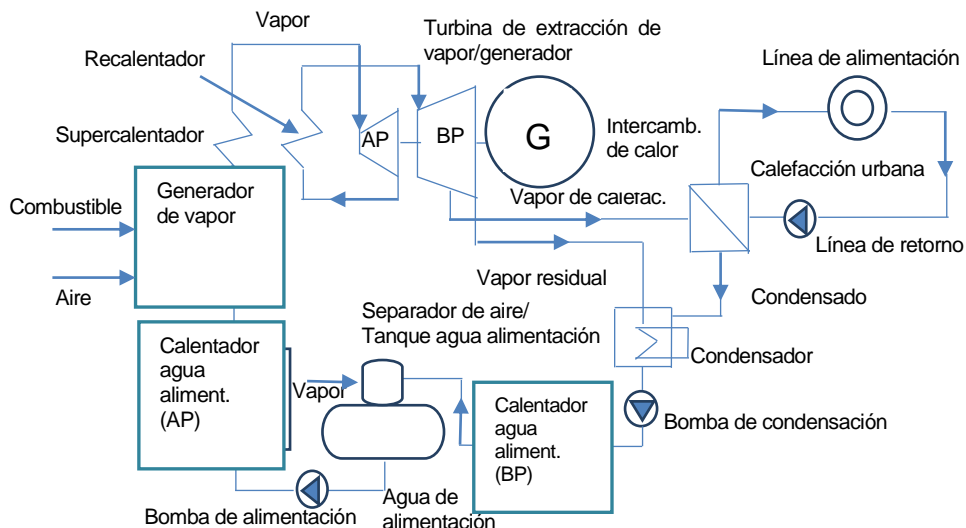


Ilustración 5-1. Diagrama esquemático de una planta cogeneradora para generación eléctrica y calefacción urbana basada en una turbina de extracción-condensación [291]

Dependiendo del tipo de planta, potencia nominal y localización, el coste extra para la versión cogeneradora variará entre un 10% y un 45% [292]. Si se desea que la planta cogeneradora sea lo más eficiente posible, el reemplazo de la turbina de baja presión [293] (o incluso el de alta presión) [294] será probablemente obligatorio [295]; debe tenerse en cuenta que aunque ésta sea una solución costosa, siempre será mucho más barata que construir una central eléctrica nueva [296].

En aquellos países en los que la tecnología de la cogeneración y las redes de calefacción urbana está más avanzada (como es el caso de Dinamarca), muchas de las unidades de las centrales térmicas reconvertidas a plantas cogeneradoras han sido (o van a ser) reemplazadas por unidades más modernas situadas en el mismo emplazamiento, desmantelando las unidades antiguas [297] o utilizándolas como reserva. En cualquier caso, debe tenerse en cuenta que otros factores no técnicos tales como el régimen de planificación energético también entrarán en juego y que bajo ningún concepto todas las centrales térmicas existentes podrán ser

reconvertidas en plantas cogeneradoras, teniendo que considerarse las acciones a tomar de manera individual.

Es preciso indicar que, en el supuesto de que la reconversión total (de todas las unidades) de una central térmica proporcione un calor superior al necesitado por las cargas, se puede proceder a una reconversión parcial de la planta [298] a un coste obviamente inferior. Por ejemplo, si se considera la central de ciclo combinado de El Fangal (Cartagena, España) [299], sería posible reconvertir solo una de las tres unidades de 400 MW. Si el destino del calor fueran redes de calefacción urbana de baja temperatura (con una demanda energética inferior a la que se tendría en caso de emplearse redes de calefacción urbana convencionales), el número de unidades a reconvertir evidentemente disminuirá [300].

La reconversión se consigue gracias a una modificación/reemplazo de la turbina de baja presión [301] y modificando/reemplazando el condensador existente por un condensador de calefacción urbana [302]. Alternativamente, una de las unidades puede ser parcialmente reconvertida para proporcionar calor a una temperatura mayor, extrayendo del espacio comprendido entre las turbinas de alta y baja presión [303] calor a alta temperatura y presión [304] (esta solución tendría una eficiencia global inferior a la del reemplazo de la turbina de baja presión) [305]. Tal y como se ha expuesto, debe entenderse que existen múltiples opciones para reconvertir una central térmica convencional, dependiendo la mejor opción en todo caso de un estudio detallado de la planta, del propósito para el que se requiere el calor y de la cantidad necesaria del mismo [300].

En Ilustración 3-3 puede observarse la actual diseminación de las redes de calefacción urbana en la UE. Debe tenerse en cuenta que, con la excepción de los países nórdicos y algunos casos excepcionales, la mayoría de estos sistemas abarcan una parte muy limitada de la ciudad. Para comprender la importancia de la utilización de redes de calefacción urbana de baja temperatura, es preciso tener presente el ciclo de Carnot. De acuerdo a este ciclo,

cuanto mayor sea la diferencia entre la temperatura de entrada y la temperatura de expulsión del calor (aquella que sale de la turbina de baja presión), tanto mayor será la eficiencia de la central eléctrica [305]. Ésta es la razón por la que las centrales térmicas tienden a estar localizadas lo más cerca posible del mar (o de un río) y por la que es importante, con objeto de obtener el mayor coeficiente de rendimiento posible, que las temperaturas de alimentación y de retorno de las redes de calefacción urbana sean tan bajas como sea posible [306].

En la literatura científica se puede encontrar un elevado número de investigaciones que estudian las repercusiones económicas y/o medioambientales resultantes de la utilización conjunta de cogeneración y redes de calefacción urbana. Entre las más reseñables se pueden citar las llevadas a cabo por Lončar y Ridjan, centradas en evaluar las repercusiones medioambientales, de eficiencia energética y económicas de implantar conjuntamente redes de calefacción urbana y cogeneración para una ciudad croata [66]; aquellas realizadas por Margaritis et al., donde se examinan dos redes de calefacción emplazadas en Grecia basadas en combustibles fósiles (lignito) encargadas de satisfacer las cargas térmicas de las ciudades de Kozani y Ptolemaida [307]; la investigación realizada por Trygg y Amiri que, desde una perspectiva paneuropea analiza la tecnología más económica de proporcionar refrigeración [308]; o la investigación realizada por Persson y Werner, que lleva a cabo un análisis cuantitativo de los actuales niveles de recuperación de calor de las redes de calefacción urbana [309].

Sin embargo, la potencial repercusión que las condiciones climatológicas tienen sobre la factibilidad de la utilización conjunta de redes de calefacción urbana y cogeneración no ha gozado de la misma atención, por lo que un estudio que atienda a las mismas es, a todas luces, necesario. A partir de un análisis más en profundidad de literatura gris [310–318] y de literatura actualizada [319–345] relacionada con la temática aquí tratada, fue posible encontrar que, a pesar de que hay diferentes acercamientos, este quinto capítulo

indudablemente es novedoso en el sentido de que proporciona una perspectiva (centrada en condicionantes climatológicos) hasta la fecha no empleada para evaluar la factibilidad de utilizar el calor residual proveniente de plantas térmicas en redes de calefacción urbana. Llevando a cabo esta revisión detallada de literatura se asegura la originalidad del método aquí presentado; y se obtiene a la vez una información clara de cuán determinantes son las condiciones climatológicas en la factibilidad de redes de calefacción urbana de similares tamaños. Por otro lado, el método aquí presentado mejora sustancialmente el análisis en el sentido de que un acercamiento sencillo y sistemático (no es necesario un software específico ni fuertes destrezas matemáticas) consigue comparar diferentes sistemas de redes de calefacción urbana independientemente de sus tamaños y localizaciones.

Una vez expuestas (someramente) en la primera sección de este quinto capítulo las posibilidades de reconversión de centrales térmicas convencionales en plantas cogeneradoras y representadas las ciudades de la UE-28 que tienen redes de calefacción urbana (independientemente del tamaño del sistema), en la sección segunda se presentará el método utilizado para llevar a cabo la investigación; en la sección tercera se expondrán estudios de casos de la implantación de redes de calefacción urbana de baja temperatura en tres ciudades de la UE-28 con distintas condiciones climatológicas; posteriormente, en la sección cuarta se mostrarán los resultados para los casos de estudio de las ciudades seleccionadas. La sección quinta se reservará para la discusión de los resultados y la sexta para las conclusiones, donde se presentarán las consecuencias económicas y ambientales resultantes de la realización de las acciones propuestas en las secciones tercera y cuarta. Finalmente la sección de anexos (Anexos I-K) se ha reservado para proporcionar información extra sobre las turbinas de extracción-condensación y de contrapresión (Anexo I), sobre la acumulación de calor en sistemas que contemplen redes de calefacción urbana (Anexo J), y datos de apoyo (Anexo K) para las tablas presentadas en la sección Resultados de este capítulo.

5.2 Material y métodos

Conociendo la energía necesaria para suministrar calor y frío a un número específico de consumidores y a partir de diversos parámetros tecno-económicos de las centrales térmicas convencionales seleccionadas (las cuales serán igualmente evaluadas suponiendo de que fueran reconvertidas a plantas cogeneradoras), se sustentarán los tres casos base que incluirán costes e ingresos de las plantas así como el coste de calefactar y refrigerar las cargas de los consumidores utilizando los equipos disponibles en la actualidad. Esta evaluación incluirá el coste de capital, costes de renovación, costes de mantenimiento operacional así como los ingresos obtenidos de generar electricidad.

Para la evaluación de los casos en los que la central térmica convencional sea reconvertida a una planta cogeneradora, se tendrá en cuenta el coste de dicha reconversión, inversión en infraestructuras (redes de calefacción/refrigeración urbana), precio de la electricidad, así como costes de adecuación de las edificaciones (en el supuesto de que se incluyan acumuladores de calor que puedan hacer frente a una demanda de uno a tres días, se podrá asumir que la electricidad generada se vende en el mercado al contado en el instante óptimo) [346].

Para realizar el análisis económico se han comparado los costes anuales de los sistemas para los casos especificados, la electricidad neta (diferencia entre la electricidad medida en las barras de la central y los consumos de la misma), la energía primaria empleada y las emisiones de dióxido de carbono (calculadas para cada caso directamente a partir de la energía primaria).

5.2.1 Costes anuales

El coste de la energía anualizada en el sistema se ha calculado para cada caso utilizando (5.1) [347–350]:

$$C = AC_t + m \cdot X + v \cdot X + f - REV \quad (5.1)$$

5.2.1.1 Costes de equipamiento e infraestructuras

Los costes totales anualizados de capital (es decir, el valor presente neto de la suma de todos los costes anuales que se dan para cada año de la inversión) para cada tecnología (central eléctrica, equipamiento, red eléctrica, etc.) se calculan empleando (5.2) y (5.3) [348,351,352]:

$$AC_t = \sum_{t=1}^T A(n, d) \cdot c_t \cdot X \quad (5.2)$$

$$A(n, d) = \frac{d \cdot (1+d)^n}{(1+d)^n - 1} \quad (5.3)$$

Debido a que la calefacción urbana es una inversión infraestructural [353], y con objeto de estar en línea con las recomendaciones para los países de Europa Occidental propuestas por la Dirección General de Política Regional y Urbana de la UE, se elegirá una tasa de descuento (social) del 3,5% ya que se ha considerado que este tipo de proyectos tienen un amplio impacto y son beneficiosos para la sociedad en su conjunto [210]. El impacto de utilizar otras tasas de descuento superiores (del 5,5% y 7,5%) será evaluado posteriormente en un análisis de sensibilidad. La razón de elegir estas tasas de descuento radica en el hecho de que las mismas son, por un lado, las tasas de descuento sociales propuestas por la UE-28 para Regiones competitivas (3,5%) y para las Regiones de cohesión (5,5%) [354] y, por el otro, 7,5% es una de las tasas de descuento más ampliamente utilizadas para la evaluación de proyectos de esta índole [355–357].

En el presente capítulo se asumirá que las tecnologías a gran escala serán continuamente mantenidas y reformadas, lo que evidentemente tendrá un impacto positivo en su tiempo de vida o

vida técnica de la tecnología [358] y supondrá unos mayores costes de mantenimiento anuales debido precisamente a esta extensión de vida económica [359]. Por otro lado, se asumirá que la inflación y la tasa de descuento permanecerán constantes a lo largo de la vida útil del proyecto, por lo que el coste normalizado de la energía podrá ser expresado en €/MWh y eliminar así el impacto de la inflación [360]. Debe tenerse en cuenta (otros estudios anteriores a nivel europeo así lo demuestran) que la factibilidad de las acciones propuestas en este capítulo no muestra una “elevada sensibilidad” a cambios en los precios del petróleo, del gas natural y del carbón (siendo “particularmente insensible” para este último) [361], por lo que el análisis de sensibilidad únicamente se realizará para la tasa de descuento a emplear.

5.2.1.2 Costes fijos de operación y mantenimiento

La mayoría de las centrales eléctricas están continuamente siendo renovadas [362] para extender su vida útil [363,364], por lo que se ha creído conveniente añadir a los costes anuales fijos de operación y mantenimiento (los cuales suelen rondar el 2% del coste de inversión) [365, 366] una cantidad igual a los mismos para hacer frente a los costes de renovación. Debe tenerse en cuenta que la estimación de estos últimos entraña una considerable dificultad [367] y que, dependiendo del tipo de central, mantenimiento realizado, edad, así como del país en el que se encuentren localizadas, podrán considerarse despreciables [368], representar un 15% del coste de la inversión de la planta [369] o incluso más [370] (debido a estas circunstancias, se ha considerado que un 2% es una cantidad lo bastante general como para representar los costes de renovación a los que tienen que hacer frente las centrales térmicas típicas de Europa Occidental).

5.2.1.3 Costes variables de operación y mantenimiento

Aparte de los costes fijos de operación, se han asumido unos costes variables de operación y mantenimiento proporcionales a la electricidad generada [371].

5.2.1.4 Costes de combustible

Haciendo uso principalmente de los datos obtenidos a partir del Portal de Energía de Europa, se utilizarán distintos precios de combustibles para el sector residencial (empleando los precios ofrecidos a las viviendas de cada país de la UE) y el industrial (asumiendo en este caso que la central adquirirá el combustible a precios industriales aplicables a grandes consumidores).

5.2.1.5 Ingresos totales anuales procedentes de la electricidad vendida

Se asume que la electricidad es vendida en un mercado al contado basado en estadísticas de sus respectivos operadores del mercado eléctrico (EEX, Elexon, OMEL). Las asunciones se presentan en Tabla 5-1.

Tabla 5-1. Precios asumidos de la electricidad en mercados al contado y para consumidores domésticos, del carbón y del gas natural (tanto para consumidores industriales como domésticos) para Oldemburgo-Wilhelmshaven, Bristol y Cartagena [28,78,372–374]

| CIUDAD | CONCEPTO | PRECIO | UNIDAD |
|--------------------------|---|--------|--------|
| Oldemburgo-Wilhelmshaven | Precio asumido del carbón ³ | 16 | €/MWh |
| Bristol | Precio asumido del gas natural para consumidores industriales | 23 | €/MWh |
| Cartagena | Precio asumido del gas natural para consumidores industriales | 24 | €/MWh |
| Oldemburgo-Wilhelmshaven | Precio asumido de la electricidad para el mercado al contado operado por EEX | 52 | €/MWh |
| Bristol | Precio asumido de la electricidad para el mercado al contado operado por Elexon | 57 | €/MWh |
| Cartagena | Precio asumido de la electricidad para el mercado al contado operado por OMEL | 51 | €/MWh |

³ Nótese que la central térmica de Wilhelmshaven (E.ON) emplea carbón como combustible, por lo que, a diferencia de las centrales térmicas de Seabank (Bristol) y de El Fangal (Cartagena) (que utilizan gas natural), no es necesario incluir el precio del gas natural para consumidores industriales. Por su parte, al utilizar los consumidores domésticos de Oldemburgo-Wilhelmshaven gas natural (al igual que los de Bristol y Cartagena), en este caso evidentemente sí se ha mostrado su precio asumido

| CIUDAD | CONCEPTO | PRECIO | UNIDAD |
|--------------------------|--|--------|--------|
| Oldemburgo-Wilhelmshaven | Precio asumido del gas natural para consumidores domésticos | 67 | €/MWh |
| Bristol | Precio asumido del gas natural para consumidores domésticos | 60 | €/MWh |
| Cartagena | Precio asumido del gas natural para consumidores domésticos | 85 | €/MWh |
| Oldemburgo-Wilhelmshaven | Precio asumido de la electricidad para consumidores domésticos | 298 | €/MWh |
| Bristol | Precio asumido de la electricidad para consumidores domésticos | 191 | €/MWh |
| Cartagena | Precio asumido de la electricidad para consumidores domésticos | 225 | €/MWh |

Debe tenerse en cuenta que en el análisis llevado a cabo en este quinto capítulo se establece un coste base entorno al sistema (entendiéndose éste constituido por las centrales térmicas y los consumidores de calefacción y de electricidad), añadiéndose posteriormente los costes de combustible y de las infraestructuras necesarias para poder comparar los costes en los que incurren las centrales térmicas convencionales y las plantas cogeneradoras con redes de calefacción urbana asociadas. Esto significa que no es necesario asignar un coste específico al calor resultante de la cogeneración ya que lo que se busca es el flujo de costes (entrante o saliente) del sistema.

5.2.2 Factores de conversión y de emisión

Aparte del carbón y del gas natural utilizado por las centrales térmicas y los consumidores domésticos, la demanda de energía primaria incluye la electricidad neta del sistema estudiado [376].

La energía primaria anual correspondiente a la electricidad debe estimarse en base a la media de las asunciones de las eficiencias de diferentes fuentes energéticas y a la consideración de unas pérdidas en las redes de transporte y de distribución de un 9% para el mix eléctrico de cada país (debe tenerse en cuenta que las tres ciudades estudiadas están situadas en Europa Occidental, por lo que se entiende como razonable este 9%) [377–380]. El mismo, presentado en Tabla 5-2, está basado en estadísticas del *The Shift*

Project Data Portal para el año 2012. Los factores de conversión de energía primaria calculados para las centrales evaluadas [381], las eficiencias asumidas [382,383] y los factores de emisión utilizados (nótese la divergencia de los mismos dependiendo del país estudiado y bibliografía empleada) [381,384–386], se presentan en Tabla 5-3.

Tabla 5-2. Mix eléctrico para el año 2012 para los países de las ciudades estudiadas. Fuente: The Shift Project Data Portal

| Fuente energética | Oldemburgo- Wilhelmshaven (Alemania), % | Bristol (Reino Unido), % | Cartagena (España), % |
|----------------------------|---|--------------------------------|-----------------------------|
| Gas natural | 11,0 | 28,0 | 25,0 |
| Carbón | 47,0 | 40,0 | 19,0 |
| Petróleo | 2,0 | 1,0 | 5,0 |
| Energía nuclear | 16,0 | 19,0 | 21,0 |
| Biomasa | 8,0 | 5,0 | 2,0 |
| Energía hidroeléctrica | 4,0 | 2,0 | 7,0 |
| Energía eólica | 8,0 | 5,0 | 18,0 |
| Energía solar fotovoltaica | 4,0 | 0,0 | 3,0 |

Tabla 5-3. Factores de conversión de energía primaria, eficiencia y factores de emisión utilizados para las centrales estudiadas. Fuente: Elaboración propia

| Central eléctrica | Tipo | Combustible empleado | η_e (%) | EEl, TWh | EES, TWh | PTD, TWh | FC | FE, tCO ₂ /MWh |
|-----------------------|------|----------------------|--------------|-----------|----------|----------|------|---------------------------|
| Wilhelmshaven (E.ON) | CTC | Carbón | 46 | 9,51 | 4,37 | 0,39 | 2,39 | 0,50 |
| Seabank (Bristol) | CTCC | Gas natural | 55 | 12,1 8 | 6,70 | 0,60 | 1,99 | 0,24 |
| El Fangal (Cartagena) | CTCC | Gas natural | 55 | 12,8 1 | 7,04 | 0,63 | 1,99 | 0,24 |

5.3 Cálculo

Para cada una de las ciudades de Oldemburgo-Wilhelmshaven, Bristol y Cartagena se han tenido en cuenta las demandas de calor y refrigeración (unas demandas que, evidentemente, dependerán de sus respectivas condiciones climatológicas). A continuación se exponen cada uno de los casos considerados:

a) *Situación actual (Caso Base)*

El Caso Base es la situación presente. Las centrales eléctricas existentes venden electricidad en un mercado al contado de electricidad sin suministrar calor a ninguna red de calefacción urbana. La refrigeración se consigue a través de sistemas de aire acondicionado convencionales.

Para la evaluación del Caso Base se han considerado las siguientes tecnologías:

- La central térmica convencional asignada a Oldemburgo-Wilhelmshaven ha sido la central de carbón de Wilhelmshaven (E.ON); para Bristol, la planta asignada ha sido la central de ciclo combinado de Seabank; por su parte, para Cartagena la central térmica de ciclo combinado de El Fangal ha sido la elegida para llevar a cabo la evaluación⁴.
- Aparatos de calefacción individuales utilizando electricidad; aparatos de calefacción individuales empleando gas; aparatos de refrigeración individuales.

⁴ Para llevar a cabo los estudios de caso y en la elección del tipo de central térmica (que repercutirá evidentemente en el tipo de combustible empleado), se ha intentado que la muestra sea lo más representativa posible. Aunque existen algunas excepciones (tales como la central térmica de Frimmersdorf, la cual está localizada a 35 km Colonia y que en la actualidad utiliza su calor residual en la red de calefacción urbana de Grevenbroich, también conocida como la "capital de la energía") [391], lo cierto es que las centrales térmicas de lignito tienden a estar localizadas distantes de las cargas térmicas de las ciudades al tener normalmente que estar situadas cerca de las minas de lignito. Una circunstancia similar se da con las centrales nucleares, las cuales tienden a estar localizadas lejos de las grandes ciudades, por lo que no serán seleccionadas para su evaluación

b) Caso COGEN-a1

Para este caso las centrales térmicas convencionales se han supuesto plantas cogeneradoras a través de su reconversión, habiéndose tenido también en cuenta la inversión asociada a la infraestructura necesaria para posibilitar la implantación de redes de calefacción urbana de baja temperatura. A diferencia de COGEN-b y COGEN-c, la refrigeración se lleva a cabo a través de equipos de aire acondicionado eléctricos.

Añadiendo un acumulador de calor al sistema se puede asumir que la planta cogeneradora proporcionará el mismo número de horas de electricidad que la central térmica convencional en el Caso Base. Ésta es una simplificación conservadora debido a que realmente la planta cogeneradora suele generar electricidad durante más horas que las centrales convencionales [387], lo que añade un beneficio adicional al sistema. Debe tenerse en cuenta que este calor adicional modifica las condiciones económicas de operación de la planta debido a la reducción de costes operacionales [388] y al aumento de la rentabilidad [389].

La opción COGEN-a1 se ha comparado con la alternativa del Caso Base realizando un análisis de sensibilidad. En la alternativa del Caso Base, se mantienen los actuales dispositivos de calefacción en las viviendas, no produciéndose mejora alguna en los mismos ni por lo tanto inversión.

Para el cálculo del caso COGEN-a1 se han tenido en cuenta las siguientes tecnologías y consideraciones [390]:

- Costes de reconversión de las centrales térmicas convencionales existentes en plantas cogeneradoras; tuberías de transporte desde las centrales térmicas hasta la redes de calefacción urbana; redes de calefacción urbana de las ciudades; acumuladores en las redes de calefacción urbana.
- Sistemas de caldera centralizada de gas natural para demanda pico; costes de conexión de las viviendas

individuales y de los intercambiadores de calor; aparatos de refrigeración individuales.

c) *Caso COGEN–a2*

El caso COGEN–a2 es similar al COGEN–a1 pero construyendo una nueva planta cogeneradora en vez de reconvirtiendo la central térmica convencional.

d) *Caso COGEN–b*

A diferencia del caso COGEN–a1, COGEN–b asume unidades de absorción (individuales) que utilizan la red de calefacción urbana para refrigerar.

Para el cálculo del caso COGEN–b se incluyen las siguientes tecnologías y consideraciones:

- Costes de reconversión de las centrales térmicas existentes en plantas cogeneradoras; tuberías de transporte desde las centrales eléctricas hasta la redes de calefacción urbana; redes de calefacción urbana de las ciudades; acumuladores en la red de calefacción urbana.
- Calefacción centralizada (calderas) utilizando gas natural para demanda pico; coste de los intercambiadores de calor y de la conexión a las edificaciones; unidades de absorción empleadas como aparatos de refrigeración individuales.

e) *Caso COGEN–c (trigeneración)*

A diferencia del caso COGEN–a, en COGEN–c se asume que la refrigeración se obtiene a través de una red de calefacción urbana con unidades de absorción central (las cuales proporcionan refrigeración a dicha red utilizando el calor procedente de la cogeneración). Se asume que las unidades de absorción están localizadas entre las tuberías de transporte y las redes de calefacción de las ciudades.

Para el caso COGEN–c se asumen las siguientes tecnologías y

consideraciones:

- Coste de reconversión de las centrales térmicas convencionales existentes en plantas cogeneradoras; tuberías de transporte desde las centrales eléctricas hasta las redes de calefacción urbana; redes de calefacción urbana; redes de refrigeración urbana; calefacción centralizada (calderas) a gas para demanda pico; acumuladores en las redes de calefacción urbana; unidades de refrigeración por absorción para refrigeración urbana.
- Coste de los intercambiadores de calor y de la conexión a las edificaciones; aparatos de refrigeración individuales.

5.3.1 Centrales eléctricas y redes de calefacción y refrigeración urbana

Debe tenerse en cuenta que en este capítulo solo se han evaluado aquellas centrales térmicas convencionales que, aparte de cumplir con el requisito de poder encuadrarse fácilmente en las condiciones climatológicas del norte, centro y sur de Europa, cumplan ciertas restricciones (como, por ejemplo, que se encuentren localizadas a una distancia asumible respecto a la ciudad más cercana) y que *a priori* puedan reconvertirse fácilmente en plantas cogeneradoras a un coste razonable.

En Tabla 5-4 se exponen las centrales térmicas convencionales seleccionadas, mostrándose los parámetros técnico-económicos de aquellas reconvertidas en plantas cogeneradoras y las de nueva construcción respectivamente en Tablas 5-5 y 5-6.

Tabla 5-4. Centrales térmicas convencionales evaluadas. Fuente: Adaptación de [299,391,392]

| CENTRAL | TIPO DE CENTRAL | COMBUSTIBLE | POTENCIA NOMINAL (MW) |
|-----------------------------|-----------------------------------|-------------|--------------------------------|
| Wilhelmshaven-E.ON [391] | Turbina de vapor | Carbón | 757 (1 x 757 MW) |
| Seabank (Bristol) [392] | Turbina de gas de ciclo combinado | Gas natural | 1140 (1 x 755 MW + 1 x 385 MW) |
| El Fangal (Cartagena) [299] | Turbina de gas de ciclo combinado | Gas natural | 1200 (3 x 400 MW) |

Tabla 5-5. Parámetros tecno-económicos utilizados para las centrales eléctricas seleccionadas. Fuente: Adaptación de [368,382, 394–404]

| | X | P _t | VU ⁵ [382] | DNL ⁶ [382] | η _e [382] | η _{BP} ⁷ [382] | η _h [382] | RCE | CEH ⁸ | c _t ⁹ | m·X ¹⁰ |
|--|------|----------------|--------------------------|---------------------------|-------------------------|---------------------------------------|-------------------------|------|------------------|-----------------------------|-------------------|
| | MW | MWt | Años | - | - | - | - | - | - | €/kW | €/kW |
| Planta existente Oldemburgo–Wilhelmshaven | 757 | | 60 | 0,95 | 0,46 | | | | | | 72 |
| Planta existente Bristol | 1140 | | 60 | 0,94 | 0,55 | | | | | | 31 |
| Planta existente Cartagena | 1200 | | 60 | 0,94 | 0,55 | | | | | | 31 |
| Reconversión Cogeneración Oldemburgo–Wilhelmshaven | 757 | 931 | 60 | 0,95 | 0,46 | 0,39 | 0,48 | 1,23 | 0,11 | 400 | 72 |
| Reconversión Cogeneración Bristol | 1140 | 878 | 60 | 0,94 | 0,55 | 0,52 | 0,40 | 0,77 | 0,11 | 200 | 31 |
| Reconversión Cogeneración Cartagena | 1200 | 923 | 60 | 0,94 | 0,55 | 0,52 | 0,40 | 0,77 | 0,11 | 200 | 31 |

³ Tiempo durante el que se asume una renovación continua de la instalación [382]

⁶ Factor de disponibilidad técnica anual [382]

⁷ Se ha considerado una eficiencia total en modo contrapresión del 90% [382]

⁸ Relación entre la electricidad perdida y el calor ganado [394,395] (se ha supuesto que la recuperación de la energía térmica se produce a 80 °C) [396,397]. En el caso de emplear temperaturas más ampliamente utilizadas como lo son aquellas próximas a los 130 °C [398], esta relación subiría hasta alrededor de 0.2 [399]

⁹ Véase [400–402]

¹⁰ Se considera que los costes de operación y mantenimiento son del 2%/año de los costes de inversión [403], añadiéndose un 2%/año para hacer frente a la renovación y dar finalmente m·X (debe tenerse en cuenta la dificultad en la estimación del coste de renovación, por lo que se ha decidido seleccionar un conservador) [368,404]

| X | P _t | VU ¹¹ [382] | DNL ¹² [382] | η _e [382] | η _{BP} ¹³ [382] | η _h [382] | RCE | CEH ¹⁴ | c _t ¹⁵ | m·X ¹⁶ |
|----------------------------------|----------------|---------------------------|----------------------------|-------------------------|--|-------------------------|------|-------------------|------------------------------|-------------------|
| MW | MWt | Años | – | – | – | – | – | – | €/kW | €/kW |
| Nueva planta cogeneradora–Carbón | | 60 | 0,95 | 0,46 | 0,39 | 0,48 | 1,23 | 0,11 | 1800 | 72 |
| Nueva planta cogeneradora–Gas | | 60 | 0,94 | 0,55 | 0,52 | 0,40 | 0,77 | 0,11 | 775 | 31 |

Tabla 5-6. Parámetros tecno-económicos de equipos individuales y centralizados, redes y componentes necesarios para suministrar calor y frío a consumidores.

Fuente: [12,190,392,405–429,434–436]

| | VU ¹⁷ Años | DNL | η _h o η _c | c _t €/Unidad | c _t €/kW | m·X €/kW |
|--|--------------------------|---------------|---------------------------------|----------------------------|------------------------|---------------|
| Tubería de transporte (calor) Oldemburgo–Wilhelmshaven | 60 [405] | 1,0 [406] | 0,99 [407] | – | 432 [392,408] | 4,3 [409] |
| Tubería de transporte (calor) – Bristol | 60 | 1,0 | 0,99 | – | 144 | 1,4 |
| Tubería de transporte (calor) Cartagena | 60 | 1,0 | 0,99 | – | 144 | 1,4 |
| Acumulador de calor | 60 [410] | 0,7 [411] | 0,99 [412] | 8 700 000 [413] | – | – |
| Unidad de absorción centralizada para refrigeración urbana ¹⁸ | 60 [410] | 0,9 [414] | 0,74 [415] | – | 80 [416] | 3,2 [415] |
| Caldera de gas centralizada | 30 [392] | 0,95 [417] | 0,85 [392] | – | 85 [392] | 3,75 [392] |
| Red de calefacción urbana Oldemburgo–Wilhelmshaven | 60 | 1,0 | 0,91 | 5400 | – | 26,6 |
| Red de calefacción urbana Bristol | 60 | 1,0 | 0,91 | 5400 | – | 26,6 |

³ Tiempo durante el que se asume una renovación continua de la instalación [382]

¹² Factor de disponibilidad técnica anual [382]

¹³ Se ha considerado una eficiencia total en modo contrapresión del 90% [382]

¹⁴ Relación entre la electricidad perdida y el calor ganado [394,395] (se ha supuesto que la recuperación de la energía térmica se produce a 80 °C) [396,397]. En el caso de emplear temperaturas más ampliamente utilizadas como lo son aquellas próximas a los 130 °C [398], esta relación subiría hasta alrededor de 0.2 [399]

¹⁵ Véase [400–402]

¹⁶ Se considera que los costes de operación y mantenimiento son del 2%/año de los costes de inversión [403], añadiéndose un 2%/año para hacer frente a la renovación y dar finalmente m·X (debe tenerse en cuenta la dificultad en la estimación del coste de renovación, por lo que se ha decidido seleccionar un conservador) [368,404]

¹⁷ Se supone una renovación continua de la inversión por lo que en algunos casos se ha asumido una vida útil de hasta 60 años [382]

¹⁸ Debido a su aplicación, se ha supuesto que la máquina de absorción es de simple efecto [434,435]

| | VU ¹⁷ | DNL | η_h o η_c | c_t | c_t | m-X |
|---|------------------|--------------|---------------------|------------|-----------|-------------------|
| | Años | – | – | €/Unidad | €/kW | €/kW |
| Red de calefacción urbana Cartagena | 60 | 1,0 [418] | 0,91 | 5400 | – | 26,6 |
| Red de refrigeración urbana Oldemburgo–Wilhelmshaven | 60 | 1,0 | 0,90 | 5400 | – | 26,6 |
| Red de refrigeración urbana Bristol | 60 | 1,0 | 0,90 | 5400 | – | 26,6 |
| Red de refrigeración urbana Cartagena | 60 | 1,0 [418] | 0,91 [419] | 5400 [393] | – | 26,6 [420,421] |
| Inversión en un sistema húmedo ¹⁹ nuevo | 30 [12] | 1,0 | 0,95 [190] | 1685 [422] | – | – |
| Válvula de presión individual | 30 [12] | 1,0 | 0,95 | 6657 [422] | – | – |
| Intercambiador de calor individual | 30 [12] | 1,0 | 0,95 [423] | 6657 [422] | – | 6,0 [424] |
| Unidad de absorción individual | 15 | 0,9 | 1,00 [425] | – | 496 [426] | 1,7 [426] |
| Calentador a gas individual | 15 [392] | 0,99 | 0,91 [392] | – | 51 [392] | 3,4 [392] |
| Calentador eléctrico individual | 15 [392] | 0,99 | 1,00 [392] | – | 220 [392] | 21 [392] |
| Unidad de aire acondicionado individual | 15 | 0,9 | 5,5 [427] | – | 558 [427] | 18,4 [427] |
| Ventiloconvector individual | 30 [428] | 0,9 | 5,5 | – | 80 [428] | 70 [429] |

Incluso para el caso de Oldemburgo-Wilhelmshaven y con el objeto de simplificar el análisis, se ha supuesto que la red de calefacción urbana es implantada conjuntamente como un todo (para este caso se asumirá la opción más desfavorable, que es aquella en la que la red de calefacción urbana está localizada lo más alejada posible, en este caso en Oldemburgo). Una aproximación más realista sería asumir que la red de calefacción consiste en un creciente número de microrredes alimentadas por motores de gas y/o calderas durante la fase inicial de construcción y que algunos de los mismos son utilizados posteriormente como unidades pico conforme la red de calefacción se expande lo suficiente como para conectar las centrales eléctricas. Estos pasos requieren normalmente alrededor de 5 años [430], lo cual tendría un pequeño efecto en la economía de la vida útil de la red de calefacción urbana (o sobre la planta cogeneradora) que, con el mantenimiento adecuado, podría llegar

¹⁹ Un sistema húmedo es aquél en el que los tubos de calefacción están insertados directamente en el hormigón [436]

hasta los 60 años [382,431].

Por su parte, se ha supuesto que todos los acumuladores de calor de las redes de calefacción urbana evaluados tienen una capacidad de 50 000 m³ (esta cantidad ha sido elegida debido a que es el límite típico para tanques atmosféricos [432] que operan en redes de calefacción urbana de baja temperatura [433]) lo que permitirá para todos los casos un almacenamiento energético a corto plazo (entre 1 y 3 días) y la posibilidad de ofrecer un seguimiento de carga con el objeto de integrar la mayor cantidad de energía de origen renovable (principalmente eólica) posible. Debido a su mayor coste y menor implantación que la de los tanques atmosféricos, no se ha contemplado la utilización de acumuladores estacionales de energía térmica.

5.3.2 Número de usuarios y energía demandada

El número de consumidores a abastecer por las redes de calefacción urbana se estima para cada ciudad a través del calor de salida pico de las plantas cogeneradoras en el mes más frío (enero) [405,437–439], debiéndose tener en cuenta que las mismas deben cubrir alrededor de un 50% al 70% de la demanda pico (el número de consumidores abastecidos por la redes de calefacción urbana aumenta debido a que, además del calor proporcionado por la centrales cogeneradoras, la demanda pico es cubierta a través de calderas) [440,441], véase Tabla 5-7 e Ilustración 5-2. Se ha asumido que las cargas relativas a edificios residenciales se corresponden con viviendas unifamiliares (lo cual es una suposición bastante conservadora ya que los edificios multifamiliares obtendrían incluso mayores beneficios debido a sus menores necesidades infraestructurales y menores pérdidas de calor) [442,443] y que aquéllas que hacen referencia al resto de cargas son oficinas.

Para el análisis coste/beneficio se ha considerado que las pérdidas entre la planta cogeneradora y las cargas son del 9% a lo largo del año y que las pérdidas de distribución del calor durante la

demanda pico en invierno es del 6% (esto se debe a que, aunque las pérdidas de calor son prácticamente constantes a lo largo del año, existe una mucha mayor cantidad de calor a ser transportado durante la demanda pico en invierno) [444,445].

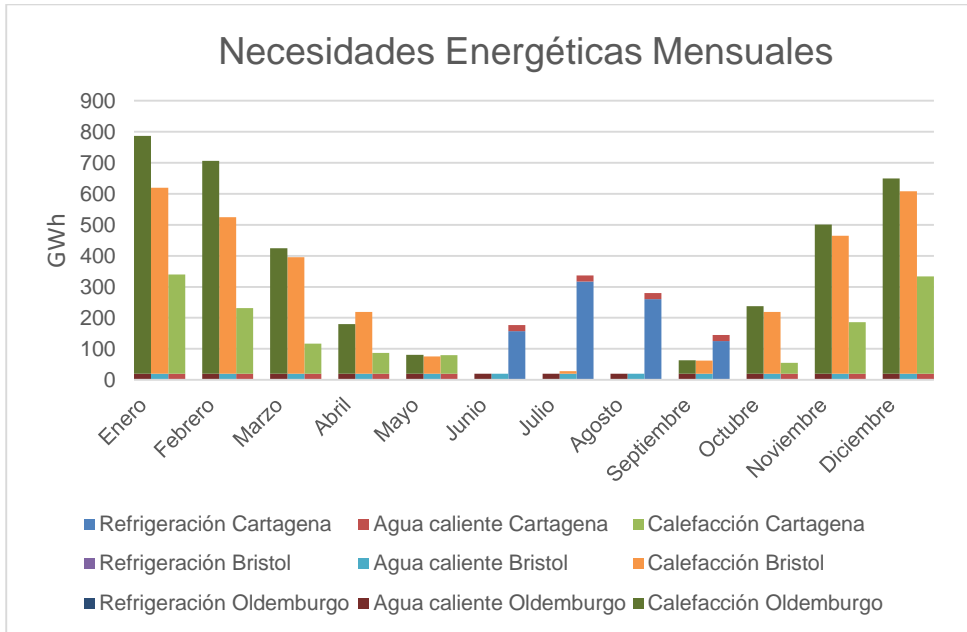


Ilustración 5-2. Demanda mensual de calor, agua caliente y frío en Oldemburgo-Wilhelmshaven, Bristol y Cartagena. Fuente: Elaboración propia

Tabla 5-7. Cálculo del número de consumidores (residenciales y no residenciales) que pueden abastecerse durante la demanda pico y demanda anual para calefacción y refrigeración. Fuente: [446–463]

| | Oldemburgo-Wilhelmshaven ²⁰ | Bristol ²¹ | Cartagena ²² | Unidad |
|---|--|-----------------------|-------------------------|---|
| Potencia nominal de la planta cogeneradora (modo condensación) | 757 | 1140 | 1200 | MW |
| Potencia térmica de la planta cogeneradora (modo contrapresión) | 931 | 878 | 923 | MWt |
| Demanda pico cubierta por la planta cogeneradora | 50% | 50% | 70% | |
| Pérdidas durante la demanda pico en invierno | 6% | 6% | 6% | |
| Demanda durante la hora punta en el mes más frío ²³ | 8,7 26,2 | 8,7 26,2 | 6,1 18,5 | kW/vivienda kW resto consumidores |
| Demanda de calefacción y agua caliente por unidad de superficie y año | 185 250 | 160 215 | 70 95 | kWh/m ² /año (viviendas) kWh/m ² /año (resto consumidores) |
| Demanda de frío por unidad de superficie y año | – | – | 48 | kWh/m ² /año |
| Demanda de calefacción y agua caliente anual | 3691 | 3258 | 1411 | GWh |
| Demanda de calefacción y agua caliente anual | 3691 | 3258 | 1411 | GWh |
| Demanda de refrigeración anual | – | – | 859 | GWh |
| Consumidores ²⁴ | 115,1 28,4 | 108,5 27,1 | 115,0 29,0 | Viviendas (miles) Resto consumidores (miles) |

²⁰ Siguiendo el ratio de viviendas por habitante de otras ciudades alemanas [446], se ha estimado que el número de viviendas para Oldemburgo-Wilhelmshaven es de 130 000

²¹ El número de viviendas de Bristol es de 184 000 [447]

²² Según el último censo del INE, Región de Murcia dispone de 776 700 viviendas [448] para un total de 1 476 957 habitantes [449], por lo que se ha estimado que el número de viviendas de la ciudad de Cartagena (217 641 habitantes) [450] es de 115 000 y el número de empresas, 29 000

²³ Para estimar la demanda de calor, agua caliente y frío anual (así como durante la hora punta en el mes más frío) de los consumidores se ha hecho uso de diversas publicaciones que evalúan estos parámetros en ciudades con condiciones climatológicas asimilables a las aquí estudiadas [451–461]. Se ha considerado que la superficie de las viviendas es de 100 m² [462] y la del resto de edificaciones no residenciales (las cuales se han supuesto representan un 43% de las cargas de las ciudades estudiadas) [463] de 220 m² [464]

5.4 Resultados

En esta sección se presentarán los resultados para los casos de estudio de las ciudades seleccionadas. Teniéndose presente que la calefacción urbana fue considerada para todas las ciudades, la opción COGEN–a1 representará una central térmica convencional reconvertida en una planta cogeneradora a través de modificaciones o cambios de las turbinas; por su parte, COGEN–a2 representará un caso alternativo en el que se construye una central completamente nueva. Debido a que, en términos comparativos y con respecto a Cartagena, la demanda de refrigeración no es significativa para Oldemburgo–Wilhelmshaven y Bristol, solo se han considerado otras alternativas a la refrigeración actual para Cartagena (casos COGEN–b y COGEN–c). En Tabla 5-8 se presenta a modo de resumen las singularidades de cada opción.

Tabla 5-8. Características de las opciones para la implantación de redes de calefacción urbana en las ciudades evaluadas. Fuente: Elaboración propia

| OPCIÓN | CARACTERÍSTICAS |
|----------|--|
| COGEN–a1 | Representa una central térmica convencional reconvertida en una planta cogeneradora a través de modificaciones o cambios de las turbinas |
| COGEN–a2 | Representa un caso alternativo a COGEN–a1 en el que se construirá una central completamente nueva |
| COGEN–b | Representa un caso en el que existen redes de calefacción urbana y unidades de refrigeración por absorción (en este caso la refrigeración se consigue proporcionando calor a unidades de refrigeración por absorción a través de la red de calefacción urbana) |
| COGEN–c | Se supone la utilización de redes de calefacción urbana y refrigeración centralizada |

5.4.1 Oldemburgo-Wilhelmshaven

En las tablas 5-9 y K-1 a K-3 (Anexo K) se muestran los costes anuales de suministrar calefacción, agua caliente y refrigeración (además de electricidad) a cargas sitas en Oldemburgo-Wilhelmshaven a partir de una de las centrales térmicas de carbón existentes en Wilhelmshaven (E.ON) para los

tres casos presentados en la sección anterior.

Los resultados (Tabla 5-10) muestran que, como consecuencia de la introducción de redes de calefacción urbana, se conseguiría una reducción de unos 215 millones de euros en el coste anualizado. Esta cantidad es el resultado de restar al coste total del sistema para el Caso Base (alrededor de 510 millones de euros) y a una tasa de descuento del 3,5 por ciento (la sugerida por la Dirección General de Política Regional y Urbana de la Comisión Europea para cuando se evalúan proyectos infraestructurales en la mayoría de los Estados miembros), el coste total del sistema para el caso COGEN-a1 (sobre 295 millones de euros).

Si se comparan estos resultados con los obtenidos para Bristol, podrá apreciarse que, debido a la menor eficiencia eléctrica de la central térmica de carbón de Wilhelmshaven, su ahorro anualizado será mayor que para el caso de Bristol. Por su parte, y en lo que respecta a la eficiencia global, ésta será similar en las plantas cogeneradoras de carbón y en las de ciclo combinado [465], por lo que las ganancias totales de eficiencia serán mayores en Oldemburgo-Wilhelmshaven que en Bristol.

En caso de reconvertir la central térmica convencional de carbón de Wilhelmshaven en una planta cogeneradora y de implantar una red de calefacción urbana, se conseguiría un ahorro de energía primaria de 2,1 TWh. Como consecuencia de esto, se reducirían las emisiones de CO₂ en 1,05 millones de toneladas y la electricidad neta en 0,54 TWh; algunos parámetros de importancia, tales como los indicadores clave de desempeño para los consumos de energía primaria se presentan en Tabla 5-9.

El propósito de los datos mostrados en Tabla 5-9 es resumir en una única tabla información importante tal como costes anuales, demanda de calor y frío, dióxido de carbono neto emitido a la atmósfera, energía primaria neta (diferencia entre la electricidad adquirida para calefacción y refrigeración por los consumidores y la electricidad generada por la central eléctrica), y la electricidad neta (electricidad adquirida por los consumidores menos electricidad

generada por la central eléctrica) para los esquemas de calefacción urbana evaluados. Es de gran importancia mostrar estos datos ya que algunos de los mismos son utilizados en (4.1, 5.1–5.3), los cuales constituyen la base para la evaluación financiera llevada a cabo en este quinto capítulo y en última instancia determinarán si un esquema concreto es factible desde un punto de vista económico y medioambiental. Comentarios similares también le son de aplicación a Tabla 5-11 y Tabla 5-13.

Tabla 5-9. Resumen de los resultados obtenidos para Oldemburgo-Wilhelmshaven con una tasa de descuento del 3,5%. Fuente: Elaboración propia

| | CASO BASE | COGEN – A1 | COGEN – A2 | UNIDADES |
|-------------------------|-----------|------------|------------|----------|
| Costes anuales | 432 710 | 249 049 | 292 623 | k€ |
| Calor anual | 3691 | 3691 | 3691 | GWh |
| Refrigeración anual | 0 | 0 | 0 | GWh |
| Dióxido de carbono neto | 2570 | 1518 | 1518 | kt |
| Energía primaria neta | 5140 | 3035 | 3035 | GWh |
| Electricidad neta | 4026 | 3482 | 3482 | GWh |

5.4.1.1 Análisis de sensibilidad

Para todos los casos estudiados y con el objeto de conocer su influencia en la rentabilidad, se llevó a cabo un análisis de sensibilidad para tres tasas de descuento distintas (3,5%, 5,5% y 7,5%). Aunque los resultados demuestran que la tasa de descuento tiene un considerable impacto en términos absolutos (el coste total del sistema cuando se evalúan “COGEN–a1” y “COGEN–a2” para una tasa de descuento del 7,5% son, respectivamente, un 33% y un 25% mayores en comparación a cuando se emplea una tasa de descuento del 3,5%; véase Tabla 5-10), la reconversión o la construcción de una nueva planta cogeneradora con la necesaria infraestructura asociada sigue siendo rentable, incluso para tasas de descuento elevadas para tratarse de proyectos infraestructurales.

Tabla 5-10. Coste total del sistema para cada caso evaluado y tasas de descuentos empleadas en Oldemburgo-Wilhelmshaven. Fuente: Elaboración propia

| TASA DE DESCUENTO, % | CASO BASE, k€ | COGEN – A1, k€ | COGEN – A2, k€ |
|-------------------------|------------------|-------------------|-------------------|
| 3,5 | 509 810 | 294 589 | 338 163 |
| 5,5 | 512 011 | 342 228 | 403 053 |
| 7,5 | 513 802 | 367 755 | 448 296 |

5.4.2 Bristol

Se asume que la central térmica convencional de Bristol, con una potencia nominal de 1140 MW, genera antes de la reconversión 6,7 TWh de electricidad al año [466]. Una vez la central es reconvertida en una planta cogeneradora, los ingresos debido a la venta de electricidad decrecerán (véase Tablas K-4 a K-6; Anexo K) debido a que, para la misma cantidad de combustible empleado, la electricidad generada disminuirá, para este caso en concreto, en torno al 10%.

En Tablas 5-11 y K-4 a K-6 (Anexo K) se muestran, para las cargas localizadas en Bristol, los costes anuales de suministrar calefacción, agua caliente y refrigeración a partir de la central térmica convencional existente (se muestra igualmente la electricidad generada por la misma) para tres casos diferentes — Caso Base, COGEN–a1 y COGEN–a2. Nótese que cuando se compara el Caso Base (alrededor de 291 millones de euros para una tasa de descuento del 3,5%, véase Tabla 5-12) con COGEN–a1 (unos 202 millones de euros), los costes anualizados para la calefacción se reducirían en 89 millones de euros debido a la implementación de la red de calefacción urbana. Si se construyera una nueva planta cogeneradora (COGEN–a2, el cual para una tasa de descuento del 3,5% tendría un coste anualizado de unos 237 millones de euros), los costes totales anualizados disminuirían en 54 millones de euros.

Como consecuencia de la introducción de redes de calefacción urbana de baja temperatura, se producirá un ahorro de energía primaria de 1,63 TWh y una reducción en las emisiones de CO₂ de 0,39 millones de toneladas.

Tabla 5-11. Resumen de los resultados obtenidos para Bristol. Fuente: Elaboración propia

| | CASO BASE | COGEN – A1 | COGEN – A2 | UNIDADES |
|---------------------------------------|-----------|------------|------------|----------|
| Costes anuales | 251 935 | 174 663 | 209 941 | k€ |
| Calor anual | 3258 | 3258 | 3258 | GWh |
| Refrigeración anual | 0 | 0 | 0 | GWh |
| Dióxido de carbono neto ²⁵ | 1315 | 925 | 925 | kt |
| Energía primaria neta | 5480 | 3853 | 3853 | GWh |
| Electricidad neta ²⁶ | 6155 | 5634 | 5634 | GWh |

5.4.2.1 Análisis de sensibilidad

Con el objeto de conocer su influencia en el resultado, se llevó a cabo un análisis de sensibilidad utilizando tres tasas de descuento distintas (3,5%, 5,5% y 7,5%) para todos los casos estudiados. Tal y como se puede apreciar en Tabla 5-12, existe un impacto significativo en términos absolutos. Reconvertir una central térmica convencional en una planta cogeneradora resultó ser rentable para todas las tasas de descuento estudiadas; por su parte, construir una nueva planta cogeneradora solo sería rentable si se emplearan tasas de descuento del 3,5% y del 5,5%.

Tabla 5-12. Coste total del sistema para cada caso evaluado y tasas de descuentos empleadas en Bristol. Fuente: Elaboración propia

| TASA DE DESCUENTO, % | CASO BASE, k€ | COGEN – A1, k€ | COGEN – A2, k€ |
|-------------------------|------------------|-------------------|-------------------|
| 3,5 | 291 385 | 202 463 | 237 691 |
| 5,5 | 293 222 | 238 066 | 275 630 |
| 7,5 | 295 161 | 276 960 | 326 772 |

²⁵ Se ha supuesto un coste promedio de 30 € por tonelada de dióxido de carbono emitido [467]

²⁶ Véase [468]

5.4.3 Cartagena

En Tablas 5-13 y K-7 a K-11 se presentan para cargas localizadas en Cartagena, los costes anuales de suministrar calefacción, agua caliente y refrigeración (además de electricidad) a partir de una de las centrales térmicas existentes en Cartagena (Central de El Fangal).

En el Caso Base (Tabla K-7) se han calculado los costes de suministrar calefacción y refrigeración a Cartagena para la situación actual, habiéndose tenido en cuenta para ello el coste de los distintos elementos presentes y los ingresos procedentes de la electricidad vendida.

Para el caso COGEN-a1 se calcularon los costes anuales de suministrar calefacción y refrigeración a la ciudad de Cartagena suponiendo la utilización de redes de calefacción urbana de baja temperatura. Después de la evaluación, se concluyó que, en caso de emplear esta tecnología, las pérdidas anuales serían de 3 millones de euros. Si se construyera una nueva planta cogeneradora (COGEN-a2), los costes anualizados de suministrar calefacción y refrigeración aumentarían en 31 millones de euros, véase Tabla K-9.

El caso COGEN-b calculó los costes anuales de calefacción y refrigeración para Cartagena suponiendo el empleo de redes de calefacción urbana y unidades de refrigeración por absorción (en este caso la refrigeración se consigue proporcionando calor a unidades de refrigeración por absorción a través de la red de calefacción urbana), véase Tabla 5-14. El ahorro anualizado de calefacción y refrigeración es de 191,5 millones de euros.

El caso COGEN-c (Tabla K-11) calculó los costes anuales de calefacción y refrigeración en Cartagena en el supuesto de utilizar redes de calefacción urbana y refrigeración centralizada. La refrigeración individual se consigue a través de un aporte de calor a unidades de absorción centralizada, las cuales a su vez proporcionan frío a una red de refrigeración urbana. El ahorro total anualizado para calefacción y refrigeración es de 135 millones de

euros.

Todos los costes y ahorros anuales de los casos COGEN–a1, COGEN–a2, COGEN–b, y COGEN–c se obtienen al restar, a los costes totales del sistema para el Caso Base a una tasa de descuento del 3,5%, los costes totales relativos a cada uno de estos sistemas. Los resultados se presentan de una forma cuantitativa en Tabla 5-13.

En caso de reconvertir la central térmica de El Fangal en una planta cogeneradora y de utilizar una red de calefacción y refrigeración urbana (COGEN–c), se conseguiría un ahorro de energía de 1,3 TWh. Como consecuencia, las emisiones de CO₂ se verían reducidas en 0,32 millones de toneladas y la electricidad neta disminuiría en unos 0,82 TWh, véase Tabla K-11.

Tabla 5-13. Resumen de los resultados obtenidos para Cartagena con una tasa de descuento del 3,5%. Fuente: Elaboración propia

| | CASO BASE | COGEN – A1 | COGEN – A2 | COGEN – B | COGEN – C | UNIDADES |
|-------------------------|----------------------|-----------------------|-----------------------|----------------------|----------------------|-----------------|
| Costes anuales | 390 360 | 397 301 | 425 889 | 208 332 | 265 031 | k€ |
| Calor anual | 1411 | 1411 | 1411 | 1411 | 1411 | GWh |
| | CASO BASE | COGEN – A1 | COGEN – A2 | COGEN – B | COGEN – C | UNIDADES |
| Refrigeración anual | 859 | 859 | 859 | 859 | 859 | GWh |
| Dióxido de carbono neto | 1384 | 1237 | 1237 | 1064 | 1064 | kt |
| Energía primaria neta | 5770 | 5153 | 5153 | 4435 | 4435 | GWh |
| Electricidad neta | 6746 | 5931 | 5931 | 5931 | 5931 | GWh |

5.4.3.1 Análisis de sensibilidad

Para todos los casos estudiados y con el objeto de conocer su influencia en la rentabilidad, se llevó a cabo un análisis de sensibilidad para tres tasas de descuento distintas (3,5%, 5,5% y 7,5%).

En términos absolutos, los resultados muestran un gran impacto debido a la variación de la tasa de descuento, véase Tabla 5-14. Se puede apreciar que para todas las tasas de descuento utilizadas, las opciones (COGEN–b–c) son más rentables que el

Caso Base; contrariamente, independientemente de la tasa de descuento empleada, no es rentable reconvertir la central termoeléctrica existente ni construir una nueva planta cogeneradora utilizando las opciones (COGEN-a1-a2).

Tabla 5-14. Coste total del sistema para cada caso evaluado y tasas de descuentos empleadas en Cartagena. Fuente: Elaboración propia

| TASA DE DESCUENTO, % | CASO BASE, k€ | COGEN – A1, k€ | COGEN – A2, k€ | COGEN – B, k€ | COGEN – C, k€ |
|----------------------|---------------|----------------|----------------|---------------|---------------|
| 3,5 | 431 880 | 434 411 | 462 999 | 240 250 | 296 951 |
| 5,5 | 435 381 | 473 324 | 512 866 | 283 625 | 349 030 |
| 7,5 | 439 076 | 514 716 | 567 150 | 333 155 | 375 742 |

5.5 Discusión

De la evaluación del coste de tres esquemas de calefacción urbana que representan respectivamente condiciones climatológicas típicas del norte, centro y sur de Europa (Oldemburgo–Wilhelmshaven, Bristol y Cartagena), se han podido apreciar los potenciales ahorros para la sociedad resultantes tanto de reconvertir las centrales térmicas convencionales existentes en plantas cogeneradoras como de invertir en una infraestructura de calefacción y refrigeración urbana de baja temperatura (esta última solo factible para las condiciones climatológicas del sur de Europa).

El método implementado (que considera como elementos principales la central eléctrica y la energía necesaria para proporcionar agua caliente, calefacción y refrigeración a un número específico de cargas) y en el que se sustenta el análisis económico llevado a cabo para tres ciudades de la UE-28 con condiciones climatológicas distintas, constituye en sí mismo un elemento valioso ya que, sin necesidad de un software específico y a través de cálculos simples e inmediatos, permite evaluar los posibles beneficios de reconvertir las centrales térmicas existentes en plantas cogeneradoras con una infraestructura de redes de calefacción (y,

en el caso de Cartagena, también de refrigeración) urbana asociada, siendo por tanto especialmente indicado para estudios con propósitos análogos.

Los casos de estudio muestran que la introducción de calefacción urbana en Oldemburgo–Wilhelmshaven, Bristol y Cartagena reduciría las emisiones de CO₂ en un 41%, 30% y 23% respectivamente, siendo los ahorros de energía primaria neta obtenidos similares. Los ahorros resultantes de reconvertir una central térmica convencional en una planta cogeneradora son mayores en Oldemburgo–Wilhelmshaven, la localización con el clima más frío (y por tanto con el período de calefacción más largo). Este mayor ahorro se debe también al hecho de que, a diferencia de las centrales de ciclo combinado de Bristol y Cartagena, la planta de Wilhelmshaven es una central térmica de carbón, por lo que su eficiencia eléctrica es inferior, y su mejora en la eficiencia global cuando se reconvierta a planta cogeneradora, mayor.

De la evaluación de los resultados se pueden sacar conclusiones e implicaciones para la política energética de la UE–28 de capital importancia. Por un lado, y para el caso de Oldemburgo–Wilhelmshaven, se ha demostrado que aun teniendo que ser transportado el calor a grandes distancias (más de 60 km) a través de tuberías de transporte, de la implantación conjunta de plantas cogeneradoras y redes de calefacción urbana pueden conseguirse grandes ahorros y beneficios desde el punto de vista económico y medioambiental. Debe tenerse en cuenta que al ser las redes de calefacción urbana del tipo de baja temperatura y el calor a transportar considerable, las pérdidas de distribución resultantes han sido menores, lo cual ha sido determinante en la factibilidad de todos los esquemas de calefacción urbana.

Igualmente llamativo es el caso de la central sita en Bristol. El Reino Unido, debido a su densidad poblacional y condiciones climatológicas, presenta un gran potencial para la implantación de redes de calefacción urbana; sin embargo, y si se exceptúan los países del sur de Europa, su difusión es la menor de toda la UE–28.

De la evaluación del caso para la central de Seabank, se pudieron comprobar, al igual que para el caso de la central de Wilhelmshaven, los grandes beneficios económicos y medioambientales resultantes de la implantación de plantas cogeneradoras y redes de calefacción urbana de baja temperatura.

Por su parte, y para el caso de la central de El Fungal (Cartagena), pudo comprobarse que si bien es cierto que la utilización de redes de calefacción urbana no es adecuada para las condiciones climatológicas de Cartagena, no menos lo es el hecho de que, en caso de emplearse conjuntamente redes de calefacción y unidades de refrigeración por absorción o redes de calefacción y refrigeración urbana, los beneficios económicos y medioambientales estarían al nivel de otras ciudades localizadas en climas mucho más fríos, lo cual da a este caso una especial relevancia.

5.6 Conclusiones

De la evaluación realizada se desprende que, en caso de decidir reconvertir las centrales térmicas convencionales estudiadas en plantas cogeneradoras, invertir en las infraestructuras asociadas necesarias, y asumir una tasa de descuento del 3,5%, el coste total anualizado de las centrales sitas en Oldemburgo-Wilhelmshaven, Bristol y Cartagena disminuirá en 215, 89 y 192 millones de euros respectivamente, lo que convierte a esta tecnología en una opción altamente atractiva desde una perspectiva energética, económica y ambiental. Esta afirmación se sustenta por el hecho de que, si las plantas térmicas convencionales fueran reconvertidas en plantas cogeneradoras, el consumo neto de electricidad se reduciría respectivamente para las ciudades de Oldemburgo-Wilhelmshaven, Bristol y Cartagena en 545 GWh, 520 GWh, y 815 GWh (lo cual representa unos ahorros del 13,5%, 8,5% y 12% en comparación con la situación actual). Por otro lado y en relación a los beneficios medioambientales, las emisiones de CO₂ se verían reducidas en 1050 kt, 390 kt y 320 kt respectivamente para los casos de

Oldemburgo-Wilhelshaven, Bristol y Cartagena (lo que representa unos ahorros de un 40%, 29% y 23% en comparación con la situación actual). Como consecuencia, estos resultados refuerzan el atractivo de las acciones propuestas en este quinto capítulo desde un punto de vista económico, energético y medioambiental.

A partir de la evaluación llevada a cabo, se pudo comprobar que, a pesar de importante, las condiciones climáticas no son determinantes en la factibilidad de un proyecto infraestructural que comprenda la utilización conjunta de redes de calefacción urbana y cogeneración y que, teniendo en cuenta las características de cada localización, soluciones alternativas (tales como utilizar unidades de absorción que empleen redes de calefacción urbana para refrigeración) son ventajosas desde una perspectiva económica, energética y medioambiental. Esta conclusión tiene una gran importancia ya que los proyectos evaluados en este capítulo son redes de calefacción urbana de un tamaño similar y consecuentemente los resultados del análisis llevado a cabo realmente útiles para propósitos comparativos, tecnológicos y políticos ya que demuestran que las condiciones climatológicas no son un impedimento para la generalización de una tecnología marginalmente utilizada en el sur de Europa como lo son las redes de calefacción urbana. De hecho, este análisis es instrumental para probar incorrecta la idea de que la utilización de redes de calefacción urbana y cogeneración no es un esquema económicamente ventajoso para las condiciones climatológicas del sur de Europa.

Finalmente, en caso de utilizar una tasa de descuento distinta al 3,5% propuesta por la Dirección General de Política Regional y Urbana de la UE, la factibilidad de los proyectos que entrañen la utilización conjunta de plantas cogeneradoras y redes de calefacción urbana se verá altamente mermada, siendo el mantenimiento de la tasa de descuento antedicha capital si los Estados miembros desean tener la energía segura, limpia y eficiente promulgada por una de las tres prioridades (en concreto, por los Retos de la Sociedad) del Horizonte 2020 de la UE–28.

6 CONCLUSIONES, SUGERENCIAS Y FUTUROS DESARROLLOS

The art of drawing conclusions from experiments and observations consists in evaluating probabilities and in estimating whether they are sufficiently great or numerous enough to constitute proofs. This kind of calculation is more complicated and more difficult than it is commonly thought to be. . .

Antoine Laurent Lavoisier

6.1 Conclusiones

A modo de resumen conciso de las aportaciones originales de la tesis que han servido para sustentar el argumentario de la misma se incluyen, bajo la forma de enunciaciones simples de los resultados obtenidos, las siguientes conclusiones:

- i. Como resultado de la evaluación llevada a cabo en esta tesis se concluyó que alrededor de la mitad de la potencia eléctrica instalada en la UE-28 procedente de plantas térmicas convencionales está localizada a una distancia apropiada para reconvertir dichas centrales en plantas cogeneradoras y emplear su calor residual en redes de calefacción urbana.

Atendiendo a la máxima penetración económicamente factible, a partir de una inversión (anualizada) en infraestructuras de 315 millardos de euros, se conseguirían reducir los costes relativos a combustibles en 95 millardos de euros al año y se ahorrarían unos 6400 PJ de energía primaria. Esto representa alrededor del 15% del consumo de energía total final de la UE-28 para el año 2013 (46 214,5 PJ). Todo este ahorro se consigue a partir de un sub-producto como lo es el calor residual de centrales térmicas convencionales, actualmente enviado a torres de refrigeración y que no puede utilizarse para satisfacer carga térmica alguna debido a su baja temperatura (alrededor de 30 °C).

- ii. Otra aportación propia es la afirmación sustentada de que, si se implementara la visión energética propuesta en esta tesis, se cuadruplicaría (pasando de un 12% a un 50%) el acceso de los ciudadanos de la UE-28 a la tecnología de las redes de calefacción urbana. Esta estimación tiene importantes implicaciones políticas ya que una generalización de la utilización conjunta de plantas cogeneradoras (que eleven la antedicha temperatura) y redes de calefacción urbana conllevaría unos beneficios económicos, medioambientales y de seguridad energética en sí mismos necesarios para el cumplimiento del fundamento jurídico del Reto Social del H2020 “Utilización segura, limpia y eficiente de la energía” de una manera sostenible.
- iii. Una tercera aportación propia es la conclusión de que las barreras a las que se enfrenta la visión energética propuesta en esta tesis no son de índole tecnológico ni económico, sino institucionales y financieras y que, a no ser que se dé un cambio sustancial en el mercado o en la regulación concerniente a la utilización conjunta de redes de calefacción urbana y cogeneración, es difícil que se produzca un despegue definitivo de la misma. Se considera que las Directivas comunitarias más recientes (entre las que destaca

la Directiva 2012/27/UE sobre eficiencia energética), a pesar de ser voluntariosas, son insuficientes para conseguir una difusión de esta tecnología acorde a su potencial.

- iv. En relación a la reducción de la pobreza energética y la consecución de los objetivos relativos a eficiencia energética propuestos en el seno de la UE-28 para el año 2020, en esta tesis se determinó como imperativo el desarrollo de políticas energéticas que creen una relación simbiótica entre lo público y lo privado, evalúen más adecuadamente las externalidades ambientales, y eliminen, en línea con lo propuesto en esta tesis, las actuales barreras institucionales y financieras a las que se enfrenta la utilización conjunta de redes de calefacción urbana y cogeneración.
- v. Por su parte, se concluyó que, debido a que en la actualidad la utilización conjunta de la cogeneración y redes de calefacción urbana está en la mayoría de los Estados miembros en una fase incipiente, el camino más eficaz para desarrollar las instituciones del sector, la normativa técnica y las disposiciones legales y contractuales es la de llevar a cabo una búsqueda individualizada de unas medidas que, atendiendo principalmente al grado de madurez e implantación ya existente en cada Estado miembro, evolucionen y conduzcan, conforme el sistema se expande, a un régimen regulatorio adecuado.
- vi. Además, se concluyó que no existe conflicto entre evaluar inversiones infraestructurales a una tasa de descuento real del 3,5% y el hecho de que las empresas requieran una tasa de descuento nominal del 6% al 12% para invertir debido a que los Gobiernos pueden manipular las interacciones del mercado introduciendo algunos incentivos exógenos similares a los que disfrutaban las energías renovables en buena parte de la UE-28 (a través de impuestos o tasas que los Gobiernos obligan que las eléctricas impongan a sus clientes).

- vii. De los estudios de casos llevados a cabo para tres ciudades con condiciones climáticas representativas de la UE-28 se desprende que, en caso de decidir reconvertir las centrales térmicas convencionales estudiadas en plantas cogeneradoras, invertir en las infraestructuras asociadas necesarias, y asumir una tasa de descuento del 3,5%, el coste total anualizado de las centrales sitas en Oldemburgo-Wilhelmshaven, Bristol y Cartagena disminuirá en 215, 89 y 192 millones de euros respectivamente, lo que convierte a esta tecnología en una opción altamente atractiva desde una perspectiva energética, económica y ambiental. Esta aportación propia se sustenta por el hecho de que, si las plantas térmicas convencionales fueran reconvertidas en plantas cogeneradoras, el consumo neto de electricidad se reduciría respectivamente para las ciudades de Oldemburgo-Wilhelmshaven, Bristol y Cartagena en 545 GWh, 520 GWh, y 815 GWh (lo cual representa un ahorro del 13,5%, 8,5%, y 12% en comparación con la situación actual). Por otro lado y en relación a los beneficios medioambientales, las emisiones de CO₂ se verían reducidas en 1050 kt, 390 kt, y 320 kt respectivamente para los casos de Oldemburgo-Wilhelmshaven, Bristol y Cartagena (lo cual representa un ahorro de un 40%, 29%, y 23% en comparación con la situación actual). Como consecuencia, estos resultados refuerzan el atractivo de las acciones propuestas en esta tesis desde un punto de vista económico, energético y medioambiental.
- viii. A partir de la evaluación llevada a cabo, se pudo concluir que, a pesar de importantes, las condiciones climáticas no son determinantes en la factibilidad de un proyecto infraestructural que comprenda la utilización conjunta de redes de calefacción urbana y cogeneración y que, teniendo en cuenta las características de cada localización, soluciones alternativas (tales como utilizar unidades de absorción que empleen redes de calefacción urbana para refrigeración) son

ventajosas desde una perspectiva económica, energética y medioambiental. Esta aportación propia tiene una gran importancia ya que los proyectos evaluados en esta tesis son redes de calefacción urbana de un tamaño similar y, consecuentemente, los resultados del análisis llevado a cabo en la misma realmente útiles para propósitos comparativos, tecnológicos y políticos ya que demuestran que las condiciones climatológicas no son un impedimento para la generalización de una tecnología marginalmente utilizada en el sur de Europa como lo son las redes de calefacción urbana. De hecho, este análisis es instrumental para probar incorrecta la idea de que la utilización de redes de calefacción urbana y cogeneración no es un esquema económicamente ventajoso para las condiciones climatológicas del sur de Europa.

- ix. Finalmente se aportó y concluyó que, en caso de utilizar una tasa de descuento distinta al 3,5% propuesta por la Dirección General de Política Regional y Urbana de la UE, la factibilidad de los proyectos que entrañen la utilización conjunta de plantas cogeneradoras y redes de calefacción urbana se verá altamente mermada, siendo el mantenimiento de la tasa de descuento antedicha capital si los Estados miembros desean tener la energía segura, limpia y eficiente promulgada por una de las tres prioridades (en concreto, por los Retos de la Sociedad) del Horizonte 2020 de la UE–28.

6.2 Sugerencias y futuros desarrollos

Una lección importante aprendida a lo largo de estos estudios de doctorado es que, en esencia, la investigación es un proceso iterativo. Para cada problema que se resuelve, surgen nuevas cuestiones, recayendo dentro de la propia naturaleza de la investigación reconsiderar continuamente acercamientos, resultados e ideas previas.

En relación a esta tesis doctoral, y debido a que las redes de calefacción urbana están caracterizadas por un determinado número de condiciones locales, es difícil generalizar resultados y aceptarlos como válidos para otras infraestructuras. Por lo tanto, existe la necesidad de incluir más estudios de caso en futuras investigaciones. Debido a la incertidumbre relativa a los contenidos y cantidades del calor residual, deberían llevarse a cabo nuevos análisis en los que se asuman otras suposiciones al variar estos dos parámetros. También existe la necesidad de realizar más análisis de sensibilidad suponiendo un diferente número de usuarios.

Esta tesis doctoral ha tenido como objetivo identificar las medidas que debieran tomarse para contribuir al desarrollo de las redes de calefacción urbana en la UE-28. Una evolución interesante de la misma sería investigar si la tecnología de las redes de calefacción urbana tiene el potencial de permanecer como una parte importante de un sistema energético sostenible. Como consecuencia, una investigación futura sugerida es, suponiendo un sistema energético sostenible dentro de una sociedad sostenible, estudiar qué medidas serían necesarias implementar. Dicho sistema energético sostenible podría estar caracterizado por un sector energético completamente basado en energías renovables (en los que exista por tanto una considerable reducción del calor residual disponible de las plantas térmicas) que haya disminuido sustancialmente la demanda de calefacción urbana debido a medidas de eficiencia energética (en el sector de la construcción) e incrementado la utilización del calor residual de procesos industriales.

Debido a variaciones en la demanda de calefacción urbana, las temperaturas de alimentación en las redes de calefacción urbana normalmente son mayores durante el invierno y menores durante el verano. Las menores temperaturas de alimentación durante el verano disminuyen las pérdidas en la distribución del calor y posibilitan una mayor eficiencia en las plantas cogeneradoras. Con el objeto de que los resultados obtenidos en esta tesis doctoral sean más fieles a la realidad, los efectos de estos cambios en las

temperaturas de alimentación (considerando la eficiencia de las plantas cogeneradoras y las pérdidas en la distribución del calor) podrían incluirse en los casos de estudio.

Otra futura línea de investigación sería el desarrollo de un modelo del coste de transportar el calor en relación al diámetro efectivo de las tuberías que lo transportan, lo cual refinaría la precisión de los casos de estudio llevados a cabo en esta tesis doctoral. Dicho refinamiento mejoraría la posibilidad de cálculos detallados y de evaluaciones de las distancias de transporte factibles entre centrales térmicas y/o emplazamientos industriales que tengan un determinado calor residual y sistemas de calefacción urbana cercanos, lo que a la postre apoyaría la identificación e implantación de infraestructuras de transporte de calor ventajosas desde un punto de vista económico. A este respecto, herramientas de sistemas de información geográfica podrían ser empleadas para evaluar la configuración, diseño y dimensionado de futuros proyectos que comprendan aplicaciones de recuperación del exceso de calor de centrales térmicas/plantas industriales.

En relación al mapeo geográfico, como futura línea de investigación se propone la caracterización espacial de las distribuciones de densidad de la demanda de calor ya que facilitaría la evaluación de las concentraciones de las demandas de calor ventajosas para redes de calefacción urbana. A través de dicha caracterización podrían obtenerse descripciones uniformes de las demandas de las edificaciones a niveles muy altos de resolución, lo cual sería de gran utilidad para los Estados miembros a la hora de diseñar sus planes nacionales de energía. Debido a que dicho mapeo finalmente sería extensivo a las demandas de refrigeración en las edificaciones (las cuales se encuentran principalmente en el sector servicios y por tanto no distribuidas espacialmente en coherencia directa con densidades poblacionales), el desarrollo de acercamientos metodológicos apropiados para evaluar adecuadamente las demandas de refrigeración representa otra futura línea de investigación.

Otras áreas adecuadas para futuras investigaciones podrían ser la mejora y aumento de estadísticas energéticas a nivel internacional, donde por ejemplo se desarrollen e incluyan conceptos propios de las redes de calefacción urbana y la cogeneración. En lo que respecta a las prácticas de estadística energética, un reto de investigación futuro sería el desarrollo de métodos alternativos que asignaran más correctamente las entradas de combustible a las actividades de cogeneración. Desde una perspectiva política, el fomento de marcos de referencia transparentes que tomen en cuenta los actuales niveles de implantación en cada Estado miembro sería de capital importancia para el desarrollo de nuevos esquemas de calefacción y refrigeración.

Finalmente, y desde una perspectiva energética sistémica, una investigación futura dentro de la tecnología energética y medioambiental debería continuar estudiando cómo interconectar, integrar y óptimamente operar electricidad, gas e infraestructuras térmicas con el fin último de determinar el diseño y configuración de sistemas energéticos genuinamente inteligentes que permitan un futuro energético sostenible en la UE-28.

7 VALIDACIÓN

7.1 Congresos

7.1.1 Presentación de resultados Capítulo 2 en conferencias internacionales

- Autores: Rosales-Asensio E, Borge-Diez D.
- Título: District heating networks and cogeneration in the EU-28 —Current situation, potential, and energy strategy proposal where DHNs are a principal actor in the energy mix
- Tipo de participación: Póster
- Congreso: International Conference on Education, Social and Technological Sciences (EduRE'16)
- Lugar: Universidad Politécnica de Valencia (18 y 19 de julio de 2016)
- Estado: En revisión

7.1.2 Presentación de resultados Capítulo 3 en conferencias internacionales

- Autores: Rosales-Asensio E.
- Título: Cogeneration and district heating networks: Measures to remove institutional and financial barriers that restrict their joint use in the EU-28
- Tipo de participación: Póster
- Congreso: SET Plan conference 2015 —Research, innovation and competitiveness for the Energy Union
- Lugar: Luxemburgo (21 y 22 de septiembre de 2015)
- Estado: Aceptado y presentado

SET PLAN 2015

Cogeneration and District Heating Networks: Measures to Remove Institutional and Financial Barriers that Restrict their Joint Use in the EU-28




The existing institutional and financial barriers to the implementation of district heating networks with cogeneration power plants in the EU-28 was identified.

It was found that unless a substantial change in the market, or in the regulation concerning the use of the above technology, which is both the case of heat and the district heating, the heat island EU Directive (2010/31/EU) aiming at energy efficiency (EE) (improving energy efficiency) will be insufficient to achieve a certain level of technology according to its potential.

Author: Enrique Rosales-Asensio
PhD Student at UNED

| Identified barriers | Reasons | Measures proposed | CONCLUSIONS |
|--|--|--|---|
| Defective cogeneration and business model | Lack of a policy framework for joint use to make energy efficiency part of the electricity, cogeneration and district heating business model and to provide joint use a chance for innovation and change. | Complete abolition of all infrastructure imposing a discount rate of 3.5%. Paying the residual energy regulator of joint use (Residual State) to involve heat cogeneration and energy infrastructure of district heating. | <p>1 The inclusion of energy cogeneration in the energy efficiency policy will be more effective to improve energy efficiency provided within the 2020 to 2025 timeframe, the development of energy policies for district heating and cogeneration between the public and the private sector, a more accurate assessment of institutional obstacles, their removal, in the full or partial of the energy infrastructure and business barriers for the joint use of district heating and cogeneration are also required to achieve the EU-28 2020 targets.</p> <p>2 For the past, it has been determined that, because currently the joint use of cogeneration and district heating is not being implemented in an early way, the most effective way to speed up the most advanced energy infrastructure and institutions' technical regulations and business barriers for the joint use of cogeneration and district heating is, in that order of importance, in that of involving an institutional support for cogeneration. This might refer to the development of a joint business plan, which will lead to the system operators to the regulatory regime, business models, institutional and business barriers, technical regulations, involving the joint use of cogeneration and district heating networks.</p> |
| Fuel and electricity price volatility | High gas price volatility Low gas-inflated in heat rate. | To offer a guaranteed minimum price to energy providers. Change tariffs that depend to an extensive fuel cost index. Maximize infrastructure profitability within a given financial scope, with an account measure of gas prices, of the heat island and of the financial support. | |
| Long-term investment | Payback period longer than other energy projects. Rate of implementation higher than other cogeneration technologies. | Modification of payment terms of district heating, network providers. Administrative simplification for heat infrastructure, in that respect that certain terms are provided for power plants to have a minimum efficiency of at least 30%. | |
| Regulatory framework | Lack of harmonization of the rules relating to district heating for the EU-28 Member States. | Creating incentives/limits representing a total of about 80% of the total capacity of the district heating systems. Updating the Directive 2009/28/EC in order to explicitly allow to provide incentives with environmental objectives of the EU-28 Member States. Creating an accreditation system for the energy government that would develop the proposal framework and would act as a barrier in the development of district heating networks. Member States within the EU-28 to put in place. These issues where district heating references are more expensive for the infrastructure for the conventional electricity. Implementation of a pure carbon model. | |
| Regulation and limitation of energy prices | Lack of annual conditions programs for the national or local level programs for the national or local level programs belonging to the EU-28. | Member States within the EU-28 to put in place. These issues where district heating references are more expensive for the infrastructure for the conventional electricity. Implementation of a pure carbon model. | |
| Energy market liberalization | Lack of integration of the energy market. Asymmetric cost recovery do not provide enough to be profitable. Policies change to be profitable. Policies change to be profitable. Policies change to be profitable. | New equipments to planning and building regulations. Improvement of energy infrastructure and infrastructure for heat infrastructure and cogeneration infrastructure and dissemination of low carbon technologies. Creation/consolidation projects of cogeneration power plants and district heating networks. Perform an institutional conversion through the creation of a public company only in those Member States that do not have favourable market conditions and where the above measures have proven effective. | |

7.1.3 Presentación de resultados Capítulo 4 en conferencias internacionales


- Autores: Rosales-Asensio E, Borge-Diez D.
- Título: Reconciliation of social discount rates and private finance initiative: Application to district heating networks in the EU-28
- Tipo de participación: Comunicación escrita
- Congreso: The 5th International Virtual Conference 2016 (ICTIC 2016)
- Lugar: Universidad Técnica de Žilina, Eslovaquia (21 a 25 de marzo de 2016)
- Estado: En revisión

7.1.4 Presentación de resultados Capítulo 5 en conferencias internacionales

- Autores: Rosales-Asensio E.
- Título: Cost of using the waste heat from CHP Plants in low-temperature DH networks
- Tipo de participación: Póster
- Congreso: SET Plan conference 2015 —Research, innovation and competitiveness for the Energy Union
- Lugar: Luxemburgo (21 y 22 de septiembre de 2015)
- Estado: Aceptado y presentado

SET PLAN
2015

Cost of Using the Waste Heat from CHP Plants in Low-Temperature DH Networks



Abstract

Assessing the cost of three district heating schemes that respectively represent typical weather conditions in northern, central, and southern Europe (Oslo, Berlin, and Catania), it has been possible to approximate the possible reduction in expenditure as a result of both recovering heating and generating thermal power from industrial waste heat. The implemented method (which consists in the conversion of the power plant and the boiler) showed that a 10% reduction in the number of boilers that produce the district heating is possible for three cities of the EU-28 with different weather conditions. Recovering industrial waste heat constitutes a valuable element in both heating and electricity production and energy saving and immediate recuperation, which are evaluated as the potential benefits of retrofitting existing power plants. The cogeneration plants with an associated heating network infrastructure (and, in the case of Catania, also with a cooling network) constitute a particularly suitable alternative for districts with analogous purposes.

CONCLUSIONS

From the conducted evaluation, it was found that, in case of heating, the conversion of thermal power plants into cogeneration plants, especially for the necessary infrastructure mentioned, was necessary and strongly recommended. The program by the EU Commission (under the Regional Policy of the EU), the financing of district heating and cogeneration plants and district heating networks and the greater promotion, taking the advantage of the scheme, showed that it is more than worth the investment. The study and the implementation of the project are considered to be a very important step in the development of the energy sector in the EU-28.

It was concluded that, in case of both heating and electricity production, the conversion of the existing thermal power plants into cogeneration plants and district heating networks and the greater promotion, taking the advantage of the scheme, showed that it is more than worth the investment. The study and the implementation of the project are considered to be a very important step in the development of the energy sector in the EU-28.

CASE STUDIES

COGEN-1 Case
In this case, the conventional thermal power plants have been considered as converted into cogeneration plants through their conversion and not through the construction of completely new plants; the investment associated with the infrastructure necessary to enable the implementation of low-temperature district heating networks has also been taken into account. Unlike COGEN-1 and COGEN-2, cooling is carried out through industrial refrigeration equipment.

COGEN-2 Case
The COGEN-2 case is similar to COGEN-1, but building a new cogeneration plant instead of converting the conventional thermal power station.

COGEN-3 Case (Cogeneration)
Unlike the cases COGEN-1 and COGEN-2, it is assumed that the cooling is obtained through a district heating network and industrial absorption chillers (which complement the district energy scheme utilizing the cogeneration waste heat). It is assumed that absorption units are located between the transformer stations and the district heating networks of the cities.

ENRICHMENT OF THE DISTRICT HEATING NETWORKS

| Country | Area | Climate | City | Year plan | Type | Size | Market Share |
|---------|------|---------|--------|-----------|---------|------|--------------|
| Spain | 1000 | Hot | Madrid | 2015 | COGEN-1 | 1000 | 100% |
| Spain | 1000 | Hot | Madrid | 2015 | COGEN-2 | 1000 | 100% |
| Spain | 1000 | Hot | Madrid | 2015 | COGEN-3 | 1000 | 100% |
| Spain | 1000 | Hot | Madrid | 2015 | COGEN-1 | 1000 | 100% |
| Spain | 1000 | Hot | Madrid | 2015 | COGEN-2 | 1000 | 100% |
| Spain | 1000 | Hot | Madrid | 2015 | COGEN-3 | 1000 | 100% |
| Spain | 1000 | Hot | Madrid | 2015 | COGEN-1 | 1000 | 100% |
| Spain | 1000 | Hot | Madrid | 2015 | COGEN-2 | 1000 | 100% |
| Spain | 1000 | Hot | Madrid | 2015 | COGEN-3 | 1000 | 100% |
| Spain | 1000 | Hot | Madrid | 2015 | COGEN-1 | 1000 | 100% |
| Spain | 1000 | Hot | Madrid | 2015 | COGEN-2 | 1000 | 100% |
| Spain | 1000 | Hot | Madrid | 2015 | COGEN-3 | 1000 | 100% |

Enrique Rosales-Asensio
PhD Student at UNED

7.2 Intercambios

Durante la realización de esta tesis doctoral se ha interactuado con diversos organismos nacionales e internacionales para recabar información y solucionar los problemas y errores que iban detectándose. Una lista de las aportaciones (en total 42) incluyendo afiliación sería la siguiente:

- Poul Alberg Østergaard (Aalborg University)
- Capezzali Massimiliano (École polytechnique fédérale de Lausanne)

-
- Kevin Sartor (Université de Liège)
 - Erwin Cornelis (Vito NV)
 - Chiara Wolter (Ambiente Italia)
 - Alexandra Tudoroiu (COGEN Europe)
 - Olu Ogunbadejo (Department for Environment, Food & Rural Affairs UK)
 - Aleksandrs Zajacs (Riga Technical University)
 - Carsten Magass (Projektträger Jülich)
 - Helen Andrews Tipper (The Carbon Trust)
 - Daniel Wright (Aston University)
 - Robert Purdon (Nottingham City Council)
 - Peter Connor (University of Exeter)
 - Anthony Granville (University of Exeter)
 - David Hawkey (The University of Edinburgh)
 - Torben Hermansen (COWI)
 - Rasmus Aaen (AAEN A/S)
 - Dag Henning (Optensys Energianalys AB)
 - Olof Hjelm (Linköping University)
 - David Appeblad (Mittel Fjärrvärme AB)
 - Monika Kuusela (Fortum Oyj)
 - Kohopää Antti (Energiateollisuus ry)
 - Anna Krook-Riekkola (Luleå tekniska universitet)
 - David Andrews (P S Squared Ltd)
 - Francisco José Macías Benigno (Agencia Andaluza de la Energía)

- Luca Angelino (European Geothermal Energy Council)
- Ana Stojilovska (Analytica Think-Tank)
- Andrey Viktorovich Kovalev (Mosenergosbyt PJSC)
- Meegan Kelly (American Council for Energy Efficient Economy)
- Gunnar Boye Olesen (Miljøorganisationen VedvarendeEnergi)
- Poul Erik Grohnheit (Danmarks Tekniske Universitet)
- Henrik Klinge Jacobsen (Danmarks Tekniske Universitet)
- Erik Ahlgren (Chalmers tekniska högskola)
- Mark Barrett (University College London)
- Ginés de Rus-Mendoza (Universidad de Las Palmas de Gran Canaria)
- Massimo Florio (Università degli Studi di Milano)
- Marco Ponti (Politecnico di Milano)
- Arturo Lorenzoni (Università degli Studi di Padova)
- Jonathan Healy (Department of Jobs, Enterprise and Innovation Ireland)
- Aviel Verbruggen (University of Antwerp)
- Yamina Saheb (Joint Research Centre)
- Marta Santamaría (CIEMAT)

7.3 Publicaciones resultantes de esta tesis doctoral

7.3.1 Publicación de resultados Capítulo 2 en revistas de alto factor de impacto

- Autores: Colmenar-Santos A, Rosales-Asensio E, Borge-Diez D, Blanes-Peiro JJ.
- Título: District heating networks and cogeneration in the EU-28: Current situation, potential, and energy strategy proposal where DHNs are a principal actor in the energy mix
- Revista: Renewable & Sustainable Energy Reviews
- Factor de impacto (año 2014): 5,901
- Top 10% (8/89) de las revistas indexadas en el JCR para el área de conocimiento de energía y combustibles
- Estado: En revisión (superado el primer corte)

ISI Web of Knowledge™

Journal Citation Reports®

WELCOME HELP RETURN TO JOURNAL

2014 JCR Science Edition

Rank in Category: RENEWABLE & SUSTAINABLE ENERGY REVIEWS

Journal Ranking Ⓞ

For 2014, the journal RENEWABLE & SUSTAINABLE ENERGY REVIEWS has an Impact Factor of 5.901.

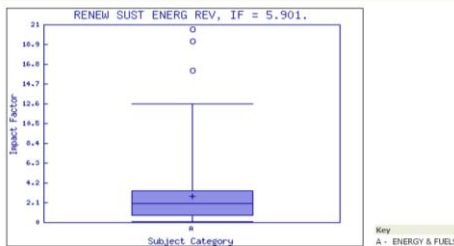
This table shows the ranking of this journal in its subject categories based on Impact Factor.

| Category Name | Total Journals in Category | Journal Rank in Category | Journal Rank in Category | Quartile in Category |
|----------------|----------------------------|--------------------------|--------------------------|----------------------|
| ENERGY & FUELS | 89 | 8 | | Q1 |

Category Box Plot Ⓞ

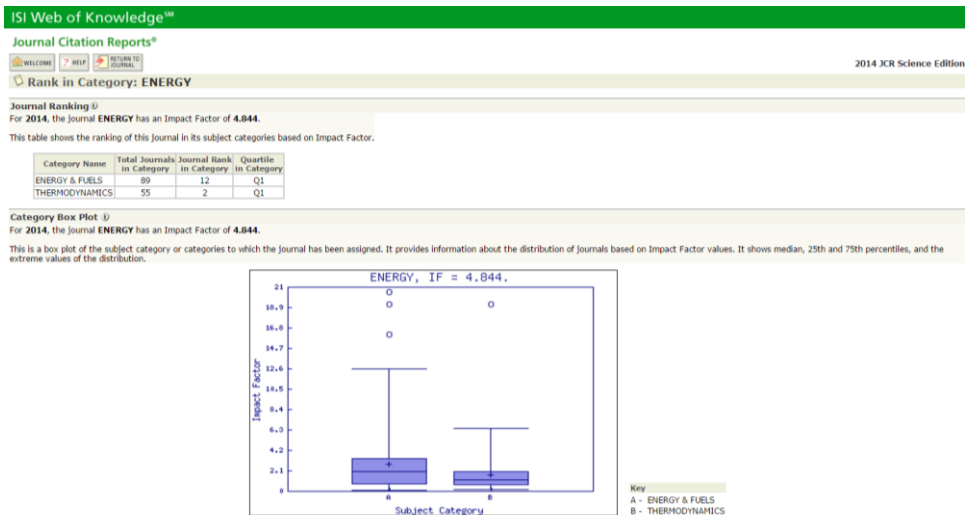
For 2014, the journal RENEWABLE & SUSTAINABLE ENERGY REVIEWS has an Impact Factor of 5.901.

This is a box plot of the subject category or categories to which the Journal has been assigned. It provides information about the distribution of journals based on Impact Factor values. It shows median, 25th and 75th percentiles, and the extreme values of the distribution.



7.3.2 Publicación de resultados Capítulo 3 en revistas de alto factor de impacto

- Autores: Colmenar-Santos A, Rosales-Asensio E, Borge-Diez D, Mur-Pérez F.
- Título: Cogeneration and district heating networks: Measures to remove institutional and financial barriers that restrict their joint use in the EU-28
- Revista: Energy
- Factor de impacto (año 2014): 4,844
- Top 5% (2/55) de las revistas indexadas en el JCR para el área de conocimiento de termodinámica
- Estado: Aceptado y publicado (junio 2015)



Energy 85 (2015) 403–414



Contents lists available at ScienceDirect

Energy

journal homepage: www.elsevier.com/locate/energy

Cogeneration and district heating networks: Measures to remove institutional and financial barriers that restrict their joint use in the EU-28



Antonio Colmenar-Santos^a, Enrique Rosales-Asensio, David Borge-Diez, Francisco Mur-Pérez

Department of Electric, Electronic and Control Engineering, UNED Juan del Rosal, 12 – Ciudad Universitaria, 28040, Madrid, Spain

ARTICLE INFO

Article history:

Received 26 November 2014

Received in revised form

13 March 2015

Accepted 20 March 2015

Available online 29 April 2015

Keywords:

District heating networks

Cogeneration

European Union

Institutional and financial barriers

ABSTRACT

The aim of this research is to identify actions that dissipate the institutional and financial barriers that are faced by those energy projects which comprise the joint use of district heating networks and cogeneration in the EU-28. From this evaluation, institutional and financial barriers were identified, which included: distinctive competence, fuel price volatility, and much of the current regulatory framework. In order to achieve an effective removal of these barriers, and apart from generic and common actions to all the schemes, such as creating anchor loads, adopting an active marketing strategy by the local authorities, or the proposition of updating some communitarian directives on energy issues; it is also necessary to adopt those actions that respond to the casuistry of each Member State. Such actions will ultimately represent the most effective way to get a generalised implementation of energy projects that include a joint use of district heating networks and cogeneration.

© 2015 Elsevier Ltd. All rights reserved.

1. Introduction

The development of the different energy infrastructures in the local energy systems, which are often disorderly, is causing growth in the number and complexity of the resulting interactions [1]. In a conventional heating system, gas is transmitted from basic transmission networks and distribution networks, located in the cities, to individual domestic boilers [2]. However, the concept is different if one considers a joint use of district heating networks and cogeneration plants. In this case, as the system expands, some externalities occur in the district heating networks [3], such that the economies of scale in the provision of heat, and a more efficient use of the fuel in individual boilers (which normally operate at partial load), can be achieved [4].

The European Commission's analysis of the evolution of the amount of cogeneration installed in the Member States between 2004 and 2008, showed an average annual growth of 0.5%, but

masked a great deal of divergence in the degree of implementation of this technology. Indeed, there are only a few countries that can claim to have an effective national law resulting from the 2004/08/EC Directive on the promotion of cogeneration [5].

Even though an increasing number of local authorities are considering the joint use of cogeneration power plants with district heating networks as a technology that can be aligned with EU-28 long-term energy strategies [6] (as well as that of each one of the Member States that integrate it) and thus reduce its pollutant emissions, the fact is that, as shown in (Fig. 1), even being one of the most CO₂-reducing technologies at a lowest cost [7,8], there are significant barriers to both institutional [9] and market levels [10] that hamper its optimal implementation. Therefore, although it may seem that Member States' energy policies favour the development of the joint use of cogeneration power plants and district heating networks, a greater degree of investment in the necessary infrastructure for this development is not being stimulated because energy policies and regulations, far from promoting alternative solutions such as local energy infrastructures, continually reinforce a centralised energy regime [11]. In general, the various EU-28 national energy frameworks promote incremental changes and restrict some of the radical structural changes necessary to clearly [12,13].

* Corresponding author. Tel.: +34 913 987 788; fax: +34 913 986 028.

E-mail addresses: acolmenar@ieec.uned.es (A. Colmenar-Santos), enrique.rosales.uned@gmail.com (E. Rosales-Asensio), archoep@gmail.com (D. Borge-Diez), fmur@ieec.uned.es (F. Mur-Pérez).

<http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2015.03.088>

0360-5442/© 2015 Elsevier Ltd. All rights reserved.

7.3.3 Publicación de resultados Capítulo 4 en revistas de alto factor de impacto

- Autores: Colmenar-Santos A, Rosales-Asensio E, Borge-Diez D, Falagan-Cavero JL.
- Título: Reconciliation of social discount rates and private finance initiative: Application to district heating networks in the EU-28
- Revista: Journal of Environmental Economics and Management
- Factor de impacto (año 2014): 2,394
- Top 5% (5/237) de las revistas indexadas en el SCImago Journal & Country Rank para el área de política y gestión
- Estado: En revisión



EST MODUS IN REBUS
Horatio (Satire 1,1,106)

Home

Journal Rankings

Journal Search

Country Rankings

Country Search

Compare

Map Generator

Help

About Us

Journal Rankings

Ranking Parameters

Subject Area:

Subject Category:

Region/Country: Year:

Order By:

Display journals with at least: Citable Docs. (3 years)

Subject Category: **Management, Monitoring, Policy and Law.**
Year: **2014.**

[Download data \(Excel .xlsx\)](#)

1 - 50 of 237 << First | < Previous | Next > | Last >>

| | Title | Type | SJR | H index | Total Docs. (2014) | Total Docs. (3years) | Total Refs. | Total Cites (3years) | Citable Docs. (3years) | Cites / Doc. (2years) | Ref. / Doc. | Country |
|---|---|------|-------|---------|--------------------|----------------------|-------------|----------------------|------------------------|-----------------------|-------------|---------|
| 1 | Economic Policy | j | 3,768 | 46 | 20 | 59 | 747 | 177 | 47 | 3,16 | 37,35 | ES |
| 2 | Global Environmental Change | j | 3,006 | 90 | 172 | 396 | 12.770 | 2.629 | 376 | 5,81 | 74,24 | ES |
| 3 | Fish and Fisheries | j | 2,986 | 68 | 58 | 100 | 5.544 | 641 | 89 | 6,55 | 95,59 | ES |
| 4 | Review of Environmental Economics and Policy | j | 2,752 | 21 | 17 | 51 | 1.083 | 191 | 48 | 3,25 | 63,71 | ES |
| 5 | Journal of Environmental Economics and Management | j | 2,636 | 82 | 44 | 188 | 1.862 | 541 | 183 | 2,59 | 42,32 | ES |
| 6 | Ecosystem Services | j | 2,200 | 14 | 137 | 80 | 4.969 | 489 | 69 | 7,09 | 36,27 | ES |
| 7 | Biotechnology for Biofuels | j | 2,146 | 37 | 153 | 354 | 7.624 | 2.048 | 338 | 5,75 | 49,83 | ES |
| 8 | Energy Policy | j | 2,077 | 108 | 689 | 2.706 | 30.473 | 9.580 | 2.648 | 3,09 | 44,23 | ES |
| 9 | International Journal of Greenhouse Gas Control | j | 1,954 | 60 | 279 | 762 | 11.836 | 3.775 | 738 | 4,71 | 42,42 | ES |

Related product

[@scimago](#)

7.3.4 Publicación de resultados Capítulo 5 en revistas de alto factor de impacto

- Autores: Colmenar-Santos A, Rosales-Asensio E, Borge-Diez D, Collado-Fernández E.
- Título: Evaluation of the cost of using power plant reject heat in low-temperature district heating and cooling networks
- Revista: Applied Energy
- Factor de impacto (año 2014): 5,613
- Top 5% (6/135) de las revistas indexadas en el JCR para el área de conocimiento de ingeniería química
- Estado: Aceptado y publicado (enero 2016)

ISI Web of Knowledge™

Journal Citation Reports®

WELCOME HELP RETURN TO JOURNAL

2014 JCR Science Edition

Rank in Category: APPLIED ENERGY

Journal Ranking ↓

For 2014, the journal **APPLIED ENERGY** has an Impact Factor of **5.613**.

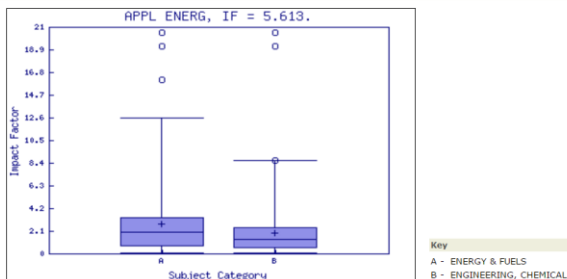
This table shows the ranking of this journal in its subject categories based on Impact Factor.

| Category Name | Total Journals in Category | Journal Rank in Category | Quartile in Category |
|-----------------------|-------------------------------|-----------------------------|-------------------------|
| ENERGY & FUELS | 89 | 9 | Q1 |
| ENGINEERING, CHEMICAL | 135 | 6 | Q1 |

Category Box Plot ↓

For 2014, the journal **APPLIED ENERGY** has an Impact Factor of **5.613**.

This is a box plot of the subject category or categories to which the journal has been assigned. It provides information about the distribution of journals based on Impact Factor values. It shows median, 25th and 75th percentiles, and the extreme values of the distribution.





Evaluation of the cost of using power plant reject heat in low-temperature district heating and cooling networks



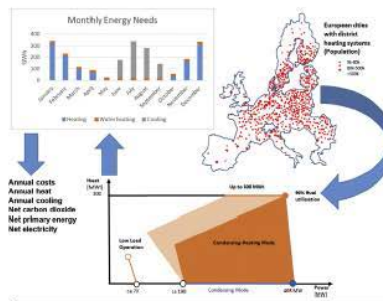
Antonio Colmenar-Santos^{*}, Enrique Rosales-Asensio¹, David Borge-Diez¹, Eduardo Collado-Fernández¹

Department of Electric, Electronic and Control Engineering, UNED, Juan del Rosal, 12 – Ciudad Universitaria, 28040 Madrid, Spain

HIGHLIGHTS

- Costs of district heating schemes with different weather conditions are addressed.
- The implementation of district energy systems would greatly reduce CO₂ emissions.
- From the quantitative evidence, net primary energy savings obtained are similar.
- Even having to transport heat over long distances, significant savings are achieved.
- In Southern Europe, district heating and cooling networks should be used together.

GRAPHICAL ABSTRACT



ARTICLE INFO

Article history:

Received 10 August 2015

Received in revised form 28 October 2015

Accepted 29 October 2015

Available online 11 November 2015

Keywords:

Low-temperature district heating and cooling networks
Cogeneration
Conversion of thermal power plants
Weather conditions
European Union

ABSTRACT

The purpose of this paper is to assess the economic impact following as a result of the conversion of conventional stations to cogeneration plants connected to a system for distributing heat and refrigeration. The analysis will be carried out through a financial evaluation in order to assess yearly variations of the whole scheme expenditure.

In particular, yearly capital and operating costs of supplying cold and heat to urban areas that represent weather conditions in northern, central, and southern Europe (Oldenburg-Wilhelmshaven, Bristol, and Cartagena, respectively) were studied. In the base case scenario, today conditions are represented; they will be compared with alternative scenarios in which existing conventional thermal power stations will be converted into cogeneration plants.

© 2015 Elsevier Ltd. All rights reserved.

1. Introduction

As a general rule, the newly-built thermal generating stations are designed as condensing power stations or as cogeneration plants [1]—most of them having the flexibility to switch back to condensing mode on a seasonal basis without the loss of efficiency [2] for the latter [3]. The technical difference between an

^{*} Corresponding author. Tel.: +34 913 987 788; fax: +34 913 986 028.

E-mail addresses: acolmenar@ieec.uned.es (A. Colmenar-Santos), enrique.rosales.uned@gmail.com (E. Rosales-Asensio), archepo@gmail.com (D. Borge-Diez), ecollado@ieec.uned.es (E. Collado-Fernández).

¹ Tel.: +34 913 987 788; fax: +34 913 986 028.

8 BIBLIOGRAFÍA

- [1] Eurostat. Extra-EU28 imports and exports of energy products, 2013. Luxemburgo: Eurostat. Recuperado de <http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/File:Extra-EU28_imports_and_exports_of_energy_products,_2013.png> el 22 de octubre de 2015.
- [2] Ecoheatcool and Euroheat & Power. The european heat market: Final report. Bruselas: Euroheat & Power; 2006.
- [3] Eurostat. Simplified energy balances —annual data. Luxemburgo: Eurostat. Recuperado de <http://ec.europa.eu/eurostat/en/web/products-datasets/-/NRG_100A> el 3 de octubre de 2015.
- [4] The Connecticut Academy of Science and Engineering. A study of the feasibility of utilizing waste heat from central electric power generating stations and potential applications. Hartford: The Connecticut Academy of Science and Engineering; 2009.
- [5] IEA. World balance. París: IEA. Recuperado de <<http://www.iea.org/sankey/>> el 22 de septiembre de 2015.
- [6] International Energy Agency. Energy technology perspectives 2015: Mobilising innovation to accelerate climate action. París: Organisation for Economic and Cooperation and Development; 2015.
- [7] European Environment Agency. Progress on energy efficiency in Europe; 2015. Recuperado de <<http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/progress-on-energy-efficiency-in-europe-2/assessment>> el 7 de octubre de 2015.
- [8] Euroheat & Power. District heating and cooling—statistics. Bruselas: Euroheat & Power; 2015.
- [9] Colmenar-Santos A, Rosales-Asensio E, Borge-Diez D, Collado-Fernández E. Evaluation of the cost of using power plant reject heat in low-temperature district heating and cooling networks. Applied Energy 2016; 162:892-907.
- [10] Boysen H. Hydraulic balance in a district cooling system. Nordborg: Danfoss district energy; 2003.
- [11] Combined Heat and Power Group. Combined heat and electrical power generation in the United Kingdom: Report to the Secretary of State for Energy. Londres: H.M. Stationery Off.; 1979.

[12] Euroheat & Power. District heating in buildings. Bruselas: Euroheat & Power; 2011.

[13] International Energy Agency. Cogeneration and district energy. París: International Energy Agency; 2009.

[14] Department for Environment Food and Rural Affairs. Analysis of the UK potential for combined heat and power. Londres: Queen’s Printer and Controller of HMSO; 2007.

[15] Osborne M. Making electricity transmission smarter. Cambridge: Cambridge University Energy Network; 2013.

[16] Kelly SJ, Pollit MG. An assessment of the present and future opportunities for combined heat and power with district heating (CHP-DH) in the United Kingdom. *Energy Policy* 2012;38(11):6936-6945.

[17] Woods P, Turton A. Smart heat grids —the potential for district heating to contribute to electricity demand management to facilitate renewable and nuclear electricity generation. Abingdon: The Solar Energy Society Conference C92; 2010.

[18] Werner S. Benefits with more district heating and cooling in Europe. Roma: 20th World Energy Conference; 2007.

[19] Aalborg Universitet. Heat roadmap Europe 2050. Aalborg: Aalborg Universitet; 2013.

[20] DHC+ Technology Platform. District heating & cooling: A vision towards 2020–2030–2050. Bruselas: DHC+ Technology Platform; 2009.

[21] Thornton R. Copenhagen’s district heating system: Recycling waste heat reduces carbon emissions and delivers energy security. Westborough: International District Energy Association; 2009.

[22] Eurostat. Infrastructure —electricity— annual data. Luxemburgo: Eurostat. Recuperado de <http://ec.europa.eu/eurostat/en/web/products-datasets/-/NRG_113A> el 2 de octubre de 2015.

[23] Eurostat. Combined heat and power (CHP) data 2005-2013. Luxemburgo: Eurostat. Recuperado de <<http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data>> el 2 de octubre de 2015.

[24] Eurostat. Eurostat statistics explained: Consumption of energy. Luxemburgo: Eurostat. Recuperado de <http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Consumption_of_energy> el 29 de septiembre de 2015.

[25] LEKA. New district heating countries. Vilnius: Lithuanian Energy Consultants Association; 2012.

- [26] E-PTR. The European Pollutant Release and Transfer Register. Copenhagen: European Environment Agency European Environment Agency. Recuperado de <<http://prtr.ec.europa.eu/FacilityLevels.aspx>> el 3 de octubre de 2015.
- [27] Riddle A. District energy & smart energy grids experience from Denmark. Londres: Rambøll Energy; 2013.
- [28] Eurostat. Gas prices for domestic consumers –bi-annual data. Luxemburgo: Eurostat. Recuperado de <http://ec.europa.eu/eurostat/en/web/products-datasets/-/NR_G_PC_202> el 3 de octubre de 2015.
- [29] Colmenar-Santos A, Rosales-Asensio E, Borge-Diez D, Mur-Pérez F. Cogeneration and district heating networks: Measures to remove institutional and financial barriers that restrict their joint use in the EU-28. *Energy* 2015;85:403-414.
- [30] Martinot E. Investments to improve the energy efficiency of existing residential buildings in countries of the former Soviet Union. Washington: World Bank; 1997.
- [31] Danish Board of District Heating. District heating history. Frederiksberg: Danish Board of District Heating. Recuperado de <<http://dbdh.dk/district-heating-history/>> el 19 de febrero de 2014.
- [32] Gaigalis V, Markevicius A, Katinas V, Skema R, Tumosa A. Analysis of energy transition possibilities after the decommission of a nuclear power plant in Ignalina region in Lithuania. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2013;24:45-56.
- [33] Streimikiene D, Ciegis R, Grundey D. Promotion of energy efficiency in Lithuania. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2008;12:772-789.
- [34] Biomass Cogeneration Network. Current situation on CHP and biomass CHP in the national energy sector. Pikermi: Biomass Cogeneration Network; 2001.
- [35] Alternative Petroleum Technologies. Fuel oil emulsions. Reno: Alternative Petroleum Technologies; 2013. Recuperado de <<http://www.altpetrol.com/en/2d-pd-foe.html>> el 19 de febrero de 2014.
- [36] CEZ Group. The Porici power stations. Prague: CEZ Group; 2014. Recuperado de <<http://www.cez.cz/en/power-plants-and-environment/coal-fired-power-plants/cr/porici.html>> el 19 de febrero de 2014.
- [37] Wan KKW, Li DHW, Liu D, Lam JC. Future trends of building heating and cooling loads and energy consumption in different climates. *Building and Environment* 2011;46(1):223-234.
- [38] Sorrell S. The rebound effect: An assessment of the evidence for economy-wide energy savings from improved energy efficiency. Londres: UK Energy Research Centre; 2007.
- [39] Walker N, Scheer J, Clancy M, Ó Gallachoir B. Energy forecasts for Ireland to

2020. Dublin: Sustainable Energy Ireland; 2010.

[40] ENERDATA. Quantitative evaluation of explanatory factors of the lower energy efficiency performance of France for space heating compared to European benchmarks. Angers: Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie; 2011.

[41] Hinrichs-Rahlwes R. Sustainable energy policies for Europe: Towards 100% renewable energy. 1ª ed. Boca Raton: CRC Press; 2013.

[42] Eurostat. Electricity generated from renewable energy sources, EU-28, 2003–13 YB15. Luxemburgo: Eurostat. Recuperado de http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=File:Electricity_generated_from_renewable_energy_sources,EU-28,_2003%E2%80%9313_YB15.png&oldid=238269 el 4 de octubre de 2015.

[43] Pantaleo A, Candelise C, Bauen A, Shah N. ESCO business models for biomass heating and CHP: Profitability of ESCO operations in Italy and key factors assessment. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2014;30:237-253.

[44] Traberg RL. District energy: The Danish experience. Londres: Royal Danish Embassy; 2008.

[45] Rad FD. On sustainability in local energy planning. Lund: University of Lund; 2011.

[46] London Climate Change Agency. Moving London towards a sustainable low-carbon city: An implementation strategy. Londres: London Climate Change Strategy; 2007.

[47] Corvellec H, Zapata-Campos MJ, Zapata P. Infrastructures, lock-in, and sustainable urban development: The case of waste incineration in the Göteborg metropolitan areas. *Journal of cleaner production* 2013;50:32-39.

[48] Kavalov B, Peteves SD. Bioheat applications in the European Union: an analysis and perspective for 2010. Luxemburgo: Comisión Europea; 2004.

[49] CODE. Growing cogeneration in Europe: D6,1 proposal for a European cogeneration roadmap. Bruselas: Cogeneration Observatory and Dissemination Europe; 2011.

[50] Greater London Authority. District heating manual for London. Londres: Greater London Authority; 2013.

[51] Connolly D, Lund H, Mathiesen BV, Werner S, Möller B, Persson U, et al. Heat roadmap Europe: Combining district heating with heat savings to decarbonise the EU energy system. *Energy Policy* 2014; 65:475-489.

[52] European Commission. Action plan for energy efficiency: Realising the

potential. Bruselas: Comisión Europea; 2006.

[53] Verbruggen A. The merit of cogeneration: Measuring and rewarding performance. *Energy Policy* 2008; 36(8):3069-3076.

[54] Rydin Y, Turcu C, Austin P. Planning and the challenge of decentralised energy: A co-evolution perspective. Estocolmo: 2011 Nordic Environmental Social Science Conference; 2011.

[55] Mitchell C. The political economy of sustainable energy. Basingstoke: Palgrave Macmillan; 2010.

[56] Lockwood M. System change in a regulatory state paradigm: the “Smart” grid in the UK. Burdeos: European Consortium for Political Research General Conference; 2013.

[57] Speirs J, Gross R, Deshmukh S, Heptonstall P, Munuera L, Leach M, et al. Building a roadmap for heat 2050 scenarios and heat delivery in the UK. Londres: Combined heat and power association; 2010.

[58] Golove WH, Eto JH. Market barriers to energy efficiency: a critical reappraisal of the rationale of public policies to promote energy efficiency. Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley; 1996.

[59] Brown, MA. Market failures and barriers as a basis for clean energy policies. *Energy Policy* 2001; 29(14):1197-1207.

[60] Hynek D, Levy M, Smith B. Follow the Money: Overcoming the split incentive for effective energy efficiency program design in multi-family buildings. Pacific Grove: ACEEE summer study on energy efficiency in buildings; 2012.

[61] Department of Energy & Climate Change. The energy efficiency strategy: the energy efficiency opportunity in the UK. Londres: Department of Energy & Climate Change; 2012.

[62] Piel E. Preliminary contribution to the Commission’s public consultation on the review of state aid guidelines for environmental protection. Bruselas: Euroheat & Power; 2012.

[63] European Commission. A Community strategy to promote combined heat and power (CHP) and to dismantle barriers to its development. Bruselas: Comisión Europea; 1997.

[64] Grohneit PE. Energy policy responses to the climate change challenge: The consistency of European CHP, renewables and energy efficiency policies. Roskilde: Risø National Laboratory; 1999.

[65] Zmijewski K. Current challenges in completing the internal energy market. Bruselas: EPP Group Hearing on the Internal Energy Market; 2013.

[66] Loncar D, Ridjan I. Medium term development prospects of cogeneration district heating systems in transition country —Croatian case. *Energy* 2012;48(1):32-39.

[67] European Commission. Directive 2012/27/EU of the European Parliament and of the Council of 25 October 2012 on energy efficiency, amending Directives 2009/125/EC and 2010/30/EU and repealing Directives 2004/8/EC and 2006/32/EC. Bruselas: Comisión Europea; 2012.

[68] Ends Europe. Draft working paper on article 14 of the energy efficiency directive (2012/27/EU) (Version 20/11/2012 for the meeting on 04/12/2012). Londres: Ends Europe; 2012.

[69] Söderholm P, Wårell L. Market opening and third party access in district heating networks. *Energy Policy* 2011;39(2):742-752.

[70] Osborne MJ. Short run competitive equilibrium in an economy with production. Toronto: University of Toronto; 1997. Recuperado de <<http://www.econometrics.utoronto.ca/osborne/2x3/tutorial/LRCE.HTM>> el 15 de agosto de 2014.

[71] The Linux Information Project. Natural monopoly definition. Bellingham: The Linux Information Project; 2005. Recuperado de <http://www.linfo.org/natural_monopoly.html> el 15 de agosto de 2014.

[72] ESMAP. Increasing the energy efficiency of heating systems in Central and Eastern Europe and the former Soviet Union. Washington: The World Bank; 2000.

[73] Killick T, White H, Savane MA, Kayizzi-Mugerwa S. African poverty at the millennium: Causes, complexities, and challenges. Washington: World Bank publications; 2001.

[74] Nguyen TA, Aiello M. Energy intelligent buildings based on user activity: A survey. *Energy and Buildings* 2013;56:244–257.

[75] Lu J, Sookoor T, Srinivasan V, Gao G, Holben B, Stankovic J, et al. The smart thermostat: Using occupancy sensors to save energy in homes. Zürich: 8th ACM Conference on Embedded Networked Sensor Systems; 2010.

[76] Economidou M, Atanasiu B, Despret C, Maio J, Nolte I, Rapt O. Europe's buildings under the microscope: A country-by-country review of the energy performance of buildings. Bruselas: Buildings Performance Institute Europe; 2011.

[77] Gasparella A, Baratieri M. Analysis of the energy performance of the building envelope and HVAC systems. Bolzano: Free University of Bozen-Bolzano; 2014. Recuperado de <<https://www.unibz.it/en/sciencetechnology/welcome/AnalysisoftheenergyperformancethebuildingenvelopeandHVACsystems.html>> el 20 de agosto de 2014.

- [78] European Union. EU Energy, transport and GHG emissions trends to 2050: Reference scenario 2013. Luxemburgo: Unión Europea; 2014.
- [79] NIBE Industrier AB. Market trends. Markaryd: NIBE Industrier AB (publ); 2014. Recuperado de <<http://www.nibe.com/The-Group/NIBE-operations/We-have-created-a-leading-European-supplier-of-sustainable-energy-solutions/The-year-in-brief/>> el 20 de agosto de 2014.
- [80] McCarthy M, Best MJ, Betts RA. Climate change in cities due to global warming and urban effects. *Geophysical research letters* 2010; 37(9): L0905, doi: 10.1029/2010GL042845.
- [81] European Commission. EU Employment and social situation. Quaterly review: March 2013. Special supplement on demographic trends. Luxemburgo: Comisión Europea; 2013.
- [82] DG for Energy and Transport. Labelling and other measures for heating systems in dwellings: Final technical report. Bruselas: Comisión Europea; 2002.
- [83] European Commission. Progress by Member States towards Nearly Zero-Energy Buildings. Bruselas: Comisión Europea; 2013.
- [84] Kemma R. Ecodesign impact accounting: Part 1-Status Nov. 2013. Bruselas: Comisión Europea; 2014.
- [85] ASHRAE. Fundamentals: 2005 ASHRAE handbook. Atlanta: American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers; 2005.
- [86] Heschong Mahone Group. The affordable housing energy efficiency handbook —A guide on how to incorporate energy efficiency into affordable housing: New construction and rehabilitation projects. Gold River: Heschong Mahone Group; 2008.
- [87] Town of East Gwillimbury. Community energy plan: Status update. East Gwillimbury: Town of East Gwillimbury; 2009.
- [88] Carbontour. Strategic planning towards carbon neutrality in tourism Accommodation Sector: Recording and assessment of the existing situation regarding tourism development in North Aegean, Greece and Cyprus – Selection of the eligible accommodation units for participating in the Project. Zografou: National Technical University Of Athens; 2011.
- [89] Backlund S, Thollander P, Ottosson M, Palm J. Extending the energy efficiency gap. *Energy Policy* 2012;51:392-396.
- [90] Gillingham K, Sweeney J. Barriers to implementing low carbon technologies. New Haven: University of Yale; 27 p. Recuperado de <http://www.yale.edu/gillingham/GillinghamSweeney_CCE12_BarriersLowCarbonTechs.pdf> el 15 de agosto

de 2014.

[91] Blumstein C, Krieg B, Schipper L, York C. Overcoming social and institutional barriers to energy conservation. *Energy Policy* 1980;29(14):1197-1207.

[92] Rosenow J. Home energy efficiency policy in Germany and the UK. Oxford: Earthscan; 2013.

[93] Hirst E, Brown MA. Closing the efficiency gap: Barriers to the efficient use of energy. *Resources, Conservation and Recycling* 1990;3(4):267-281.

[94] Jaffe AB, Stavins RN. The energy-efficiency gap: What does it mean? *Energy Policy* 1994;22(10):804-810.

[95] Sorrell S, Schleich J, Scott S, O'Malley E, Trace F, Boede U, et al. Barriers to energy efficiency in public and private organisations. Brighton: Science Policy Research Unit – University of Sussex; 2000.

[96] Vaidyanathan S, Nadel S, Amann J, Bell CJ, Chittum A, Farley K, et al. Executive summary: Overcoming market barriers and using market forces to advance energy efficiency. Washington: American Council for an Energy-Efficient Economy; 2013.

[97] Dunstan C, Daly J. Institutional barriers to intelligent grid: a discussion paper. Sydney: University of Technology Sydney; 2008.

[98] Thollander P, Palm J, Rohdin P. Categorizing barriers to energy efficiency – An interdisciplinary perspective. In: Palm JE, editor. *Energy efficiency*. Rijeka: Intech; 2010, p. 49-62.

[99] Hayek F. *Critical assessments of contemporary economists*. Nueva York: Routledge; 1991.

[100] Chai KH, Yeo C. Overcoming energy efficiency barriers through systems approach – A conceptual framework. *Energy Policy* 2012;46:460-472.

[101] Sorrell S, Mallett A, Nye S. Barriers to industrial energy efficiency: A literature review. Viena: United Nations Industrial Development Organization; 2011.

[102] Weber L. Some reflections on barriers to the efficient use of energy. *Energy Policy* 1997;25(10):833-835.

[103] Rodhin P, Thollander P, Solding P. Barriers to and drivers for energy efficiency in the Swedish foundry industry. *Energy Policy* 2006;35(1):672-677.

[104] Geller H, Attali S. The experience with energy efficiency policies and programmes in IEA countries: Learning from the critics. Paris: International Energy Agency; 2005.

[105] Blumstein C, Taylor M. Rethinking the energy-efficiency gap: Producers,

intermediaries, and innovation. Berkeley: Energy Institute at Haas; 2013.

[106] Costa MT, García-Quevedo J, Segarra A. Energy efficiency determinants: An empirical analysis of Spanish innovative firms. Barcelona: Institut d'Economia de Barcelona; 2014.

[107] Public Service Commission. Comments of the joint utilities. Nueva York: New York State; 2013.

[108] Division of Ratepayer Advocates. 2011 Annual Report. San Francisco: California Public Utilities Commission; 2012.

[109] Global Environment Facility. Removing barriers to the increased use of biomass as an energy source. Washington: United Nations Development Programme; 2001.

[110] McNaught C. A study into the recovery of heat from power generation in Scotland. Glengamock: AEA; 2011.

[111] King M. Community energy: Planning, development and delivery. Westborough: International District Energy Association; 2012.

[112] Bauknecht, D, Leprich U, Späth P, Skytte K, Esnault B. DG-Grid: Regulating innovation & innovating regulation. Bruselas: Intelligent Energy; 2007.

[113] Hawkey D, Webb J. Multi-level governance of socio-technical innovation: The case of district heating in the UK. Copenhagen: Copenhagen Business School; 2012.

[114] Greenwood R, Raynard M, Kodeih F, Micelotta, ER, Lounsbury F. Institutional complexity and organizational responses. *The Academy of Management Annals* 2011;5(1):317-371.

[115] Dewick P, Foster C. Focal actors and ecoinnovation. Copenhagen: DRUID Society Conference 2011; 2011.

[116] Sederlöf J. The marketing communications industry in flux: Large B2C advertisers' viewpoint. Turku: Turku School of Economics; 2012.

[117] Schofield N. Commodity derivatives: Markets and applications. Chichester: John Wiley & Sons Ltd; 2007.

[118] Shahidepour M, Yamin H, Li Z. Market operations in electric power systems: Forecasting, scheduling, and risk Management. Nueva York: John Wiley & Sons; 2002.

[119] Western Development Commission. Biomass CHP market potential in the Eastern region: An assessment. Ballaghadereen: Western Development Commission; 2008.

[120] Department of Energy and Climate Change. A call for evidence on the role of gas in the electricity market. Londres: Department of energy and climate change; 2012.

[121] Orion Innovations. Walking the carbon tightrope: Energy intensive industries in a carbon constrained world. Londres: The Trades Union Congress; 2014.

[122] American Gas Foundation. Natural gas and energy price volatility: Price volatility in today's energy markets. Oak Ridge: Oak Ridge National Laboratory; 2003.

[123] Näsäkkälä E, Fleten SE. Gas fired power plants: Investment timing, operating flexibility and abandonment; 2003.

[124] Emery GW, Liu QW. An analysis of the relationship between electricity and natural-gas future prices. The Journal of Futures Markets 2002;22(2):95-122.

[125] Larsson R. A comparative case study of non technical barriers. Uppsala: Sveriges Lantbruksuniversitet; 2007.

[126] Froning S, Piel E. Heat and power and district heating in the EU emissions trading scheme. Bruselas: Euroheat & Power; 2007.

[127] Finnish Energy Industries. Strategy for the district heating sector. Helsinki: Finnish energy industries, Helsinki; 2013.

[128] E.ON UK. BERR heat call for evidence: Response from E.ON UK. Coventry: E.ON UK; 2008.

[129] Ecoheatcool. Reducing Europe's consumption of fossil fuels for heating and cooling. Bruselas: Euroheat & Power; 2006.

[130] Oxera. The cost of capital for heat distribution and supply: Final report. The Hague: Energiekamer; 2009.

[131] Local Energy Efficiency Consortium. Local energy efficiency project: Project information booklet —Phase one. Londres: Local Energy Efficiency Consortium; 2011.

[132] Morris J. Transport biofuels in Sweden: Stakeholders' perceptions of the renewable energy. Lund: University of Lund; 2011.

[133] Farkas A, Korhonen HP, Kuusela M. Benchmarking district heating in Hungary, Poland, Lithuania, Estonia and Finland: Executive Summary Report. Budapest: Energy Regulators Regional Association; 2011.

[134] European Investment Bank. The economic appraisal of investment projects at the EIB. Luxemburgo: European Investment Bank; 2013.

[135] Froning S, Piel E. Promotion of heating and cooling from renewable energies.

Bruselas: Euroheat & Power; 2006.

[136] European Commission. Report from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Central Bank, the European Economic and Social Committee, the Committee of Regions and the European Investment Bank. State of the single market integration 2013 —Contribution to the annual growth survey 2013. Bruselas: Comisión Europea; 2013.

[137] Bulmer S, Dolowitz D, Humphreys P, Padgett S. Policy transfer in European Union governance: regulating the utilities. Oxon: Routledge; 2007.

[138] Francoeur N. Critical assessment of Europe's energy market. 2008: A review of central and Eastern Europe, continental trends and EU legislation. Budapest: Energia klub; 2008.

[139] Groznik A. Potentials and challenges in multi utility management. Abu Dhabi: European and Mediterranean conference on information systems 2010; 2009.

[140] Cogen Europe. Benchmarking report: status of CHP in EU Member States. Bruselas: Cogen Europe; 2006.

[141] ESD. Sustainable energy communities and sustainable development: Conclusions and recommendations. Wiltshire: ESD Ltd; 2005.

[142] Cahn M. Liberalisation and its impact on municipalities in the participant countries and the UK: Summary of report. París: International Energy Agency Demand-Side Management Programme; 2000.

[143] Peters M, Fudge S, Wade J. Local authority perspectives on energy governance and delivery in the UK: A thematic assessment of enabling and restricting factors. Surrey: Centre for Environmental Strategy; 2013.

[144] European Commission. Community guidelines on State aid for environmental protection (2008/C 82/01). Bruselas: Comisión Europea; 2008.

[145] CrossBorder Bioenergy Working Group on District Heating. District heating: Sector handbook. Jyväskylä: The Bioenergy Association of Finland; 2011.

[146] The Sussex Energy Group. Centre on Innovation and Energy Demand. Brighton: University of Sussex; 2012.

[147] Bale C, Bush R, Taylor P. Spatial mapping tools for district heating (DH): Helping local authorities tackle fuel poverty. Leeds: Centre for integrated energy research; 2014.

[148] Sandén BA, Azar C. Near-term technology policies for long-term climate targets —economy wide versus technology specific approaches. Energy policy 2005;33(12):1557-1576.

[149] Persson U. Realise the potential! Cost effective and energy efficient district heating in European urban areas. Gotemburgo: Chalmers University of Technology; 2011.

[150] Possert T. Response to request for information “rate regulation”. Graz: Energie Steiermark; 2013.

[151] Umbach F. Critical energy infrastructure protection in the electricity and gas industries – coping with cyber threats to energy control centers. Berlín: Institut für Strategie Politik Sicherheits und Wirtschaftsberatung; 2010.

[152] Li F. Spatially explicit techno-economic optimisation modelling of UK heating futures. Londres: UCL Energy Institute; 2013.

[153] Scottish Enterprise. Scotland and the Central North Sea. Londres: Element Energy Limited; 2014.

[154] Parsons Brinckerhoff. Decentralised energy masterplan for Westminster. Londres: Westminster City Council; 2013.

[155] Wojewnik-Filipkowska A. Public private cooperation in sustainable city development —the case study of public-private partnership in railway station area regeneration project. Roma: Knowing to manage the territory, protect the environment, evaluate the cultural heritage, FIG working week 2012; 2012.

[156] Suazo JA. Stages in project financing: a comparative analysis of independent power projects in three developing countries —India, Indonesia, and Peru. Massachusetts: Massachusetts Institute of Technology; 2001.

[157] Barker D, Matousek M, Walkup G. Uncharted waters —again? Palo Alto: Strategic decisions group; 2006.

[158] Toke D, Fragaki A. Do liberalised electricity markets help or hinder CHP and district heating? The case of the UK. Energy policy 2008;36(4):1448-456.

[159] BRE, University of Edinburgh, Centre for Sustainable Energy. Research into barriers to deployment of district heating networks. Londres: Department of Energy and Climate Change; 2013.

[160] Gartland D. Developing district heating in Ireland: Why should it be developed and what needs to change? Aalborg: University of Aalborg; 2014.

[161] Cansino JM, Pablo-Romero M, Román R, Yñiguez R. Promoting renewable energy sources for heating and cooling in EU-27 countries. Energy Policy 2011;39(6):3803-3812.

[162] Sletnes OH. EFTA surveillance authority decision of 9 May 2012 on the aid to Akershus Energi Varme AS for the construction and expansion of district heating and cooling infrastructure in Lillestrom, Strommen and Nitteberg. Bruselas: EFTA

surveillance authority; 2012.

[163] Connor P. Documentation of consultation process on the proposed 2020/2030 RES-H targets in the United Kingdom. Exeter: University of Exeter; 2010.

[164] Hughes L. Our winters of discontent: addressing the problem of rising home heating costs; Halifax: Canadian Centre for Policy Alternatives Nova Scotia; 2006.

[165] IEA. CHP/DHC Country scorecard: Denmark. París: International Energy Agency; 2009.

[166] Mautino L. Regulatory best practices applied to district heating. Riga: Future of heat markets and DH pricing in Baltic countries and Poland; 2012.

[167] Arecete JB. Aspectos contables de las colaboraciones público-privadas. Presupuesto y gasto público 2006;45:199-214.

[168] Parsons Brinckerhoff. Decentralised energy Project Borough-wide. Londres: London Borough of Islington; 2010.

[169] Parsons Brinckerhoff Ltd. A district heating utility for the Tees Valley. Londres: Renew at the centre for processes innovation; 2010, p. 10.

[170] Tudway R. An enabling framework for district heating. Londres: Department of Energy & Climate Change; 2010.

[171] Moss KJ. 2003. Heating and water design in buildings. 2ª ed. Londres: Taylor & Francis; 2003.

[172] Høigaard M. NO - Meldal: District heating. Londres: Dods Parliamentary Communications Ltd.; 2012. Recuperado de <<http://www.publictenders.net/node/1692324>> el 24 de agosto de 2014.

[173] OECD. Regulatory reform in Denmark: Regulatory reform in the electricity sector. París: Organisation for Economic Co-operation and Development; 2000.

[174] European Commission. Directive 2009/72/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 concerning rules for the internal market in electricity and repealing Directive 2003/54/EC. Bruselas: Comisión Europea; 2009.

[175] Dalla Rosa A. The development of a new district heating concept: Network design and optimization for integrating energy conservation and renewable energy use. Kongens Lyngby: Danmarks Tekniske Universitet; 2012.

[176] Fudge, S, Peters M, Wade J. Locating the agency and influence of local authorities in UK energy governance. Surrey: Centre for Environmental Strategy; 2012.

[177] Poputoaia D, Bouzarovski S. Regulating district heating in Romania:

Legislative challenges and energy efficiency barriers. *Energy Policy* 2010;38(7):3820-3829

[178] European Commission. *Energy markets in the European Union in 2011*. Bruselas: Comisión Europea; 2012.

[179] Pasoyan A. *Regional urban heating policy assessment: Part I*. Washington: Alliance to Save Energy; 2007.

[180] ECRB. *Treatment of the vulnerable customers in the Energy Community*. Viena: Energy Community Regulatory Board; 2013.

[181] Westin P, Lagergren F. *Re-regulating district heating in Sweden*. *Energy Policy* 2002;30(7):583-596.

[182] The Danish Energy Authority. *Heat supply in Denmark: Who, what, where and why*. Copenhagen: The Danish Energy Authority; 2005.

[183] Branson A. *Extending district heating and CHP in central Leicester*. Leicester: Leicester City Council; 2008.

[184] Birnbaum A, Elleriis J. *Best practice: District heating system (Copenhagen)*. Nueva York: New York City Global Partners; 2011.

[185] Nordic Energy Perspectives. *The future of Nordic district heating: A first look at district heat pricing and regulation*. Oslo: Nordic Energy Perspectives; 2009.

[186] Ecoheat4eu. *Support measures for DHC: Denmark*. Bruselas: Ecoheat4eu; 2011. Recuperado de <<http://ecoheat4.eu/en/Country-by-country-db/Denmark/Support-Measures-For-DHC>> el 26 de agosto de 2014.

[187] Energie Control. *A better deal —whenever change brings opportunities*. Viena: Energie Control; 2010.

[188] Ecoheat4eu. *Support measures for DHC: Germany*. Bruselas: Ecoheat4eu; 2011. Recuperado de <ecoheat4.eu/en/Country-by-country-db/Germany/Support-Measures-For-DHC> el 26 de agosto de 2014.

[189] Thollander P, Svensson IL, Trygg L. *Analyzing variables for district heating collaborations between energy utilities and industries*. *Energy* 2010;35(9):3649-3656.

[190] Rhodes M. *A new model for ECO*; Londres: Encraft Ltd; 2014. Recuperado de <www.encraft.co.uk/viewpoints/a-new-model-for-eco> el 28 de agosto de 2014.

[191] Radov D. *Policy options to encourage energy efficiency in the SME and public sectors*. Londres: Department for Environment, Food and Rural Affairs; 2006.

[192] Brodies LLP. *Making ESCOs work: Guidance and advice on setting up &*

delivering an ESCO. Londres: London Energy Partnership; 2007.

[193] Fanchi JR. Energy technology and directions for the future, first ed. Elsevier, Burlington; 2014.

[194] Banerjee B. Cost accounting: Theory and practice, fourth ed. Prentice-Hall of India, Nueva Delhi; 2006.

[195] Leach JC, Melicher RW. Entrepreneurial Finance, fifth ed. Cengage Learning, Stamford; 2014.

[196] Energy Solutions. Interpreting clean power estimator results. California Energy Commission Renewable Energy Program, Sacramento; 2006.

[197] Raghunathan V, Rajib P. Stock exchanges, investments and derivatives: Straight answers to 250 nagging questions, third ed. McGraw Hill Education India, Nueva Delhi; 2007.

[198] Damodaran A. Applied corporate finance, third ed. Wiley, Hoboken; 2011.

[199] Rogers M, Duffy A. Engineering project appraisal, second ed. Wiley-Blackwell, Hoboken; 2012.

[200] Owen T. Assembly with robots, first ed. Springer, Berlin; 2012.

[201] BAI. UK ground rents. Belgravia Alternative Investments Ltd, Hong Kong; 2014. Recuperado de <<http://www.belgravia-alternative.com/alternative-investments/uk-ground-rents/>> el 8 de marzo de 2015.

[202] World Bank. Global economic prospects and the developing countries, first ed. World Bank, Washington; 2000.

[203] Hannula H, Radošević S, Von Tunzelmann N. Estonia, the New EU economy: Building a Baltic miracle?, first ed. Ashgate Publishing, Aldershot; 2006.

[204] BDE. Indicadores financieros: Series diarias. Banco de España, Madrid; 2015. Recuperado de <http://www.bde.es/webbde/es/estadis/infoest/si_1_2.pdf> el 8 de marzo de 2015.

[205] Van Wees JD, Bonte D, Genter A. Using decision support models to analyse the performance of EGS systems. Proceedings World Geothermal Congress 2010, Bali; 2012.

[206] Yi ZF, Wong G, Cannon CH, Xu J. Can carbon-trading schemes help to protect China's most diverse forest ecosystems? A case study from Xishuangbanna, Yunnan. Land Use Policy 2014;38:646-656.

[207] Zhou Q, Mikkelsen PS, Halsnaes K, Arnbjerg-Nielsen K. Framework for economic pluvial flood risk assessment considering climate change effects and adaptation benefits. Journal of Hydrology 2012;414-415:539-549.

[208] Claus K, Rousseau S. Public versus private incentives to invest in green roofs: A cost benefit analysis for Flanders. *Urban Forestry & Urban Greening* 2012;11:417-425.

[209] Domenech L, Saurí D. A comparative appraisal of the use of rainwater harvesting in single and multi-family of the Metropolitan Area of Barcelona (Spain): Social experience, drinking water savings and economic costs. *Journal of Cleaner Production* 2011;19:598-608.

[210] Directorate General Regional Policy. Guide to cost benefit analysis of investment projects, first ed. Bruselas: Comisión Europea; 2008.

[211] Sander P. Ultimate guide to personal finance for entrepreneurs, first ed. Entrepreneur Press, Irvine; 2007.

[212] Stevenson D. FT guide to exchange traded funds and index funds: How to use tracker funds in your investment portfolio, second ed. Pearson Education Limited, Harlow; 2012.

[213] CBFSAI. Financial stability report, first ed. Central Bank and Financial Services Authority of Ireland, Dublín; 2005.

[214] World Bank. Negative interest rates in Europe: A glance at their causes and implications. World Bank, Washington; 2015.

[215] Levy N, Pautzner A. Government's credit-rating concerns and the evaluation of public projects. *Journal of Public Economics* 2014;115:117-130.

[216] Hepburn C, Koundouri P, Panopopoulou E, Pantelidis T. Social discounting under uncertainty: A cross-country comparison. *Journal of Environmental Economics and Management* 2009;57:140-150.

[217] Chen J. The nature of discounting. *Structural Change and Economic Dynamics* 2012;23:313-324.

[218] Almansa-Sáez C, Calatrava-Requena J. Reconciling sustainability and discounting in cost-benefit analysis: A methodological proposal. *Ecological Economics* 2007;60:712-725.

[219] Jetter K. Economic framework for decision making in biological control. *Biological Control* 2005;35:348-357.

[220] Hansen AC. Do declining discount rates lead to time inconsistent economic advice? *Ecological Economics* 2006;60:138-144.

[221] Kula E, Evans D. Dual discounting in cost-benefit analysis for environmental impacts. *Environmental Impact Assessment Review* 2011;31:180-186.

[222] Weikard HP, Zhu X. Discounting and environmental quality: When should

dual rates be used? *Economic Modelling* 2005;22:868-878.

[223] Thomopoulos N, Grant-Muller S, Tight MR. Incorporating equity considerations in transport infrastructure evaluation: Current practice and a proposed methodology. *Evaluation and Program Planning* 2009;32(4):351-359.

[224] Cruz-Rambaud S, Muñoz-Torrecillas M. Some considerations on the social discount rate. *Environmental Science & Policy* 2005;8:343-355.

[225] Almansa C, Martínez-Paz JM. What weight should be assigned to future environmental impacts? A probabilistic cost benefit analysis using recent advances on discounting. *Science of the Total Environment* 2011;409:1305-1314.

[226] Howard G. Discounting for personal and social payments: Patience for others, impatience for ourselves. *Journal of Environmental Economics and Management* 2013;66:583-597.

[227] Hauer E. Computing what the public wants: Some issues in road safety cost-benefits analysis. *Accident Analysis and Prevention* 2011;43:151-164.

[228] Parks S, Gowdy J. What have economists learned about valuing nature? A review essay. *Ecosystems Services* 2013;3:e1-e10.

[229] Howarth RB. Discount rates and sustainable development. *Ecological Modeling* 1996;92:263-270.

[230] Kesicki F, Strachan N. Marginal abatement cost (MAC) curves: Confronting theory and practice. *Environmental Science & Policy* 2011;14:1195-1204.

[231] Sijtsma FJ, Van der Heide CM, Van Hinsberg A. Beyond monetary measurement: How to evaluate projects and policies using the ecosystem services framework. *Environmental Science & Policy* 2013;32:14-25.

[232] Shaoul J. A critical financial analysis of the Private Finance Initiative: Selecting a financing method or allocating economic wealth? *Critical Perspectives on Accounting* 2005;16:441-471.

[233] McHenry MP. Integrating climate change mitigation and adaptation: Refining theory for a mathematical framework to quantify private and public cost-effectiveness, and C emissions for energy and development projects. *Renewable Energy* 2011;36:1166-1176.

[234] Frederick S. Valuing future life and future lives: A framework for understanding discounting. *Journal of Economic Psychology* 2006;27:667-680.

[235] Esterhuizen JMC, Liebenberg GF. The use of indicators within a comprehensive impact assessment approach in three South African research programmes. *Agriculture, Ecosystems and Environment* 2001;87:233-234.

[236] Brown BB, Yiridoe EK, Gordon R. Impact of single versus multiple policy options on the economic feasibility of biogas energy production: Swine and dairy operations in Nova Scotia. *Energy Policy* 2007;35:4597-4610.

[237] Ledoux L, Turner RK. Valuing ocean and coastal resources: A review of practical examples and issues for further action. *Ocean & Coastal Management* 2002;45:583-616.

[238] Fagiani R, Barquín J, Hakvoort R. Risk-based assessment of the cost-efficiency and the effectivity of renewable energy support schemes: Certificate markets versus feed-in tariffs. *Energy Policy* 2013;55:648-661.

[239] Van den Bergh JCJM, Botzen, WJW. Monetary valuation of the social cost of CO₂ emissions: A critical survey. *Ecological Economics* 2015;114:33-46.

[240] Kesicki F. What are the key drivers of MAC curves? A partial-equilibrium modeling approach for the UK. *Energy Policy* 2013;58:142-151.

[241] Guo J, Hepburn CJ, Tol RSJ, Anthoff D. Discounting and the social cost of carbon: A closer look at uncertainty. *Environmental Science & Policy* 2006;9:205-216.

[242] Schucht S, Colette A, Rao S, Holland M, Schöpp W, Kolp P, Klimont Z, Bessagnet B, Szopa S, Vautard R, Brignon JM, Rouil L. Moving towards ambitious climate policies: Monetised health benefits from improved air quality could offset mitigation costs in Europe. *Environmental Science & Policy* 2015;50:252-269.

[243] Brown-Gaddis E, Miles B, Morse S, Lewis D. Full-cost accounting of coastal disasters in the United States: Implications for planning and preparedness. *Ecological Economics* 2007;63:307-318.

[244] Baum SD. Description, prescription and the choice of discount rates. *Ecological Economics* 2009;69:197-205.

[245] Fujii T, Karp L. Numerical analysis of non-constant pure rate of time preference: A model of climate policy. *Journal of Environmental Economics and Management* 2008;56:83-101.

[246] Abildtrup J, Audsley E, Fekete-Farkas M, Giupponi C, Gylling M, Rosato P, Rounsevell M. Socio-economic scenario development for the assessment of climate change impacts on agricultural land use: A pairwise comparison approach. *Environmental Science & Policy* 2006;9:101-115.

[247] Hansson SO, Lillieqvist K, Björnberg KE, Johansson MV. Time horizons and discount rates in Swedish environmental policy: Who decides and on what grounds? *Futures* 2015; <http://dx.doi.org/10.1016/j.futures.2015.02.007>.

[248] Johansson-Stenman O, Sterner T. Discounting and relative consumption.

Journal of Environmental Economics and Management 2015;71:19-33.

[249] Rabl A. Discounting of long-term costs: What would future generations prefer us to do? *Ecological Economics* 1996;17:137-145.

[250] Padilla E. Intergenerational equity and sustainability. *Ecological Economics* 2002;41:69-83.

[251] Harford JD. Stock pollution, child-bearing externalities, and the social discount rate. *Journal of Environmental Economics and Management* 1997;33:94-105.

[252] Wise RM, Van Wilgen BW, Le Maitre DC. Costs, benefits and management options for an invasive alien tree species: The case of mesquite in the Northern Cape, South Africa. *Journal of Arid Environments* 2012;84:80-90.

[253] Gollier C, Weitzman M. How should the distant future be discounted when discount rates are uncertain? *Economic Letters* 2010;107:350-353.

[254] Birol E, Koundouri P, Kountoutis Y. Assessing the economic viability of alternative water resources in water-scarce regions: Combining economic valuation, cost-benefit analysis and discounting. *Ecological Economics* 2010;69:839-847.

[255] Al-Amin AQ, Rasiah R, Chenayah S. Prioritizing climate change mitigation: An assessment using Malaysia to reduce carbon emissions in future. *Environmental Science & Policy* 2015;50:24-33.

[256] Traeger CP. Discounting under uncertainty: Disentangling the Weitzman and the Gollier effect. *Journal of Environmental Economics and Management* 2013;66: 573-582.

[257] Hepburn C, Groom B. Gamma discounting and expected net future value. *Journal of Environmental Economics and Management* 2007;35:99-109.

[258] Defrancesco E, Gatto P, Rosato P. A “component-based” approach to discounting for natural resource damage assessment. *Ecological Economics* 2014;99:1-9.

[259] Karp L. Global warming and hyperbolic discounting. *Journal of Public Economics* 2005;89:261-282.

[260] Cairns J. Development in discounting: With special reference to future health events. *Resource and Energy Economics* 2006;28:282-297.

[261] Luisetti T, Turner RK, Bateman IJ, Morse-Jones S, Adams C, Fonseca L. Coastal and marine ecosystem services valuation for policy and management: Managed realignment case studies in England. *Ocean & Coastal Management* 2011;54:212-224.

[262] Severens JL, Milne RJ. Discounting health outcomes in economic evaluation: The ongoing debate. *Value in Health* 2004;7(4):397-401.

[263] Settle C, Shogren JF. Hyperbolic discounting and time inconsistency in a native-exotic species conflict. *Resource and Energy Economics* 2004;26:255-274.

[264] Vedavalli R. *Energy for development: Twenty-first century challenges of reform and liberalization in developing countries*, first ed. Anthem Press, London; 2007.

[265] CEER. *Status review of renewable and energy efficiency support schemes in Europe*. Council of European Energy Regulators, Bruselas; 2013.

[266] Kirkham R, Martin J. *The creation of an English Public Services Ombudsman: Mapping a way forward*. Democratic Audit, Londres; 2014.

[267] University of Southern California. *Economic and financial assessment*. *Planning & Markets* 2001;4(1):15-23.

[268] Knott P. *Ouch!: Ignorance is bliss, except when it hurts – What you don't know about money and why it matters*, first ed. Pearson, Harlow; 2012.

[269] Cohen B. *The Future of Money*, first ed. Princeton University Press, Princeton; 2006.

[270] Hillman AL. *Public finance and public policy: Responsibilities and limitations of Government*, second ed. Cambridge University Press, Cambridge; 2009.

[271] PPP Canada. *Energy-from-waste: Sector study*. PPP Canada, Ottawa; 2014.

[272] Parkinson A, Guthrie P. Evaluating the energy performance of buildings within a value at risk framework with demonstration on UK offices. *Applied Energy* 2014;133:40-55.

[273] Al-Kasim F, Soreide T, Williams A. Corruption and reduced oil production: An additional resource curse factor? *Energy Policy* 2013;54:137-147.

[274] Scarborough H, Sahin O, Porter M, Stewart R. Long-term water supply in an Australian coastal city: Dams or desalination? *Desalination* 2015;358:61-68.

[275] Gollier C. Expected net present value, expected net future value, and the Ramsey rule. *Journal of Environmental Economics and Management* 2010;59:142-148.

[276] Elliston B, MacGill I, Diesendorf M. Least cost 100% renewable electricity scenarios in the Australian National Electricity Market. *Energy Policy* 2013;59:270-282.

[277] Jaeger WK. Is sustainability optimal? Examining the differences between economists and environmentalists. *Ecological Economics* 1995;15:43-57.

- [278] Makridis C. Offshore wind power resource availability and prospects: A global approach. *Environmental Science & Policy* 2013;33:28-40.
- [279] Speck S. A neo-Austrian five process model with resource extraction and pollution abatement. *Ecological Economics* 1997;21:91-103.
- [280] Kontogianni A, Tourkolias CH, Damigos D, Skourtos M. Assessing sea level rise costs and adaptation benefits under uncertainty in Greece. *Environmental Science & Policy* 2014;37:61-78.
- [281] Chapman CB, Ward SC, Klein JH. An optimized multiple test framework for project selection in the public sector, with a nuclear waste disposal case-based example. *Project Management* 2006;24:373-384.
- [282] Jouini E, Napp C. How to aggregate experts' discount rates: An equilibrium approach. *Economic Modeling* 2014;36:235-243.
- [283] Tirelli M. The evaluation of public investments under uncertainty. *Research in Economics* 2006;60:188-198.
- [284] Andersen SS, Eliassen KA. *Making Policy in Europe: The Europeification of National Policy-making*, first ed. SAGE Publications Ltd., Thousand Oaks; 1993.
- [285] Rosser A. *The politics of economic liberalization in Indonesia: State, market and power*, first ed. RoutledgeCurzon, London; 2002.
- [286] Hodge ID, Adams WM. Neoliberalisation, rural land trusts and institutional blending. *Geoforum* 2012;43:472-482.
- [287] Mayor of London. *Costs of incineration and non-incineration energy-from-waste technologies*. Londres: Greater London Authority; 2008.
- [288] Friis-Jensen E. *Modeling of the combined heat and power system of greater Copenhagen*. Kongens Lyngby: Technical University of Denmark; 2010.
- [289] IEA. *Energy statistics manual*. París: OECD/IEA; 2010.
- [290] Tzimas V. *Technology map of the European Strategic Energy Technology Plan (SET-Plan): Technology descriptions*. Luxemburgo: Unión Europea; 2011.
- [291] Khartchenko NV, Kharchenko VM. *Advanced energy systems*. 2^a ed. Boca Ratón: CRC Press; 2014.
- [292] Lako P. *Combined heat and power*. París: ETSAP; 2010.
- [293] OECD. *The economics of long-term operation of nuclear power plants*. París: OECD Nuclear Energy Agency; 2012.
- [294] Bergant R, Ploj T, Štrubelj L, Androjna G, Manojlović S, Tomažin P. *Combined heat and power production in NPP Krško*. Bled: 22nd International

conference nuclear energy for new Europe; 2013, p. 1003,1–1003,9;

[295] Loikala J, Itkyl S, Kaushik A, Keränen S, Nisula R, Roiha U, et. al. Opportunities for Finnish environmental technology in India. Helsinki: SITRA; 2006.

[296] Atkins Ltd. Revolving green fund 3 application assessments and outcomes. Bristol: HEFCE; 2013.

[297] Auken S. Combined heat and power in Denmark. Copenhagen: Ministry of Environment and Energy. Recuperado de <<http://www.statensnet.dk/pligtarkiv/fremvis.pl?vaerkid=329&repid=0&filid=3&iarkiv=1>> el 30 de noviembre de 2014.

[298] National Research Council. Preprint, proceedings of a symposium on district heating and cooling: National Academy of Sciences Auditorium, Washington, D.C., June 4-6. Washington: National Academy Press; 1984.

[299] Burke A. Cartagena: Spain's largest independent power plant. Infrastructure journal and project finance magazine (December 2003); 2003, p. 50-53.

[300] Lee S. Alternative fuels. Washington: CRC Press; 1996.

[301] Sallent-Cuadrado R. Return temperature influence of a district heating network on the CHP plant production costs. Gävle: University of Gävle; 2009.

[302] Sysav. Heat and electricity from waste: Sysav's waste-to-energy plant. Malmö: Sysav; 2009.

[303] Jonshagen Klas, Majed S, Magnus G. Post-combustion CO₂ capture for combined cycles utilizing hot-water absorbent regeneration. Vancouver: Proceedings of ASME turbo expo 2011: June 6-10; 2011.

[304] Ministerio de Economía. Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se autoriza a «Endesa Generación, Sociedad Anónima», la instalación de una central térmica de ciclo combinado con cogeneración en el término municipal de Tarragona: jueves 5 diciembre 2002, BOE núm. 291. Madrid: Ministerio de Economía; 2002, p. 10358-10359.

[305] Pei P, Barse K, Gil AJ, Nasah J. Waste heat recovery in CO₂ compression. International Journal of Greenhouse Gas Control 2014;30:86–96.

[306] Lauenburg P, Wollerstrand J. Adaptive control of radiator systems for a lowest possible district heating return temperature. Energy and Buildings 2014;72:132-140.

[307] Margaritis N, Rakopoulos D, Mylona E, Grammelis P. Introduction of renewable energy sources in the district heating system of Greece. International Journal of Sustainable Energy Planning and Management 2014;04:43-56.

[308] Trygg L, Amiri S. European perspective on absorption cooling in a combined

heat and power system —A case study of energy utility and industries in Sweden. *Applied Energy* 2007;84:1319-1337.

[309] Persson U, Werner S. District heating in sequential energy supply. *Applied Energy* 2012;95:123-131.

[310] Sundaberg RE, Nyman HO. District heating/cogeneration application studies for the Minneapolis-St. Paul area —Methods and costs estimates for converting existing buildings to hot water district heating. Oak Ridge: Oak Ridge National Laboratory; 1979.

[311] Sundaberg RE, Leas R, Frost E, Hagstrom K. District heating/cogeneration application studies for the Minneapolis-St. Paul area: Institutional issues of a new district heating/cogeneration system —ownership options, barriers, and implementation strategy. Oak Ridge: Oak Ridge National Laboratory; 1980.

[312] Barnes MH, Abrahamsson B. District heating/cogeneration application studies for the Minneapolis-St. Paul area – Market assessment and economic analysis of the St. Paul district heating system (Vol. II). Oak Ridge: Oak Ridge National Laboratory; 1983.

[313] Margen P, Cronholm LA, Larsson K, Marklund JE. District heating/cogeneration application studies for the Minneapolis-St. Paul area – Executive summary: overall feasibility and economic viability for a district heating/new cogeneration system in Minneapolis, St. Paul. Oak Ridge: Oak Ridge National Laboratory; 1979.

[314] Kolb JO, Bauman HF, Jones PD. Technical feasibility and economics of retrofitting an existing nuclear power plant to cogeneration for hot water district heating. Oak Ridge: Oak Ridge National Laboratory; 1984.

[315] Olszewski M. Power plant rejected heat utilization: an assessment of the potential for wide-scale implementation. Oak Ridge: Oak Ridge National Laboratory; 1977.

[316] Nyman HO, Kolb JO, Krautbauer M. District heating/cogeneration application studies for the Minneapolis-St. Paul area —Market assessment and economic analysis of the St. Paul district heating system. Oak Ridge: Oak Ridge National Laboratory; 1983.

[317] Englesson GA, Pavlenco GF, Hodson JS, Lee NH, García AN, Menaker BJ. District heating/cogeneration application studies for the Minneapolis-St. Paul area – Economic comparison of new coal-fueled, cogeneration power plants for district heating and electricity-only and heat-only power plants. Oak Ridge: Oak Ridge National Laboratory; 1982.

[318] Englesson GA, Casapis MC, Pavlenco GF, Menaker B, Lee NH, Denesdi L.

District heating/cogeneration application studies for the Minneapolis-St. Paul area – Modifications of the existing units at the high bridge power plant to cogeneration for hot water district heating. Oak Ridge: Oak Ridge National Laboratory; 1980.

[319] Lund H. District heating and market economy in Latvia. *Energy* 1999;24(7):549-559.

[320] Lund H, Möller B, Mathiesen BV, Dyrelund A. The role of district heating in future renewable energy systems. *Energy* 2010;35(3):1381-1390.

[321] Nielsen S, Möller B. GIS based analysis of future district heating potential in Denmark. *Energy* 2013;57:458-468.

[322] Dotzauer E. Experiences in mid-term planning of district heating systems. *Energy* 2003;28(15):1545-1555.

[323] Rezaie B, Rosen MA. District heating and cooling: Review of technology and potential enhancements. *Applied Energy* 2012;93:2-10.

[324] Chow TT, Au WH, Yau R, Cheng V, Chan A, Fong KF. Applying district-cooling technology in Hong Kong. *Applied Energy* 2004;79:275-289.

[325] Piacentino A, Barbaro C, Cardona F, Gallea R, Cardona E. A comprehensive tool for efficient design and operation of polygeneration-based energy grids serving a cluster of buildings. Part I: Description of the method. *Applied Energy* 2013;111:1204-1221.

[326] Pusat S, Erdem HH. Techno-economic model for district heating systems. *Energy and Buildings* 2014;72:177-185.

[327] Möller B, Lund H. Conversion of individual natural gas to district heating: Geographical studies of supply costs and consequences for the Danish energy system. *Applied Energy* 2010;87:1846-1857.

[328] Eriksson O, Finnveden G, Ekvall T, Björklund A. Life cycle assessment of fuels for district heating: A comparison of waste incineration, biomass- and natural gas combustion. *Energy Policy* 2007;35:1346–1362.

[329] Nitkiewicz A, Sekret R. Comparison of LCA results of low temperature heat plant using electric heat pump, absorption heat pump and gas-fired boiler. *Energy Conversion and Management* 2014;87:647-652.

[330] Nitkiewicz A, Sekret R. Comparison of district heating CHP and distributed generation CHP with energy, environmental and economic criteria for Northern Italy. *Energy Conversion and Management* 2015;92:114-128.

[331] Finney KN, Chen Q, Sharifi VN, Swithenbank J, Nolan A, White S. Developments to an existing city-wide district energy network: Part II – Analysis of environmental and economic impacts. *Energy Conversion and Management*

2012;62:176-184.

[332] Ghafghazi, Sowlati T, Sokhansanj S, Melin S. A multicriteria approach to evaluate district heating system options. *Applied Energy* 2010;87:1134-1140.

[333] Tana S, Hashima H, Lee C, Taib MR, Yan J. Economical and environmental impact of waste-to-energy (WTE) alternatives for waste incineration, landfill and anaerobic digestion. *Energy Procedia* 2014;61:704-708.

[334] Udomsri S, Martin AR, Martin V. Thermally driven cooling coupled with municipal solid waste-fired power plant: Application of combined heat, cooling and power in tropical urban areas. *Applied Energy* 2011;88:1532-1542.

[335] Investigating the impact of heat demand reductions on Swedish district heating production using a set of typical system models. *Applied Energy* 2014;118:246-257.

[336] Wahlund B, Yan J, Westermark M. A total energy system of fuel upgrading by drying biomass feedstock for cogeneration: a case study of Skellefteå bioenergy combine. *Biomass & Bioenergy* 2002;23:271-281.

[337] Song H, Starfelt F, Daianova L, Yan J. Influence of drying process on the biomass-based polygeneration system of bioethanol, power and heat. *Applied Energy* 2012;90:32-37.

[338] Li H, Wang W, Yan J, Dahlquist E. Economic assessment of the mobilized thermal energy storage (M-TES) system for distributed heat supply. *Applied Energy* 2013;104:178-186.

[339] Wahlund B, Yan J, Westermark M. Increasing biomass utilisation in energy systems: A comparative study of CO₂ reduction and cost for different bioenergy processing options. *Biomass & Bioenergy* 2004;26:531-544.

[340] Li H, Sun Q, Zhang Q, Wallin. A review of the pricing mechanisms for district heating systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2015;42:56–65.

[341] Ma Z, Li H, Sun Q, Wang C, Yan A, Starfelt F. Statistical analysis of energy consumption patterns on the heatdemand of buildings in district heating systems. *Energy and Buildings* 2014;85:464-472.

[342] Ristimäki M, Säynäjoki A, Heinonen J, Junnila S. Combining life cycle costing and life cycle assessment for an analysis of a new residential district energy system design. *Energy* 2013;63:168-179.

[343] Oliver-Solá J, Gabarrell X, Rieradevall J. Environmental impacts of the infrastructure for district heating in urban neighbourhoods. *Energy Policy* 2009;37: 4711–4719.

[344] Yu D, Tan H, Ruan Y. An improved two-step floating catchment area method

for supporting district building energy planning: A case study of Yongding County city, China. *Applied Energy* 2012;95:156-163.

[345] Streckiene G, Martinaitis V, Andersen AN, Katz J. Feasibility of CHP-plants with thermal stores in the German spot market. *Applied Energy* 2009;86:2308-2316.

[346] Krajacic G, Duić N, Zmijarević Z, Mathiesen BV, Vučinić AA, Carvalho MG. Planning for a 100% independent energy system based on smart energy storage for integration of renewables and CO₂ emissions reduction. *Applied Thermal Engineering* 2011;31(13):2073-2083.

[347] Jožef Stefan Institute. Methodology for determining the reference costs for high-efficiency cogeneration. Ljubljana: Ministry of the Economy of the Republic of Slovenia; 2009.

[348] Anderson D. Electricity generation costs and investment decisions: A review. Londres: Imperial College Centre for Energy Policy and Technology; 2007.

[349] Newell SA, Hagerty JM, Spees K, Pfeifenberger JP, Liao Q, Ungate CD, et. al. Cost of new entry estimates for combustion turbine and combined cycle plants in PJM. Cambridge: The Brattle Group; 2014.

[350] Vuorinen A. National power system planning. *Wärtsilä technical journal* 02,2007; 2007, p. 21-25.

[351] Paulson CAJ, Durie RA, McMullan P, Smith AY, Williams DJ. Greenhouse gas control technologies: proceedings of the 5th international conference on greenhouse gas control technologies. Collingwood: CSIRO; 2001.

[352] Dimian AC, Bildea C, Kiss A. Integrated desing and simulation of chemical processes. Radarweg: Elsevier; 2014.

[353] Levidow L, Papaioannou T, Borda-Rodríguez A. Innovation priorities for UK bioenergy: Technological expectations within path dependence. *Science & Technology Studies* 2013;26(3):14-36.

[354] Florio M, Maffii S, Atkinson G, De Rus G, Evans D, Ponti M, et. al. Structural funds, cohesion fund and instrument for pre-accession. Bruselas: Comisión Europea; 2008.

[355] Cambridge Economic Policy Associates and Ricardo – AEA. Development of phase II of the Northern Ireland Renewable Heat Incentive. Belfast: Department of Enterprise, Trade and Investment; 2013.

[356] Element Energy Limited and AEA Group. 2050 options for decarbonising heat in buildings: Committee on Climate Change – Final report. Cambridge: Element Energy Limited; 2012.

- [357] Ove Arup & Partners. Stockport town centre district energy system: Recommended actions to create phase 1. Stockport: Stockport Metropolitan Borough Council; 2011.
- [358] Ricardo-AEA. The durability of products: Task 1 report. Standard assessment for the circular economy under the eco-innovation action plan. Bruselas: Comisión Europea; 2014.
- [359] Economic Regulation Authority. Floor and ceiling costs to apply to the public transport authority. Perth: Government of Western Australia; 2004.
- [360] De Jong P. Economic, technical and environmental analysis of renewable and non-renewable electricity generation technologies in Brazil. Salvador de Bahía, Federal University of Bahia; 2013.
- [361] Simoes S, Nijs W, Ruiz P, Sgobbi A, Radu D, Bolat P, et. al. The JRC-EU-TIMES model —Assessing the long-term role of the SET Plan energy technologies. Luxemburgo: Comisión Europea; 2013.
- [362] Müller, B., Michaelowa A, Vrolijk C. Rejecting Kyoto: A study of proposed alternatives to the Kyoto Protocol. Londres: Climate Strategies; 2001.
- [363] DNV Climate Change Services. Third party assessment of the comprehensive refurbishment of the Prunéřov II power plant. Prague: Ministry of the Environment of the Czech Republic; 2010.
- [364] Bauer N, Brecha RJ, Luderer G. Innovation priorities for UK bioenergy: technological expectations within path dependence. Proceedings of the National Academy of Sciences 2012;109(42):16805-16810.
- [365] Lahmeyer International. Energy interconnection Europe —Malta: Final report —work package IIA; 2008.
- [366] Punnonen K. Small and Medium size LNG for Power Production. Vaasa: Wärtsilä Finland Oy; 2013.
- [367] IEA. World energy investment outlook: 2003 Insights. París: OECD; 2003.
- [368] Larsson S. Reviewing electricity generation cost assessments. Uppsala, Uppsala Universitet; 2012.
- [369] Rosnes O, Vennemo H. Powering up: Costing power infrastructure spending needs in Sub-Saharan Africa. Washington: The World Bank; 2009.
- [370] IAEA. Comparative studies of energy supply options in Poland for 1997–2020. Viena: International Atomic Energy Agency; 2002.
- [371] Bureau of Resources and Energy. Economics Australian energy technology assessment 2013 model update. Camberra: Commonwealth of Australia; 2013

[372] Market observatory for energy. Quaterly report on European electricity markets: volume 6, issue 2. Bruselas: Comisión Europea; 2013.

[373] Eurostat. Gas prices for industrial consumers, from 2007 onwards —bi-annual data. Luxemburgo: Eurostat; 2014. Recuperado de <<http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/submitViewTableAction.do>> el 10 de enero de 2015.

[374] European Union. Electricity prices for domestic consumers, from 2007 onwards —bi-annual data; 2014 Recuperado de <http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_pc_204&lang=en> el 12 de enero de 2015.

[375] International Energy Agency. IEA statistics: Coal information 2012. Paris, IEA; 2012.

[376] IEA. Electricity information 2012. París: OECD/IEA; 2012.

[377] Vikkelso A, Larsen JHM, Sørensen HC. The Middelgrunden offshore wind farm: A popular initiative. Copenhagen: Copenhagen Environment and Energy Office; 2003.

[378] MWH. Electricity emission factor review. Londres: European Bank for reconstruction and development; 2009.

[379] Osman AE. Life cycle optimization model for integrated cogeneration and energy systems applications in buildings. Pittsburgh: University of Pittsburgh; 2006.

[380] Sánchez-Castaño J. Analysis of a new district heating line evaluation of heat losses and hydraulic facilities. Gävle: University of Gävle; 2008.

[381] SEAI. Derivation of primary energy and CO₂ factors for electricity. Dublin: Sustainable Energy Authority of Ireland; 2010.

[382] Energinet. Technology data for energy plants: Generation of electricity and district heating, energy storage and energy carrier generation and conversion. Erritsø: Energinet; 2012.

[383] Eurelectric. Efficiency in electricity generation. Bruselas: Union of the electricity industry; 2003.

[384] Egenhofer C, Jansen JC, Bakker SJA, Jussila-Hammes J. Revisiting EU policy options for tackling climate change: a social cost-benefit analysis of GHG emissions reduction strategies. Bruselas: Centre for European Policy Studies; 2006.

[385] European Commission. How to develop a Sustainable Energy Action Plan (SEAP) – Guidebook. Luxemburgo: Publications office of the European Union; 2010.

- [386] Hill N, Venfield H, Dun C, James K. 2013 Government GHG conversion factors for company reporting: Methodology paper for emission factors. Londres: Department for Environment Food & Rural Affairs; 2013.
- [387] AECOM. Smart City –Intelligent energy integration for London’s decentralised energy projects. Londres: Greater London Authority; 2012.
- [388] Amiri S. Economic and environmental benefits of CHP-based district heating systems in Sweden. Linköping: Linköping Institute of Technology; 2013.
- [389] Beer M, Huber M, Mauch W. Flexible operation of cogeneration plants - chances for the integration of renewables. Munich: The Research Center for Energy Economics; 2012.
- [390] Molyneaux A, Leyland G, Favrat D. Environomic multi-objective optimisation of a district heating network considering centralized and decentralized heat pumps. Energy 2010; 35(2):751-758.
- [391] RWE, 2005. Frimmersdorf and Neurath power plants: Electricity from Rhenish lignite. Bergheim: RWE Power AG; 2005.
- [392] Pöyry. The potential and costs of district heating networks. Oxford: Pöyry Energy Ltd; 2009.
- [393] Grohnheit PE. Socio economic research on fusion EFDA technology workprogramme 2011 WP11-SER-ETM-1,3,6: Activity 1,3,6. modelling infrastructures —final report. Roskilde: Technical University of Denmark; 2012.
- [394] Gargiulo M. Getting started with TIMES-VEDA: Version 2,7. París: IEA – Energy Technology Systems Analysis Programme; 2009.
- [395] Harvey D. A Handbook on low-energy buildings and district-energy systems: Fundamentals, techniques and examples. Nueva York: Taylor & Francis; 2006.
- [396] Gadd H, Werner S. Achieving low return temperatures from district heating substations. Applied Energy 2014;136:59-67.
- [397] Rydstrand M. An analysis of the efficiency and economy of humidified gas turbines in district heating applications. Energy 2004;29(12-15):1945-1961.
- [398] Danfoss A/S. The heating book –8 steps to control of heating systems. Nordborg: Danfoss A/S; 2008.
- [399] Harvey DA. Clean building: Contribution from cogeneration, trigeneration and district energy. Waltham Abbey: Cogeneration and on-site power production (September-October 2006); 2006, p. 107-115.
- [400] Breeze P. The cost of power generation: The current and future competitiveness of renewable and traditional technologies. Warwick: Business

Insights; 2010.

[401] House of Lords. Energy efficiency –volume II: Evidence (2nd report of Session 2005-06). Londres: House of Lords; 2005.

[402] Davison J. Retrofitting CO₂ capture to existing power plants: Report 2011/02. Cheltenham: IEAGHC; 2011.

[403] Parsons Brinckerhoff. Thermal power station advice - fixed & variable O&M costs: Report for the Electricity Commission. Wellington: Electricity Commission; 2009.

[404] Blyth W. The economics of transition in the power sector. París: International Energy Agency; 2010.

[405] Dalla Rosa A, Boulter R, Church K, Svendsen S. District heating (DH) network design and operation toward a system-wide methodology for optimizing renewable energy solutions (SMORES) in Canada: A case study. Energy 2012;45(1):960-974.

[406] Nuorkivi A. To the rehabilitation strategy of district heating in economies in transition. Espoo: Helsinki University of Technology; 2005.

[407] Zhang L, Lianzhong L, Oddgeir G, Jan Eric T, Hongwei L, Svend S. China's Anshan project – A good example to implementing Scandinavian technology and environmentally friendly heat source to upgrade the DH system. Estocolmo: The 14th International Symposium on District Heating and Cooling; 2014.

[408] Riddle A. District heating & the future smart cities approach. Copenhagen: Ramboll Group A/S; 2013.

[409] Kalkumn B. Improvement of district heating in Kosovo: Final report. Heidelberg: Energy & Utility Consulting; 2009.

[410] Ånestad A. Net electricity load profiles of zero emission buildings: A cost optimization investment model for investigating zero balances, operational strategies and grid restrictions. Trondheim: Norwegian University of Science and Technology; 2014.

[411] Gil S, Gill S, Dolan MJ, Frame D, Ault GW. The role of electric heating and district heating networks in the integration of wind energy to island networks. International Journal of Distributed Energy Resources 2010;7(3):245-263.

[412] Akkaya BM, Romanchenko D. Modeling and analysis of a district heating system containing thermal storage: Case study of the district heating of Borås. Göteborg: Chalmers University of Technology; 2013.

[413] Kjær Petersen M, Aagaard J. Heat accumulators: News from DBDH 1/2004. Copenhagen: Energi E2; 2004.

- [414] Calixto E. CENPES II project reliability analysis: Safety and reliability for managing risk. Estoril: European Safety and Reliability Conference 2006; 2006, p. 2461-2468.
- [415] Capital Cooling, 2014. District cooling and the customers' alternative cost: Work package 2. Dresden: Renewable smart cooling for urban Europe.
- [416] Goodheart KA. Low firing temperature absorption chiller system. Madison: University of Wisconsin; 2000.
- [417] Holmberg J. Our dream – a city free from fossil fuels: production of district heating, district cooling, electricity and biogas. Borås: Borås Energi och Miljö; 2009.
- [418] Kaan H. District heating systems with low losses. Petten: Demohouse; 2008.
- [419] Kankaro B. Smart district heating from Finland: The coldest country in Europe, the best country of district heating. Helsinki: Cleantech Finland; 2013.
- [420] Department of Energy & Climate Change. European energy efficiency: Analysis of ODYSSEE indicators. Londres: Department of Energy & Climate Change; 2012.
- [421] Ehrig R, Kristöfel C, Pointner C. Operating figures, quality parameters and investment costs for district heating systems. Wieselburg-Land: Bioenergy 2020+; 2011. Recuperado de <<http://www.afo.eu.com/default.asp?SivulD=28291>> el 27 de diciembre de 2014.
- [422] Rafferty K. Selected cost considerations for geothermal district heating in existing single-family residential areas. GHC Bulletin, August 1996; 1996, p. 10-15.
- [423] Kopuničová M. Feasibility study of binary geothermal power plants in Eastern Slovakia: Analysis of OCR and Kalina power plants. Akureyri: The School for Renewable Energy Science; 2009.
- [424] Eggen G, Vangsnes G. Heat pump for district cooling and heating at Oslo Airport, Gardermoen. Trondheim: Sintef; 2004
- [425] Pérez de Viñaspre M, Bourouis M, Coronas A, García A, Soto V, Pinazo JM. Monitoring and analysis of an absorption air-conditioning system. Energy and buildings 2004;36(9):933-943.
- [426] Yakazi Europe Limited. Concepts for energy efficient cooling: Absorption chiller installation in a hotel; 2008. Recuperado de <http://www.yazaki-airconditioning.com/applications/case_studies/hotel.html> el 30 de diciembre de 2014.
- [427] Northwest Power & Conservation Council. Regional costs and bulk power system benefits. Portland: Northwest Power & Conservation Council; 2000. Recuperado de <<http://www.nwcouncil.org/media/6665/EStarHPandACUpgradeMHPTCSrev.xls>> el 1 de enero de 2015.

[428] Dinçer I, Zamfirescu C. Sustainable energy systems and applications. Nueva York: Springer; 2011.

[429] Edwards Valance. Valance vs. fan coils units. Pompton Plains: Chiller Solutions LLC; 2008.

[430] Schmidt RR, Fevrier N, Dumas P. Smart cities: Stakeholder platform – Smart thermal grids. 2nd Version. Bruselas: Comisión Europea; 2013.

[431] Dalla Rosa A. Toward 4th generation district heating: experience and potential of low-temperature district heating —Annex X final report. París: IEA; 2014.

[432] DBDH. DHC in Denmark: Characteristics. Frederiksberg: Danish Board of District Heating; 2014. Recuperado de <<http://dbdh.dk/characteristics/>> el 18 de mayo de 2015.

[433] Ramboll. Thermal Storage in District Heating Systems. Copenhagen: Ramboll; 2014. Recuperado de <<http://www.districtenergy.org/assets/pdfs/03AnnualConference/Monday-A/A4,1OVERBYERamboll-A4ThermalStoresinDH-slidesonly.pdf>> el 18 de mayo de 2015.

[434] Keil C. Customized absorption heat pumps for utilization of low-grade heat sources. Garching: Bavarian Center for Applied Energy Research; 2008.

[435] Herold KE, Radermacher R, Klein SA. Absorption chillers and heat pumps. Boca Ratón; CRC Press; 1996.

[436] Nowak S. Reducing energy use of an electric floor heating system and analyzing thermal comfort and heat transmission when using different control strategies. Gävle: University of Gävle; 2014.

[437] Pirouti M, Bagdanavicius A, Ekanayake J, Wu J, Jenkins N. Energy consumption and economic analyses of a district heating network. Energy 2013;57:149-159.

[438] Torchio MF, Genon G, Poggio A, Poggio M. Merging of energy and environmental analyses for district heating systems. Energy 2009;34(3):220-227.

[439] Dalla Rosa A, Christensen JE. Low-energy district heating in energy-efficient building areas. Energy 2011;36(12):6890-6899.

[440] Energy Saving Trust. The applicability of district heating for new dwellings. Londres: Energy Saving Trust; 2008.

[441] Ziębik A, Gładysz P. Optimal coefficient of the share of cogeneration in district heating systems. Energy 2012;45(1):220-227.

[442] Brage A. District heating from biomass in Borensberg. Estocolmo: Swedish

Environmental Protection Agency; 2010.

[443] Gustavsson L, Å Karlsson. Heating detached houses in urban areas. *Energy* 2003; 28(8):851-875.

[444] Jones C. Utilising nuclear energy for low carbon heating services in the UK. Manchester: University of Manchester; 2013.

[445] Li H, Svendsen S. Energy and exergy analysis of low temperature district heating network. *Energy* 2012;45(1):237-246.

[446] Encyclopaedia Britannica. Britannica book of the year (2008). Chicago: Encyclopaedia Britannica Inc.; 2008.

[447] Department for Communities and Local Government. Number of households, 2008 mid-year estimate, Bristol, City of UA; 2014. Recuperado de http://opendatacommunities.org/showcase/dashboard/local_authorities/unitary-authority/bristol el 5 de diciembre de 2014.

[448] INE. Censos de población y viviendas 2011: Edificios y viviendas. Madrid: Instituto Nacional de Estadística; 2013.

[449] INE. Banco de series temporales; 2014. Recuperado de <http://www.ine.es/consul/serie.do?d=true&s=EPOB23940&nult=15> el 4 de diciembre de 2014.

[450] INE. Nomenclator: Población del padrón continuo por unidad poblacional; 2015. Recuperado de http://www.ine.es/nomen2/index.do?accion=busquedaAvanzada&entidad_amb=no&codProv=30&codMuni=016&codES=0&codNUC=&L=&ano=2011 el 2 de enero de 2015.

[451] Zangheri P, Armani R, Pietrobon M, Pagliano L, Fernandez Boneta M, Müller A. Heating and cooling energy demand and loads for building types in different countries of the EU: D2,3. of WP2 of the Entranze Project. Viena: Entranze Project; 2014.

[452] Biaou A, Bernier M. Achieving total domestic hot water production with renewable energy. *Building and Environment* 2008;43(4):651-660.

[453] Van Dijk D, Spiekman M, de Wilde P. Monthly method to calculate cooling demand for EP regulations (progress report). Delft: TNO Building and Construction Research; 2004.

[454] European Energy Agency. Energy efficiency and energy consumption in the household sector (ENER 022) —Assessment published Apr 2012. Copenhagen: European Energy Agency; 2012. Recuperado de <http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/energy-efficiency-and-energy-consumption-5/assessment> el 5 de enero de 2014.

[455] Tacis. Optimisation of energy supply and demand in municipalities: The

example of Tver. Bruselas: Comisión Europea; 1995.

[456] Manyes A, Sisó L, Salom J. Block level study and simulation for residential retrofitting. Chambéry: 13th Conference of International Building Performance Simulation Association; 2013, p. 88-95.

[457] Guarino F, Salom J, Cellura M. Modeling of Spanish household electrical consumptions: simplified and detailed stochastic approach in TRNSYS environment. Chambéry: 13th Conference of International Building Performance Simulation Association; 2013, p. 2436-2443.

[458] Rees M. The integrated design of new build multi vector energy supply schemes. Cardiff: Cardiff University; 2012.

[459] IDOM. Análisis de contexto de la Región de Murcia (Multisectorial): Gestión de contenidos "Foros de Innovación" —Programa InnoCámaras. Murcia: InnoCámaras; 2010.

[460] Department for Business Innovation & Skills. Business population estimates for the UK and regions 2013. Londres: Department for Business Innovation & Skills; 2013.

[461] Smith DW. Cold regions utilities monograph. 3ª ed. Reston: American Society of Civil Engineers; 1996.

[462] McKinnon D, Bolland T, Kallay TK, Bakas I, Buttler M, Von Geibler J, et. al. Housing assessment: Final report ETC/SCP 2012, Task 2,5,1,1. Copenhagen: European Topic Centre on Sustainable Consumption and Production; 2013.

[463] Menkveld M, Beurskens L. Renewable heating and cooling in the Netherlands: D3 of WP2 from the RES-H policy project. Petten: Energy Research Centre of the Netherlands; 2009.

[464] Economidou M. Europe's building under the microscope: A country-by-country review of the energy performance of buildings. Bruselas: Buildings Performance Institute Europe; 2011.

[465] Laitner JA. Energy efficiency investments as an economic productivity strategy for Texas. Washington: American Council for an Energy-Efficient Economy; 2011.

[466] Morbee J. Analysis of energy saving potentials in energy generation: Final results. Luxemburgo: Unión Europea; 2012.

[467] Turner A. Meeting carbon budgets – the need for a step change. Londres: Parliament Committee on Climate Change; 2009.

[468] Manicuta M. Aspects on the development of the regulatory framework for promoting renewable energy in Romania. Bucarest: Autoritatea Națională de

Reglementare în domeniul Energiei; 2010.

[469] Euroheat & Power. District heating and cooling country by country survey 2015. Bruselas: Euroheat & Power; 2015.

[470] Orchard W. Cost of transmitting 2 GW of heat 140 km: Also longest heat main in Europe 60 km. Londres: Orchard Partners London Ltd.; 2011. Recuperado de <<https://groups.google.com/forum/#!msg/energy-discussion-group/hOqhtmoHic8/0BrOualJ3V8J>> el 11 de marzo de 2014.

[471] Pirouti M. Modelling and analysis of a district heating network. Cardiff: University of Cardiff; 2013. 137 p.

[472] Kitsios K, Chrysis I. Assessment of national potential for cogeneration in Cyprus. Nicosia: Republic of Cyprus Ministry of Commerce, Industry and Tourism Energy Service; 2009.

[473] Dyrelund A. The Future of the energy supply: Smart energy cities. Euroheat & Power 2012 (English Edition);9(1):12-15. Recuperado de <<https://www.stateofgreen.com/CMSPages/GetAzureFile.aspx?path=~%5Ccache%5Cstateofgreen%5C33%5C3305a159-39c0-4c5f-ae58-70883774a7d4.pdf&hash=3e2d92789d181deb3076da90e24ce0abe6548c73131c70d1d8e172d7661ebec9>> el 11 de marzo de 2014.

[474] Worm J. Delrapport 3 miscellaneous investigations: CO₂ reductions in low-energy buildings and communities by implementation of low-temperature district systems – demonstration cases in Energyflexhouse and Boligforeningen Ringgården, Journalnr. 63011-0152. Copenhagen: Danish Energy Agency; 2011. Recuperado de <http://fjvu.dk/sites/default/files/delrapport_3_miscellaneous_investigations.pdf> el 11 de marzo de 2014.

[475] Dong Energy. The Studstrupværket CHP plant. Skødstrup: Dong Energy A/S; 2007.

[476] Wagner I. Local success stories: Prague district heating system. Bruselas: Ecoheat4.eu; 2011. Recuperado de <<http://ecoheat4.eu/en/Country-by-country-db/Czech-Republic/Local-Success-Stories/>> el 11 de marzo de 2014.

[477] Piskac M. Prague district heating system: Application for 1st Global District Energy Climate Awards. Praga: Pražská Teplárenská A.S; 2009. Recuperado de <<http://www.copenhagenenergysummit.org/applications/Prague%20Czech%20Rep-District%20Energy%20Climate%20Award.pdf>> el 11 de marzo de 2014.

[478] Harvey LDD. Energy and the new reality 1: Energy efficiency and the demand for energy services. 1ª ed. Oxon: Routledge; 2010.

[479] Wade DW. District heating conversion from steam to hot water at the Savannah Regional Hospital. Marietta: RDA Engineering; 1995.

[480] De Souza GFM. Thermal power plant performance analysis. 1ª ed. Londres: Springer-Verlag London Limited; 2012.

[481] Burzynski R, Crane M, Yao R, Becerra VM. Low temperature district heating network serving experimental zero carbon homes in Slough, UK. Copenhagen: DHC13, the 13th International Symposium on District Heating and Cooling; 2012.

[482] Ramboll Energy. Lavenergi Fjernvarmekoncepter. Copenhagen: Ramboll; 2010.

[483] Urecon. Pre-insulated municipal service pipe system. Quebec: Urecon Ltd.; 2009. Recuperado de <http://www.urecon.com/applications/municipal_pipe.html> el 17 de marzo de 2014.

[484] Eliseev K. District heating systems in Finland and Russia. Mikkeli: Mikkeli University of Applied Sciences; 2011.

[485] Hepbasli A. Low exergy (LowEx) heating and cooling systems for sustainable buildings and societies. Renewable and Sustainable Energy Reviews 2012;16:74-104.

[486] Allegrini J, Orehounig K, Mavromatidis G, Ruesch F. A review of modelling approaches and tools for the simulation of district-scale energy systems. Renewable and Sustainable Energy Reviews 2015;52:1391-1404.

[487] Pomper DE. Electric storage: Technologies and regulation. Silver Spring: National Regulatory Research Institute; 2011.

[488] Pauli GA. The blue economy: 10 Years, 100 innovations, 100 million jobs. 1ª ed. Taos: Paradigm Publications; 2010.

[489] Taylor P, Bolton R, Stone D, Zhang XP, Martin C, Upham P. Pathways for energy storage in the UK. York: The Centre for Low Carbon Futures; 2012.

[490] Dirección General de Energía. The future role and challenges of energy storage. Bruselas: Comisión Europea; 2013.

[491] Macnaghten J. Utility scale pumped heat electricity storage. Fareham: Isentropic Ltd; 2009.

[492] IEA-ETSAP. Thermal energy storage: Technology brief. Bonn: International Renewable Energy Agency; 2013.

[493] Schröder D. Introducing additional heat storage to the hässelby chp plant: A case study on economic and ecological benefits achievable with heat storage in a deregulated electricity market. Estocolmo: KTH School of Industrial Engineering and Management; 2011.

[494] International Energy Agency. Combined heat and power: Evaluating the

benefits of greater global investment. París: International Energy Agency; 2008.

[495] Poef P, Senejean B, Ladaurade C. District cooling system: The most efficient system for urban applications. París: Climespace – GDF Suez; 2010.

[496] Thornton R. IDEA report: The district energy industry. Westborough: International District Energy Association; 2005.

[497] Capital Cooling. EU district cooling market and trends. Estocolmo: Capital Cooling; 2013.

[498] Skagestad B, Mildenstein P. District heating and cooling connection handbook. París: International Energy Agency. IEA District Heating and Cooling; 2001.

[499] Wulfinghoff DR. Energy efficiency manual. 1^a ed. Montgomery County: Energy Institute Press; 1999.

[500] Kavanaugh S. How air-conditioners and heat pumps work. Northport: Energy Information Services; 2011.

[501] Medved S. Energy production: Generators of cold chillers. Maastrich: Cauberg-Huygen Consulting Engineers BV; 2013.

[502] Jamadar VM, Patil AM. Investigation of performance analysis of compressor cooling in vapour compression system. International Journal of Advanced Engineering Research and Studies 2012; 2(1):29-31.

[503] Sellars B, Barbour A. Technical report: Geothermal heat pump study. Auckland: Beca Carter Hollings & Ferner Ltd; 2009.

[504] Tovey K. ENV-2D02 5: Section 11. Norwich: University of East Anglia; 2006.

[505] Baechler MC. Energy renovations HVAC: A guide for contractors to share with homeowners. Richland: Pacific Northwest National Laboratory; 2011.

[506] Zimny J, Michalak P, Szczołka K. Polish heat pump market between 2000 and 2013: European background, current state and development prospects. Renewable and Sustainable Energy Reviews 2015;48:791-812.

[507] Jolly A. Energy efficiency of buildings and renewable energy. Hurup: Nordic Folkecenter for Renewable Energy; 2006.

[508] U.S. Department of Energy. Use low-grade waste steam to power absorption chillers. Washington: Industrial Technologies Program Energy Efficiency; 2006.

[509] Srihirin P, Aphornratana S, Chungpaibulpatana S. A review of absorption refrigeration technologies. Amsterdam: Renewable and Sustainable Energy Reviews 2001;5(4):343-372.

[510] Energy Management Association of New Zealand. Energy audit standard for process heat systems: A standard for the auditing of the energy efficiency of direct and indirect heating systems. Wellington: Energy Management Association of New Zealand; 2012.

[511] Brown RBY. An experimental study of heat driven absorption cooling systems. Salford: University of Salford; 1990.

[512] Bhatia A. Overview of vapor absorption cooling systems. Stony Point: Continuing Education and Development; 2011.

[513] Labus J. Modelling of small capacity absorption chillers driven by solar thermal energy or waste heat. Tarragona: Universitat Rovira i Virgili; 2011.

[514] ATECYR. Equipos de absorción. Madrid: Asociación Española de Climatización y Refrigeración; 2008.

[515] Hübner V, Kallmann K, Piller S, Thamling N, Hesse D, Wetzel A. Meeting cooling demands in summer by applying heat from cogeneration. Berlín: Berliner Energieagentur GmbH; 2008. Recuperado de <http://www.chaleurfraicheur.org/doc/Publishable_Report_FINAL.pdf> el 8 de marzo de 2014.

[516] Basel II, Ahmed WH. Thermoelectric power generation using waste-heat energy as an alternative green technology. Recent Patents on Electrical Engineering 2009;2:27-39.

[517] ICF International. Technology characterization: Steam turbines. Washington DC: Environmental Protection Agency; 2008.

[518] Elsaket G. Simulating the integrated solar combined cycle for power plants application in Libya. Cranfield: Cranfield University; 2007.

[519] Lowe R. Combined heat and power considered as a virtual steam cycle heat pump. Energy Policy 2011;39:5528-5534.

[520] Fahlen E, Ahlgren EO. Accounting for external costs in a study of a Swedish district-heating system: An assessment of environmental policies. Energy Policy 2010;28:4909-4920.

[521] Cortes Generales. Diario de sesiones del Congreso de los Diputados, 8 de marzo de 2006. Núm. 507. Madrid: Congreso de los Diputados; 2006.

[522] UNEP. Thermal energy equipment. Recuperado de <www.retscreen.net/ficher.php/1000> el 17 de diciembre de 2013.

[523] Uche-Marcuello FJ. Thermoeconomic analysis and simulation of a combined power and desalination plant. Zaragoza: Universidad de Zaragoza; 2000.

[524] Climate and Energy Fund. Smart cities and initiative. Viena: Climate and

Energy Fund; 2013.

[525] European technology platform on renewable heating and cooling. Strategic research and innovation agenda for renewable heating & cooling. Luxemburgo: Unión Europea; 2013.

[526] Gadd H. To measure is to know! Lund: Lund University; 2012.

[527] DHC+. District heating & cooling: Strategic research agenda. Bruselas: Euroheat & Power; 2012.

[528] Møller-Jørgensen J. R&D storage activities in Denmark and EU. Fredericia: Energinet; 2013.

[529] Wu W, Wang B, Shi W, Li X. An overview of ammonia-based absorption chillers and heat pumps. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2014;31:681-707.

[530] Kristensen S. The backbone of the modern energy system. Frederiksberg: Danish Board of District Heating; 2010. Recuperado de <<http://dbdh.dk/the-backbone-of-the-modern-energy-system/>> el 17 de enero de 2014.

[531] Dyrelund A. Smart energy cities: Seminar in DG17 28,09,2011. Recuperado de <<https://stateofgreen.com/files/download/325>> el 17 de diciembre de 2013.

[532] DESIRE-project. Guidelines to promote chp concepts with heat accumulators and the perspective of chp plants and other technologies that use thermal energy storage and their implementation in the European Union. Aalborg: Aalborg University; 2007.

[533] Schmidt R, Fevrier N, Dumas P. Key to innovation integrated solution: Smart thermal grids. Bruselas: Smart Cities Stakeholder Platform; 2013.

[534] Elsman P. Copenhagen district heating system. Copenhagen: First Global District Energy Climate Awards; 2009.

[535] Elleriis J. Heat Planning in the Greater Copenhagen Area. Copenhagen: Heat Plan Copenhagen; 2011.

[536] Dyrelund A. European energy efficiency legislation adopts 35 years of Danish experience. Copenhagen: Ramboll; 2011.

[537] Ministry of Environment and Energy. Denmark's second national communication on climate change. Copenhagen: Danish Environmental Protection Agency; 1997.

[538] Dyrelund A, Kozłowski W. DH/CHP in EU smart energy cities. Breslavia: Ramboll; 2012.

[539] Danish Ministry of Energy, Utilities and Climate. Electricity, district heating and

natural gas supply. Copenhagen: Danish Ministry of Energy, Utilities and Climate; 2012. Recuperado de <<http://www.efkm.dk/en/climate-energy-and-building-policy/denmark/energy-supply-and-efficiency/electricity-district-heating>> el 30 de septiembre de 2015.

[540] DBDH. Forsyning Helsingør: Portfolio items. Recuperado de <<http://dbdh.dk/portfolio-items/forsyning-helsingor/>> el 30 de septiembre de 2015.

[541] VEKS. Annual report 2012. Albertslund: VEKS; 2013.

[542] U.S. Department of Energy. Best practices steam end user training guide: Alternate text narratives and graphic descriptions. Washington: Office of Energy Efficiency & Renewable Energy; 2010.

[543] UNEP. Cogeneration: Presentation from the “Energy efficiency guide for industry in Asia” – training session on energy equipment. Nairobi: United Nations Environment Programme; 2006.

[544] Leyzerovich AS. Steam turbines for modern fossil-fuel power plants. Boca Ratón: The Fairmont Press; 2008.

[545] Sørensen RM. Parallel session: Combined heat and power —Task 9.3 dissemination report; 2013.

[546] Alstom. KA26 ecoHEAT TM combined heat and power production with a combined-cycle power plant. Baden: Alstom; 2012.

[547] Capros P, Mantzos L, Criqui P, Kouvaritakis N, Soria-Ramírez A, Schrattenholzer L, et al. Climate technology strategies 1: Controlling greenhouse gases – policy and technology Options. Heidelberg: Physica-Verlag; 1999.

[548] Cosijns L, Haeseldonckx D, D’haeseleer WD, Grohnheit PE. Eusustel: Work package 3 electricity generation technologies and system integration – Subtask 3.1.3 combined heat & power. Lovania: Katholieke Universiteit Leuven; 2006.

[549] Baumgärtner S. Ambivalent joint production and the natural environment: An economic and thermodynamic analysis. Heidelberg: Physica-Verlag; 2000.

[550] Dyrelund A. Heat/thermal storage in accumulators in DH schemes. Recuperado de <xa.yimg.com/kq/groups/20593576/1120597166/name/heat> el 29 de mayo de 2015.

[551] Kehlhofer R, Hannemann F, Stirnimann F, Rukes B. Combined-Cycle gas & steam turbine power plants. 3rd ed. Tulsa: PennWell Corporation; 2009.

[552] Kemna R, Van Elburg M, Li W, Van Holsteijn R. Eco-design of boilers: Task 3 report (Final) — Consumer behaviour & local infrastructure. Delft: Van Holsteijn en Kemna BV; 2007.

[553] Holley AM. Global trends in air conditioning. Bracknell: BSRIA Ltd.; 2014.

[554] Emerson Network Power. Data center precision cooling: the need for a higher level of service expertise. Westerville: Emerson Network Power; 2010.

[555] Matsushita S, Fukushima R, Fujiwara M, Otake M. High-Performance Absorption Chiller for District Heating and Cooling. Mitsubishi Heavy Industries Technical Review 2002;39(2):73-78.

ANEXOS

Anexo A. Diagrama Sankey con el balance energético de la UE para el año 2012

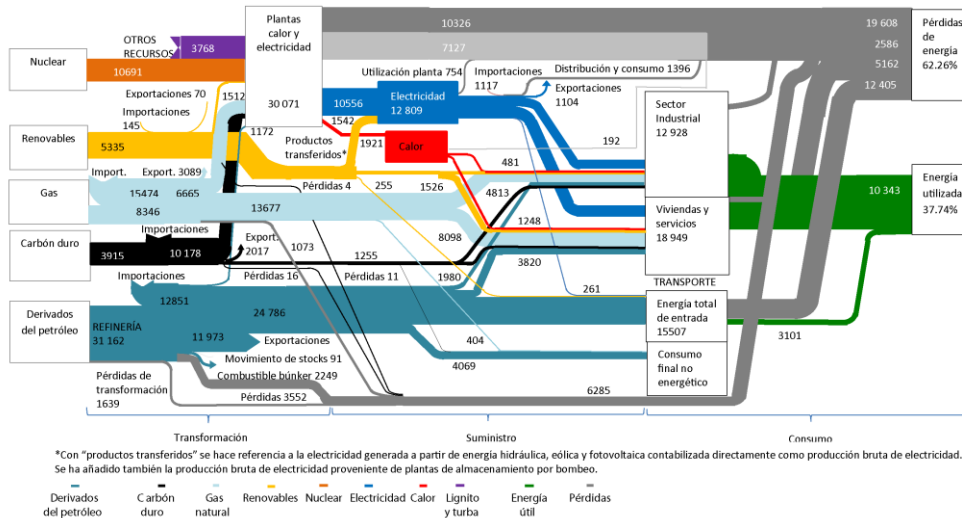


Ilustración A-1. Diagrama Sankey con el balance energético de la UE para el año 2012 (cantidades en PJ). Fuente: Adaptación de [5]

Anexo B. Histórico de precios para calefacción urbana y cuota de mercado

En Ilustración B-1 se presenta la evolución de los precios de la calefacción urbana para diferentes países europeos desde el año 2008 al 2012, mientras que Ilustración B-2 hace lo propio con el porcentaje de usuarios que tienen acceso a redes de calefacción urbana para diferentes países pertenecientes a la OECD, siendo de un 12,4% en el año 2012 para los países miembros de la Unión Europea. Por último, en Ilustración B-3 se presenta la contribución de la cogeneración en la producción eléctrica en diferentes países pertenecientes a la OECD.

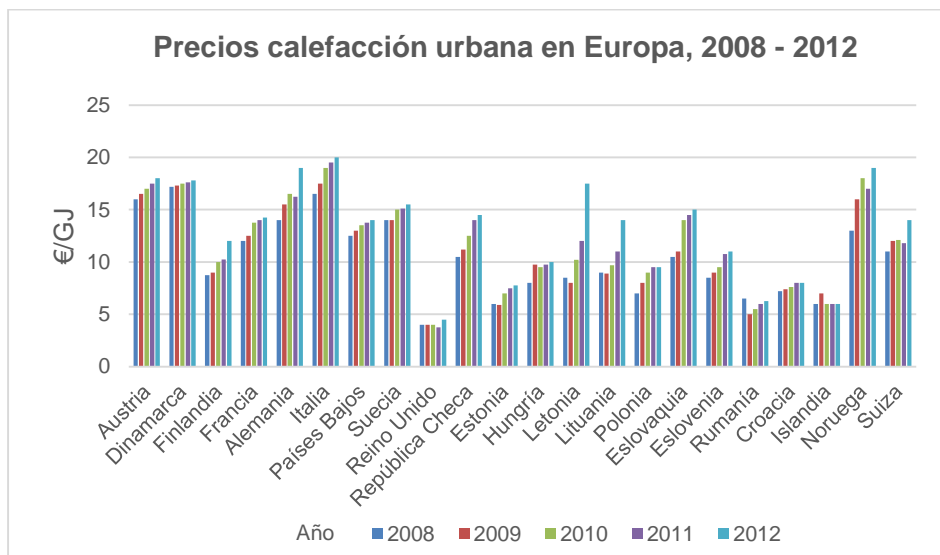


Ilustración B-1. Precio del calor proporcionado por redes de calefacción urbana sitas en Europa para el período 2008-2012 [469]

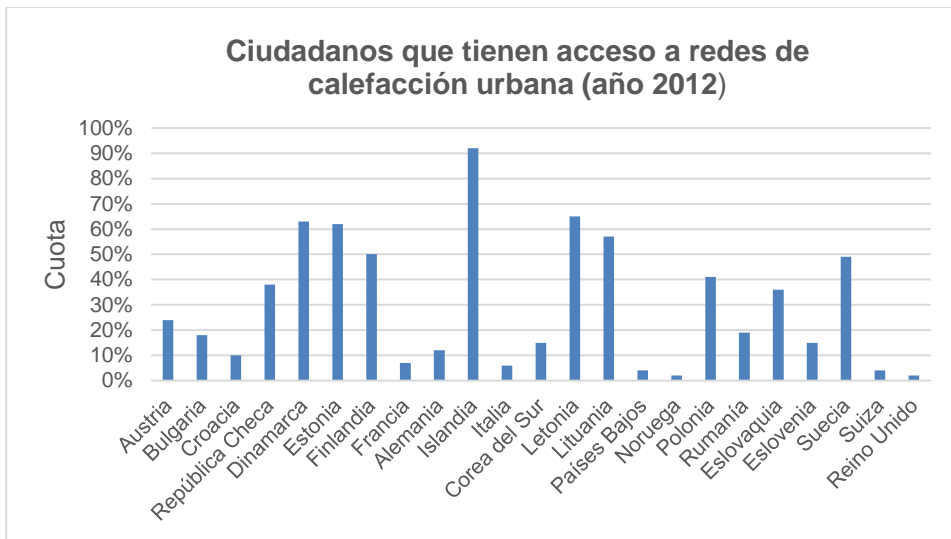


Ilustración B-2. Porcentaje de ciudadanos que tienen acceso a redes de calefacción urbana para diferentes países de la OECD (año 2012) [469]

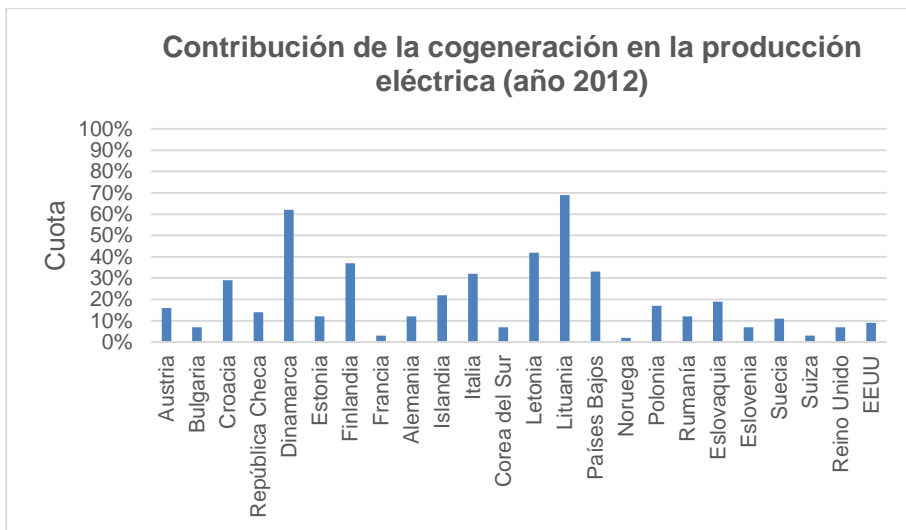


Ilustración B-3. Contribución de la cogeneración en la producción eléctrica para diferentes países de la OECD (año 2012) [469]

Anexo C. Tecnología de transporte de calor a gran escala

El coste de transmitir una gran cantidad de calor a través de tuberías de gran diámetro (incluso siendo las distancias considerables), es bajo [470–472]. Como ejemplo [470] demuestra que el coste de transmitir 2 GW de calor a través de tuberías de gran diámetro a una distancia de unos 140 km sería de unos 0,25 €/kWh, debiéndose esto al hecho de que la capacidad de transportar calor por parte de la tubería es proporcional al cuadrado del diámetro, mientras que el coste de la tubería aumenta proporcionalmente con el diámetro [470]. Por tanto, cuanto menores sean las tuberías y las demandas de los usuarios, tanto mayores serán las pérdidas de calor y los costes por unidad de energía entregada (Tabla C-1).

Tabla C-1. Comparativa del coste de transporte de calor dependiendo del diámetro y de la longitud de la tubería [408]

| DN | Velocidad | Potencia transmitida | Coste por km de zanja | Coste por kilómetro y potencia transmitida | Ventas anuales | Pérdidas de calor |
|---|-----------|----------------------|-----------------------|--|----------------|-------------------|
| mm | m/s | MW | m€/km | €/km/MW | €/km/MWh/año | %/km |
| 100 | 1,0 | 2 | 0,6 | 274 000 | 68,0 | 2,96 |
| 200 | 1,5 | 13 | 1,1 | 78 000 | 20,0 | 1,08 |
| 300 | 2,0 | 38 | 1,7 | 45 000 | 11,0 | 0,50 |
| 400 | 2,3 | 69 | 2,2 | 31 300 | 7,0 | 0,28 |
| 500 | 2,6 | 125 | 2,8 | 22 400 | 6,0 | 0,15 |
| 600 | 2,9 | 203 | 3,4 | 16 700 | 3,5 | 0,11 |
| 700 | 3,2 | 301 | 3,9 | 12 600 | 3,5 | 0,09 |
| 800 | 3,5 | 431 | 4,3 | 10 000 | 2,5 | 0,07 |
| 900 | 3,5 | 551 | 4,9 | 9000 | 2,5 | 0,06 |
| 1000 | 3,5 | 681 | 5,7 | 8200 | 2,5 | 0,05 |
| Temperatura de alimentación (tuberías preaisladas) | | | | | | 120 °C |
| Temperatura de retorno (temperatura máxima de operación diseñada para 130 °C) | | | | | | 60 °C |
| Pérdida de presión (bombas de caudal variable) | | | | | | 10 mm/m |

Como ejemplo de tecnología de transporte de calor a gran escala puede citarse el caso de Aarhus o el de Praga. Aunque la distancia de la planta cogeneradora al centro de la ciudad de Aarhus sea de solo 20 km [473], la longitud total de la red de transporte de

calor se eleva hasta los 130 km [474] (estos 130 km representan la longitud total de todas las tuberías de transporte que están continuamente conectadas). En Ilustración C-1 puede observarse que esta red de transporte de calor a gran escala forma parte de un sistema que consta de centrales eléctricas localizadas en un extremo (Studstrupvaerket), una incineradora de residuos (ACA), y calderas para puntas de suministro.

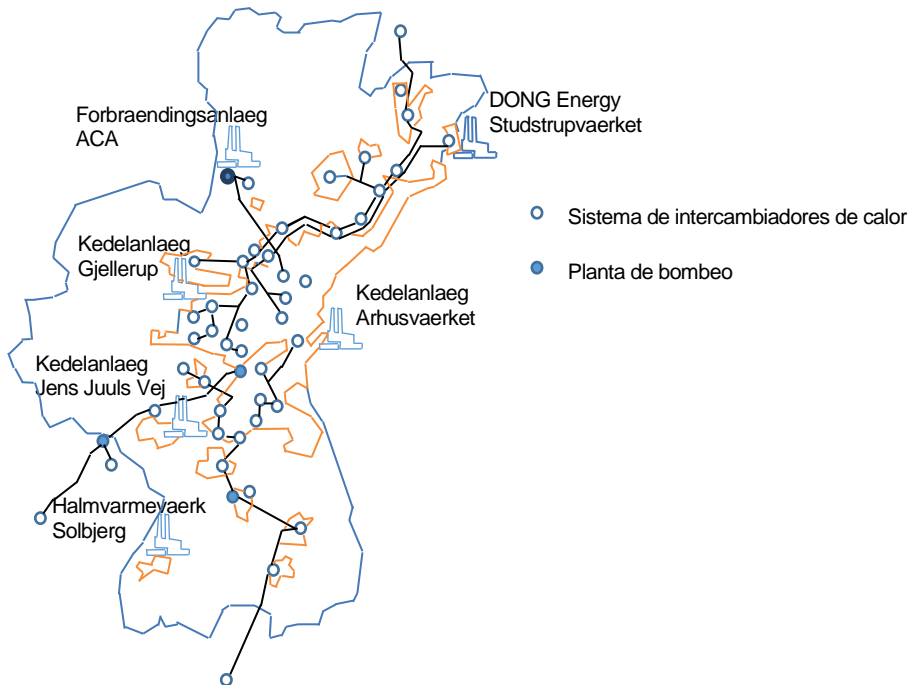


Ilustración C-1. Sistema de transporte de calor de Aarhus [475]

En cuanto a la ciudad de Praga se refiere, las tuberías de transporte de calor (procedentes de la planta cogeneradora de Melnik) tienen un diámetro de 1,2 m y una longitud del sistema de 63,5 km, creando uno de los mayores sistemas de calefacción urbana de Europa [476]. Como puede observarse en Ilustración C-2, para cubrir gran parte de la distancia entre Melnik y Praga las

tuberías discurren sobre la superficie.



Ilustración C-2. Tuberías para el transporte de calor a gran escala (2 x DN 1200) entre Melnik y Praga [477]

Anexo D. Distribución de calor en sistemas de calefacción urbana modernos

En los sistemas modernos la distribución de calor casi siempre se realiza gracias a la utilización de tuberías preaisladas que distribuyen agua caliente [478]. Aunque es cierto que las tuberías de vapor son más compactas que las de agua, inherentemente son más peligrosas y caras de instalar ya que requieren de conductos especiales de hormigón que permitan la inspección y el mantenimiento (por su parte, las tuberías de agua caliente pueden enterrarse directamente sobre el terreno por lo que su instalación es mucho más barata, no requiriendo mantenimiento alguno) [479].

Por otro lado, cabe mencionar que cuanto menor sea la temperatura a la que se extrae el calor procedente de una central térmica, tanto más eficiente será en términos de producción de electricidad, siendo por tanto el calor más barato en cuanto a coste

de combustible se refiere y menores las emisiones de dióxido de carbono [480]. Éstas son las principales razones por las que existe una tendencia hacia la utilización de agua a una temperatura inferior —aunque en algunos casos haya podido utilizarse de manera exitosa una temperatura tan baja como 50 °C [481], 75 °C sería probablemente una temperatura de alimentación más “razonable” para grandes sistemas [482].

En cuanto a las conexiones locales a los edificios de viviendas, éstas se realizan a través de tuberías de unos 25 mm de diámetro y 50 mm de aislamiento, dependiendo de la carga de calor conectada y de la temperatura de la calefacción urbana [483]. En general los usuarios podrán conectarse a la red primaria utilizando dos métodos principales de conexión (conexión directa e indirecta) [484].

Con una conexión indirecta, un intercambiador de calor proporciona una separación hidráulica entre su circuito de calefacción y la red de calefacción urbana [484]. Esta conexión tiene el inconveniente de la existencia de una pérdida de temperatura así como unos costes de instalación y bombeo extra [484].

En algunos casos y muy especialmente en áreas con una orografía llana donde los sistemas de calefacción urbana tengan un diseño de baja temperatura (inferior a 90 °C) [485,486], puede llevarse a cabo la conexión directa de la vivienda a la red de calefacción principal [484]. Esta manera de proceder tiene como ventaja la posibilidad de utilizar temperaturas más bajas y proporcionar la mayor eficiencia posible, dándose por tanto unas menores pérdidas por cada unidad de calor utilizado. Con una conexión directa se consigue eliminar el coste de cualquier intercambiador de calor [484]. Normalmente se emplea una válvula limitadora de temperatura, la cual solamente permite que el agua abandone la vivienda para volver a la central térmica siempre y cuando haya sido enfriada hasta un nivel mínimo (lo que consigue minimizar de nuevo las pérdidas de bombeo y maximiza la eficiencia de la central térmica) [484]. Se utiliza una válvula reductora de

presión para cada consumidor con el objeto de prevenir de sobrepresión a las instalaciones del usuario final [484]. Las conexiones directas tienen por tanto muchas ventajas debido a que no es necesario destinar partida alguna para los intercambiadores de calor y a que permiten una operación más eficiente de la cogeneración en términos de generación de energía [484].

Anexo E. Almacenamiento térmico en acumuladores para sistemas de calefacción urbana

Existe un gran interés en el almacenamiento eléctrico a gran escala con el objeto de hacer frente a la intermitencia de la energía eólica y solar [487]. En la actualidad solamente se almacena un pequeño porcentaje de la electricidad generada en la UE-28 (principalmente gracias a centrales hidroeléctricas reversibles) [488], por lo que cualquier incremento significativo (un aumento tal que posibilitara principalmente la utilización de la energía eólica en la calefacción de edificios) sería extremadamente costoso [382,489] e implicaría un considerable aumento de la capacidad de las redes de transporte y de distribución [490].

El almacenamiento de electricidad a través de bombas de calor isentrópicas es en la actualidad la única tecnología de almacenamiento de electricidad a largo plazo que puede utilizarse en la red eléctrica de una forma económica, teniendo un coste de unos 35 €/kWh [491]. Por su parte, el almacenamiento térmico es considerablemente más barato ya que su coste varía en una horquilla comprendida entre 0,1 y 10 €/kWh, no necesiéndose en este caso repotenciación alguna de la red eléctrica [492].

El acumulador de calor tiene el efecto de desacoplar la producción de calor y electricidad, por lo que puede ofrecer las siguientes funciones y beneficios [493,494]:

- Permite que la planta cogeneradora genere electricidad en cualquier instante en el que no sea necesario calor, y utilice el calor residual durante los períodos en que se necesite.
- En caso de que existan problemas en la red eléctrica, permite a la planta cogeneradora producir al máximo nivel de electricidad hasta que el acumulador se descargue completamente, siendo el cambio en la producción de calor casi instantáneo.
- El acumulador de calor puede reducir o evitar las pérdidas económicas si la electricidad generada tiene que venderse a un precio inferior al de producción. A diferencia de las plantas cogeneradoras a contrapresión que tienen que generar calor incluso cuando el precio de la electricidad sea alto, las plantas de cogeneración del tipo condensación–extracción ofrecen una flexibilidad incrementada gracias a la posibilidad de generar exclusivamente electricidad.

En Ilustración E-1 e Ilustración E-2 se muestran respectivamente los almacenamientos de calor conectados directa e indirectamente a la red de calefacción urbana.

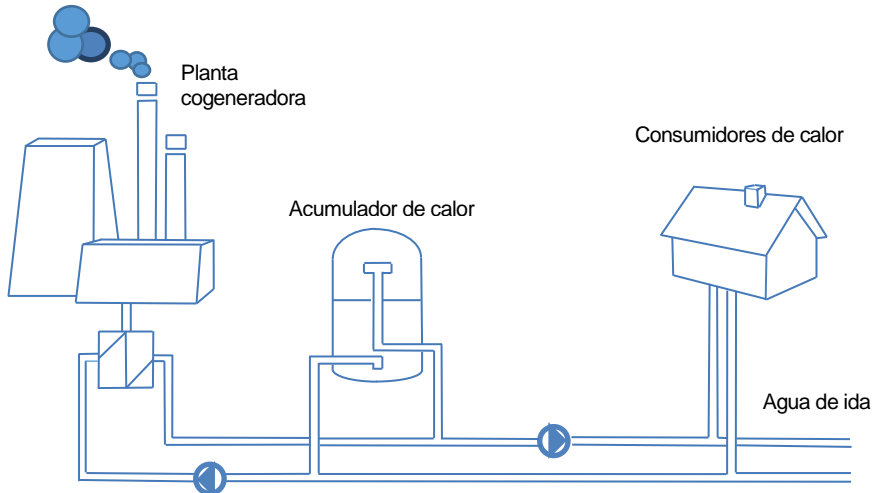


Ilustración E-1. Acumulador térmico directamente conectado a un sistema de calefacción urbana [72]

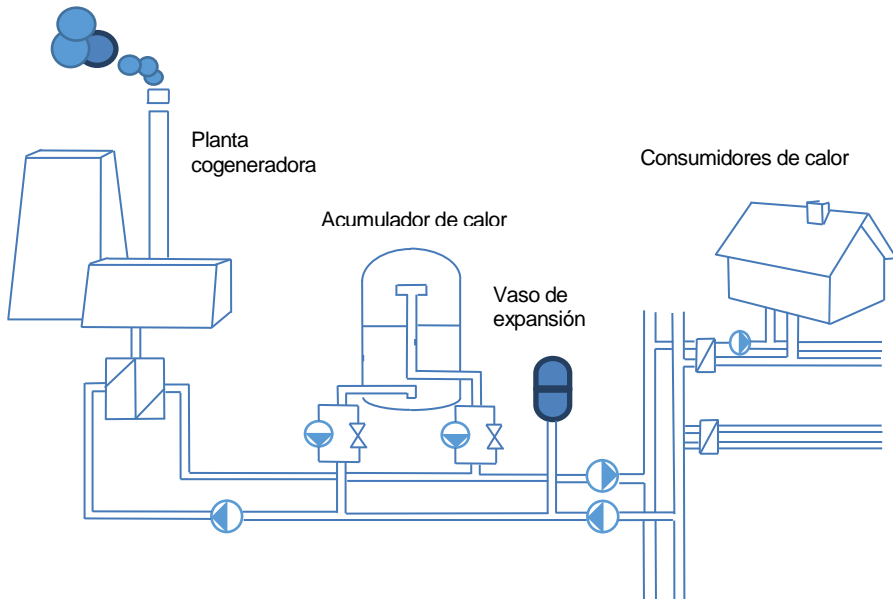


Ilustración E-2. Acumulador con separación hidráulica con respecto al sistema de calefacción urbana [72]

Anexo F. Refrigeración urbana

Con la excepción de aquellos edificios en los que exista un gran número de equipos informáticos y debido a razones climatológicas, la climatización doméstica en algunas regiones de Europa sigue considerándose un lujo (mientras que, por su parte, la calefacción se entiende como esencial).

La refrigeración urbana es parecida a la calefacción urbana en el sentido de que el agua fría se distribuye a través de tuberías enterradas [495]. Sin embargo, existen importantes diferencias tales como las que se dan entre el sector residencial y el comercial ya que en este último proliferan mucho más las redes de refrigeración urbana [20]. Entre las razones para que se dé esta circunstancia se pueden citar los siguientes factores:

- La utilización de aire acondicionado es más común en el sector servicios que en el residencial [20].
- El tamaño de la red de refrigeración urbana es un punto a tener en consideración con el objeto de que la misma sea viable desde una perspectiva económica. Los edificios residenciales podrían no requerir refrigeración más que en verano, mientras que en el sector servicios la refrigeración normalmente es obligatoria debido a la operación de equipamiento electrónico o para el confort de los empleados con el objeto de mantener la productividad [496].
- Normalmente la carga de refrigeración tiene que ser bastante densa con el objeto de que sea rentable la utilización de un sistema de refrigeración urbana, teniendo los usuarios que estar localizados próximos los unos a los otros [497].
- Otros de los factores es la inferior cantidad de energía que puede proporcionarse con la misma cantidad de líquido en sistemas de refrigeración urbana en comparación con los sistemas de calefacción [498]. Esto se debe a la menor

diferencia de temperaturas ya que en los sistemas de refrigeración urbana la temperatura de ida ronda los $+5\text{ }^{\circ}\text{C}$ y la de vuelta los $+15\text{ }^{\circ}\text{C}$ (diferencia de temperatura de unos $10\text{ }^{\circ}\text{C}$), mientras que en un sistema de calefacción urbana la temperatura de ida estaría alrededor de los $90\text{ }^{\circ}\text{C}$ y la de vuelta alrededor de $40\text{ }^{\circ}\text{C}$ (existiendo por lo tanto una diferencia de temperatura de unos $50\text{ }^{\circ}\text{C}$) [10,498]. Ésta es la razón por la que las tuberías empleadas en refrigeración urbana son normalmente mayores que las utilizadas en calefacción urbana y tienen un coste superior (Ilustración F-1).

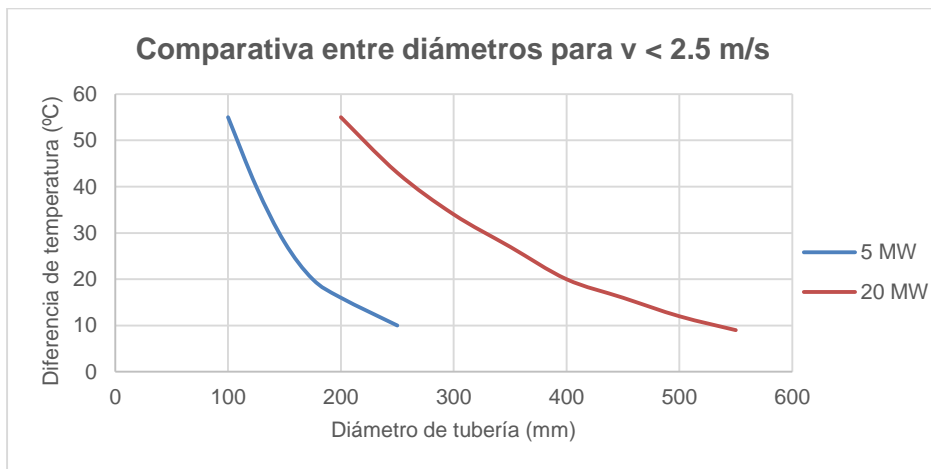


Ilustración F-1. Comparativa entre los diámetros de tuberías teniendo en cuenta las diferencias entre la temperatura de ida y la de vuelta [498]

La mayoría de las aplicaciones de refrigeración hacen uso de compresores accionados a través de motores [499]. Éstos trabajan comprimiendo un gas (el refrigerante), lo que causa que el mismo se caliente [500], siendo el calor rechazado a través de un ventiloinvertidor (este gas comprimido se condensa hasta el estado líquido conforme se enfría) [499]. Posteriormente el líquido es

bombeado hasta un ventilocomvertor donde se evapora [conforme el mismo se evapora absorbe el calor latente de vaporización procedente del aire que atraviesa (y refrigera) al ventilocomvertor] [499,500].

El coeficiente de rendimiento de estas unidades es 3 ó 4 [501] lo que significa que por cada unidad de electricidad utilizada se consiguen 3 ó 4 unidades de frío [502]. El coeficiente de rendimiento depende mucho de la diferencia de temperatura [503] (siendo tanto mejor el coeficiente de rendimiento cuanto más baja sea la temperatura del disipador de calor) [504], así como del tipo de compresor, la potencia de la unidad de refrigeración, y si se emplea agua o aire para llevar a cabo esta tarea [501].

Por su parte, los enfriadores por absorción o las bombas de calor operan bajo un principio diferente [505,506]. Éstos en vez de utilizar la energía mecánica procedente de un motor, hacen uso de calor para accionar el ciclo [507–509]:

- Evaporación: El líquido refrigerante se evapora extrayendo calor de su entorno.
- Absorción: El refrigerante gaseoso es absorbido en otro líquido permitiendo que se evapore más líquido.
- Regeneración: Se calienta (y evapora posteriormente) el líquido refrigerado (posiblemente a través de un sistema de calefacción urbana).
- Condensación: Posteriormente se condensa a través de un intercambiador de calor que emite calor a baja temperatura con el objeto de reponer el suministro de líquido refrigerante.

La gran ventaja de estos sistemas es que pueden utilizar el calor residual [510]. Sin embargo, el coeficiente de rendimiento no es tan bueno como el de los compresores accionados mediante electricidad [501,511]. Para los sistemas de refrigeración urbana de baja temperatura comercialmente disponibles, el coeficiente de rendimiento podría variar en una horquilla comprendida entre 0,65 y

1,2 [498] —es decir, una unidad de calor a baja temperatura es capaz de entregar entre 0,65 y 1,2 unidades de refrigeración a baja temperatura dependiendo principalmente del número de veces que se utilice internamente el calor que entra a la máquina frigorífica [498]. Tradicionalmente estos dispositivos se han utilizado a temperaturas bastante altas (tales como las que se dan con el vapor de baja presión) [513], disminuyendo grandemente el coeficiente de rendimiento así como la capacidad de refrigeración conforme baja la temperatura de entrada del medio calefactor (Ilustración F-2). Esto tiene el importante efecto de que, para una capacidad de refrigeración dada, el precio del dispositivo puede llegar a ser excesivo (Ilustración F-2; a pesar de todo, estos dispositivos se encuentran con frecuencia en sistemas de refrigeración urbana) [513].

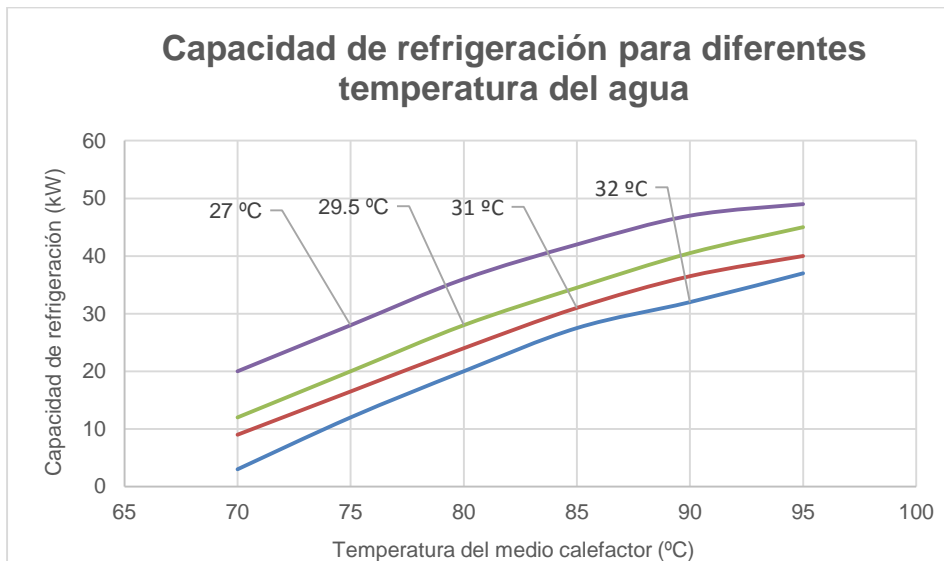


Ilustración F-2. Capacidad de refrigeración de enfriadores por absorción en relación a la temperatura del agua [514]

En Ilustración F-3 se muestra que para 1000 horas de operación a plena carga, los costes de refrigeración por absorción (excluyendo los costes de construcción de las redes) son

significativamente más elevados que los costes incurridos con la tecnología de la refrigeración por compresión.

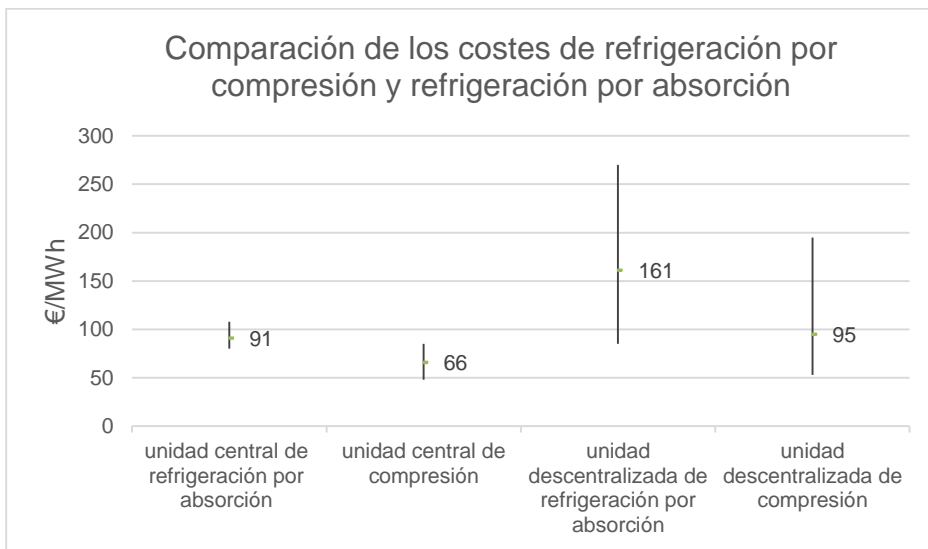


Ilustración F-3. Comparativa de los costes de refrigeración por compresión y refrigeración por absorción (excluyendo los costes de construcción de las redes) para una potencia comprendida entre 300 kW y 500 kW y 1000 horas de operación a plena carga [515]

Como se desprende de Ilustración F-4 y en lo que a coste de instalación se refiere, la refrigeración por compresión es significativamente más barata que la refrigeración por absorción. Sin embargo, y a medida que aumenta la potencia instalada, las diferencias disminuyen considerablemente.

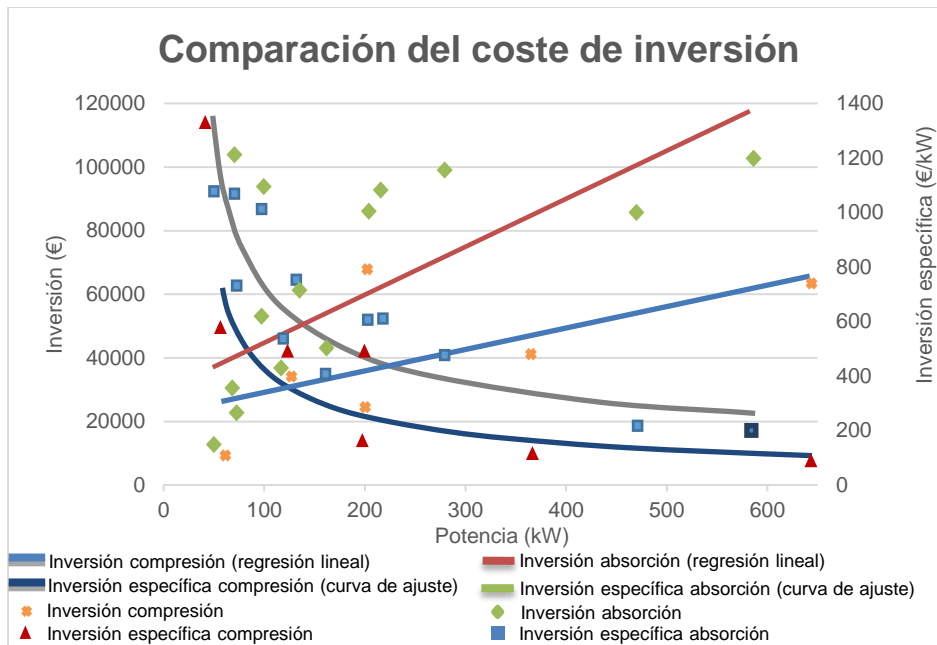


Ilustración F-4. Comparativa del coste de inversión para diferentes máquinas frigoríficas [515]

Anexo G. Invariabilidad del combustible empleado y eficiencia

En una red de calefacción urbana son una o más las fuentes de calor las que proporcionan el agua caliente a transportar a los usuarios a través de tuberías [13]. Si el calor residual procede de una central térmica, se utiliza el término “cogeneración”. Aunque las centrales exclusivamente eléctricas emiten calor a una temperatura muy baja como para poder ser utilizado en aplicaciones de calefacción, la cogeneración permite que la temperatura del calor residual pueda elevarse hasta unos niveles útiles [516]. En grandes centrales térmicas esto se consigue mediante la extracción de una determinada cantidad de vapor de la turbina a una temperatura

superior que la que normalmente tiene cuando está operando en modo condensación (solo electricidad) [517]. A pesar de que este modo de actuar merma la producción eléctrica, el consumo de combustible permanece constante. Esto significa que una pequeña disminución de electricidad posibilita la producción de una cantidad de calor utilizable mucho mayor [518].

Normalmente al utilizar plantas cogeneradoras y sacrificar una unidad de electricidad, es posible obtener alrededor de ocho veces esa energía en forma de calor (por el contrario, al emplear por ejemplo una bomba de calor, solo sería posible obtener esa cantidad multiplicada por tres) [519]. Cuando una central empieza a operar como planta cogeneradora y cae su producción eléctrica, otra planta de condensación (que no esté operando a su potencia de salida máxima) será la encargada de aumentar su potencia con el objeto de compensar dicho cambio, produciéndose por tanto una modificación en el consumo de combustible (éste se le asignará al calor producido por la planta cogeneradora, debido a que es el único incremento en el sistema en cuanto a consumo de combustible se refiere) [520]. Debido a que por definición las centrales eléctricas marginales son las que dictan el precio en cada hora para todas las tecnologías [521], y a que en este caso siempre estarán operando cerca de su potencia de salida máxima, queda claro que (en conjunto) el combustible utilizado para generar electricidad permanecerá constante [522] y a una eficiencia constante [523].

Anexo H. Cogeneración, calefacción urbana y ciudades inteligentes: El caso de Copenhague

La iniciativa de la Comisión Europea “Ciudades y Comunidades Inteligentes” ya expresó en el “Plan Estratégico en Tecnologías Energéticas” (SET-Plan) su interés por posicionar a un número de ciudades a la vanguardia del combate y minimización de las emisiones de CO₂ [524]. Para aquellas industrias cuyas actividades estén relacionadas con la utilización de recursos

renovables en sistemas de climatización (calefacción y/o refrigeración), esta iniciativa representa una oportunidad única para desarrollar soluciones a gran escala [525].

Las redes de calefacción y refrigeración urbana se harán más inteligentes conforme se haga más inteligente la red eléctrica [526]. Consecuentemente, las redes eléctricas inteligentes, el calor, el frío y el gas operarán como un sistema integrado [527], siendo especialmente importante que la calefacción y la refrigeración cuenten con depósitos de calor [528,529], de tal manera que la red eléctrica reaccione rápidamente a las señales de precio y pueda estabilizarse la red eléctrica cuando existan fuentes energéticas fluctuantes de origen renovable.

En Dinamarca las redes de calefacción son la columna vertebral del sistema energético, consiguiéndose con las mismas la suficiente flexibilidad como para integrar energías renovables (especialmente eólica) en la red eléctrica de una forma segura [530]. Uno de los objetivos de la UE-28 en materia energética es precisamente conseguir que esas ciudades inteligentes adopten la estrategia energética danesa [531,532].

Las energías renovables podrán generar electricidad cuando los precios en el mercado eléctrico sean elevados y, aunque continúen produciendo electricidad durante la noche (cuando la demanda es baja), el calor almacenado podrá cubrir el pico de consumo que se produce durante la mañana. En general, un sistema de alimentación inteligente combinará recursos locales y operará de manera flexible interactuando con diferentes fuentes (de acuerdo con disponibilidad y costes). En lo que respecta a las cargas de calefacción/refrigeración, las redes de calefacción y refrigeración inteligentes contribuirán al alisamiento de las puntas de demanda de calor y frío, reduciendo por lo tanto la producción pico [533].

Copenhague es un buen ejemplo de una ciudad que durante los últimos 30 a 40 años ha implementado la mayoría de las características actualmente demandadas por parte de la UE-28. Sin

duda alguna es la región del mundo que más ha sabido integrar electricidad, calefacción urbana, gas natural y gestión de residuos. Entre sus hitos se pueden citar los siguientes:

- El 98% de la población de Copenhague está, en aquellas zonas en las que existe esta infraestructura, conectada a redes de calefacción urbana [534].
- Las autoridades locales han sido responsables de elaborar planes de calefacción para toda el área urbana, dividiendo las zonas por tecnologías óptimas atendiendo a criterios económicos establecidos a nivel nacional por la Autoridad Energética [535].
- La central térmica de Avedøre fue la primera gran central en ser emplazada cerca de cargas térmicas [536]. La misma fue aprobada por el Ministerio de Energía de acuerdo a la Ley de Suministro de Energía [537]; el Ministerio solo estaba dispuesto a aprobar la construcción de una nueva central eléctrica si ésta era una planta cogeneradora localizada cerca del consumo (como consecuencia, dos nuevas unidades, Amager 3 en 1989 y Avedøre 1 en 1991 fueron aprobadas en paralelo con una red de transporte de calor) [534].
- Los municipios han creado compañías con una participación municipal (CTR y VEKS) para desarrollar el sistema de transporte de calor, mientras que las compañías (enteramente) pertenecientes al municipio han sido las encargadas en distribuir dicho calor.
- Por su parte, la compañía de gestión de residuos (Vestforbrænding) ha desarrollado su propio sistema de transporte de calor interconectado con el sistema principal (el mercado de la calefacción está conformado por CTR, VEKS y Copenhagen Energy) [473], encargándose (aparte del reciclado) de tratar los residuos generados por 20 municipios

[538] hasta un nivel óptimo para introducirlos en grandes plantas cogeneradoras de incineración (con el objeto de que todo el material que no pueda reciclarse sea aprovechado en forma de energía).

En Dinamarca la proporción del servicio de la calefacción urbana depende de compañías que son en sí mismas monopolios locales y que típicamente poseen las infraestructuras necesarias para la generación, suministro y venta del calor al usuario final [539]. En contraposición con las compañías suministradoras de gas y electricidad, a estos monopolios locales no se le está permitido obtener beneficio alguno de la venta del calor [539], lo que significa que solo los costes necesarios de construcción, operación y mantenimiento de las redes de calefacción urbana pueden incluirse finalmente en las tarifas [540].

Con objeto de tener una idea visual de cómo es el sistema de generación y transporte de calor de la ciudad de Copenhague, en Ilustración H-1 se muestra un mapa que representa el sistema de generación y transporte operado por VEKS, CTR y Vestforbraendings.

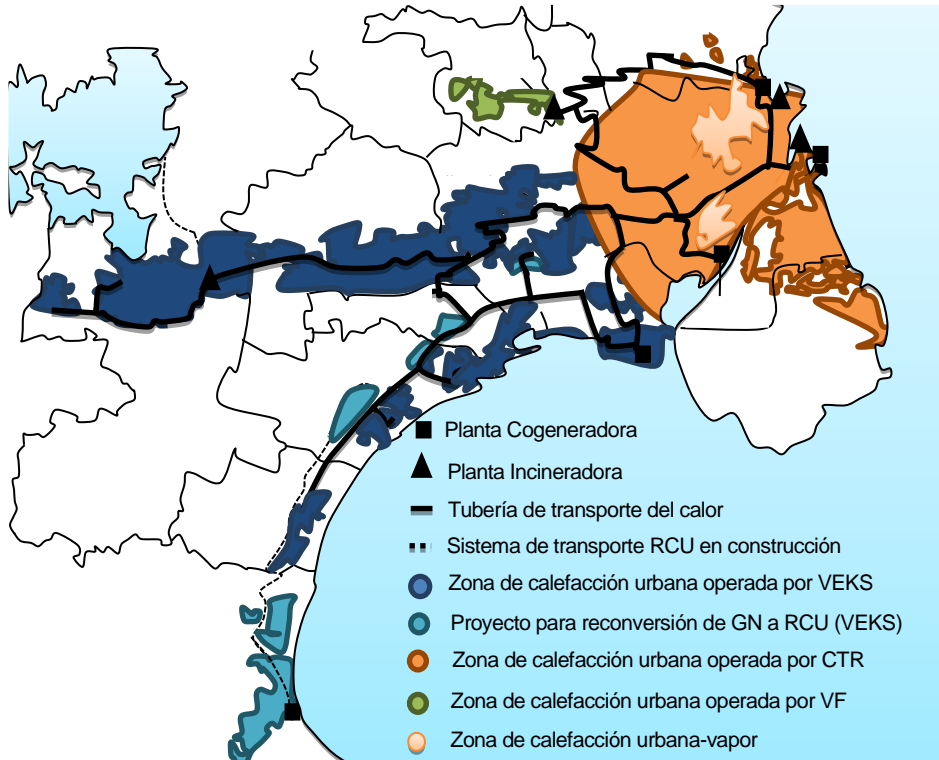


Ilustración H-2. Sistema de calefacción de Copenhague [541]

Anexo I. Información adicional sobre turbinas de extracción– condensación y de contrapresión

Aunque obviamente las turbinas de gas pueden ser parte integral de los sistemas de cogeneración, lo cierto es que la mayor parte de los mismos están constituidos por calderas convencionales y turbinas de vapor [542], siendo los dos tipos de turbinas de vapor más ampliamente utilizadas las de contrapresión y las de extracción–condensación. La elección entre una turbina de contrapresión y una de extracción–condensación depende principalmente de factores económicos, de la cantidad de

electricidad a generar así como de la cantidad (y calidad) de calor necesaria.

La configuración más sencilla es la turbina de contrapresión. En este caso, el vapor sale de la turbina a una presión superior (o al menos igual) a la presión atmosférica (siendo ésta precisamente la razón por la que se emplea el término “contrapresión”). Entre las ventajas del sistema de contrapresión se pueden citar, entre otras, su configuración sencilla con pocos componentes, sus bajos costes de capital, su no (o al menos reducida) necesidad de agua de refrigeración o su alta eficiencia total debido a que no expulsa calor al exterior a través de un condensador [543]; entre las desventajas de esta configuración se encuentra que, para la misma cantidad de electricidad generada, la turbina de vapor necesaria es mayor (debido a que opera con un vapor que posee una menor diferencia de entalpía) y que la electricidad generada es controlada por la carga térmica (lo que resulta en una reducida flexibilidad para casar la electricidad generada con la carga eléctrica) [543]. Sin embargo, y debido principalmente a esta falta de flexibilidad, las turbinas de contrapresión son empleadas típicamente en plantas cogeneradoras medianas (de hecho, la mayor turbina de vapor a contrapresión construida hasta la fecha tiene una potencia nominal de 150 MW) [544] por lo que no serán de aplicación en el análisis llevado a cabo en esta tesis que se centrará en grandes centrales térmicas.

Por definición, las turbinas de condensación se encuentran en centrales exclusivamente eléctricas [545]; si éstas son reconvertidas para, manteniendo la capacidad de condensación, extraer vapor de la turbina de baja presión y emplear el mismo en redes de calefacción urbana, entonces estas turbinas pasarán a denominarse turbinas de extracción–condensación [545].

El diagrama mostrado en Ilustración I.1 es utilizado para describir la operación de una unidad de extracción–condensación como la expuesta en Ilustración I-2. Este diagrama simplemente muestra los límites de operación en los que una unidad de extracción–condensación puede operar, haciendo posible que los

diseñadores evalúen económicamente las opciones existentes. Si se comienza en la parte inferior derecha del diagrama, es posible observar que a plena carga la unidad puede generar 468 MW sin producir cantidad alguna de calor útil, emitiendo por tanto una gran cantidad de calor al mar o a la atmósfera.

Conforme se extrae calor de la turbina de baja presión, la cantidad de electricidad generada disminuye, empieza a haber calor disponible a una mayor temperatura y el punto de operación de la turbina se mueve a lo largo de la línea que está en la parte derecha del diagrama. Finalmente, cuando se llega al límite en el extremo superior derecho, se llegan a producir unos 300 MWt de calor y unos 415 MW de electricidad.

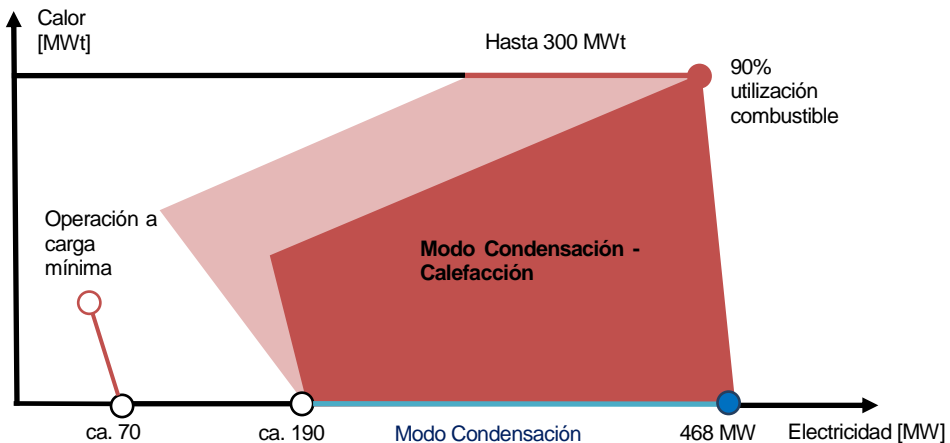


Ilustración I-2. Límites de operación de una turbina de extracción–condensación [546]

Si se reduce la cantidad de combustible introducido en la caldera pero se desea que el calor generado sea el máximo posible, entonces el punto de operación comenzará a moverse hacia la izquierda a lo largo de las líneas superiores (en este caso se estaría operando en modo contrapresión). El calor y la electricidad generados disminuirán en este caso hasta 90 MWt y 50 MW respectivamente, estando la caldera en este momento operando a

su mínima cantidad de combustible empleado y mínima cantidad de vapor expulsado.

Si posteriormente se procede a reducir la cantidad de calor utilizado, limitando la extracción de vapor, la electricidad generada aumentará, moviéndose el punto de operación hacia abajo y hacia la derecha hasta que se alcance el modo condensación, con 190 MW y 0 MWt. Si la cantidad de combustible y por lo tanto la carga de la caldera son aumentados lo suficiente (y siempre que se mantengan los 0 MWt), se alcanzaría el punto inicial en modo condensación (468 MW y 0 MWt).

En caso de volver a extraer calor y de mantener el combustible a emplear constante, entonces se estaría operando en un punto de operación paralelo a la línea inferior del diagrama [394,547,548]. Por tanto, sería posible elegir cualquier punto comprendido en la línea inferior del diagrama e incrementar el calor de salida, disminuyendo obviamente la electricidad generada para la misma cantidad de combustible empleado, constituyendo líneas iso-combustible [394,547,548]. Debido a que existe un número infinito de estas líneas entre el límite inferior y el superior, queda claro que una turbina de extracción-condensación puede operar en cualquier punto comprendido dentro de este diagrama [394,547,548].

En un sistema con turbinas de extracción-condensación, el vapor necesario para la carga térmica se obtiene a través de una extracción realizada en una o más etapas intermedias a la presión y temperatura adecuadas, siendo el vapor restante expulsado a la presión del condensador [544]. Nótese que aunque la turbina de tipo extracción-condensación tiene un coste de capital superior y generalmente una eficiencia total menor [544], el hecho de que pueda controlar la electricidad de salida independientemente de la carga térmica a través de una propia regulación del caudal de vapor que entra en la turbina las hace indispensables en plantas cogeneradoras de elevada potencia. En Ilustración I-2 puede apreciarse la diferente producción de calor y electricidad en una turbina de contrapresión y en una de extracción-condensación.

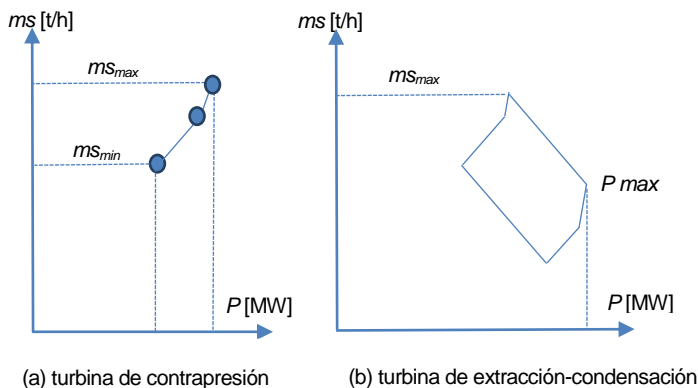


Ilustración I-2. Operación con una turbina de contrapresión (a) y operación flexible con una turbina de extracción-condensación (b) en plantas cogeneradoras [549]

Anexo J. Comparativa del almacenamiento de calor para distintos sistemas de calefacción urbana

Tabla J-1. Acumuladores de calor para diferentes plantas cogeneradoras danesas [550]

| Ciudad Planta | Unidad | Odense Fynsværket | Aalborg Nordjyllandsværket | Esbjerg Vestkraft |
|---|----------------|----------------------|-------------------------------|----------------------|
| Demanda de calor para la red de calefacción | GWh | 2200 | 2000 | 1100 |
| Demanda para carga pico, 3000 h | MWt | 733 | 667 | 367 |
| Demanda para carga base, 5000 h | MWt | 440 | 400 | 220 |
| Máximo calor-planta cogeneración | MWt | 480 | 460 | 460 |
| Almacenamiento acumulador de calor | m ³ | 75 000 | 25 000 | 55 000 |
| Capacidad almacenamiento | MWh | 3915 | 1305 | 2871 |
| Interrupción de extracción de calor en un día de invierno – planta cogeneradora | h | 11 | 4 | 17 |
| Interrupción de extracción de calor en un día típico – planta cogeneradora | h | 26 | 11 | 52 |
| Tiempo de carga completa para un día de invierno | h | 36 | 9 | 10 |
| Tiempo de carga completa para un día medio | h | 12 | 4 | 7 |

Anexo K. Datos de apoyo para las tablas 5-9 a 5-14

Tabla K-1. Costes anualizados para el Caso Base de Oldemburgo-Wilhelmshaven para una tasa de descuento del 3,5%. Fuente: Elaboración propia

| | Costes anualizados | | | | | | | |
|--|------------------------|---------|-----------------|----------------|--------|----------------------|---------|---------|
| | X | nº uds. | AC _t | c _t | m·X | v·X | f | REV |
| | MW | uds. | k€ | k€ | k€ | k€ | k€ | k€ |
| Central eléctrica existente | 757 | 1 | -9635 | 0 | 54 504 | 10 941 ²⁷ | 152 160 | 227 240 |
| Caldera a gas individual (viv.) | 829 | 92 080 | 119 255 | 3670 | 2818 | 0 | 112 767 | 0 |
| Caldera a gas individual (resto) | 590 | 22 720 | 89 687 | 2612 | 2006 | 0 | 85 069 | 0 |
| Calefacción eléctrica individual (viv.) | 207 | 23 020 | 133 690 | 3954 | 4347 | 0 | 125 389 | 0 |
| Calefacción eléctrica individual (resto) | 150 | 5680 | 99 713 | 2865 | 3150 | 0 | 93 698 | 0 |
| Aire acondicionado individual | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | Costes totales anuales | | 432 710 | | | | | |

Tabla K-2. Costes anualizados para el Caso COGEN-a1 de Oldemburgo-Wilhelmshaven para una tasa de descuento del 3,5%. Fuente: Elaboración propia

| | Costes anualizados | | | | | | | |
|----------------------------------|--------------------|---------|-----------------|----------------|--------|--------|---------|---------|
| | X | nº uds. | AC _t | c _t | m·X | v·X | f | REV |
| | MW | uds. | k€ | k€ | k€ | k€ | k€ | k€ |
| Conversión a planta cogeneradora | 757 | 1 | 32 945 | 12 138 | 54 504 | 10 941 | 152 160 | 196 798 |
| Tubería de transporte (calor) | 1789 | | 38 675 | 30 982 | 7693 | 0 | 0 | 0 |
| Acumulador de calor | | 1 | 349 | 349 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Sistema húmedo (viv.) | 207 | 23 020 | 2109 | 2109 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Sistema húmedo (resto) | 150 | 5680 | 520 | 520 | 0 | 0 | 0 | 0 |

²⁷ Se ha supuesto un coste variable de operación y mantenimiento de 2,5 €/MWh [551]

| | Costes anualizados | | | | | | | |
|--|------------------------|---------|-----------------|----------------|--------|------|--------|-----|
| | X | nº uds. | AC _t | c _t | m-X | v-X | f | REV |
| | MW | uds. | k€ | k€ | k€ | k€ | k€ | k€ |
| Red de calefacción urbana (viv.) | 1036 | 115 100 | 52 474 | 24 917 | 27 557 | 0 | 0 | 0 |
| Red de calefacción urbana (resto) | 753 | 28 400 | 26 177 | 6148 | 20 029 | 0 | 0 | 0 |
| Caldera a gas centralizada | 931 | | 33 127 | 4302 | 2095 | 1396 | 25 334 | 0 |
| Intercambiador de calor individual (viv.) | 1036 | 115 100 | 47 876 | 41 660 | 6216 | 0 | 0 | 0 |
| Intercambiador de calor individual (resto) | 753 | 28 400 | 14 797 | 10 279 | 4518 | 0 | 0 | 0 |
| Aire acondicionado individual | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | Costes totales anuales | | 249 049 | | | | | |

Tabla K-3. Costes anualizados para el Caso COGEN-a2 de Oldemburgo-Wilhelmshaven para una tasa de descuento del 3,5%. Fuente: Elaboración propia

| | Costes anualizados | | | | | | | |
|-----------------------------------|--------------------|---------|-----------------|----------------|--------|--------|---------|---------|
| | X | nº uds. | AC _t | c _t | m-X | v-X | f | REV |
| | MW | uds. | k€ | k€ | k€ | k€ | k€ | k€ |
| Nueva planta cogeneradora | 757 | | 75 432 | 54 625 | 54 504 | 10 941 | 152 160 | 196 798 |
| Tubería de transporte (calor) | 1789 | | 38 675 | 30 982 | 7693 | 0 | 0 | 0 |
| Acumulador de calor | | 1 | 349 | 349 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Red de calefacción urbana (viv.) | 1036 | 115 100 | 52 474 | 24 917 | 27 557 | 0 | 0 | 0 |
| Red de calefacción urbana (resto) | 753 | 28 400 | 26 177 | 6148 | 20 029 | 0 | 0 | 0 |
| Sistema húmedo (viv.) | 207 | 23 020 | 2109 | 2109 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Sistema húmedo (resto) | 150 | 5680 | 520 | 520 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Caldera a gas centralizada | 931 | | 33 127 | 4302 | 2095 | 1396 | 25 334 | 0 |

| | Costes anualizados | | | | | | | |
|--|------------------------|---------|-----------------|----------------|------|-----|----|-----|
| | X | nº uds. | AC _t | c _t | m-X | v-X | f | REV |
| | MW | uds. | k€ | k€ | k€ | k€ | k€ | k€ |
| Intercambiador de calor individual (viv.) | 1036 | 115 100 | 47 876 | 41 660 | 6216 | 0 | 0 | 0 |
| Intercambiador de calor individual (resto) | 753 | 28 400 | 15 884 | 10 279 | 4518 | 0 | 0 | 0 |
| Aire acondicionado individual | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | Costes totales anuales | | 292 623 | | | | | |

Tabla K-4. Costes anualizados para el Caso Base de Bristol a una tasa de descuento del 3,5%. Fuente: Elaboración propia

| | Costes anualizados | | | | | | | |
|---|------------------------|---------|-----------------|----------------|--------|----------------------|---------|---------|
| | X | nº uds. | AC _t | c _t | m-X | v-X | f | REV |
| | MW | uds. | k€ | k€ | k€ | k€ | k€ | k€ |
| Central eléctrica existente | 1140 (755+385) | 2 | -53 020 | 0 | 35 340 | 13 400 ²⁸ | 280 140 | 381 900 |
| Caldera a gas individual (viv.) | 781 | 86 800 | 95 249 | 3458 | 2655 | 0 | 89 136 | 0 |
| Caldera a gas individual (resto) | 575 | 21 680 | 71 656 | 2456 | 1955 | 0 | 67 245 | 0 |
| Calefacción eléctrica individual ²⁹ (viv.) | 195 | 21 700 | 78 759 | 3725 | 4095 | 0 | 70 939 | 0 |
| Calefacción eléctrica individual (resto) | 144 | 5420 | 59 291 | 2751 | 3024 | 0 | 53 516 | 0 |
| Aire acondicionado individual | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | Costes totales anuales | | 251 935 | | | | | |

²⁸ Se ha supuesto un coste de operación y mantenimiento variable de 2 €/MWh [465]

²⁹ Para el Caso Base se ha supuesto que el 20% de los usuarios utilizan calefacción eléctrica individual [552]

Tabla K-5. Costes anualizados para el Caso COGEN–a1 de Bristol a una tasa de descuento del 3,5%. Fuente: Elaboración propia

| | Costes anualizados | | | | | | | |
|--|------------------------|---------|-----------------|----------------|--------|--------|---------|---------|
| | X | nº uds. | AC _t | c _t | m-X | v-X | f | REV |
| | MW | uds. | k€ | k€ | k€ | k€ | k€ | k€ |
| Conversión a planta cogeneradora | 1140 (755+385) | 2 | -5840 | 9140 | 35 340 | 13 400 | 280 140 | 343 860 |
| Tubería de transporte (calor) | 1695 | | 12 158 | 9785 | 2373 | 0 | 0 | 0 |
| Acumulador de calor | | 1 | 349 | 349 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Caldera a gas centralizada | 878 | | 31 821 | 4057 | 1989 | 1303 | 24 472 | 0 |
| Intercambiador de calor individual (viv.) | 977 | 108 500 | 45 133 | 39 271 | 5862 | 0 | 0 | 0 |
| Intercambiador de calor individual (resto) | 718 | 27 100 | 14 116 | 9808 | 4308 | 0 | 0 | 0 |
| Aire acondicionado individual | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | Costes totales anuales | | 174 663 | | | | | |

Tabla K-6. Costes anualizados para el Caso COGEN–a2 de Bristol a una tasa de descuento del 3,5%. Fuente: Elaboración propia

| | Costes anualizados | | | | | | | |
|-----------------------------------|--------------------|---------|-----------------|----------------|--------|--------|---------|---------|
| | X | nº uds. | AC _t | c _t | m-X | v-X | f | REV |
| | MW | uds. | k€ | k€ | k€ | k€ | k€ | k€ |
| Nueva planta cogeneradora | 1140 | | 20 438 | 35 418 | 35 340 | 13 400 | 280 140 | 343 860 |
| Tubería de transporte (calor) | 1695 | | 12 158 | 9785 | 2373 | 0 | 0 | 0 |
| Acumulador de calor | | 1 | 349 | 349 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Red de calefacción urbana (viv.) | 977 | 108 500 | 49 476 | 23 488 | 25 988 | 0 | 0 | 0 |
| Red de calefacción urbana (resto) | 718 | 27 100 | 24 965 | 5867 | 19 098 | 0 | 0 | 0 |
| Sistema húmedo (viv.) | 195 | 21 700 | 1988 | 1988 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Sistema húmedo (resto) | 144 | 5420 | 497 | 497 | 0 | 0 | 0 | 0 |

| | | | | | | | | |
|--|------------------------|---------|---------|--------|------|------|--------|---|
| Caldera a gas centralizada | 878 | | 31 821 | 4057 | 1989 | 1303 | 24 472 | 0 |
| Intercambiador de calor individual (viv.) | 977 | 108 500 | 45 133 | 39 271 | 5862 | 0 | 0 | 0 |
| Intercambiador de calor individual (resto) | 718 | 27 100 | 14 116 | 9808 | 4308 | 0 | 0 | 0 |
| | Costes totales anuales | | 209 941 | | | | | |

Tabla K-7. Costes anualizados para el Caso Base de Cartagena a una tasa de descuento del 3,5%. Fuente: Elaboración propia

| | Costes anualizados | | | | | | | |
|--|------------------------|---------|-----------------|----------------|--------|--------|---------|---------|
| | X | nº uds. | AC _t | c _t | m·X | v·X | f | REV |
| | MW | uds. | k€ | k€ | k€ | k€ | k€ | k€ |
| Central eléctrica existente | 1200 (3*400) | 3 | -300 | 0 | 37 200 | 14 100 | 307 440 | 359 040 |
| Calefacción eléctrica individual (viv.) | 150 | 23 000 | 42 207 | 2865 | 3150 | 0 | 36 192 | 0 |
| Calefacción eléctrica individual (resto) | 110 | 5800 | 31 714 | 2101 | 2310 | 0 | 27 303 | 0 |
| Caldera a gas individual (viv.) | 598 | 92 000 | 59 371 | 2648 | 2033 | 0 | 54 690 | 0 |
| Caldera a gas individual (resto) | 441 | 23 200 | 44 708 | 1952 | 1499 | 0 | 41 257 | 0 |
| Aire acondicionado individual (viv.) ³⁰ | 190 | 54 050 | 139 329 | 9205 | 3496 | 0 | 126 628 | 0 |
| Aire acondicionado individual (resto) | 100 | 13 630 | 73 331 | 4845 | 1840 | 0 | 66 646 | 0 |
| | Costes totales anuales | | 390 360 | | | | | |

³⁰ Se ha considerado que, para la ciudad de Cartagena, la penetración de equipos de aire acondicionado es de un 47% [553], siendo la potencia nominal de los mismos de 3,2 kW para las viviendas y de 7 kW para el resto de consumidores [554]

Tabla K-8. Costes anualizados para el Caso COGEN–a1 de Cartagena a una tasa de descuento del 3,5%. Fuente: Elaboración propia

| | Costes anualizados | | | | | | | |
|--|------------------------|---------|-----------------|----------------|--------|----------------------|---------|---------|
| | X | nº uds. | AC _t | c _t | m·X | v·X | f | REV |
| | MW | uds. | k€ | k€ | k€ | k€ | k€ | k€ |
| Conversión a planta cogeneradora | 1200 | 3 | 38 630 | 9621 | 37 200 | 14 100 ³¹ | 307 440 | 328 804 |
| Tubería de transporte (calor) | 1299 | | 9317 | 7499 | 1818 | 0 | 0 | 0 |
| Acumulador de calor | | 1 | 349 | 349 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Red de calefacción urbana (viv.) | 748 | 115 000 | 44 791 | 24 895 | 19 896 | 0 | 0 | 0 |
| Red de calefacción urbana (resto) | 551 | 29 000 | 20 934 | 6278 | 14 656 | 0 | 0 | 0 |
| Sistema húmedo (viv.) | 150 | 23 000 | 2107 | 2107 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Sistema húmedo (resto) | 110 | 5800 | 531 | 531 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Caldera a gas centralizada | 396 | | 8067 | 1830 | 891 | 594 | 4752 | 0 |
| Intercambiador de calor individual (viv.) | 748 | 115 000 | 46 112 | 41 624 | 4488 | 0 | 0 | 0 |
| Intercambiador de calor individual (resto) | 551 | 29 000 | 13 803 | 10 497 | 3306 | 0 | 0 | 0 |
| Aire acondicionado individual (viv.) | 190 | 54 050 | 139 329 | 9205 | 3496 | 0 | 126 628 | 0 |
| Aire acondicionado individual (resto) | 100 | 13 630 | 73 331 | 4845 | 1840 | 0 | 66 646 | 0 |
| | Costes totales anuales | | 397 301 | | | | | |

³¹ Se ha supuesto un coste variable de operación y mantenimiento de 2 €/MWh [551]

Tabla K-9. Costes anualizados para el Caso COGEN–a2 de Cartagena a una tasa de descuento del 3,5%. Fuente: Elaboración propia

| | Costes anualizados | | | | | | | REV |
|--|------------------------|---------|-----------------|----------------|--------|--------|---------|---------|
| | X | nº uds. | AC _t | c _t | m·X | v·X | f | |
| | MW | uds. | k€ | k€ | k€ | k€ | k€ | |
| Nueva planta cogeneradora | 1200 | | 67 218 | 37 282 | 37 200 | 14 100 | 307 440 | 328 804 |
| Tubería de transporte (calor) | 1299 | | 9317 | 7499 | 1818 | 0 | 0 | 0 |
| Acumulador de calor | | 1 | 349 | 349 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Red de calefacción urbana (viv.) | 748 | 115 000 | 44 791 | 24 895 | 19 896 | 0 | 0 | 0 |
| Red de calefacción urbana (resto) | 551 | 29 000 | 20 934 | 6278 | 14 656 | 0 | 0 | 0 |
| Sistema húmedo (viv.) | 150 | 23 000 | 2107 | 2107 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Sistema húmedo (resto) | 110 | 5800 | 531 | 531 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Caldera a gas centralizada | 396 | | 8067 | 1830 | 891 | 594 | 4752 | 0 |
| Intercambiador de calor individual (viv.) | 748 | 115 000 | 46 112 | 41 624 | 4488 | 0 | 0 | 0 |
| Intercambiador de calor individual (resto) | 551 | 29 000 | 13 803 | 10 497 | 3306 | 0 | 0 | 0 |
| Aire acondicionado individual (viv.) | 190 | 54 050 | 139 329 | 9205 | 3496 | 0 | 126 628 | 0 |
| Aire acondicionado individual (resto) | 100 | 13 630 | 73 331 | 4845 | 1840 | 0 | 66 646 | 0 |
| | Costes totales anuales | | 425 889 | | | | | |

Tabla K-10. Costes anualizados para el Caso COGEN–b de Cartagena a una tasa de descuento del 3,5%. Fuente: Elaboración propia

| | Costes anualizados | | | | | | | |
|--|------------------------|---------|-----------------|----------------|--------|----------------------|---------|---------|
| | X | nº uds. | AC _i | c _i | m·X | v·X | f | REV |
| | MW | uds. | k€ | k€ | k€ | k€ | k€ | k€ |
| Conversión a planta cogeneradora | 1200 | 3 | 38 630 | 9621 | 37 200 | 14 100 ³² | 307 440 | 328 804 |
| Tubería de transporte (calor) | 1589 | | 11 398 | 9173 | 2225 | 0 | 0 | 0 |
| Acumulador de calor | | 1 | 349 | 349 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Red de calefacción urbana (viv.) | 921 | 115 000 | 48 994 | 24 495 | 24 499 | 0 | 0 | 0 |
| Red de calefacción urbana (resto) | 646 | 29 000 | 22 855 | 5672 | 17 183 | 0 | 0 | 0 |
| Sistema húmedo (viv.) | 150 | 23 000 | 1404 | 1404 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Sistema húmedo (resto) | 110 | 5800 | 354 | 354 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Caldera a gas centralizada | 396 | | 11 451 | 1830 | 891 | 594 | 8136 | 0 |
| Unidad de absorción individual (viv.) | 190 | 115 000 | 8505 | 8182 | 323 | 0 | 0 | 0 |
| Unidad de absorción individual (resto) | 100 | 29 000 | 4477 | 4307 | 170 | 0 | 0 | 0 |
| Intercambiador de calor individual (viv.) | 748 | 115 000 | 46 112 | 41 624 | 4488 | 0 | 0 | 0 |
| Intercambiador de calor individual (resto) | 551 | 29 000 | 13 803 | 10 497 | 3306 | 0 | 0 | 0 |
| | Costes totales anuales | | 208 332 | | | | | |

³² Se ha supuesto un coste variable de operación y mantenimiento de 2 €/MWh [551]

Tabla K-11. Costes anualizados para el Caso COGEN-c de Cartagena a una tasa de descuento del 3,5%. Fuente: Elaboración propia

| | Costes anualizados | | | | | | | |
|--|------------------------|---------|-----------------|----------------|--------|--------|----------------------|---------|
| | X | nº uds. | AC _t | c _t | m·X | v·X | f | REV |
| | MW | uds. | k€ | k€ | k€ | k€ | k€ | k€ |
| Conversión a planta cogeneradora | 1200 | 3 | 38 630 | 9621 | 37 200 | 14 100 | 307 440 | 328 804 |
| Tubería de transporte (calor) | 1299 | | 9317 | 7499 | 1818 | 0 | 0 | 0 |
| Acumulador de calor | | 1 | 349 | 349 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Red de calefacción urbana (viv.) | 748 | 115 000 | 44 391 | 24 495 | 19 896 | 0 | 0 | 0 |
| Red de calefacción urbana (resto) | 551 | 29 000 | 20 328 | 5672 | 14 656 | 0 | 0 | 0 |
| Red de refrigeración urbana (viv.) | 190 | 115 000 | 29 949 | 24 895 | 5054 | 0 | 0 | 0 |
| Red de refrigeración urbana (resto) | 100 | 29 000 | 8938 | 6278 | 2660 | 0 | 0 | 0 |
| Sistema húmedo (viv.) | 150 | 23 000 | 2107 | 2107 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Sistema húmedo (resto) | 110 | 5800 | 531 | 531 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Caldera a gas centralizada | 396 | | 11 451 | 1830 | 891 | 594 | 8136 | 0 |
| Unidad de absorción centralizada | 369 | | 17 564 | 1183 | 1180 | 4331 | 10 870 ³³ | 0 |
| Intercambiador de calor individual (viv.) | 748 | 115 000 | 46 112 | 41 624 | 4488 | 0 | 0 | 0 |
| Intercambiador de calor individual (resto) | 551 | 29 000 | 13 803 | 10 497 | 3306 | 0 | 0 | 0 |
| Ventiloconvector individual (viv.) | 190 | 115 000 | 14 126 | 826 | 13 300 | 0 | 0 | 0 |
| Ventiloconvector individual (resto) | 100 | 29 000 | 7435 | 435 | 7000 | 0 | 0 | 0 |
| | Costes totales anuales | | 265 031 | | | | | |

³³ Véase [555]