



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

RED DE DISTRITO BASADA EN BOMBA DE CALOR GEOTÉRMICA CON MOTOR ALTERNATIVO ALIMENTADO CON BIOMETANO

AUTOR: Lorenzo Serrat Albano

DIRECTOR: José Ignacio Linares Hurtado

CO-DIRECTORA: María del Mar Cledera Castro

Madrid

Junio 2021

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título **Red de distrito basada en bomba de calor geotérmica con motor alternativo alimentado con biometano** en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el

curso académico 2020/21 es de mi autoría, original e inédito y

no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada de otros documentos está debidamente referenciada.



Fdo.: Lorenzo Serrat Albano

Fecha: 14/06/2021

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

José
Ignacio
Linares

Firmado digitalmente por
José Ignacio Linares
Nombre de reconocimiento
(DN): cn=José Ignacio
Linares, o=ETS de
Ingeniería - ICAI, ou=Dpto.
Ingeniería Mecánica,
email=linares@comillas.ed
u, c=ES
Fecha: 2021.06.08 17:25:29
+02'00'

Fdo.: José Ignacio Linares Hurtado

Fecha: 08/06/2021



Firmado digitalmente
por María del Mar
Cledera Castro
Fecha: 2021.06.08
17:52:18 +02'00'

Fdo.: María del Mar Cledera Castro

Fecha: 08/06/2021



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

RED DE DISTRITO BASADA EN BOMBA DE CALOR GEOTÉRMICA CON MOTOR ALTERNATIVO ALIMENTADO CON BIOMETANO

AUTOR: Lorenzo Serrat Albano

DIRECTOR: José Ignacio Linares Hurtado

CO-DIRECTORA: María del Mar Cledera Castro

Madrid

Junio 2021

Agradecimientos

A mis directores José Ignacio y M^a del Mar por guiarme durante estos meses para hacer posible este proyecto.

A mis padres por apoyar e impulsar mis estudios en esta gran universidad.

A Rodrigo por despertar la faceta trabajadora que ha permitido mi éxito en los estudios.

RED DE DISTRITO BASADA EN BOMBA DE CALOR GEOTÉRMICA CON MOTOR ALTERNATIVO ALIMENTADO CON BIOMETANO

Autor: Serrat Albano, Lorenzo

Directores: Linares Hurtado, José Ignacio
Cledera Castro, M^a del Mar

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

En este trabajo final de grado se ha estudiado el aprovechamiento energético del biometano producidos a partir de los lodos producidos por una Estación Depuradora de Aguas Residuales (EDAR). Se busca abastecer la demanda térmica de la población cuyas aguas residuales trata la EDAR utilizando una red de distrito para la distribución del calor y el frío. Esta red tiene un sistema de producción térmica centralizado formado por un motor de cogeneración alimentado con el biometano de la EDAR y una bomba de calor geotérmica accionada por dicho motor. La energía del biometano es capaz de cubrir entre un 28 y un 51% de la demanda de un distrito de 50.000 habitantes a un coste de entre 38 y 65 €/MWht; para cubrir el 100% de la demanda se puede usar energía eléctrica proveniente de la red o de otras fuentes renovables.

Palabras clave: biometano, EDAR, bomba de calor geotérmica, motor alternativo, cogeneración, demanda térmica.

1. Introducción

Uno de los subproductos resultantes del proceso de funcionamiento de una EDAR es el biogás, que con un tratamiento posterior se transforma en biometano. Este gas se compone principalmente de metano, que a efectos prácticos se comporta como gas natural, pero con origen renovable. Este proyecto parte de la EDAR que trata las aguas residuales de un distrito residencial, y cuya producción de biometano se ha utiliza para satisfacer las necesidades de calefacción y refrigeración del mismo mediante un motor de cogeneración y una bomba de calor geotérmica. La distribución de la energía térmica se hace con una red de distrito la cual se asume de titularidad pública, por lo que no se han incluido sus costes de inversión.

Se ha demostrado que no es posible suplir toda la demanda térmica del distrito con el biometano de una EDAR [1, 2], por lo que se han asumido viviendas de nueva construcción con la mejor eficiencia energética posible para reducir la brecha entre producción y demanda. El objetivo del proyecto es proporcionar una fuente de energía renovable y económica a una parte del distrito la cual se usará en viviendas de protección oficial para aquellas familias que estén en riesgo de pobreza energética.

Una vez estimadas la producción y la demanda térmicas se han analizado las principales características de este sistema según la zona climática (cobertura, coste, emisiones...) así como otros métodos para poder cubrir toda la demanda.

2. Estado de la técnica

El objetivo de una EDAR en una ciudad es eliminar los contaminantes de sus aguas residuales. Durante este proceso, es posible obtener biogás gracias a la eliminación y tratamiento de la materia orgánica utilizando digestión anaerobia, que se hace en unos depósitos herméticos llamados digestores. Los digestores han de asegurar una serie de condiciones de temperatura (35-37°C), pH (6,2-7,4), nutrientes N y P, ácidos volátiles (<250 mg/l) [1, 3, 4, 5]... para que los microorganismos encargados de digerir la materia orgánica maximicen la producción de biogás. La digestión anaerobia transforma la materia orgánica del agua en biogás y digestato, en un proceso exotérmico, aunque dada la gran superficie de pérdida de calor, es necesaria la calefacción de los digestores para mantener las condiciones adecuadas de temperatura. El biogás se compone de un 65% de CH₄ un 30% de CO₂ y un 5% de impurezas como el NH₃ y el H₂S. Para poder ser aprovechado energéticamente, se ha de hacer un proceso de limpieza al biogás (llamado *upgrading*), el cual elimina las impurezas dando como resultado biometano, con un 95% de CH₄, menos de un 2% de CO₂ y trazas de H₂S y siloxanos [6].

El biometano se utiliza en un sistema de cogeneración, que permite obtener simultáneamente energía eléctrica y térmica. Gracias al aprovechamiento de ambas formas de energía, se consigue un rendimiento global alto. La distribución de la energía térmica por el distrito se hace con una red de calor y frío, la cual es viable instalar en una localidad de nueva construcción y permite alta eficiencia en el reparto de la energía. Estas redes son compatibles con sistemas de generación centralizados como el planteado en este proyecto y dan cabida al aprovechamiento de calores residuales procedentes de otros usuarios.

3. Metodología

Se ha estimado la producción de biometano según los habitantes equivalentes usando los datos de diferentes EDAR [4, 7-10], llegando a la *Ecuación (1)*, que para 50.000 habitantes se generan 10.750 kWh-PCI/día netos de biometano.

$$E_{CH_4} \left[kWh - PCI / día \right] = 1 \cdot 10^{-8} \cdot N^2 + 0,0297 \cdot N + 9.243 \quad (1)$$

El aprovechamiento de esta energía se hace mediante un motor de cogeneración, cuya potencia eléctrica alimenta a una bomba de calor geotérmica encargada de producir el agua caliente o fría para la climatización del distrito, y la potencia térmica se destina a los digestores de la EDAR para mantener su óptima temperatura de operación. El dimensionado del motor se ha hecho mediante una estimación con algunos modelos disponibles [11, 12] Se ha asumido que un 40% de la producción neta de biometano se usa para la calefacción de los digestores [7], y dado que el calor se recupera del motor, es posible consumir la producción bruta, resultando así un motor de 235 kWe. Además, el motor recupera 299 kWt, de los cuales 235 se usan para la calefacción de los digestores y 64 para el distrito en invierno. La bomba de calor geotérmica usa propano (R290) como fluido de trabajo y consigue un COP de 4,5 y un EER de 9,0, siendo así capaz de dar 1.151 kWt de calefacción en invierno y 898 kWt de refrigeración en verano.

La estimación de la demanda térmica se ha hecho según el Código Técnico de la Edificación (CTE) [13]. Para ello se ha calculado la demanda específica de referencia con una regresión

lineal a partir del índice de severidad climática, el cual se ha determinado a partir de los ficheros de datos MET disponibles en la página web del CTE [14]. Para pasar de la demanda específica a la demanda final, se han hecho ciertas correcciones y se ha multiplicado por el área climatizada, la cual depende directamente de la población del distrito y se ha obtenido con los datos del INE [15] relativos a la población por metro cuadrado de vivienda en España.

Se ha calculado el coste normalizado de la energía térmica considerando que el biometano se compra a la EDAR por un precio de 35 €/MWh-PCI [1] a lo que se añade un coste del *upgrading* de 49,93 €/MWh-PCI [1]. A este coste se ha incluido la inversión en el motor alternativo y la bomba de calor, el mantenimiento de ambos y el bombeo de agua caliente y fría por la red de distrito. Además, en aquellos casos donde se ha analizado el uso de energía eléctrica para cubrir la demanda, se ha considerado el coste de la electricidad según la tarifa 6.1 [16, 17]. Se ha asumido una vida útil del proyecto de 15 años, una tasa nominal de actualización de un 2,5% y de descuento de un 7,5%.

Se ha comparado la huella de carbono del sistema en comparación con el método convencional de climatización (caldera de COP 0,9 y enfriadora de EER 3,5) y con la emisión del biogás a la atmósfera. Asimismo, se ha comprobado que no se superen los límites de consumo de energía primaria total y no renovable impuestos por el CTE [18].

4. Resultados

Se han analizado los resultados para tres casos distintos, todos ellos para un distrito de 50.000 habitantes, según la fuente de energía utilizada para cubrir la demanda térmica: solo uso de biometano, solo uso de energía eléctrica de la red, uso de biometano y electricidad (híbrido). En el primer caso se han analizado los resultados para todas las capitales de provincia de España, mientras que para el resto se han estudiado en cinco zonas climáticas características representadas por las siguientes ciudades: Madrid, Córdoba, Valencia, Barcelona y Cádiz.

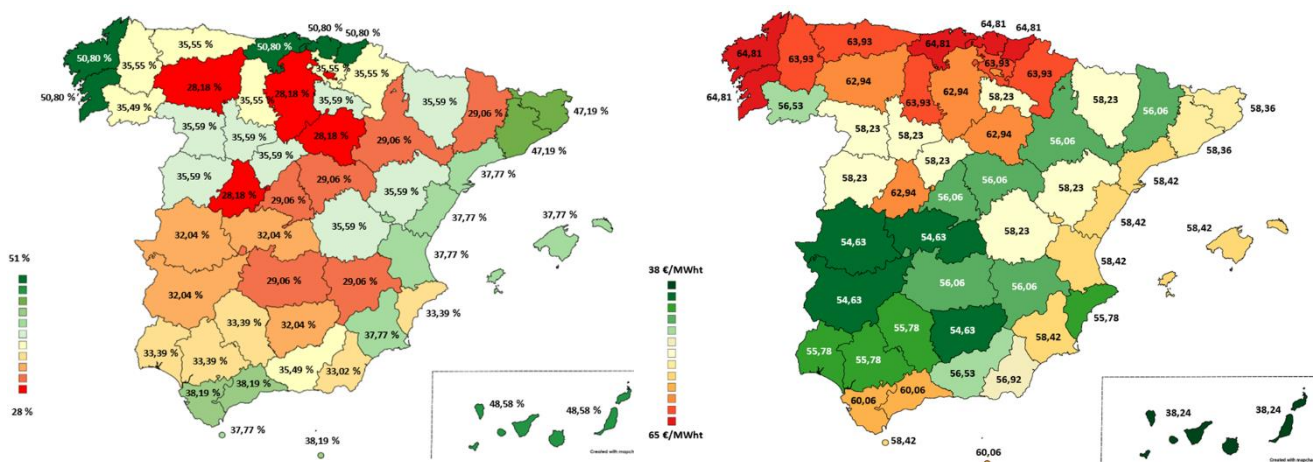


Figura 1 – Distribución del porcentaje de cobertura (izquierda) y del coste de la energía (derecha) del sistema de biometano para un distrito de 50.000 habitantes en las capitales de provincia españolas.

En el primer caso, la cobertura del sistema varía entre el 28 y el 51%, siendo mayor allí donde la severidad climática es menor. El coste de la energía térmica varía entre los 38 y 65 €/MWh, y se agrupa en tres bloques. Por un lado está Canarias, que su clima subtropical hace que haya poca demanda y tenga un precio muy bajo. Por otro lado está un grupo de

zonas climáticas con demanda media (generalmente costeras), que tienen un coste medio-alto. Y, por último, está el grupo de zonas con mayor severidad climática, las cuales tienen un coste medio-bajo. Cuanto mayor es la demanda de una zona, mayor es la reducción de la huella de carbono, variando entre los 5 y los 22 kg CO₂/m². Todas las ciudades cumplen con holgura los límites de consumo de energía primaria impuestos por el CTE.

En el caso de suplir toda la demanda térmica con energía eléctrica de la red, los costes son menores en comparación con el sistema de biometano en todos los casos, variando entre los 39 y 51 €/MWh para las cinco ciudades mencionadas. La reducción de emisiones es mucho menor en este caso, y en todas las ciudades se cumplen los límites de consumo de energía primaria impuestos por el CTE.

En el caso de cubrir toda la demanda con el biometano y la electricidad de la red, los costes varían entre los 46 y 61 €/MWh, habiendo algunas zonas como Madrid o Córdoba donde sí sale rentable, mientras que otras como Cádiz resulta un coste más caro. La reducción de emisiones toma un valor intermedio entre la del sistema de biometano y la del sistema eléctrico para todos los casos. Además, todas las ciudades analizadas cumplen los límites de consumo de energía primaria impuestos por el CTE.

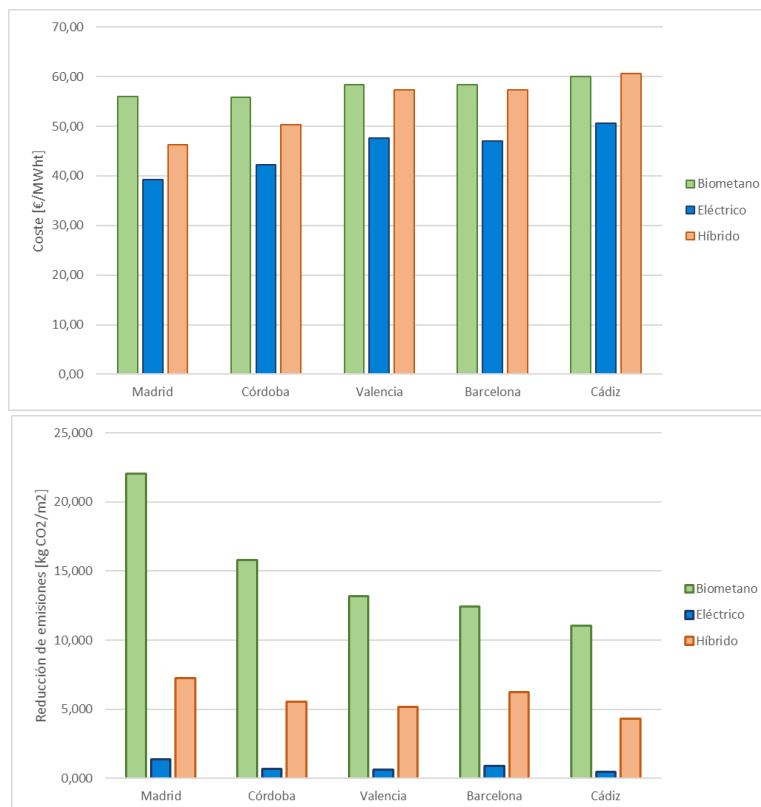


Figura 2 – Comparación de resultados de coste de la energía y reducción de emisiones entre los tres sistemas para las ciudades analizadas.

5. Conclusiones

Se ha analizado el uso de biometano procedente de la digestión de los fangos de una EDAR para cubrir la demanda térmica de un distrito residencial, para lo que se ha utilizado un motor alternativo de cogeneración, cuya potencia eléctrica se ha utilizado para alimentar

una bomba de calor geotérmica. La distribución de calor y frío se ha hecho con una red de distrito considerada de titularidad pública. Aun asumiendo la mejor eficiencia energética de los edificios, no ha sido posible cubrir toda la demanda con biometano, variando la cobertura entre un 28 y un 51% según la zona climática. El coste de la energía térmica varía entre los 38 y 65 €/MWh, precio más económico que los 70 €/MWh del sistema convencional [19], por lo que en todos los casos este sistema cumpliría el objetivo de lucha contra la pobreza energética. En el caso de querer cubrir toda la demanda se puede recurrir a alimentar la bomba exclusivamente con la red eléctrica, que produce unos costes menores pero la reducción de las emisiones no es tan alta. En este caso debería recurrirse a fotovoltaica o al empleo de certificados con garantía de origen.

6. Referencias

- [1] A. Feliu, X. Flotats, *Los gases renovables. Un vector energético emergente*, Fundación Naturgy, 2019. Available online: <https://www.fundacionnaturgy.org/publicacion/los-gases-renovables-unvector-energetico-emergente/> (Accesed on 6 Mayo 2021).
- [2] A. Picardo, V.M. Soltero, M.E. Peralta, and R. Chacartegui, District heating based on biogas from wastewater treatment plant, *Energy* 180 (2019) 649-664.
- [3] W. Wagner, Reactores anaerobios para el tratamiento de aguas residuales urbanas, XXXIV Curso sobre tratamiento de aguas residuales y explotación de estaciones depuradoras. Tomo II., 2016.
- [4] J. F. García Márquez, Potencial de producción de biometano de la Comunidad de Madrid asociado al ciclo integral del agua, *Fenercom*, 2018.
- [5] M. T. Varnero, Manual de biogás, *J. Chem. Inf. Model.*, p. 120, 2011.
- [6] Gas Natural Fenosa, El biogás y su inyección a la red. Retos y oportunidades del Biometano, pp. 1–24, 2017.
- [7] J. G. Cascallana, Evaluación energética de la cogeneración mediante biogás procedente de la digestión anaerobia de fangos en una estación depuradora de aguas residuales, 2015.
- [8] Instituto Tecnológico de Canarias, Análisis de casos de éxito a nivel nacional de la valorización de lodos de depuración por digestión anaerobia y aprovechamiento de biogás. Recomendaciones en la gestión y valorización de lodos de depuradora para Canarias y Cabo Verde, pp. 1–52, 2015.
- [9] F. J. Navarro, M. Castro, and T. R. Serna, Iniciativas para el aprovechamiento energético del biogás generado en EDAR, en *Conama 2014*, pp. 1–12, 2014, [Online]. Available: <http://www.conama2014.conama.org/conama2014/download/files/conama2014/CT2014/1896711838.pdf>
- [10] M. Leiva Pleguezuelos, *Digestión anaerobia y aprovechamiento energético E.D.A.R. La Golondrina (Córdoba)*, 2016.
- [11] L. Goldstein et al., Gas-Fired Distributed Energy Resource Technology Characterizations, NREL/TP-620-34783, 2003. Available online: <https://www.nrel.gov/docs/fy04osti/34783.pdf> (Accessed on 6 May 2021).
- [12] 2G Combined Heat and Power, “2G. Product portfolio,,” 2015.
- [13] Ministerio de Desarrollo, Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (IDAE, Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía). Escala de calificación energética. Edificios existentes. 2011. https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_11261_EscalaCalifEnerg_EdifExistentes_2011_accesible_c762988d.pdf

- [14] DB-HE (archivos MET).
https://www.codigotecnico.org/images/stories/pdf/ahorroEnergia/CTEdatosMET_20140418.zip
- [15] INE, "Número de hogares según tamaño de hogar y superficie útil de la vivienda," 2019.
<https://www.ine.es/jaxi/Datos.htm?path=/t20/p274/serie/prov/p01/I0/&file=01006.px#!tabs-tabla> (accessed May 03, 2021).
- [16] AURA ENERGÍA, "Tarifas Luz Industria: Península," 2021. <https://www.aura-energia.com/tarifas-luz-industria-peninsula/> (accessed May 11, 2021).
- [17] Selectra, "Tarifas de 6 periodos para Empresas: Precios y Tramos horarios," 2020.
<https://comparadorluz.com/pymes/tarifas/6-periodos> (accessed May 11, 2021).
- [18] Ministerio de Fomento (España), "Documento Básico HE Ahorro de Energía 2019," 2019. [Online]. Available: <http://www.arquitectura-tecnica.com/hit/Hit2016-2/DBHE.pdf>.
- [19] R. Barrella, I. Priego, J.I. Linares, E. Arenas, J.C. Romero and E. Centeno, Feasibility study of a centralised air source heat pump water heater to face energy poverty in block dwellings in Madrid (Spain), *Energies* 13, 2723, 2020.

DISTRICT HEATING AND COOLING NETWORK BASED ON GEOTHERMAL HEAT PUMP WITH RECIPROCATING ENGINE FUELLED BY BIOMETHANE

Author: Serrat Albano, Lorenzo

Supervisors: Linares Hurtado, José Ignacio
Cledera Castro, M^a del Mar.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

In this final degree project, the energy use of the biomethane generated from the sludge produced by a Wastewater Treatment Plant (WWTP) has been studied. The aim of the project is to supply the thermal demand of a residential district whose sewage is treated by a WWTP using a district network for the distribution of heat and cold. This network has a centralized thermal production system consisting of a cogeneration reciprocating engine supplied with biomethane from the WWTP and a geothermal heat pump powered by that engine. The use of biomethane as a primary energy source enables a coverage between 28 and 51% of the demand of a 50,000-inhabitant district at a cost of between 38 and 65 €/MWhth; and to cover 100% of the demand, electrical energy can be used from the grid or from other renewable sources.

Keywords: biomethane, WWTP, geothermal heat pump, reciprocating engine, cogeneration, thermal demand.

1. Introduction

Biogas is one of the by-products resulting from the operation process of a WWTP, which with a later treatment is transformed into biomethane. This gas is composed mainly of methane, which behaves like natural gas, but with a renewable origin. This project begins with the WWTP that treats the sewage of a residential district, and whose biomethane production is used to satisfy their heating and cooling demand by means of a cogeneration reciprocating engine and a geothermal heat pump. The distribution of thermal energy is done with a district heating and cooling network which is assumed to be a public property, so its investment cost will not be included.

It has been shown that it is not possible to supply the entire district's thermal demand with biomethane from a WWTP [1, 2], so new-build dwellings with the best possible energy efficiency have been assumed to reduce the gap between production and demand. The objective of the project is to provide a renewable and affordable energy source to a part of the district which is used in officially protected housing for those families that are at risk of energy poverty.

Once the thermal production and demand have been determined, the main characteristics of this system have been analysed according to the climatic zone (coverage, cost, emissions...) as well as other methods to cover the entire demand.

2. State of art

The main objective of a WWTP in a municipality is to eliminate pollutants from its sewage. During this process, it is possible to obtain biogas thanks to the elimination and treatment of organic matter using anaerobic digestion, which is carried out in hermetic tanks called digesters. The digesters must ensure a series of conditions of temperature (35-37°C), pH (6.2-7.4), nutrients N and P, volatile acids (<250 mg/l) [1, 3, 4, 5]... so that the microorganisms in charge of digesting organic matter maximize biogas production. Anaerobic digestion transforms the organic matter of the water into biogas and digestate in an exothermic process, although given the large boundary area of the digester, it is necessary to heat the digesters to maintain the appropriate temperature conditions. Biogas is made up of 65% CH₄, 30% CO₂ and 5% impurities such as NH₃ and H₂S. To make it useful for energetic purposes, a cleaning process, called upgrading, is needed. Impurities are eliminated from biogas transforming it into biomethane, with 95% CH₄, less than 2% CO₂ and traces of H₂S and siloxanes [6].

The biomethane produced is used in a cogeneration system, which makes it possible to simultaneously generate electrical and thermal energy. Thanks to the use of both energy forms, cogeneration systems can achieve a high global efficiency. The distribution of thermal energy throughout the district is done with a heating and cooling network, which is feasible to install in a newly built location and allows high efficiency in the distribution of energy. These networks are compatible with centralised generation systems as the one selected for this project and allow the use of residual heat from other users.

3. Methodology

Biomethane production has been estimated as a function of the equivalent inhabitants from the data of different WWTP [4, 7-10], obtaining *Equation (1)*. For a 50,000-inhabitant municipality, 10,750 kWh-LHV/day of biomethane are generated.

$$E_{CH_4} [kWh - LHV / day] = 1 \cdot 10^{-8} \cdot N^2 + 0.0297 \cdot N + 9,243 \quad (1)$$

The use of this energy is done by means of a cogeneration reciprocating engine, whose electrical power drives a geothermal heat pump responsible for producing hot or cold water to meet the thermal demand, and the thermal power is destined to the digesters of the WWTP to maintain their optimal operating temperature. The size of the engine has been estimated from some available models [11, 12]. It is assumed that 40% of the net biomethane production is used for heating the digesters [7], and given that the heat is recovered from the motor, it is possible to consume the gross output, thus resulting in a 235 kWe motor. In addition, the engine recovers 299 kWth, of which 235 are used for heating the digesters and 64 for the district in winter. The geothermal heat pump uses propane (R290) as the working fluid and achieves a COP of 4.5 and an EER of 9.0, thus being capable of giving 1,151 kWth of heating in winter and 898 kWth of cooling in summer.

The estimation of the thermal demand is made according to the Building Technical Code (BTC) [13]. First, the specific reference demand is calculated with a linear regression from the climatic severity index, which is determined from the MET data files available on the BTC website [14]. To calculate the final demand from the specific demand, certain corrections are made, and the supplied area is taken into account, which depends directly on the

population of the district and is obtained with data from the INE [15] relative to the population per square meter in Spain dwellings.

The levelized cost of heating and cooling energy (LCOHC) is calculated considering that biogas is purchased from the WWTP for a price of 35 €/MWh-LHV [1] and the upgrading costs are 49.93 €/MWh-LHV [1]. The LCOHC includes the investment cost in the reciprocating engine and the heat pump, the maintenance cost of both, and the costs associated to pumping hot and cold water through the district heating and cooling network. Furthermore, in those cases where the use of electrical energy is considered for demand coverage, the cost of electricity is included according to tariff 6.1 [16, 17]. The life span of the project is assumed 15 years, and a nominal discount rate of 2.5% and a discount of 7.5% is assumed.

The carbon footprint of the system has been compared with the conventional technologies of heating and cooling (boiler of COP 0.9 and chiller of EER 3.5) and with the emission of biogas into the atmosphere. Likewise, it has been verified that the limits of total and non-renewable primary energy consumption imposed by the CTE [18] are not exceeded.

4. Results

The results have been analysed in three different case studies, all of them for a 50,000-inhabitant district, according to the source of energy used to cover the thermal demand: only use of biomethane, only use of electrical energy from the grid, use of biomethane and electricity (hybrid). In the first case, the results have been analysed for all the province capital cities of Spain, while for the two remaining case studies, they have been analysed in five characteristic climatic zones represented by the following cities: Madrid, Córdoba, Valencia, Barcelona and Cádiz.

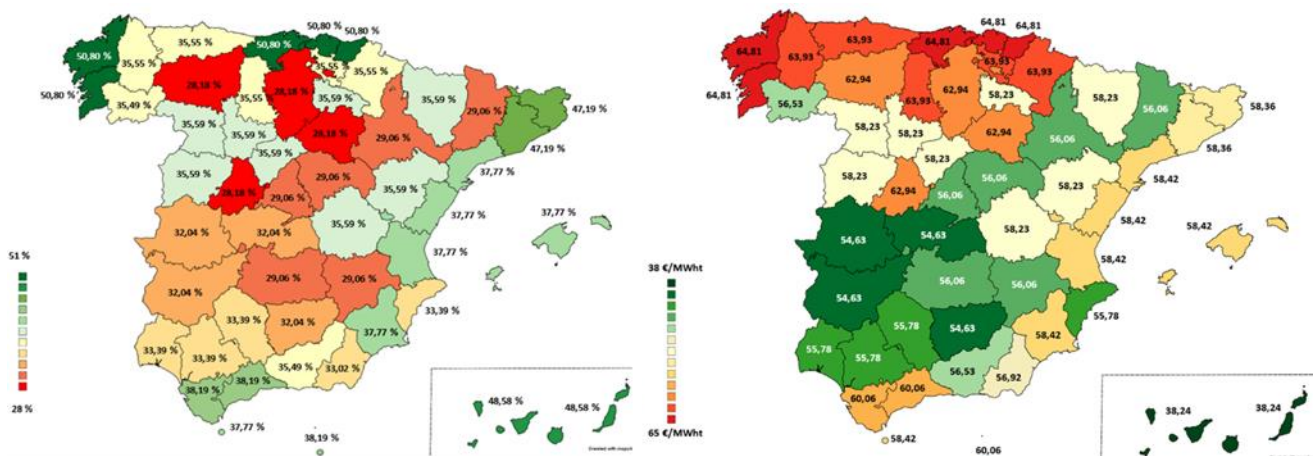


Figure 1 – Distribution of the biomethane system’s coverage (left) and LCOHC (right) for a 50,000-inhabitant district in every Spanish province capital city.

In the first case study, the coverage of the system varies between 28 and 51%, being greater where the climatic severity is lower. The levelized cost of thermal energy varies between 38 and 65 €/MWh and is clustered into three groups. The first cluster includes the Canary Islands, whose subtropical climate leads to low demand at a very low price. The second cluster includes a group of climatic zones with medium demand (generally coastal climates),

which have a medium-high cost. And finally, the third cluster includes those areas with the greatest climatic severity which have a medium-low cost. The greater the total demand in an area, the greater the reduction of the carbon footprint is, varying between 5 and 22 kg CO₂/m². All the cities fully accomplish the limits for primary energy consumption imposed by the BTC.

In the case of supplying the entire demand with electrical energy from the grid, the costs are lower in every case compared to the biomethane system, varying between 39 and 51 €/MWhth in the five cities mentioned. The reduction of CO₂ emissions is much lower in this case, and in all cities the limits of primary energy consumption imposed by the BTC are met.

In the case of covering all the demand with biomethane and electricity from the grid, the costs vary between 46 and 61 €/MWhth, with some areas such as Madrid or Córdoba where the LCOHC is cheaper than the biomethane system, while others such as Cádiz result in a more expensive LCOHC. The reduction of emissions takes an intermediate value between that of the biomethane system and that of the electrical system for every city. In addition to that, all the cities analysed meet the limits for primary energy consumption imposed by the BTC.

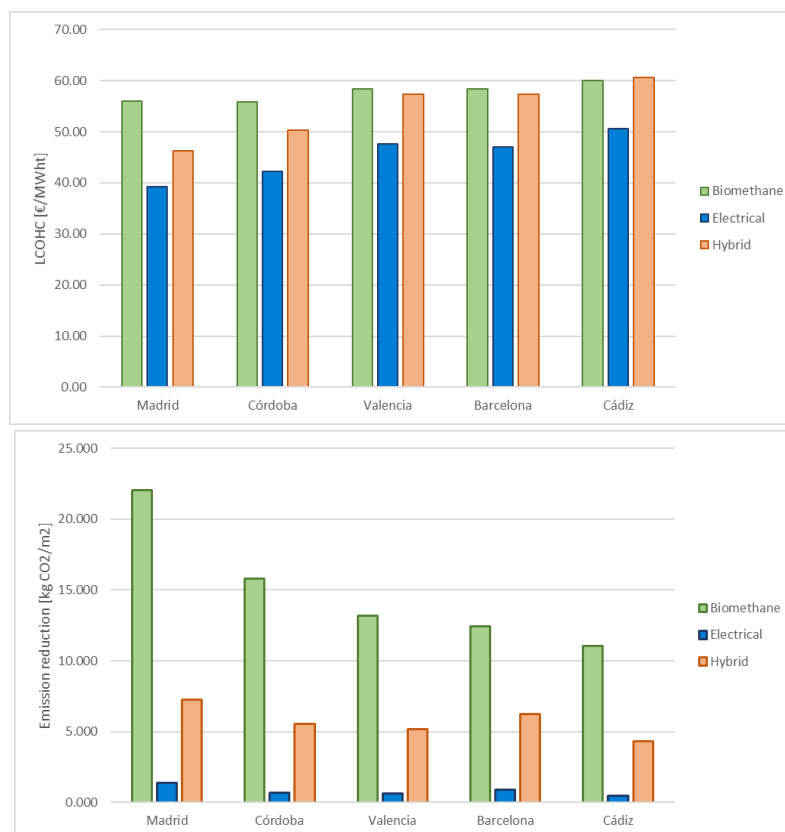


Figure 2 – Comparison of cost and emission reduction results among the three systems for the cities studied.

5. Conclusions

The use of biomethane from the sludge of a WWTP has been analysed to cover the heating and cooling demand of a residential area, for which a cogeneration reciprocating engine has been used, whose electrical power drives a geothermal heat pump. The distribution of heating and cooling energy is done with a district heating and cooling network considered to be a public property. Even assuming the best energy standards of the buildings, it has not been possible to cover all the demand using only biomethane as primary energy source, varying the coverage between 28 and 51% depending on the climatic zone. The levelized cost of thermal energy varies between 38 and 65 €/MWhth, cheaper than the 70 €/MWhth achieved with conventional technologies [19], which means that in all cases this system would meet the energy poverty fight objective. In the case of wanting to cover the entire demand, it is possible to drive the heat pump exclusively with the electrical network, which produces lower costs but the reduction in emissions is not so high. In this case, photovoltaics or the use of certificates with an origin guarantee should be used.

6. References

- [1] Feliu, X. Flotats, *Los gases renovables. Un vector energético emergente*, Fundación Naturgy, 2019. Available online: <https://www.fundacionnaturgy.org/publicacion/los-gases-renovables-unvector-energetico-emergente/> (Accessed on 6 Mayo 2021).
- [2] Picardo, V.M. Soltero, M.E. Peralta, and R. Chacartegui, District heating based on biogas from wastewater treatment plant, *Energy* 180 (2019) 649-664.
- [3] W. Wagner, Reactores anaerobios para el tratamiento de aguas residuales urbanas, XXXIV Curso sobre tratamiento de aguas residuales y explotación de estaciones depuradoras. Tomo II., 2016.
- [4] J. F. García Márquez, Potencial de producción de biometano de la Comunidad de Madrid asociado al ciclo integral del agua, Fenercom, 2018.
- [5] M. T. Varnero, Manual de biogás, *J. Chem. Inf. Model.*, p. 120, 2011.
- [6] Gas Natural Fenosa, El biogás y su inyección a la red. Retos y oportunidades del Biometano, pp. 1–24, 2017.
- [7] J. G. Cascallana, Evaluación energética de la cogeneración mediante biogás procedente de la digestión anaerobia de fangos en una estación depuradora de aguas residuales, 2015.
- [8] Instituto Tecnológico de Canarias, Análisis de casos de éxito a nivel nacional de la valorización de lodos de depuración por digestión anaerobia y aprovechamiento de biogás. Recomendaciones en la gestión y valorización de lodos de depuradora para Canarias y Cabo Verde, pp. 1–52, 2015.
- [9] F. J. Navarro, M. Castro, and T. R. Serna, Iniciativas para el aprovechamiento energético del biogás generado en EDAR, en Conama 2014, pp. 1–12, 2014, [Online]. Available: <http://www.conama2014.conama.org/conama2014/download/files/conama2014/CT2014/1896711838.pdf>
- [10] M. Leiva Pleguezuelos, Digestión anaerobia y aprovechamiento energético E.D.A.R. La Golondrina (Córdoba), 2016.
- [11] L. Goldstein et al., Gas-Fired Distributed Energy Resource Technology Characterizations, NREL/TP-620-34783, 2003. Available online: <https://www.nrel.gov/docs/fy04osti/34783.pdf> (Accessed on 6 May 2021).
- [12] 2G Combined Heat and Power, “2G. Product portfolio,” 2015.

- [13] Ministerio de Desarrollo, Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (IDAE, Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía). Escala de calificación energética. Edificios existentes. 2011.
https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_11261_EscalaCalifEnerg_Edif_Existentes_2011_accesible_c762988d.pdf
- [14] DB-HE (archivos MET).
https://www.codigotecnico.org/images/stories/pdf/ahorroEnergia/CTEdatosMET_20140418.zip
- [15] INE, “Número de hogares según tamaño de hogar y superficie útil de la vivienda,” 2019.
<https://www.ine.es/jaxi/Datos.htm?path=/t20/p274/serie/prov/p01/I0/&file=01006.px#!tabs-tabla> (accessed May 03, 2021).
- [16] AURA ENERGÍA, “Tarifas Luz Industria: Península,” 2021. <https://www.aura-energia.com/tarifas-luz-industria-peninsula/> (accessed May 11, 2021).
- [17] Selectra, “Tarifas de 6 periodos para Empresas: Precios y Tramos horarios,” 2020. <https://comparadorluz.com/pymes/tarifas/6-periodos> (accessed May 11, 2021).
- [18] Ministerio de Fomento (España), “Documento Básico HE Ahorro de Energía 2019,” 2019. [Online]. Available: <http://www.arquitectura-tecnica.com/hit/Hit2016-2/DBHE.pdf>.
- [19] R. Barrella, I. Priego, J.I. Linares, E. Arenas, J.C. Romero and E. Centeno, Feasibility study of a centralised air source heat pump water heater to face energy poverty in block dwellings in Madrid (Spain), *Energies* 13, 2723, 2020.

Índice de la memoria

1.	INTRODUCCIÓN.....	1
1.1	MOTIVACIÓN DEL PROYECTO	2
1.2	OBJETIVOS.....	4
2.	ESTADO DE LA TÉCNICA.....	5
2.1	PRODUCCIÓN DE BIOGÁS EN UNA EDAR	6
2.1.1	Desarrollo y situación actual de la producción de biogás en Europa-España	6
2.1.2	Obtención de biogás en una EDAR	13
2.1.3	Proceso de digestión anaerobia	15
2.1.4	Biogás y biometano: upgrading	18
2.2	MOTORES DE GAS NATURAL PARA COGENERACIÓN.....	20
2.2.1	Motor alternativo de gas	20
2.2.2	Tecnología de cogeneración	22
2.3	BOMBAS DE CALOR GEOTÉRMICAS.....	25
2.3.1	Ciclo de Rankine inverso.....	25
2.3.2	Refrigerantes	27
2.3.3	Geotermia.....	28
2.4	REDES DE CALOR Y FRÍO	31
3.	METODOLOGÍA	35
3.1	MODELO DE PRODUCCIÓN DE BIOMETANO	36
3.2	MODELO DEL MOTOR DE GAS	41
3.2.1	Dimensionado del motor.....	41
3.2.2	Consumo de la producción bruta	46
3.3	MODELO DE LA BOMBA DE CALOR	48
3.4	MODELO DE LA DEMANDA TÉRMICA	56
3.4.1	Zonas climáticas de España	56
3.4.2	Estimación de la demanda.....	59
3.4.3	Consumo de energía para el bombeo	63
3.4.4	Horas equivalentes de funcionamiento.....	63
3.4.5	Demanda y producción.....	64
3.5	VIABILIDAD ECONÓMICA.....	66
3.6	ANÁLISIS DE LA HUELLA DE CARBONO	72
3.7	CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA	74
4.	RESULTADOS	77
4.1	SISTEMA BASADO EN BIOMETANO	78
4.1.1	Resultados en Madrid (Zona D3)	79
4.1.2	Resultados en Córdoba (Zona B4)	82
4.1.3	Resultados en Valencia (Zona B3).....	85
4.1.4	Resultados en Barcelona (Zona C2)	88

4.1.5	Resultados para Cádiz (Zona A3)	91
4.1.6	Comparación de resultados entre las cinco ciudades	94
4.1.7	Comparación de resultados en toda España	97
4.2	SISTEMA BASADO EN ELECTRICIDAD.....	105
4.2.1	Resultados para Madrid (Zona D3)	106
4.2.2	Resultados para Córdoba (Zona B4)	107
4.2.3	Resultados para Valencia (Zona B3)	109
4.2.4	Resultados para Barcelona (Zona C2)	110
4.2.5	Resultados para Cádiz (Zona A3)	112
4.2.6	Comparación de resultados entre las cinco ciudades	113
4.3	SISTEMA HÍBRIDO	116
4.3.1	Resultados para Madrid (Zona D3)	117
4.3.2	Resultados para Córdoba (Zona B4)	118
4.3.3	Resultados para Valencia (Zona B3)	119
4.3.4	Resultados para Barcelona (Zona C2)	121
4.3.5	Resultados para Cádiz (Zona A3)	122
4.3.6	Comparación de resultados entre las cinco ciudades	123
5.	CONCLUSIONES	127
6.	BIBLIOGRAFÍA.....	129
7.	ANEXOS.....	134
7.1	ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE.....	135

Índice de figuras

Figura 2.1 – Evolución de la producción de energía primaria a partir de biogás en UE28 y UE27 desde el 2000 (en ktep). FUENTE: EurObserv'ER, 2020.	6
Figura 2.2 – Producción de energía primaria a partir de biogás en los países de la UE a final de 2019 (en ktep) con sus respectivas distribuciones en cada subsector. FUENTE: EurObserv'ER, 2020.....	7
Figura 2.3 – Esquema de procesos de una EDAR. FUENTE: María del Mar Cledera et al., 2018.	13
Figura 2.4 – Esquema de un decantador. Adaptado de María del Mar Cledera et al., 2018.....	14
Figura 2.5 – Esquema de la digestión aerobia (izquierda) y anaerobia (derecha). Adaptado de Wolfgang Wagner, 2016.	15
Figura 2.6 – Esquema de etapas en la digestión anaerobia. FUENTE: Wolfgang Wagner, 2016.	16
Figura 2.7 – Producción de biogás en función de la temperatura. FUENTE: María Teresa Varnero, 2011.....	17
Figura 2.8 – Composición del biogás en función del pH. FUENTE: María Teresa Varnero, 2011.	18
Figura 2.9 – Esquema de la limpieza del biogás. FUENTE: Gas Natural Fenosa, 2017.....	19
Figura 2.10 – Estimación del coste del upgrading según la producción bruta de biogás. FUENTE: Álvaro Feliu et al., 2019.....	19
Figura 2.11 – Tiempos de un motor alternativo de cuatro tiempos. FUENTE: Diego Fraile, 2008.	20
Figura 2.12 – Diagrama P-V teórico (izquierda) y real (derecha) del ciclo Otto. FUENTE: Universidad de Sevilla, 2015.	21
Figura 2.13 – Esquema de un motor con cogeneración. FUENTE: Diego Fraile, 2008.....	22
Figura 2.14 – Esquema de un motor con cogeneración. Adaptado de Cogenera México y Diego Fraile, 2008.....	23
Figura 2.15 – Esquema de flujos de calor y trabajo en un ciclo de potencia y en un ciclo inverso. FUENTE: elaboración propia.	25
Figura 2.16 – Esquema de un ciclo de Rankine inverso básico. FUENTE: José Ignacio Linares, 2019.....	26
Figura 2.17 – Variación de la temperatura de la Tierra en función de la profundidad a lo largo de un año. FUENTE: ATECYR, 2012.	28
Figura 2.18 – Esquema de funcionamiento de una bomba de calor geotérmica. FUENTE: ATECYR, 2012.	29
Figura 2.19 – Esquema de una red de calor y frío. FUENTE: AIGUASOL, 2011.	31
Figura 2.20 – Clasificación y características de las redes de distrito desde su inicio en 1880. FUENTE: ICAX, 2017.	33
Figura 3.1 – Volumen de biometano neto producido. FUENTE: Elaboración propia.....	37
Figura 3.2 – Volumen de biometano neto producido en EDAR menores de 500.000 hab. eq. FUENTE: Elaboración propia.	38
Figura 3.3 – Energía respecto del PCI del biometano neto producido. FUENTE: Elaboración propia.	38
Figura 3.4 – Relación potencia nominal frente a consumo de biometano de los motores analizados. FUENTE: elaboración propia.....	43
Figura 3.5 – Relación potencia nominal frente a calor total recuperado de los motores analizados. FUENTE: elaboración propia.....	44

Figura 3.6 – Relación potencia nominal frente al coste de inversión de los motores analizados. FUENTE: elaboración propia.	44
Figura 3.7 – Relación potencia nominal frente al coste de mantenimiento de los motores analizados. FUENTE: elaboración propia.....	45
Figura 3.8 – Esquema de rendimientos del motor. FUENTE: elaboración propia.....	45
Figura 3.9 – Diagrama de Sankey del conjunto EDAR-motor consumiendo la producción neta y tomando parte del biogás bruto para la calefacción de los digestores. FUENTE: elaboración propia.	46
Figura 3.10 – Diagrama de Sankey del conjunto EDAR-motor consumiendo la producción bruta y recuperando el calor necesario para los digestores anaerobios. FUENTE: elaboración propia.	46
Figura 3.11 – Esquema del ciclo de la bomba de calor en invierno y en verano. FUENTE: elaboración propia.	48
Figura 3.12 – Esquema de la bomba de calor. FUENTE: elaboración propia.	49
Figura 3.13 – Diagrama P-h de la bomba de calor en modo calefacción. FUENTE: elaboración propia.	52
Figura 3.14 – Diagrama T-Q del condensador en modo calefacción. FUENTE: elaboración propia.	53
Figura 3.15 - Diagrama T-Q del evaporador en modo calefacción. FUENTE: elaboración propia.	53
Figura 3.16 – Diagrama P-h de la bomba de calor en modo refrigeración. FUENTE: elaboración propia.	53
Figura 3.17 – Diagrama T-Q del condensador en modo refrigeración. FUENTE: elaboración propia.	54
Figura 3.18 – Diagrama T-Q del evaporador en modo refrigeración. FUENTE: elaboración propia.	54
Figura 3.19 – Zonas climáticas de España. FUENTE: Ministerio de Fomento, 2019.	58
Figura 3.20 – Zonas climáticas de las capitales de provincia españolas. Adaptado del Ministerio de Fomento, 2019.	59
Figura 3.21 – Períodos horarios de la tarifa 6.1. FUENTE: Selectra, 2020.	69
Figura 3.22 – Transformación de la energía primaria en energía útil. FUENTE: Ministerio de Fomento, 2019.	74
Figura 4.1 – Producción y demanda según el número de habitantes en Madrid para el mes de enero. FUENTE: elaboración propia.	80
Figura 4.2 – Fluctuación del porcentaje de demanda cubierta a lo largo del año para un distrito de 50.000 habitantes en Madrid. FUENTE: elaboración propia.....	80
Figura 4.3 – Desglose porcentual de costes del sistema de biometano para un distrito de 50.000 habitantes en Madrid. FUENTE: elaboración propia.....	81
Figura 4.4 – Producción y demanda según el número de habitantes en Córdoba para el mes de julio. FUENTE: elaboración propia.....	83
Figura 4.5 – Fluctuación del porcentaje de demanda cubierta a lo largo del año para un distrito de 50.000 habitantes en Córdoba. FUENTE: elaboración propia.....	83
Figura 4.6 – Desglose porcentual de costes del sistema de biometano para un distrito de 50.000 habitantes en Córdoba. FUENTE: elaboración propia.....	84
Figura 4.7 – Producción y demanda según el número de habitantes en Valencia para el mes de julio. FUENTE: elaboración propia.....	86

Figura 4.8 – Fluctuación del porcentaje de demanda cubierta a lo largo del año para un distrito de 50.000 habitantes en Valencia. FUENTE: elaboración propia.....	86
Figura 4.9 – Desglose porcentual de costes del sistema de biometano para un distrito de 50.000 habitantes en Valencia. FUENTE: elaboración propia.....	87
Figura 4.10 – Producción y demanda según el número de habitantes en Barcelona para el mes de julio. FUENTE: elaboración propia.....	89
Figura 4.11 – Fluctuación del porcentaje de demanda cubierta a lo largo del año para un distrito de 50.000 habitantes en Barcelona. FUENTE: elaboración propia.....	89
Figura 4.12 – Desglose porcentual de costes del sistema de biometano para un distrito de 50.000 habitantes en Barcelona. FUENTE: elaboración propia.	90
Figura 4.13 – Producción y demanda según el número de habitantes en Cádiz para el mes de julio. FUENTE: elaboración propia.....	92
Figura 4.14 – Fluctuación del porcentaje de demanda cubierta a lo largo del año para un distrito de 50.000 habitantes en Barcelona. FUENTE: elaboración propia.....	92
Figura 4.15 – Desglose porcentual de costes del sistema de biometano para un distrito de 50.000 habitantes en Cádiz. FUENTE: elaboración propia.....	93
Figura 4.16 – Comparación de los costes del sistema basado en biometano entre las cinco zonas climáticas para un distrito de 50.000 habitantes. FUENTE: elaboración propia.	95
Figura 4.17 – Fluctuación del porcentaje de demanda cubierta a lo largo del año para un distrito de 50.000 en las cinco ciudades analizadas. FUENTE: elaboración propia.	96
Figura 4.18 – Zonas climáticas ordenadas según el porcentaje de demanda cubierta para un distrito de 50.000 habitantes. FUENTE: elaboración propia.....	99
Figura 4.19 – Porcentaje de demanda abastecida por el sistema de biometano en las capitales de provincia españolas para un distrito de 50.000 habitantes. FUENTE: elaboración propia..	100
Figura 4.20 – Mapa de la cobertura [%] según las demandas de verano e invierno para un distrito de 50.000 habitantes. FUENTE: elaboración propia.....	101
Figura 4.21 – Coste normalizado de la energía térmica [€/MWh-PCI] del sistema de biometano en las capitales de provincia españolas para un distrito de 50.000 habitantes. FUENTE: elaboración propia.	102
Figura 4.22 – Coste de la energía [€/MWh-PCI] frente a la demanda abastecida por el sistema de biometano para un distrito de 50.000 habitantes. FUENTE: elaboración propia.....	103
Figura 4.23 – Mapa del coste de la energía térmica [€/MWh] en función de las demandas de verano e invierno para un distrito de 50.000 habitantes. FUENTE: elaboración propia.	103
Figura 4.24 – Resultados de reducción de emisiones de CO ₂ ordenadas para las distintas zonas climáticas de España para un distrito de 50.000 habitantes. FUENTE: elaboración propia.	104
Figura 4.25 – Reducción de emisiones de CO ₂ frente a la demanda abastecida para un distrito de 50.000 habitantes. FUENTE: elaboración propia.	104
Figura 4.26 – Desglose porcentual de costes del sistema eléctrico para un distrito de 50.000 habitantes en Madrid. FUENTE: elaboración propia.....	107
Figura 4.27 – Desglose porcentual de costes del sistema eléctrico para un distrito de 50.000 habitantes en Córdoba. FUENTE: elaboración propia.....	108
Figura 4.28 – Desglose de costes del sistema eléctrico en forma porcentual para un distrito de 50.000 habitantes en Valencia. FUENTE: elaboración propia.....	110
Figura 4.29 – Desglose de costes del sistema eléctrico en forma porcentual para un distrito de 50.000 habitantes en Barcelona. FUENTE: elaboración propia.	111
Figura 4.30 – Desglose de costes del sistema eléctrico en forma porcentual para un distrito de 50.000 habitantes en Cádiz. FUENTE: elaboración propia.....	113

Figura 4.31 – Comparación de los costes del sistema eléctrico entre las cinco zonas climáticas para un distrito de 50.000 habitantes. FUENTE: elaboración propia.	114
Figura 4.32 – Desglose porcentual de costes del sistema híbrido para un distrito de 50.000 habitantes en Madrid. FUENTE: elaboración propia.....	117
Figura 4.33 – Desglose de costes del sistema híbrido en forma porcentual para un distrito de 50.000 habitantes en Córdoba. FUENTE: elaboración propia.....	119
Figura 4.34 – Desglose de costes del sistema híbrido en forma porcentual para un distrito de 50.000 habitantes en Valencia. FUENTE: elaboración propia.....	120
Figura 4.35 – Desglose de costes del sistema híbrido en forma porcentual para un distrito de 50.000 habitantes en Barcelona. FUENTE: elaboración propia.	121
Figura 4.36 – Desglose de costes del sistema híbrido en forma porcentual para un distrito de 50.000 habitantes en Cádiz. FUENTE: elaboración propia.....	123
Figura 4.37 – Comparación de los costes del sistema híbrido entre las cinco zonas climáticas para un distrito de 50.000 habitantes. FUENTE: elaboración propia.	125
Figura 4.38 – Comparación del coste de la energía térmica en las cinco ciudades para los tres sistemas y con una población de distrito de 50.000 habitantes. FUENTE: elaboración propia.	125
Figura 4.39 – Comparación de la reducción de emisiones en las cinco ciudades para los tres sistemas y con una población de distrito de 50.000 habitantes. FUENTE: elaboración propia.	126

Índice de tablas

Tabla 2.1 – Producción de energía primaria a partir de biogás en la UE en 2008 y 2019 (en ktep). FUENTE: EurObserv'ER, 2020.....	9
Tabla 2.2– Producción bruta de electricidad a partir de biogás en la UE en 2019 (en GWh). FUENTE: EurObserv'ER, 2020.....	10
Tabla 2.3 – Producción bruta de calor a partir de biogás en la UE en 2019 (en ktep). FUENTE: EurObserv'ER, 2020.....	11
Tabla 2.4 – Estimación del potencial total de producción de energía primaria de biogás de lodos de plantas depuradoras de aguas urbanas. FUENTE: IDAE, 2011.....	12
Tabla 3.1 – Datos de producción de biometano diversas EDAR. FUENTE: elaboración propia. .	39
Tabla 3.2 – Estimación de los valores típicos de motores de gas comerciales. FUENTE: Larry Goldstein et. al, 2003	41
Tabla 3.3 – Motores con cogeneración 2G FILIUS. FUENTE: 2G Combined Heat & Power, 2015.....	42
Tabla 3.4 – Motores con cogeneración 2G PATRUUS. FUENTE: 2G Combined Heat & Power, 2015.....	42
Tabla 3.5 – Motores con cogeneración 2G AGENITOR. FUENTE: 2G Combined Heat & Power, 2015.....	42
Tabla 3.6 – Motores con cogeneración 2G AVUS. FUENTE: 2G Combined Heat & Power, 2015.....	42
Tabla 3.7 – Temperaturas del agua en el condensador y evaporador de la bomba de calor. FUENTE: recogido de Carrier y CIAT.....	50
Tabla 3.8 – Tamaños de la bomba de calor según la estación para una población de 50.000 habitantes. FUENTE: elaboración propia.....	55
Tabla 3.9 – Coeficientes para el cálculo de la severidad climática de invierno (SCI). FUENTE: CTE-HE08.....	57
Tabla 3.10 – Intervalos para la zonificación de invierno. FUENTE: Ministerio de Fomento, 2017.....	57
Tabla 3.11 – Coeficientes para el cálculo de la severidad climática de verano (SCV). FUENTE: CTE-HE08.....	57
Tabla 3.12 – Intervalos para la zonificación de verano. FUENTE: Ministerio de Fomento, 2017.....	57
Tabla 3.13 – Coeficientes para el cálculo de la demanda de referencia específica en invierno. FUENTE: IDAE, 2011.....	60
Tabla 3.14 – Valores de referencia para la corrección de la demanda de invierno. FUENTE: Ministerio de Fomento, 2015.....	60
Tabla 3.15 – Demanda de referencia anual en edificios de nueva construcción. FUENTE: IDAE, 2011.....	61
Tabla 3.16 – Coeficientes para el cálculo de la demanda de referencia específica en verano. FUENTE: IDAE, 2011.....	62
Tabla 3.17 – Valores de referencia para la corrección de la demanda de verano. FUENTE: Ministerio de Fomento, 2015.....	62
Tabla 3.18 – Dispersión del indicador de eficiencia energética para demanda de calefacción en localidades peninsulares y extrapeninsulares. FUENTE: IDAE, 2011.....	63

Tabla 3.19 – Dispersión del indicador de eficiencia energética para demanda de calefacción en localidades peninsulares y extrapeninsulares. FUENTE: IDAE, 2011.	63
Tabla 3.20 – Distribución de la población por tamaño de vivienda. FUENTE: INE, 2019.....	65
Tabla 3.21 – Precios de una bomba de calor geotérmica. FUENTE: NOGAWATIO ESE S.L.U, 2017.....	69
Tabla 3.22 – Precios de la tarifa de potencia según el período de la tarifa 6.1. FUENTE: Aura Energía, 2021.....	70
Tabla 3.23 – Precios de la tarifa de energía según el período de la tarifa 6.1. FUENTE: Aura Energía, 2021.....	70
Tabla 3.24 – Valores límites de energía primaria no renovable. FUENTE: Ministerio de Fomento, 2019.....	74
Tabla 3.25 – Valores límite de energía primaria total. FUENTE: Ministerio de Fomento, 2019. 75	
Tabla 3.26 – Factores de conversión de energía final a primaria. FUENTE: Ministerio de Industria, Energía y Turismo, 2016.....	76
Tabla 4.1 – Potencias para el distrito con el sistema basado en biometano. FUENTE: elaboración propia.	79
Tabla 4.2 – Resultados de demandas para un distrito de 50.000 habitantes en Madrid. FUENTE: elaboración propia.	79
Tabla 4.3 – Desglose de costes del sistema de biometano para un distrito de 50.000 habitantes en Madrid. FUENTE: elaboración propia.....	81
Tabla 4.4 – Resultados de demandas para un distrito de 50.000 habitantes en Córdoba. FUENTE: elaboración propia.	82
Tabla 4.5 – Desglose de costes del sistema de biometano para un distrito de 50.000 habitantes en Córdoba. FUENTE: elaboración propia.....	84
Tabla 4.6 – Resultados de demandas para un distrito de 50.000 habitantes en Valencia. FUENTE: elaboración propia.	85
Tabla 4.7 – Desglose de costes del sistema de biometano para un distrito de 50.000 habitantes en Valencia. FUENTE: elaboración propia.....	87
Tabla 4.8 – Resultados de demandas para un distrito de 50.000 habitantes en Barcelona. FUENTE: elaboración propia.	88
Tabla 4.9 – Desglose de costes del sistema de biometano para un distrito de 50.000 habitantes en Barcelona. FUENTE: elaboración propia.	90
Tabla 4.10 – Resultados de demandas para un distrito de 50.000 habitantes en Cádiz. FUENTE: elaboración propia.	91
Tabla 4.11 – Desglose de costes del sistema de biometano para un distrito de 50.000 habitantes en Cádiz. FUENTE: elaboración propia.....	93
Tabla 4.12 – Resultados de interés agrupados de las cinco ciudades analizadas para el sistema basado en biometano. FUENTE: elaboración propia.	94
Tabla 4.13 – Desviación del porcentaje de demanda cubierta con respecto a la media para todas las ciudades analizadas. FUENTE: elaboración propia.	96
Tabla 4.14 – Resultados para todas las zonas climáticas. FUENTE: elaboración propia.....	97
Tabla 4.15 – Resultados del dimensionado de la bomba de calor en Madrid. FUENTE: elaboración propia.	106
Tabla 4.16 – Desglose de costes del sistema eléctrico para un distrito de 50.000 habitantes en Madrid. FUENTE: elaboración propia.....	106
Tabla 4.17 – Resultados del dimensionado de la bomba de calor en Córdoba. FUENTE: elaboración propia.	107

Tabla 4.18 – Desglose de costes del sistema eléctrico para un distrito de 50.000 habitantes en Córbova. FUENTE: elaboración propia.....	108
Tabla 4.19 – Resultados del dimensionado de la bomba de calor en Valencia. FUENTE: elaboración propia.	109
Tabla 4.20 – Desglose de costes del sistema eléctrico para un distrito de 50.000 habitantes en Valencia. FUENTE: elaboración propia.....	109
Tabla 4.21 – Resultados del dimensionado de la bomba de calor en Barcelona. FUENTE: elaboración propia.	110
Tabla 4.22 – Desglose de costes del sistema eléctrico para un distrito de 50.000 habitantes en Barcelona. FUENTE: elaboración propia.	111
Tabla 4.23 – Resultados del dimensionado de la bomba de calor en Cádiz. FUENTE: elaboración propia.	112
Tabla 4.24 – Desglose de costes del sistema eléctrico para un distrito de 50.000 habitantes en Cádiz. FUENTE: elaboración propia.....	112
Tabla 4.25 – Resultados de interés agrupados de las cinco ciudades analizadas para el sistema eléctrico. FUENTE: elaboración propia.....	114
Tabla 4.26 – Desglose de costes del sistema híbrido para un distrito de 50.000 habitantes en Madrid. FUENTE: elaboración propia.....	117
Tabla 4.27 – Desglose de costes del sistema híbrido para un distrito de 50.000 habitantes en Córdoba. FUENTE: elaboración propia.....	118
Tabla 4.28 – Desglose de costes del sistema híbrido para un distrito de 50.000 habitantes en Valencia. FUENTE: elaboración propia.....	120
Tabla 4.29 – Desglose de costes del sistema híbrido para un distrito de 50.000 habitantes en Barcelona. FUENTE: elaboración propia.	121
Tabla 4.30 – Desglose de costes del sistema híbrido para un distrito de 50.000 habitantes en Cádiz. FUENTE: elaboración propia.....	122
Tabla 4.31 – Resultados de interés agrupados de las cinco ciudades analizadas para el sistema híbrido. FUENTE: elaboración propia.....	124

1. INTRODUCCIÓN

1.1 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

En los tiempos que corren, es cada vez más importante encontrar fuentes de energía limpias para poder satisfacer las crecientes necesidades de una sociedad en continuo desarrollo, y a la vez cuidar el planeta para que no se comprometa a las generaciones futuras. Son ya conocidas e incluso ya forman parte de nuestro día a día fuentes renovables como la solar, la eólica o la hidráulica. Sin embargo, existen otros métodos de producción energética que, lejos de igualar las grandes potencias que suministran las fuentes antes mencionadas, sí son un importante eslabón dentro del sistema circular que llevará a la sociedad hacia un futuro sostenible. Y es que el elemento clave para transformar una economía lineal (producir – usar – tirar) a una circular (producir – usar – tirar – reaprovechar) es el paso de revalorizar los subproductos o residuos resultantes de una actividad, pasando estos a ser la materia prima de la siguiente.

En este proyecto, se estudiará la capacidad de satisfacer el consumo en climatización de un distrito residencial a partir del biometano producido en su estación depuradora de aguas residuales (EDAR). Para ello, este biometano será quemado en un motor alternativo de cogeneración cuya potencia eléctrica generada será consumida por una bomba de calor geotérmica centralizada. La energía será distribuida a través de una red de distrito de cuarta generación, cuyas características encajan con un sistema de producción térmica centralizado y de baja temperatura, suponiendo una buena eficiencia de transporte.

La importancia del proyecto recae en dos pilares principales. El primero es la visión de las EDAR no sólo como centros donde se tratan las aguas residuales para devolverlas al ciclo hidrológico de forma adecuada, sino como revalorizadoras de los desechos de la actividad humana para la producción de energía. El segundo es el camino hacia la optimización de la gestión energética mediante el autoconsumo, además de potenciar una fuente de energía renovable todavía en desarrollo. Estos pilares son clave en la transición en la que se encuentra nuestra sociedad actual para poder alcanzar una economía circular y un futuro sostenible.

Todo proyecto sostenible ha de tener tres dimensiones: económica, social y ambiental. La primera radica en la cercanía de la depuradora al distrito, así como el hecho de que el biometano provenga de las aguas residuales del propio distrito; permitiendo una energía cercana y asequible para sus habitantes. Asimismo, el aprovechamiento del biometano tiene un impacto económico positivo para la EDAR ya que su venta implica una rentabilidad a la que va generalmente asociada un desarrollo en la mejora de su proceso de funcionamiento. La dimensión social está interrelacionada con la económica. Se ha demostrado que no es posible abastecer toda la demanda de una población a partir del biometano que ésta genera con sus aguas residuales [1, 2], por lo que sólo una parte del distrito podrá beneficiarse de esta tecnología. Dado que este método de climatización resulta más económico que el convencional si la red de distrito se asume de propiedad municipal, se plantea que los beneficiados sean viviendas de protección oficial para familias en riesgo de pobreza energética. Por último, la dimensión ambiental se basa en que el biometano de una EDAR es una fuente de energía renovable, y su producción viene ligada al tratamiento del agua residual. Por todo esto, el proyecto se alinea principalmente con el Objetivo de Desarrollo Sostenible (ODS) 11 [3], y de forma secundaria con los ODS 1, 6 y 13.

Se harán dos hipótesis para el distrito donde se implementará este nuevo método de climatización. La primera es que éste será puramente residencial, asumiendo que sólo hay viviendas y comercios del sector terciario; pero no hay ningún tipo de actividad industrial. Esta hipótesis es necesaria para todo aquello relacionado con la depuradora, pues las EDAR urbanas no funcionan de la misma manera que las EDAR industriales. La segunda es que el distrito será de nueva construcción y utilizando las mejores tecnologías de aislamiento térmico y eficiencia energética en las viviendas para que estas tengan una calificación energética de clase A. La razón de esta hipótesis es doble. Por un lado, la distribución de la energía térmica se hará con una red de calor y frío, la cual supone una logística más fácil cuando se construye de cero junto con el resto de sistemas del área residencial que cuando se acopla a un distrito ya existente. Por el otro lado, al tener una calificación energética alta, se consigue minimizar el consumo de las viviendas y reducir la brecha entre producción y demanda, pues el biometano no es capaz de cubrirla entera [1, 2]. Con esto se analiza el caso más favorable para conseguir la mayor cobertura posible utilizando solamente biometano.

Por último, el consumo no sólo depende de las viviendas, sino también del clima de la ciudad donde se instale el sistema. Por este motivo, se analizará qué climas resultan mejores para dar más cobertura utilizando sólo biometano y así conocer dónde es más favorable la instalación del sistema.

1.2 OBJETIVOS

La finalidad de este proyecto es analizar el abastecimiento de la demanda en climatización de un distrito residencial utilizando biometano como fuente de energía primaria, así como estudiar la compatibilidad de esta energía con la electricidad de la red para poder cubrir las necesidades de toda su población. En concreto se distinguirá entre tres sistemas, según las fuentes de energía primaria utilizadas:

- Sistema de biometano: sólo se utilizará el biometano de la EDAR para abastecer la demanda. Se sabe que no será posible cubrirla entera [1, 2], por lo que se analizará su cobertura.
- Sistema eléctrico: sólo se utilizará energía eléctrica de la red para abastecer toda la demanda. Este caso se sale en cierta medida de las líneas del proyecto, pero sirve como paso intermedio para dimensionar un sistema capaz de abastecer las necesidades de todos los habitantes del distrito.
- Sistema híbrido: utilizará tanto el biometano como la energía eléctrica para abastecer toda la demanda. El tamaño del sistema será el mismo que en el caso eléctrico, pero ahora una parte de la energía vendrá del biometano y otra de la red eléctrica.

Para el sistema de biometano, el objetivo final es determinar qué zona climática es la óptima para instalarlo haciendo un balance de los resultados. Se analizará la cobertura, el coste de la energía térmica y la huella de carbono. Dado que este caso es el que se desea estudiar a fondo, se hará un análisis de los resultados para todas las zonas climáticas de España, mientras que para los sistemas eléctrico e híbrido se analizarán cinco zonas con climas característicos para tener una primera pincelada de cómo se comportan. Con el sistema eléctrico se analizará el tamaño necesario para poder cubrir toda la demanda, así como el coste de la energía térmica y la huella de carbono. En el caso híbrido ya se conoce el tamaño del sistema, por lo que se analizará el coste de la energía térmica y la huella de carbono.

El proceso a seguir para obtener los resultados y llegar a las conclusiones finales es:

- Estimación de la producción neta y bruta de biometano de una EDAR según sus habitantes equivalentes.
- Dimensionado del motor con cogeneración a partir del biometano disponible.
- Dimensionado de la bomba de calor y determinación de las potencias útiles para el distrito según la estación.
- Estimación de la demanda térmica en las distintas zonas climáticas según el Código Técnico de la Edificación.
- Análisis de los costes del proyecto. Obtención del coste normalizado de la energía térmica.
- Análisis de la huella de carbono de los distintos sistemas.
- Análisis del consumo de energía primaria (total y no renovable) de los distintos sistemas con objeto de evaluar el cumplimiento del Código Técnico de la Edificación.
- Exposición y balance de los resultados del sistema de biometano para todas las zonas climáticas de España.
- Exposición de los resultados de los sistemas eléctrico e híbrido y comparación entre los tres sistemas.

2. ESTADO DE LA TÉCNICA

2.1 PRODUCCIÓN DE BIOGÁS EN UNA EDAR

2.1.1 Desarrollo y situación actual de la producción de biogás en Europa-España

El cambio climático ha sido el detonante de un cambio urgente en el modelo actual de la sociedad. Desde 1997 con el Protocolo de Kioto, los países han empezado a ponerse de acuerdo para frenar sus efectos mediante una transición hacia la sostenibilidad. En diciembre de 2015 se firma el Acuerdo de París, primer acuerdo universal sobre el cambio climático, donde se exige una actuación a nivel mundial para reducir los gases de efecto invernadero y evitar un aumento de más de 2°C (preferiblemente menor de 1,5°C) en la temperatura media con respecto a los niveles preindustriales [4]. Este documento enfatiza la importancia de la descarbonización para evitar las consecuencias que acarrea el cambio climático, siendo el sector energético uno de los principales focos donde se requiere un cambio. Ello justifica una transición hacia las energías renovables y limpias en las que tienen cabida combustibles biogénicos como el biogás [1]. La importancia de esta transición se reitera en junio de 2017 por parte del Consejo Europeo [5], subrayando la necesidad de la modernización de las nuevas industrias hacia el uso de energías de origen renovable. Además, en 2018 se redacta la directiva europea 2018/2001 [6] donde se estipula que al menos un 32% del consumo final bruto de energía en la Unión Europea proceda de fuentes renovables.

El biogás se considera una fuente renovable de energía ya que su obtención se hace a partir de residuos orgánicos generados en diversas actividades humanas, los cuales se consideran inagotables. La dirección tomada por los países hacia las energías renovables hace que este gas adquiera un rol importante como fuente energética, de cara a cumplir las leyes y directivas propuestas para frenar el cambio climático. Así, en las últimas dos décadas en los países de la UE-28¹, la producción se ha multiplicado pasando de las 2.186 ktep en el año 2000, a 16.630 ktep estimadas para 2019 [7], tal como se muestra en la *Figura 2.1*.

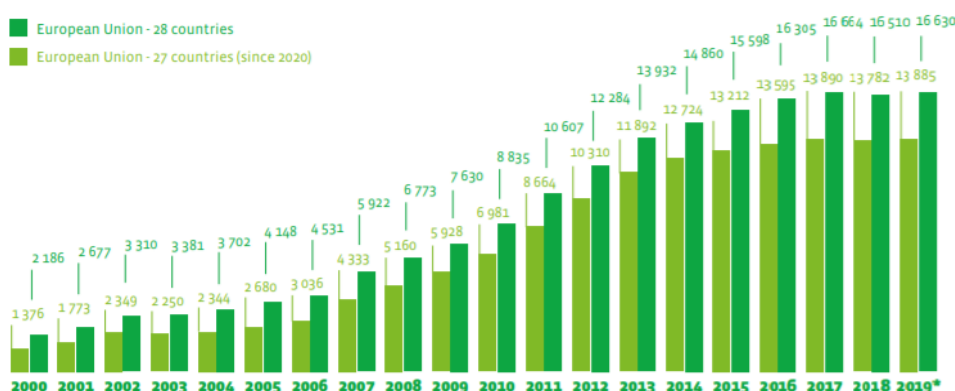


Figura 2.1 – Evolución de la producción de energía primaria a partir de biogás en UE28 y UE27 desde el 2000 (en ktep). FUENTE: EurObserv'ER, 2020.

¹ El estudio de EurObserv'ER se realiza en 2020. Es por ello que se diferencia entre los países de la UE-28 y UE-27 a causa de la salida de Reino Unido de la Unión Europea ese año.

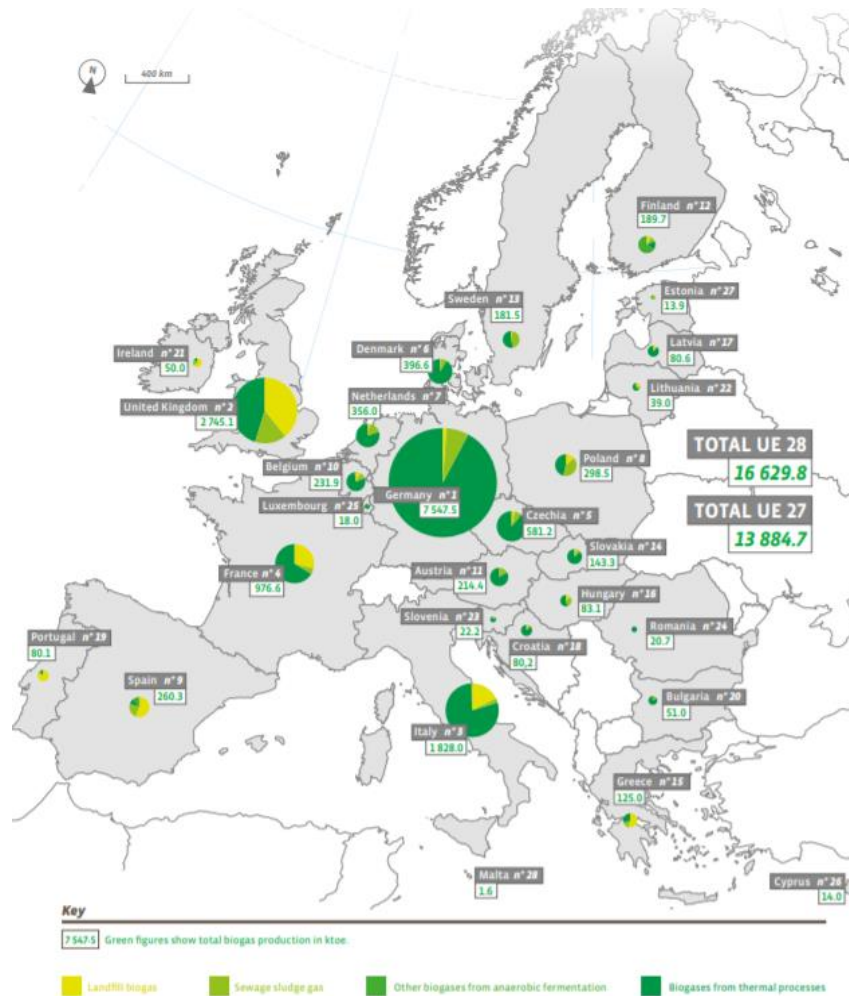


Figura 2.2 – Producción de energía primaria a partir de biogás en los países de la UE a final de 2019 (en ktpep) con sus respectivas distribuciones en cada subsector. FUENTE: EurObserv'ER, 2020.

Estos datos de producción de biogás hacen referencia a la cantidad total proveniente de distintos orígenes como vertederos, depuradoras u otros procesos de digestión anaerobia. En Europa hay gran variabilidad de países como Alemania, Italia o Francia han apostado por los cultivos para biomasa, mientras que otros han desarrollado la producción de biogás en vertederos, como es el caso de España o Portugal; o en depuradoras, como es el caso de Suecia [7]. En la *Tabla 2.1*, adjunta al final de este apartado, se desglosa numéricamente la producción de biogás de las diversas fuentes comparando entre los años 2008 y 2019 [5, 6]. Los datos muestran que Europa ha apostado en esta última década por cultivos de biomasa y otros procesos de creación de biogás, pasando de ser un 50% de la producción total en 2008 a suponer un 75% en 2019. Tanto en 2008 como en 2019, las aguas residuales han representado un 10% de la producción total de biogás en Europa, lo que implica que la tasa de desarrollo de esta tecnología ha sido pareja al crecimiento de la producción total, evidenciando aún un importante potencial.

El aprovechamiento energético del biogás aparece desglosado al final de este apartado en la *Tabla 2.2* y la *Tabla 2.3*. La mayor parte del gas se utiliza para generar energía eléctrica, quedando una pequeña porción usada para la producción térmica directa. En cualquiera de los dos casos, el método más utilizado es la cogeneración debido a su gran eficiencia global ya que permite abastecer demandas térmicas en zonas próximas a la central con el calor residual [7].

En España la producción de biogás comienza en la década de 1980 a partir del tratamiento de purines agropecuarios. Hasta el año 2000, el crecimiento de la producción de biogás fue principalmente ligado a la actividad ganadera, integrando en las granjas los sistemas de tratamiento de purines y favoreciendo el desarrollo del mundo rural. Sin embargo, ciertas deficiencias y un marco económico desfavorable causaron el cierre de la mayoría de las plantas construidas. En 2001 se reimpulsan este tipo de plantas, habiendo en la actualidad 52 de ellas en funcionamiento con una producción de 50 ktep de energía primaria [1].

El biogás de vertedero comenzó en el año 2001 con la primera planta de tratamiento de los residuos orgánicos. Durante las dos últimas décadas se ha implantado este sistema en el sector del tratamiento de residuos, habiendo en España en 2017, 30 vertederos con producción de biogás y 44 instalaciones de digestión anaerobia; generando entre todos unas 450 ktep. A raíz de las directivas europeas para la eliminación y minimización de los vertederos, se prevé un descenso de la producción energética [1].

La primera planta piloto para generar este gas a partir de aguas residuales fue en 1981 por parte de la empresa CIDA Hidroquímica, SA junto con la Universidad Autónoma de Barcelona, donde se trataban aguas procedentes de una industria agroalimentaria [1]. Hasta entrada la primera década del 2000, la generación de biogás quedó reservada para aguas de alta carga orgánica procedentes de actividades industriales; y no fue hasta entonces cuando se comenzó a trabajar con aguas residuales urbanas. Actualmente hay 80 EDAR urbanas que cuentan con digestión anaerobia de los lodos, produciendo cerca de 70 ktep anuales de energía primaria [2, 5]. Según el Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (IDAE), el potencial de producción de biogás a partir de aguas residuales urbanas estimado para el período 2011-2020 asciende a 164,4 ktep anuales en España [2, 7]. En la *Tabla 2.4* queda reflejado este potencial de producción desglosado por comunidades autónomas. Así, aquellas regiones más densamente pobladas o con poblaciones de mayor tamaño tienen un mayor potencial que aquellas cuyas localidades estén más disgregadas o tengan menor número de habitantes. Esto se debe principalmente a la infraestructura necesaria para producir biogás en una EDAR, pues solo es rentable para ciudades con poblaciones superiores a los 20.000 – 50.000 habitantes [10]. De esta forma, comunidades como Madrid tienen un alto potencial de producción gracias a sus grandes núcleos de población, mientras que otras como Asturias tienen un potencial muy bajo ya que solo una pequeña fracción de sus municipios tienen más de 20.000 habitantes.

Tabla 2.1 – Producción de energía primaria a partir de biogás en la UE en 2008 y 2019 (en ktep). FUENTE: EurObserv'ER, 2020.

País	2008				2019			
	Vertedero	EDAR	Otros	TOTAL	Vertedero	EDAR	Otros	TOTAL
Alemania	291,7	384,7	3553,1	4229,5	102,7	487,2	6957,6	7547,5
Reino Unido	1416,9	208,6	0,0	1625,4	1082,0	426,1	1237,0	2745,1
Italia	339,8	3,0	67,2	410,0	322,2	50,0	1449,1	1828,0
Francia	379,3	45,5	28,3	453,1	284,2	44,6	647,8	976,6
República Checa	29,4	33,7	27,0	90,0	20,4	43,6	517,1	581,2
Dinamarca	6,4	20,2	67,2	93,8	5,0	29,8	361,8	396,6
Países Bajos	44,4	48,8	132,5	225,7	10,4	62,7	282,8	356,0
Polonia	34,2	59,4	2,6	96,1	40,2	120,2	138,1	298,5
España	157,0	19,7	26,6	203,2	145,0	64,4	50,9	260,3
Bélgica	46,7	1,5	39,4	87,6	17,5	26,4	183,3	231,9
Austria	4,8	21,9	147,8	174,5	1,2	33,7	179,4	214,4
Finlandia	34,1	10,9	0,0	45,0	15,5	17,8	156,4	189,7
Suecia	32,9	56,3	13,3	102,4	5,9	77,8	97,8	181,5
Eslovaquia	0,2	9,5	0,6	10,3	6,5	12,8	124,0	143,3
Grecia	28,3	5,1	0,2	33,6	67,0	20,0	38,0	125,0
Hungría	2,1	8,0	11,7	21,8	11,4	25,8	45,9	83,1
Letonia	6,6	2,2	0,0	8,8	7,5	2,1	70,9	80,6
Croacia	-	-	-	-	5,5	3,5	71,2	80,2
Portugal	0,0	0,0	23,0	23,0	65,1	6,4	8,6	80,1
Bulgaria	-	-	-	-	0,0	8,3	42,7	51,0
Irlanda	25,9	8,1	1,4	35,4	31,1	11,2	7,6	50,0
Lituania	0,4	1,7	0,9	3,0	8,7	6,8	23,4	39,0
Eslovenia	8,2	3,1	2,7	14,1	1,5	1,2	19,5	22,2
Rumanía	0,0	0,0	0,6	0,6	0,0	0,0	20,7	20,7
Luxemburgo	0,0	0,0	9,2	9,2	0,0	1,8	16,2	18,0
Chipre	0,0	0,0	0,2	0,2	1,2	0,7	12,0	14,0
Estonia	2,0	0,9	0,0	2,8	1,4	7,6	4,8	13,9
Malta	-	-	-	-	0,0	1,0	0,6	1,6
TOTAL EU28	2891,1	952,8	4155,3	7999,3	2259,5	1593,5	12612,1	16629,8
TOTAL EU27 (2020)	2891,1	4155,3	4155,3	7999,3	1177,4	1167,4	11375,1	13884,7

Tabla 2.2– Producción bruta de electricidad a partir de biogás en la UE en 2019 (en GWh). FUENTE: EurObserv'ER, 2020.

País	2019		
	Central eléctrica	Central de cogeneración	TOTAL
Alemania	6900,0	26000,0	32900,0
Reino Unido	2862,9	5413,9	8276,8
Italia	5169,6	2399,6	7569,2
Francia	338,8	2248,6	2587,5
República Checa	37,8	2486,5	2524,3
Dinamarca	0,0	1123,0	1123,0
Países Bajos	77,3	869,5	946,8
Polonia	699,0	205,0	904,0
España	21,3	873,6	894,9
Bélgica	0,9	635,3	636,2
Austria	569,8	42,1	611,9
Finlandia	80,0	460,0	540,0
Suecia	30,6	359,7	390,3
Eslovaquia	46,8	330,7	377,5
Grecia	161,7	201,5	363,2
Hungría	0,0	353,0	353,0
Letonia	102,3	202,7	305,0
Croacia	246,1	18,3	264,5
Portugal	78,9	118,0	196,9
Bulgaria	130,1	55,2	185,3
Irlanda	0,0	155,0	155,0
Lituania	1,2	93,1	94,4
Eslovenia	0,0	70,9	70,9
Rumanía	40,0	30,2	70,2
Luxemburgo	0,0	60,2	60,2
Chipre	0,0	39,0	39,0
Estonia	0,0	17,0	17,0
Malta	0,0	6,4	6,4
TOTAL EU28	17595,0	44868,1	62463,1
TOTAL EU27 (2020)	12425,4	42468,5	54893,9

Tabla 2.3 – Producción bruta de calor a partir de biogás² en la UE en 2019 (en ktep). FUENTE: EurObserv'ER, 2020.

País	2019		
	Central térmica	Central de cogeneración	TOTAL
Alemania	10,5	382,2	392,7
Italia	0,2	211,1	211,3
Francia	8,3	68,8	77,1
Dinamarca	1,9	46,8	48,7
Polonia	0,5	22,0	22,5
Finlandia	5,4	15,5	20,9
Letonia	0,0	19,3	19,3
República Checa	0,0	17,0	17,0
Eslovaquia	0,1	14,1	14,2
Croacia	0,0	11,9	11,9
Suecia	6,0	5,2	11,2
Bélgica	0,0	10,7	10,7
Países Bajos	0,0	8,9	8,9
Austria	0,7	3,8	4,5
Eslovenia	0,0	4,4	4,4
Bulgaria	0,0	4,1	4,1
Rumanía	2,2	1,9	4,0
Luxemburgo	0,0	2,5	2,5
Lituania	0,0	2,5	2,5
Hungría	0,0	2,4	2,4
Estonia	0,0	1,4	1,4
Chipre	0,0	1,3	1,3
Reino Unido	0,0	0,0	0,0
TOTAL EU28	35,8	857,6	893,4
TOTAL EU27 (2020)	35,8	857,6	893,4

² En esta producción bruta de calor no se tiene en cuenta el biometano que ha sido inyectado a la red y por lo tanto mezclado con gas natural.

Tabla 2.4 – Estimación del potencial total de producción de energía primaria de biogás de lodos de plantas depuradoras de aguas urbanas. FUENTE: IDAE, 2011.

	Lodos potencialmente utilizables [t/año]	Producción potencial máxima de CH ₄ [m ³ /año]	Potencial energético [ktep/año]
Andalucía	81.092	17.029.215	14,6
Aragón	20.610	4.327.995	3,7
Asturias	1.809	379.785	0,3
Islas Baleares	53.287	11.190.270	9,6
Islas Canarias	6.744	1.416.240	1,2
Cantabria	3.974	834.540	0,7
Castilla La Mancha	34.003	7.140.525	6,1
Castilla y León	42.296	8.882.055	7,6
Cataluña	193.286	40.589.955	34,9
Comunidad Valenciana	212.907	44.710.470	38,5
Extremadura	7.772	1.632.120	1,4
Galicia	30.696	6.446.055	5,5
Madrid	189.872	39.873.120	34,3
Murcia	1.867	392.070	0,3
Navarra	9.457	2.004.870	1,7
País Vasco	13.056	2.741.760	2,4
La Rioja	6.998	1.469.475	1,3
Ceuta y Melilla	730	153.300	0,1
TOTAL	910.542	191.213.820	164,4

2.1.2 Obtención de biogás en una EDAR

El biogás utilizado para este proyecto será proveniente de una Estación Depuradora de Aguas Residuales (EDAR). En este apartado se analizarán de forma breve los procesos que se llevan a cabo en una depuradora y cómo está relacionada la generación de biogás con todos ellos. Estas instalaciones tienen como principal objetivo recibir el agua residual proveniente de las actividades humanas o industriales y devolverla al medio dentro de unos parámetros dictados por la Dir. 91/271/CEE transpuesta por R.D. Ley 11/1995 [10]. Entre estos parámetros que estipulan la calidad del agua se encuentran la demanda bioquímica de oxígeno (DBO_5), la demanda química de oxígeno (DQO), los sólidos en suspensión (SS), los nutrientes como el nitrógeno o el fósforo, los patógenos y otros contaminantes específicos según la actividad que produce las aguas residuales, como pueden ser los metales pesados. Para poder eliminarlos o reducir su presencia en el agua, la EDAR consta de una cadena de procesos mostrados esquemáticamente en la *Figura 2.3*.

En este proyecto se trabajará con depuradoras de aguas urbanas ya que el objetivo final es suplir la demanda de climatización de una población a partir de sus propias aguas residuales. Además, las aguas residuales industriales se tratan en EDAR diseñadas específicamente según el tipo de industria y los contaminantes que produce, por lo que su línea de funcionamiento tiene ciertas variaciones con respecto a la general.

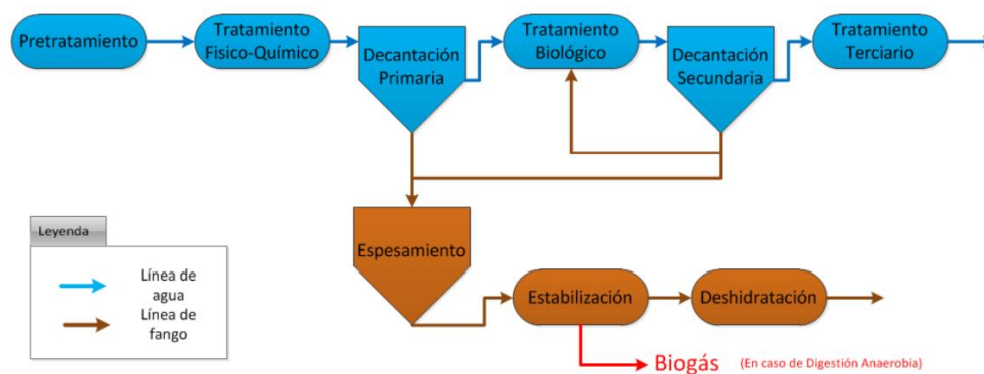


Figura 2.3 – Esquema de procesos de una EDAR. FUENTE: María del Mar Cledera et al., 2018.

De entre todos los contaminantes que se retiran del agua, el de mayor importancia para la obtención de biogás es la materia orgánica, cuya presencia se mide con la DBO_5 . A mayor cantidad de DBO_5 , más materia orgánica hay disuelta en el agua y existe mayor potencial para la obtención de biogás [11]. En concreto, su producción se hace mediante la biodegradación de la materia orgánica en un ambiente anaeróbico, también llamada digestión anaerobia, que tiene por resultado una mezcla de gases y materia orgánica reducida. Esta biodegradación es necesaria no solo con el fin de producir biogás, sino también para cumplir los parámetros de calidad estipulados del agua efluente y para estabilizar y tratar toda la materia orgánica que se va retirando del agua.

Las EDAR se separan en dos líneas: la línea de aguas y la línea de fangos. En la primera se hacen todos los tratamientos que tienen por objetivo mejorar la calidad del agua a base de eliminar contaminantes. La segunda se encarga de recoger y tratar los fangos, los cuales se componen principalmente de la materia orgánica separada del agua, y cuya digestión anaerobia genera el biogás. Solo aquí es posible generar biogás a partir de la materia orgánica ya que es donde se alcanza la concentración necesaria para la digestión. La *Figura 2.3* muestra cómo la línea de

fangos se alimenta a partir de las decantaciones realizadas en la línea de aguas. En la decantación primaria se impulsa un flujo ascendente del agua por el tanque de decantación y en el fondo del mismo sedimentan todos aquellos sólidos disueltos que no son capaces de subir y caen por su propio peso. De aquí sale hacia la línea de aguas el agua clarificada y reducida en DBO_5 mientras que los sedimentos del fondo se llevan a la línea de fangos.

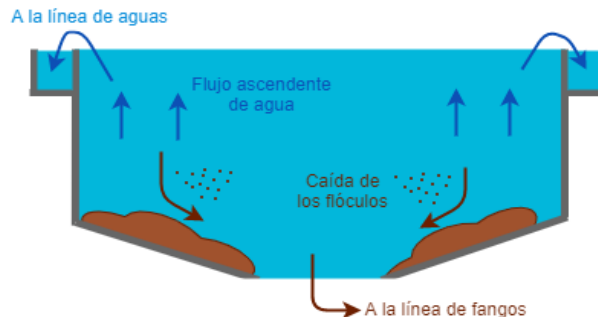


Figura 2.4 – Esquema de un decantador. Adaptado de María del Mar Cledera et al., 2018.

Seguidamente del tratamiento primario viene el tratamiento biológico, donde se biodegrada la mayor parte de la materia orgánica presente en el agua residual. Aquí, una serie de microorganismos se encargan de digerir la materia orgánica y formar flóculos para poder decantarla posteriormente. En este proceso es posible la obtención de biogás en el caso de hacer la digestión de forma anaerobia. Sin embargo, el tratamiento biológico anaerobio no se realiza en depuradoras urbanas debido a un bajo contenido en DBO_5 (110 – 400 mg/L frente a 2000 – 3000 mg/L en algunas industrias que generan residuos orgánicos), y por lo tanto un bajo potencial de generación de biogás [12]. El tratamiento típico en esta etapa es la digestión aerobia de la materia orgánica, que pese a tener una menor tasa de eliminación de DBO_5 , es más acorde con las características del agua. Durante la biodegradación aerobia, se forman flóculos disueltos en el agua formados por microorganismos y materia orgánica que son posteriormente llevados a la decantación secundaria.

La decantación secundaria sigue el mismo proceso que la primaria, donde en unos tanques se hace un flujo ascendente y se sedimentan todos los flóculos formados en el tratamiento biológico. Esta es la última etapa de la línea de aguas centrada en la eliminación de materia orgánica y por lo tanto relacionada con la generación de biogás. A partir de los fangos recolectados en ambas decantaciones se hace un espesado donde se elimina parte del agua que lo forma, consiguiendo aumentar la concentración de DBO_5 . Seguidamente se hace la estabilización. Esta fase de la EDAR se encarga de disminuir toda la materia volátil, mineralizar la materia orgánica y reducir los patógenos presentes [10] para que el desecho resultante no sea nocivo para el medio ambiente. El proceso se realiza biodegradando toda la materia orgánica mediante microorganismos, igual que ocurría en el tratamiento biológico de la línea de aguas. Sin embargo, ahora la concentración de materia orgánica es mucho más elevada que en el agua del tratamiento biológico, y sí es común hacer digestión anaerobia incluso en depuradoras urbanas. Esta es la etapa donde se genera todo el biogás, por lo que será analizada a continuación con más detalle.

2.1.3 Proceso de digestión anaerobia

Como se ha visto, durante todo el proceso de la EDAR cuando se busca reducir la materia orgánica del agua o del fango, siempre hay una digestión asociada. Esta puede ser aerobia, en el caso de que los microorganismos habiten en un lecho con presencia de oxígeno; o anaerobia en el caso de que el lecho no tenga presencia de oxígeno. Aunque los dos tipos sean efectivos a la hora de eliminar y/o estabilizar materia orgánica, la digestión anaerobia tiene el aliciente de la generación de biogás, el cual tiene un alto potencial de producción energética y trae con sí una mejora de la rentabilidad de la EDAR [13].

En la *Figura 2.5* se muestran esquemáticamente ambos métodos en la etapa de estabilización de fangos. Por un lado, la digestión aerobia biodegrada la materia orgánica gracias a microorganismos aeróbicos que consumen oxígeno. Principalmente se libera dióxido de carbono y grandes cantidades de calor que generalmente permiten mantener el reactor a la temperatura de trabajo. Por el otro lado, la digestión anaerobia biodegrada la materia orgánica sin presencia de oxígeno gracias a microorganismos anaeróbicos en el lecho del digestor. En este caso los gases resultantes son la mezcla denominada biogás que se conforma de metano, dióxido de carbono, amoníaco y ácido sulfhídrico. Este tipo de digestión también libera calor, pero en menor cantidad que su equivalente aeróbico, por lo que es necesaria la calefacción de los digestores para mantener la temperatura de trabajo. Ambos métodos consiguen estabilizar la materia orgánica dando como resultado el digestato, el cual se compone de agua y lodos que serán posteriormente deshidratados.

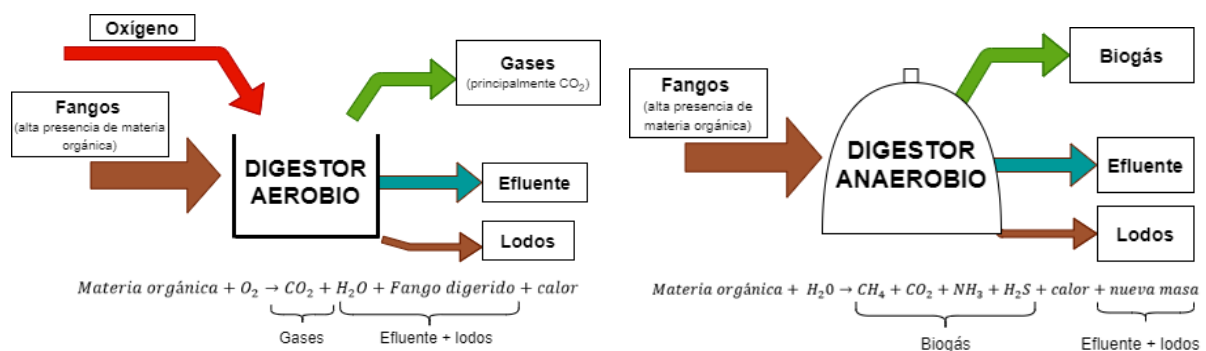


Figura 2.5 – Esquema de la digestión aerobia (izquierda) y anaerobia (derecha). Adaptado de Wolfgang Wagner, 2016.

Dado que este proyecto se centra en la obtención y aprovechamiento del biogás, se dejará a un lado la síntesis aerobia y se analizará con más detalle la anaerobia. Este proceso se realiza en tanques cilíndricos herméticos de gran tamaño (30 metros de diámetro y 10 metros de altura) [10] llamados digestores, dentro de los cuales se ha de reunir una serie de condiciones para que el lecho en el que se encuentran los microorganismos sea idóneo y se consiga una producción de biogás óptima. El proceso llevado a cabo dentro de los digestores tiene cuatro etapas durante las cuales van actuando distintas especies bacterianas. Estas etapas están esquematizadas en la *Figura 2.6* y son: hidrólisis, acidogénesis, acetogénesis y metanogénesis.

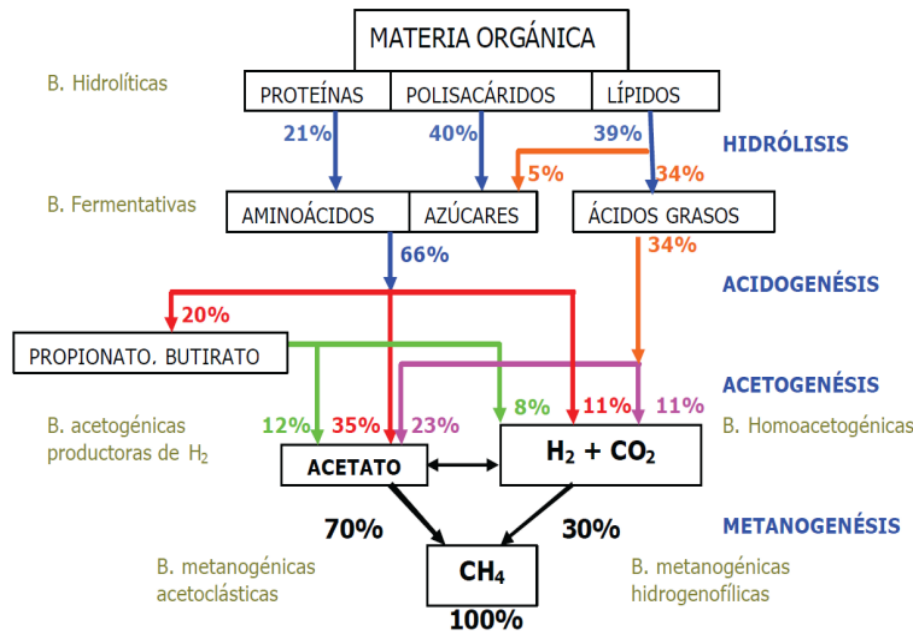


Figura 2.6 – Esquema de etapas en la digestión anaerobia. FUENTE: Wolfgang Wagner, 2016.

- **Hidrólisis:** a esta etapa llega el fango de las decantaciones ya espesado y se convierte en una disolución de compuestos orgánicos más sencillos y de menor peso molecular[11]. En concreto, las proteínas se transforman a aminoácidos, los polisacáridos en azúcares y los lípidos en ácidos grasos. La hidrólisis la llevan a cabo las enzimas que excretan las bacterias fermentativas, que están implicadas también en la acidogénesis. Para esta etapa se requiere mantener estables las condiciones de temperatura, pH, concentración de NH₄ y de los productos de la hidrólisis, tiempo de retención...[14] para que el rendimiento se optimice.
- **Acidogénesis:** en esta etapa las bacterias fermentativas absorben todos los subproductos de la hidrólisis y excretan sustancias orgánicas más simples como alcoholes, ácido láctico o ácidos grasos volátiles[11]. Todas estas excreciones tienen un pH ácido, haciendo que el lecho se acidifique. Además, a partir de esta etapa ya se ha retirado la mayoría de nutrientes de los fangos de entrada al digestor y los procesos que le proceden se alimentarán a partir de las excreciones mencionadas. Las bacterias fermentativas tienen una segunda utilidad dentro de la digestión anaerobia, pues eliminan las posibles trazas de oxígeno disuelto que pueda haber en el digestor[14], asegurando así un lecho completamente anaerobio.
- **Acetogénesis:** en este proceso las bacterias acetogénicas simplifican las excreciones de las bacterias fermentativas en acetato, H₂ y CO₂; que son el alimento para las bacterias metanogénicas [14]. Este proceso fomenta la acidificación que ocurría en la acidogénesis, haciendo que el lecho adquiera pH ácido.

- Metanogénesis: esta es la etapa más importante de la digestión anaerobia ya que a partir del hidrógeno y el acetato, las bacterias metanogénicas producen metano, el cual confiere el potencial energético al biogás. Este proceso es el más delicado de los cuatro ya que estas bacterias son muy susceptibles a la temperatura, el pH, la carga... disminuyendo su rendimiento en el caso de una variación brusca de alguno de estos factores. En concreto, la disminución del pH que causan la acidogénesis y la acetogénesis entra en conflicto con el pH ideal para las bacterias metanogénicas, ya que requieren un lecho más básico. En el punto nominal de funcionamiento del digestor ocurre el equilibrio en el que la metanogénesis contrarresta la acidificación del lecho y todas las etapas trabajan de forma óptima. Sin embargo, ante una variación repentina las bacterias fermentativas crecen más rápido, acidificando en exceso el digestor y pueden llegar a hacer colapsar el sistema [8, 9].

Como se ha visto, las diferentes etapas requieren mantener unas condiciones del digestor concretas y estables para que la digestión anaerobia no colapse y la producción de biogás sea óptima. Los factores más importantes son la temperatura, el pH y la ausencia de oxígeno [10], aunque también influyen en menor medida la cantidad de nutrientes N y P, la presencia de inhibidores, el tiempo de retención o la presencia de ácidos volátiles [9, 12]. Como se muestra en la *Figura 2.7*, la temperatura afecta tanto en la cantidad de biogás producido como en el tiempo de retención necesario. Así, al subir la temperatura del digestor, se aumenta y acelera la producción de biogás [13, 14]; estando la temperatura óptima entre los 35 y 37°C [15 – 17]. Dada la temperatura requerida y la gran superficie por donde el digestor disipa calor, se ha de asumir una alta demanda térmica en forma de calefacción que se supe a partir del propio biogás que se genera. Cabe destacar que, como se muestra en la *Figura 2.5*, la digestión anaerobia es un proceso exotérmico. Sin embargo, el calor generado no es capaz de mantener los reactores a la temperatura de trabajo y ello implica la necesidad de un sistema de calefacción.

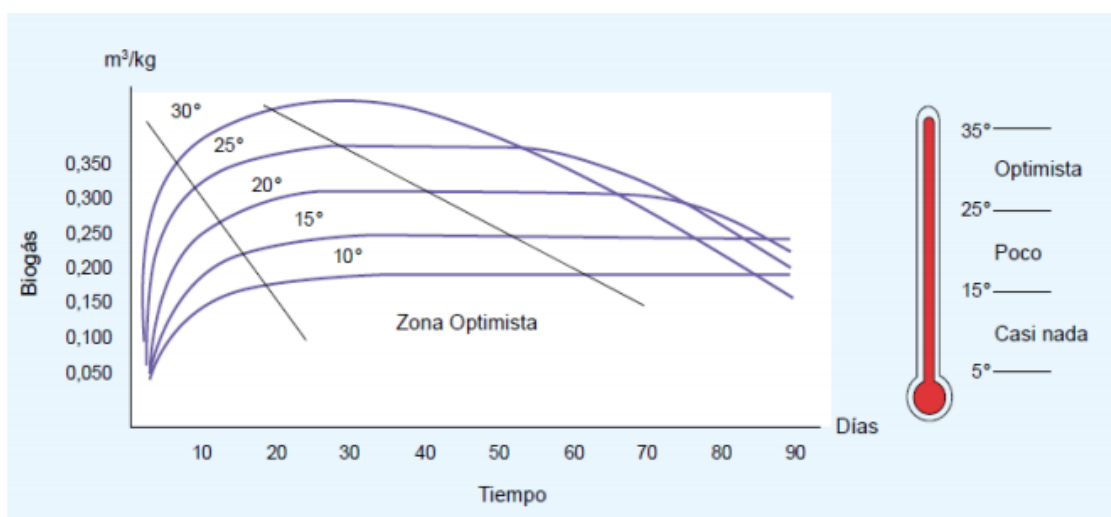


Figura 2.7 – Producción de biogás en función de la temperatura. FUENTE: María Teresa Varnero, 2011.

El valor del pH en el digester lo imponen las bacterias metanogénicas ya que son las más sensibles a variaciones y su inhibición causaría el colapso del proceso de digestión anaerobia. En concreto la *Figura 2.8* muestra cómo la acidificación del pH reduce drásticamente la cantidad de metano en el biogás y cómo pasa el CO₂ a ser el gas mayoritario en la mezcla. El pH ideal debe mantenerse entre 6,2 y 7,4 [9, 12, 17]. Esta condición da como resultado otro de los requerimientos del reactor anaerobio, donde se ha de mantener los ácidos volátiles generados en la acidogénesis por debajo de 250 mg/l para evitar una bajada crítica del pH [11].

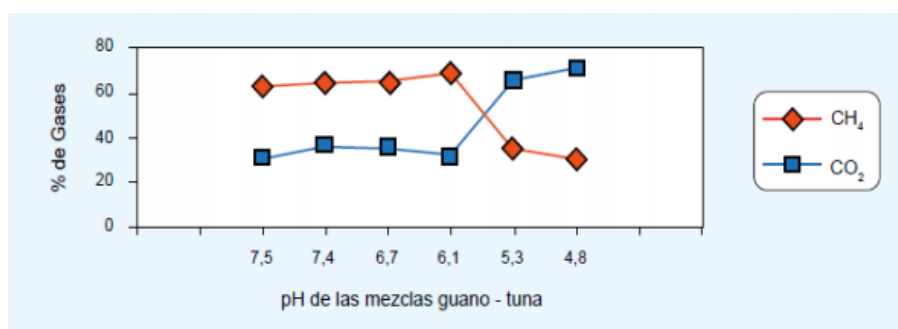


Figura 2.8 – Composición del biogás en función del pH. FUENTE: María Teresa Varnero, 2011.

El último de los requerimientos fundamentales del digester es la ausencia de oxígeno, pues de lo contrario los microorganismos anaerobios morirían y el proceso de producción de biogás se cortarían. Es por esto que se ha de asegurar el hermetismo de los tanques.

Si bien el biogás que se extrae de los digestores es un gas combustible, presenta diversos problemas derivados de la presencia de ácido sulfhídrico y otras impurezas. Para conseguir que sea útil, se necesita un proceso de limpieza denominado *upgrading* que se detalla a continuación.

2.1.4 Biogás y biometano: upgrading

Como se ha mencionado anteriormente, el biogás consiste en una mezcla de gases, entre los que hay un 60-70% de metano, un 30-40% de dióxido de carbono y hasta un 5% de impurezas como el amoníaco o el ácido sulfhídrico [8, 9, 11, 15]. De todos estos gases en la mezcla, solo tiene potencial energético el metano, por lo que es separado y refinado para su uso mediante el proceso de *upgrading*. Esta separación hace importante recalcar la diferencia entre biogás y biometano. El primero es la mezcla de gases resultante tras la digestión anaerobia, mientras que el biometano es el producto obtenido tras el *upgrading* y el que se utiliza para el aprovechamiento energético como si se tratase de gas natural.

Aquellas EDAR que aprovechan el biogás producido incluyen en su cadena de procesos la fase del *upgrading*, para separar y enriquecer el biometano presente en el gas. Existen diversas técnicas para conseguir la limpieza del biometano, aunque todas ellas siguen tres pasos fundamentales [11, 18, 19]:

- Absorción: consiste en separar el CO_2 mediante la absorción por parte de una fase líquida que se hace fluir a contracorriente del gas [11, 19]. Comúnmente se usa agua como absorbente ya que el CO_2 es 26 veces más soluble que el CH_4 [22], aunque también se pueden utilizar disolventes o disoluciones químicas.
- Adsorción: consiste en separar el H_2S , parte del vapor de agua y otros compuestos de azufre y nitrógeno [11, 19]. Para ello se hace pasar el gas por un lecho impregnado en adsorbente, donde todos estos compuestos quedan atrapados y se obtiene el gas limpio. Como adsorbentes se suele utilizar carbón activo, Fe_2O_3 , $\text{Fe}(\text{OH})_3$ o ZnO [21].
- Licuada y enfriamiento: se baja la temperatura del gas hasta los 2°C para que el vapor de agua y otros compuestos susceptibles de ser licuados, entre ellos siloxanos e hidrocarburos, se condensen y puedan ser separados [13].

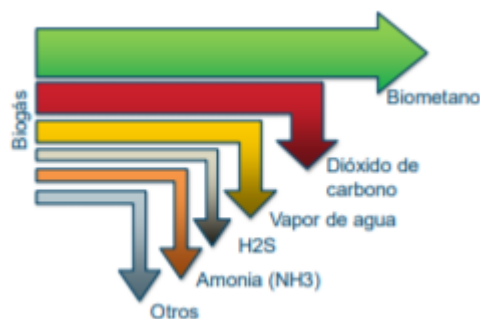


Figura 2.9 – Esquema de la limpieza del biogás. FUENTE: Gas Natural Fenosa, 2017.

El resultado del *upgrading* es el biometano, que se compone de más de un 95% de CH_4 , menos de un 2% de CO_2 y trazas de H_2S y siloxanos [23]. Este gas es el que se utiliza para su venta a la red de gas natural, o en su defecto, lo utiliza la propia EDAR para autoabastecer sus necesidades energéticas. En el caso de venderlo, el precio medio del biogás producido en depuradoras está alrededor de los 35€/MWhPCI [1]. A este coste de venta se ha de añadir el coste intrínseco del *upgrading* necesario para convertir el biogás en biometano, que se puede estimar a partir de la Figura 2.10 [1] según la producción de biogás bruta.

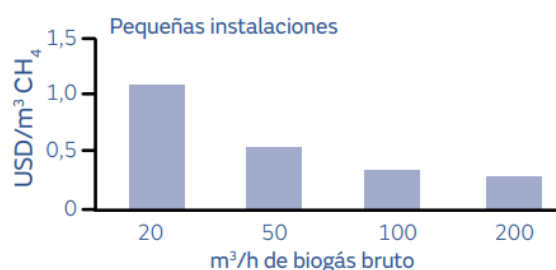


Figura 2.10 – Estimación del coste del upgrading según la producción bruta de biogás. FUENTE: Álvaro Feliu et al., 2019

2.2 MOTORES DE GAS NATURAL PARA COGENERACIÓN

2.2.1 Motor alternativo de gas

Un motor alternativo es una máquina térmica de combustión interna cíclica, que convierte la energía química de un combustible a energía mecánica en la rotación de un eje. Esta conversión energética se hace en un dispositivo cilindro-pistón y puede ser en dos tiempos o en cuatro tiempos, según las etapas en las que se divide el proceso. El motor idóneo para la aplicación en este proyecto es uno de encendido provocado (MEP) de cuatro tiempos, pues son los que mejor trabajan cuando el combustible es gas [22, 23] y el tamaño será medio-grande. El rasgo que identifica a los MEP es el uso de una bujía para encender la mezcla de combustible y aire.

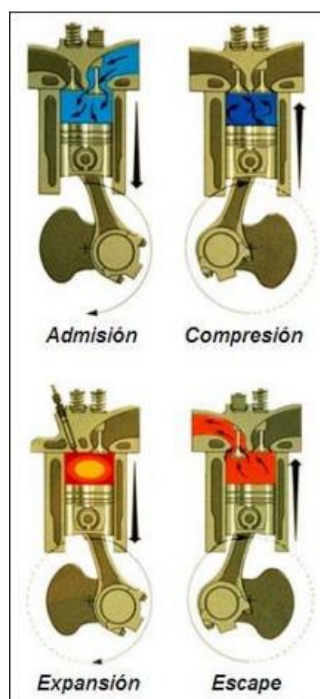


Figura 2.11 – Tiempos de un motor alternativo de cuatro tiempos. FUENTE: Diego Fraile, 2008.

El funcionamiento de un MEP de cuatro tiempos se basa en un ciclo Otto. Este ciclo es abierto, ya que hay renovación de combustible y aire, y consta de dos tiempos de subida del pistón y dos de bajada. Las cuatro etapas se denominan: admisión, compresión, expansión y escape; y durante estas se realiza tanto el proceso termodinámico, como el de renovación de la carga.

- **Admisión:** desde el punto muerto superior (PMS) se abre la válvula de admisión y la bajada del pistón absorbe la mezcla de combustible y aire. En el caso de usar gas como combustible es necesario que la mezcla esté presurizada, por lo que se ha de inyectar al motor desde un depósito a presión, o se ha de añadir un turbocompresor que la comprima antes de inyectarla. El tiempo de admisión termina cuando el pistón llega al punto muerto inferior (PMI).

- **Compresión:** una vez en el PMI, se cierra la válvula de admisión y el pistón comienza a subir comprimiendo la mezcla. Justo antes de llegar al PMS, la bujía provoca una chispa que enciende la mezcla.
- **Expansión:** la combustión causada por la bujía genera gases que, al no poder escapar por estar las válvulas cerradas, empujan al pistón hacia abajo. Esta es la única etapa que desarrolla trabajo sobre el eje del cigüeñal.
- **Escape:** Una vez los gases de la combustión han empujado al pistón hasta el PMI, se abre la válvula de escape para liberar los gases. Cuando se alcanza de nuevo el PMS, se cierra la válvula de escape y se abre la de admisión, comenzando de nuevo con otro ciclo.

Como se ha visto, para completar el ciclo Otto se requieren de dos vueltas del cigüeñal, lo que se traduce a dos subidas y dos bajadas del pistón. En esos cuatro tiempos, solo uno genera trabajo mientras que los otros tres lo consumen.

Uno de los parámetros más importantes para el rendimiento mecánico del motor es la relación de compresión. Esta indica la relación entre el volumen entre en el PMS y el PMI, y cuanto mayor sea, mejor rendimiento logra el motor [22 – 25]. Sin embargo, los MEP tienen una limitación para comprimir la mezcla, pues los combustibles utilizados son volátiles y se corre el riesgo del fenómeno de detonación si se eleva demasiado la presión. Este fenómeno consiste en la autoinflamación de la mezcla antes de llegar al PMS en la compresión, desajustando así el proceso del ciclo Otto. En motores de gas la relación de compresión está alrededor de 13 [25].

En la *Figura 2.12* se muestra el diagrama P-V teórico del ciclo Otto. Este asume que la compresión y la expansión son adiabáticas, y la combustión y el inicio del escape son isocoras. Sin embargo, el ciclo real no cumple esas hipótesis, habiendo pérdidas de calor en todo el proceso y necesitando refrigeración en las camisas de los cilindros. Además, los gases de escape contienen hasta un tercio de la energía total del combustible la cual se pierde al evacuarlos. Todo esto hace que la eficiencia de un MEP pase de un 50% en el caso teórico [27] a un 20-25% en motores pequeños y hasta un 40% en grandes motores [25].

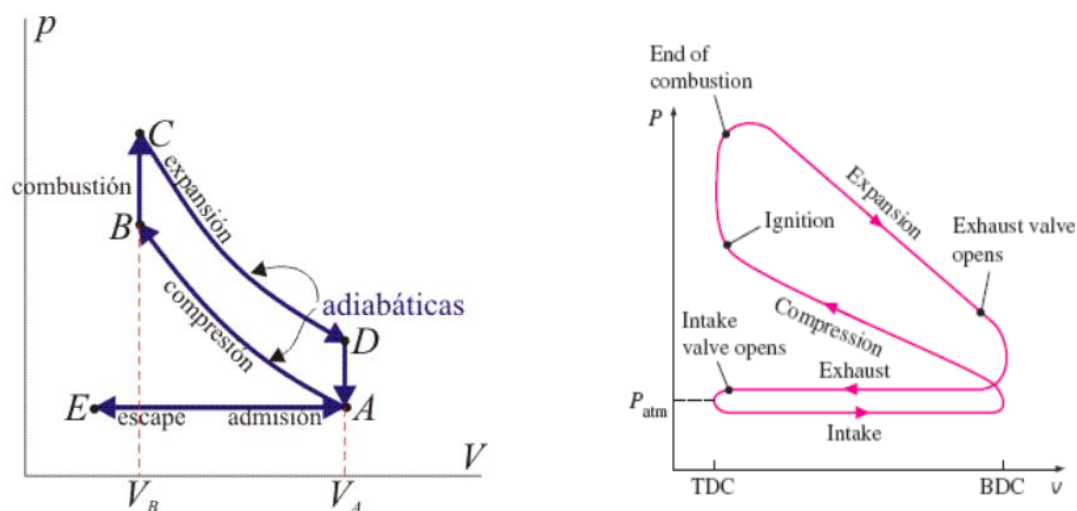


Figura 2.12 – Diagrama P-V teórico (izquierda) y real (derecha) del ciclo Otto. FUENTE: Universidad de Sevilla, 2015.

2.2.2 Tecnología de cogeneración

La cogeneración, o por sus siglas en inglés CHP (Combined Heat and Power), es una forma de producir energía eléctrica y térmica a partir de un mismo sistema de generación, como por ejemplo una turbina de gas o un motor alternativo [26]. Su uso queda relegado a aplicaciones donde hay cierta demanda térmica cerca de una central o lugar donde se quiere instalar generación eléctrica. Estas aplicaciones concuerdan con las necesidades del proyecto, donde por un lado se quiere generar energía eléctrica, utilizada posteriormente en una bomba de calor; y por el otro se valora la producción de energía térmica, ya que los digestores de la EDAR requieren de calefacción para mantenerse a la temperatura de trabajo y, en el caso de haber calor excedente, se puede aprovechar para la calefacción del distrito.

La principal ventaja de este sistema es su alto rendimiento global debido al aprovechamiento tanto de la fracción eléctrica de la energía, como de la térmica. Además, los sistemas de cogeneración permiten reducir costes de mantenimiento gracias a juntar toda la producción en una misma máquina [26]. Son estas las características por las que, como se mencionaba en el apartado 2.1.1, la cogeneración es la forma estrella de aprovechar al máximo la energía del biometano. En este caso, se utilizará un motor alternativo con cogeneración. Esta tecnología es aplicable a un amplio abanico de motores según su tamaño, estando disponible comercialmente para motores entre los 5 kW y los 7 MW [26]; un rango que permite buena adaptabilidad con la producción de biometano de la EDAR. Otro factor que hace ideal al uso de un motor alternativo con cogeneración es que, como se verá a continuación, el calor recuperado se obtiene en forma de agua sobrecalentada. Las temperaturas de esta agua concuerdan mejor con la necesaria en los digestores que en el caso de usar una turbina de gas, donde el calor recuperado es a alta temperatura y sería más difícil su explotación. Por último, para rentabilizar la inversión en uno de estos motores suele ser necesario que operen de forma continuada durante muchas horas, siendo el umbral inferior 3.500 horas de funcionamiento al año [26].

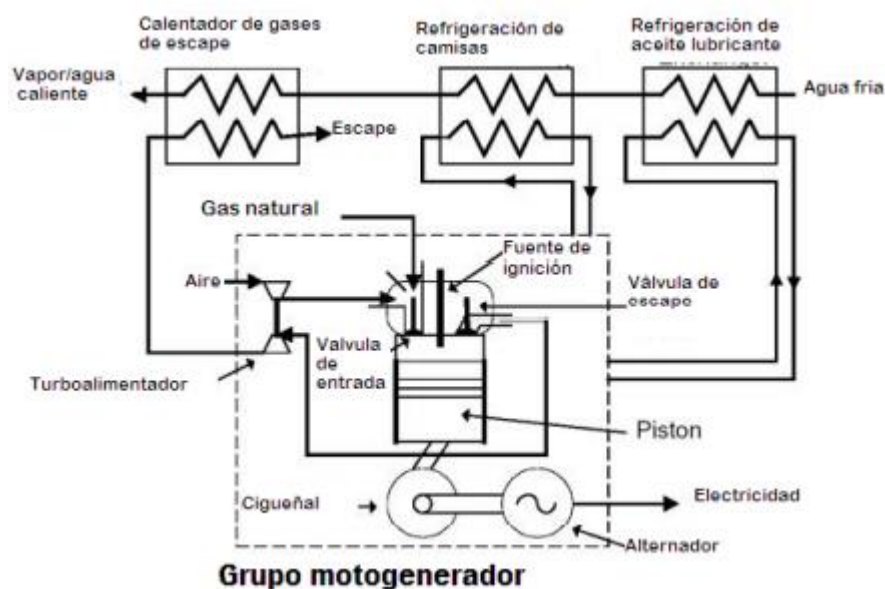


Figura 2.13 – Esquema de un motor con cogeneración. FUENTE: Diego Fraile, 2008.

Utilizar la tecnología de cogeneración en el motor alternativo implica analizarlo en dos sistemas independientes: el eléctrico y el térmico. La producción eléctrica es el cometido principal del motor. El trabajo que realiza cada uno de los pistones a lo largo del ciclo Otto se transmite en forma de energía mecánica al cigüeñal, cuyo eje está acoplado a un alternador eléctrico. Esto hace que se hable de rendimiento eléctrico en vez de mecánico ya que la energía útil es eléctrica. Para motores fijos de gran tamaño se pueden alcanzar rendimientos eléctricos de entre el 35-40% [23, 24, 26].

Como se ha mencionado en el apartado 2.2.1, el ciclo Otto real tiene pérdidas de calor que obligan la refrigeración del motor y hasta un tercio de la energía del combustible se pierde en los gases de escape, también en forma de calor. Además, el aceite lubricante también absorbe parte del calor que desprenden los cilindros. Estas son las tres fuentes principales de las que se recupera la energía térmica de la máquina [22, 24].

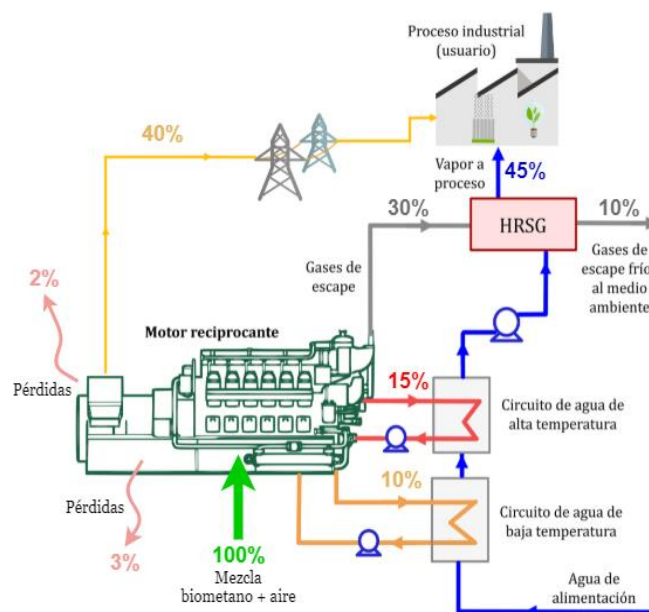


Figura 2.14 – Esquema de un motor con cogeneración. Adaptado de Cogenera México y Diego Fraile, 2008

- **Aceite lubricante:** la circulación del aceite por todos los elementos del motor hace que absorba calor desprendido por la propia combustión en los cilindros o de rozamientos entre piezas. Esta energía térmica supone hasta un 10% de la total de la mezcla de combustible [24] y se obtiene en forma de agua a baja temperatura (30 – 50°C) [26]. No siempre se aprovecha esta parte de la energía, y en el caso de hacerlo, se utiliza como precalentamiento del agua para los circuitos de la refrigeración de camisas y los gases de escape, los cuales son más energéticos [24].
- **Refrigeración de las camisas de los cilindros:** para la refrigeración se utiliza un circuito de agua que, en condiciones de régimen permanente, suele trabajar en torno a los 90°C [24]. Esta agua caliente supone hasta un 15% de la energía total de la mezcla de combustible, y se aprovecha transmitiendo el calor a un circuito de agua a alta temperatura (80 – 90°C) [26].

- Gases de escape: los gases de escape contienen la mayor parte de la energía térmica que se recupera y suponen alrededor de un 30% de la total en la mezcla de combustible. La temperatura de estos gases está alrededor de los 400 – 500°C y permite producir vapor a presiones por debajo de los 25 bar o agua sobrecalentada [24]. No toda la energía de los gases de escape puede ser recuperada y una parte se expulsa al ambiente.

La combinación de las tres formas de recuperación de la energía térmica permite obtener rendimientos térmicos de entre un 40 y un 45% [24, 26], o lo que es lo mismo, un 45% de la energía en la mezcla de combustible y aire se recupera en forma de agua sobrecalentada o vapor a baja presión. Esto implica que, entre la producción eléctrica y la térmica, se alcanza hasta un 85% de la energía aprovechada quedando solo un 15% de pérdidas localizadas en rozamientos, calor residual en el alternador y la energía de los gases de escape que no se puede recuperar.

2.3 BOMBAS DE CALOR GEOTÉRMICAS

2.3.1 Ciclo de Rankine inverso

El ciclo de Rankine inverso es un ciclo termodinámico que permite la producción de frío o calor operando al revés que un ciclo de potencia. El fundamento detrás de un ciclo de potencia está en tomar calor de un foco caliente y llevarlo a un foco frío convirtiendo parte de éste en trabajo. Por el contrario, un ciclo inverso toma calor de un foco frío y lo envía a un foco caliente consumiendo trabajo en el proceso [29]. Así, con el ciclo inverso se consiguen aplicaciones de refrigeración (retirando calor de un lugar que se desea mantener frío) y de calefacción (aportando calor a un espacio que se desea mantener caliente).

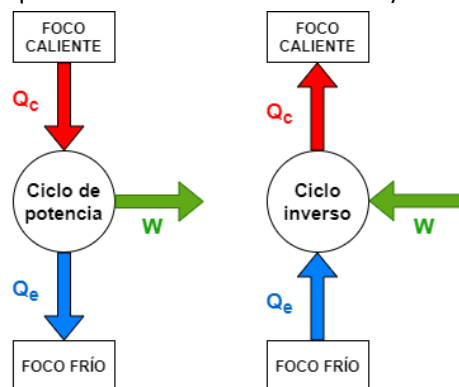


Figura 2.15 – Esquema de flujos de calor y trabajo en un ciclo de potencia y en un ciclo inverso. FUENTE: elaboración propia.

Existen dos tipos de máquinas que realizan este ciclo inverso: las convencionales y las reversibles. Por un lado, las convencionales funcionan en un modo fijo, produciendo sólo calor o sólo frío. En este caso y según qué efecto se considere útil, se hablará de bomba de calor o de máquina frigorífica (enfriadora si la aplicación es de climatización) respectivamente. Por el otro lado, las máquinas reversibles permiten enfriamiento y calefacción con una misma máquina pudiendo cambiar el modo de funcionamiento según convenga. A estas máquinas también se les llama bomba de calor reversible [29]. Para cualquiera de los dos tipos, el ciclo termodinámico es el mismo y consiste en circular un refrigerante a través de cuatro etapas.

- Compresión (1→2): mediante un compresor se eleva la presión del refrigerante aumentando también su temperatura. Para un funcionamiento óptimo el fluido está en condiciones de vapor saturado o con poco sobrecalentamiento en la entrada del compresor, y a su salida termina en condiciones de vapor sobrecalentado. Este proceso es el que consume trabajo dentro del ciclo inverso de Rankine y lo hace a través del motor que acciona al compresor.
- Cesión de calor al foco caliente (2→3): tras la compresión, se pasa el fluido por el condensador donde cede su calor al foco caliente y, en el caso ideal, termina en condiciones de líquido saturado a la salida del mismo.
- Expansión (3→4): con las condiciones de líquido saturado a la salida del condensador, se baja la presión con una válvula. Generalmente se asume igualdad de entalpías antes y después de la válvula.

- Absorción de calor del foco frío (4→1): a baja presión y entalpía se hace pasar el refrigerante por el evaporador, donde absorbe calor del foco frío hasta llegar a las condiciones mencionadas antes de la compresión.

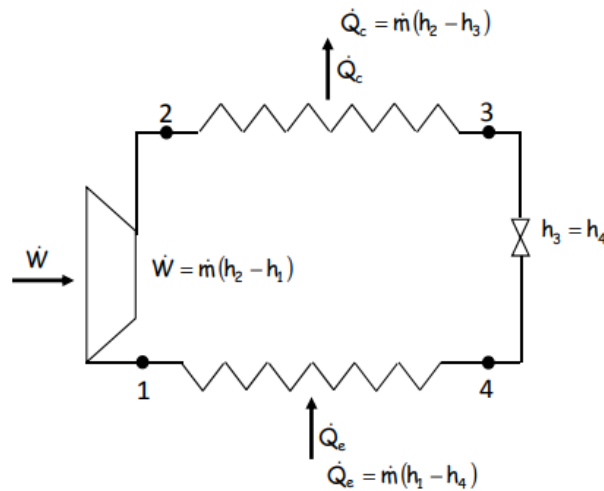


Figura 2.16 – Esquema de un ciclo de Rankine inverso básico. FUENTE: José Ignacio Linares, 2019.

A partir de los calores y los trabajos que entran en juego en una bomba de calor, se pueden definir las eficiencias teniendo que diferenciar el funcionamiento como refrigerador, donde el calor útil es el absorbido en el evaporador y el no útil es el cedido en el condensador; o como calefacción, donde el calor útil es el cedido en el condensador y el no útil es el absorbido en el evaporador. En el modo de funcionamiento de refrigerador, se calcula el EER como la cantidad de calor absorbido en el evaporador a partir del trabajo consumido por el compresor. En el modo de funcionamiento de bomba de calor, se calcula el COP como la cantidad de calor cedido en el condensador a partir del trabajo consumido por el compresor.

$$EER = \frac{\dot{Q}_e}{\dot{W}} \quad (2.1)$$

$$COP = \frac{\dot{Q}_c}{\dot{W}} \quad (2.2)$$

A diferencia de los ciclos de potencia, en los ciclos inversos se pueden conseguir eficiencias mayores que la unidad siendo típicos valores de COP y EER entre dos y cuatro. Esta es su principal ventaja, pues se puede aportar más energía de la que se consume en el compresor ya que se aprovecha la energía presente en el ambiente exterior incorporándola al sistema como energía térmica [28, 29]. Otra de las grandes ventajas de la bomba de calor es el poder ser reversibles, pues con una sola máquina se pueden abastecer demandas de frío y de calor. Además, las bombas de calor tienen un coste de mantenimiento muy bajo requiriendo alguna limpieza periódica y el eventual relleno de fluido refrigerante si se producen fugas [30]. Por el contrario, algunas de las desventajas de las bombas de calor son la necesidad de una gran inversión inicial y la huella ecológica de los refrigerantes, razón por el uso actual de los refrigerantes naturales como el R290, R600, R60a, R717... o los HFOs, todos con nulo potencial de destrucción de la capa de ozono (Ozone Depletion Potential, ODP) y muy bajo o nulo potencial de calentamiento global (Global Warming Potential, GWP).

Por último, se clasifican las bombas de calor según los fluidos que intercambian calor en el lado no útil y útil de la misma [29].

- Aire/aire: el calor útil se transmite en forma de aire caliente o aire frío según se trabaje en calefacción o refrigeración respectivamente. Por otro lado, el calor no útil se toma o se expulsa al foco a través del aire; siendo frío en el caso de calefacción o caliente en el caso de refrigeración.
- Aire/agua: el calor útil se transmite en forma de agua caliente o agua fría según se trabaje en calefacción o refrigeración respectivamente. Por otro lado, el calor no útil se toma o se expulsa al foco a través del aire; siendo frío en el caso de calefacción o caliente en el caso de refrigeración.
- Agua/aire: el calor útil se transmite en forma de aire caliente o aire frío según se trabaje en calefacción o refrigeración respectivamente. Por otro lado, el calor no útil se toma o se expulsa al foco a través de una corriente de agua; siendo fría en el caso de calefacción o caliente en el caso de refrigeración.
- Agua/agua: igual que las bombas aire/aire, pero los calores se intercambian a través de corrientes de agua con sus respectivos focos.

2.3.2 Refrigerantes

El fluido refrigerante es el encargado de transportar el calor entre ambos focos a lo largo del ciclo de Rankine inverso. Durante las cuatro etapas, sufre dos cambios de fase y cede y absorbe calor a presiones distintas. Para que la bomba de calor tenga un buen funcionamiento, el refrigerante ha de tener ciertas propiedades [27, 28]. Entre ellas, se busca que la presión a la temperatura del foco caliente no ha de ser muy alta ni a la temperatura del foco frío muy baja para permitir que el compresor trabaje con buen rendimiento. A mayor entalpía de vaporización tenga el refrigerante, menor gasto másico se necesitará, lo que implica un menor consumo por parte del compresor. Se requiere que la presión de evaporación sea mayor que la ambiente para evitar la entrada de aire. Además, se busca una viscosidad baja para reducir las pérdidas de carga en los conductos a causa del flujo, y una conductividad térmica alta para transmitir mejor el calor en los intercambiadores. Por último, desde el punto de vista de la seguridad, se ha de cumplir que el refrigerante no sea inflamable, ni tóxico, ni nocivo para el medio ambiente. Otros criterios más tecnológicos son el precio, el comportamiento al absorber agua o la miscibilidad con el aceite de lubricación del compresor.

Existen dos familias de refrigerantes: los artificiales y los naturales. Los artificiales son hidrocarburos halogenados que se dividen en tres subgrupos [30].

- CFCs: cloro fluoro carbonos. Están prohibidos ya que tienen un alto ODP y GWP.
- HCFCs: hidrógeno cloro fluoro carbonos. Están prohibidos por los mismos motivos que los CFCs, aunque los sustituyeron durante un tiempo ya que presentan menor ODP.
- HFCs: hidrógeno fluoro carbonos. Estos compuestos no destruyen la capa de ozono (ODP nulo) ya que no tienen presencia de cloro, pero sí suelen tener un alto GWP.

Una evolución de los hidrocarburos halogenados son las olefinas (HFO), con nulo ODP y bajo GWP, si bien muchos presentan ciertos problemas de inflamabilidad. Como alternativa a los refrigerantes artificiales aparecen los refrigerantes naturales entre los que se encuentra el

propano (R290), el amoníaco (R717), el CO₂ (R744) o el agua (R718) [27, 28]. Estos no son dañinos a la capa de ozono (ODP nulo) y presentan un GWP mucho menor que los artificiales.

2.3.3 Geotermia

Como se ha mencionado en el apartado 2.3.1, las bombas de calor tienen alta eficiencia gracias a que adquieren energía del ambiente y la convierten en energía útil, magnificando así la producción térmica con respecto al trabajo consumido. Según de dónde se obtenga esa energía se distinguen entre dos tipos de bomba de calor: las aerotérmicas y las geotérmicas.

Las bombas de calor aerotérmicas son del tipo aire/X, o lo que es lo mismo, toman el calor no útil del aire [29]. Son bombas de menor tamaño y más económicas, pero tienen un gran inconveniente en la climatización debido a que el COP de una bomba de calor disminuye cuanto mayor es la diferencia de temperatura entre ambos focos [27, 28]. Este efecto es contrario a los requerimientos en la climatización, pues a mayor diferencia de temperatura, mayor demanda térmica se requiere. Esto implica que una bomba de calor no trabajaría de forma eficiente en días muy fríos en invierno, donde se exige mucha energía para la calefacción y el COP mengua a causa de una diferencia mayor entre la temperatura en el exterior y la deseada en el interior. Mayor demanda y menor COP se traducen en un consumo excesivo para satisfacer las necesidades climáticas. En días muy cálidos de verano ocurriría el mismo efecto solo cambiando que en vez de calefacción, se demandaría refrigeración.

Las bombas de calor geotérmicas (BCG) solventan ese problema utilizando el terreno como uno de los focos del cual extraen o ceden la energía térmica. El terreno ofrece dos ventajas frente al aire a la hora de abastecer demandas de climatización con bombas de calor. La primera es que la Tierra tiene una alta inercia térmica, de tal forma que las variaciones en la temperatura ocurren más lentamente en el suelo que en el aire. Esto permite que el calor acumulado del verano pueda ser aprovechado para la calefacción del invierno y que el frío del invierno se guarde para sacarle provecho en verano. La segunda ventaja es que la gran capacidad térmica del suelo causa que la temperatura se estabilice con la profundidad, llegando a un punto donde se mantiene constante a lo largo del año con un valor próximo a la temperatura media anual del lugar [28, 29].

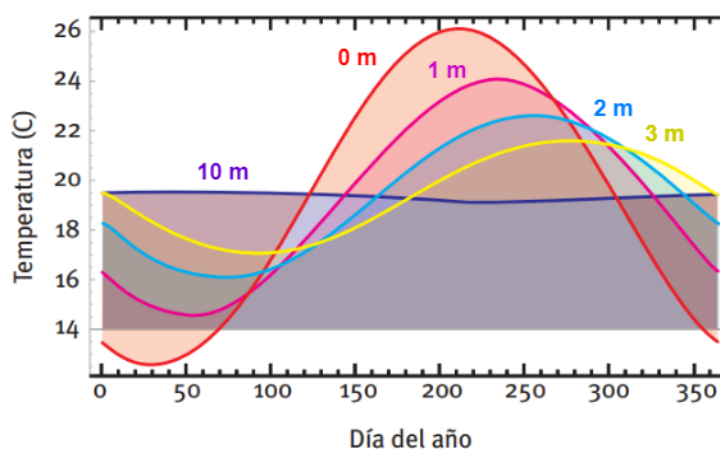


Figura 2.17 – Variación de la temperatura de la Tierra en función de la profundidad a lo largo de un año. FUENTE: ATECYR, 2012.

Durante los primeros 10 m de profundidad la temperatura está determinada por el intercambio de calor con la atmósfera y el sol. Entre los 10 y los 70 m la temperatura se mantiene constante y es a partir de los 70-80 m donde comienza un gradiente térmico donde la temperatura crece con la profundidad [31]. Las bombas de calor geotérmicas utilizadas para aplicaciones de climatización generalmente hacen la transferencia de energía a la profundidad donde la temperatura se mantiene constante evitando así los problemas de la disminución del COP y la potencia térmica (capacidad) con la variación de la temperatura del foco y manteniendo tanto el COP como el EER constantes a lo largo del año.

El funcionamiento de una BCG se muestra esquematizado en la *Figura 2.18*, donde hay dos circuitos de agua. El que está enterrado se utiliza para el intercambio del calor no útil (cesión al terreno en verano y absorción en invierno), mientras que el que está conectado a la demanda se utiliza para intercambiar el calor útil (refrigeración en verano y calefacción en invierno). Para poder sacar partido de la estabilidad térmica del suelo, la parte enterrada se dispone en modo de sondeo vertical para poder alcanzar la profundidad deseada [30]. Este equipo es reversible, y para poder cambiar el modo de funcionamiento se hace uso de una serie de válvulas que permiten cambiar los circuitos de agua entre los dos intercambiadores de calor. Así, el circuito del condensador en verano (encargado de transferir el calor al suelo) pasaría a ser el circuito del evaporador en invierno (encargado de absorber calor del suelo).

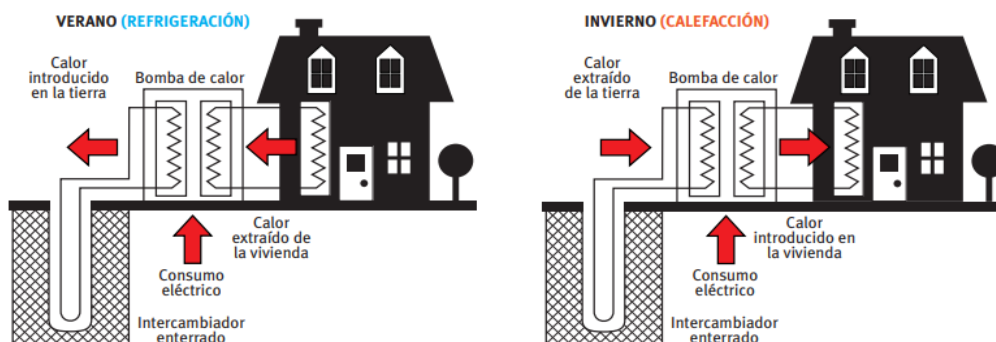


Figura 2.18 – Esquema de funcionamiento de una bomba de calor geotérmica. FUENTE: ATECYR, 2012.

No hay que confundir la geotermia de alta temperatura, originada por actividad sísmica o volcánica y a la que se hace referencia típicamente cuando se habla de geotermia, con la de baja temperatura, que aprovecha las propiedades del suelo para el intercambio de energía. En el caso de las bombas de calor geotérmicas se hace uso de la segunda, llamada frecuentemente *geotermia somera*, ya que no se requiere de grandes fuentes de calor, sino de un medio con temperatura constante y buena conductividad para ceder o absorber calor a conveniencia, lo que permite que se pueda aplicar esta tecnología casi en cualquier parte [31].

Ambos tipos de geotermia se consideran como energías renovables ya que la energía aprovechada proviene de la Tierra, aunque en el caso de España es la energía renovable³ menos

³ La legislación española, transponiendo la europea, define que una bomba de calor aerotérmica o geotérmica es renovable siempre que su COP estacional sea igual o superior a 2,5. Sólo se considera renovable la energía tomada del medio (es decir, el funcionamiento en modo calefacción).

explotada de todas. Por motivos de diversa índole como el desconocimiento, la falta de legislación o la heterogeneidad del clima y del suelo han hecho que esta tecnología se quede atrasada con respecto a otros países europeos [31]. Durante los últimos años el uso de las bombas de calor geotérmicas ha crecido para alcanzar el nivel de otros países vecinos y por la gran versatilidad que ofrece esta tecnología ya que permite su acoplamiento con otros sistemas basados en energías renovables para poder abastecer demandas térmicas de forma respetuosa con el medio ambiente.

2.4 REDES DE CALOR Y FRÍO

Una red de calor y frío, también llamada red de distrito, consiste en un sistema de distribución de calor y/o frío para ofrecer un servicio de climatización (ya sea de calefacción o de refrigeración) y de agua caliente sanitaria (ACS) a los ocupantes de los edificios de una zona [32], [33]. La red consta de un equipo de producción térmica central a partir del cual se canaliza por un sistema de tuberías subterráneas el agua caliente y fría utilizada para abastecer la demanda de los usuarios. Los beneficiarios de la red de distrito pueden ser viviendas residenciales, edificios de empresas y comercios, edificios de equipamientos como escuelas y hospitales, etc [32].

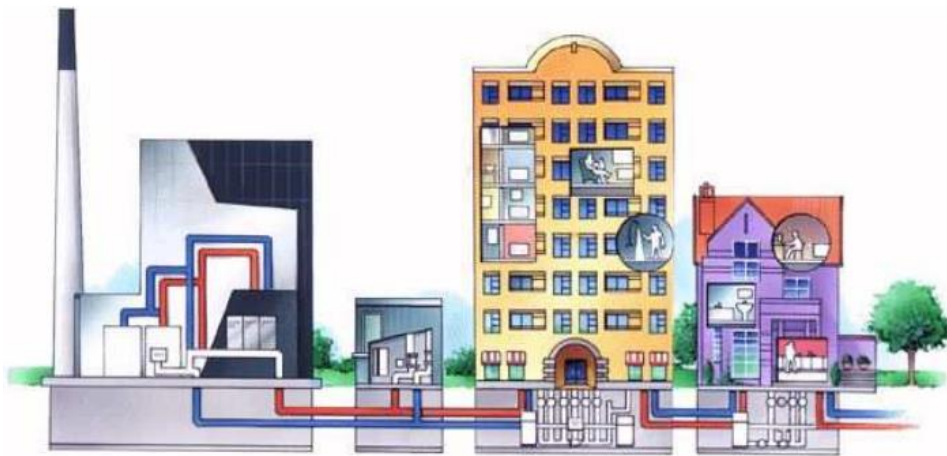


Figura 2.19 – Esquema de una red de calor y frío. FUENTE: AIGUASOL, 2011.

Aunque el principal propósito de una red de distrito parezca ser distribuir calor y frío en una zona, sus objetivos van más allá. En España, más del 40% de la energía primaria consumida se desaprovecha a causa de pérdidas en la transformación y transporte [33]. Acercando la generación a los lugares de consumo no solo se conseguiría reducir esas pérdidas, sino que se da libertad de elegir qué tipo de energía primaria es más conveniente utilizar según el lugar [32], [33]. Así, una red de calor y frío en Islandia podría recurrir a la energía geotérmica de alta temperatura presente en el lugar, ya que es una energía primaria cercana, accesible y abundante; evitando acrecentar el uso de la red eléctrica. De la misma manera, en una zona rural se podría utilizar el biogás generado con los purines del ganado. Este proyecto sigue las mismas líneas, pues el biogás de una EDAR es una fuente de energía primaria presente y accesible en todas las grandes ciudades, lo que lo hace ideal para una red de distrito en estos emplazamientos. En paralelo a la diversificación y uso de energías cercanas, otra de las ventajas que ofrecen este tipo de redes es que el propio usuario no siempre es consumidor, sino que también actúa como productor de energía para el sistema, lo que ha venido en denominarse *prosumidor*. Por ejemplo, un supermercado conectado puede aportar calor proveniente de las neveras donde guarda sus productos, el cual puede ser usado por los habitantes de la zona residencial para el ACS o la calefacción. En conjunto y para redes de última tecnología, hasta el 86% del calor utilizado proviene de calor recuperado en otros procesos y energías renovables [33].

La centralización de la generación de calor y frío permite el uso de equipo industrial de gran escala, el cual se caracteriza por una mejor eficiencia y mejores tecnologías para el control de la contaminación [32]. Además, para que el sistema sea económicamente rentable se necesita tanto la recuperación de calores residuales como la introducción de tecnologías de alto rendimiento, como es el caso de la cogeneración o las bombas de calor geotérmicas [32]. Es cierto que la centralización de los equipos de producción térmica causa que haya pérdidas durante el transporte y un consumo extra debido al bombeo del agua por las tuberías. Sin embargo el resultado global es positivo, suponiendo un ahorro de hasta el 16% de la energía con respecto al método convencional [32].

La flexibilidad que permite la red de distrito a la hora de decidir qué energía primaria usar da cabida al uso de energías renovables, siendo la biomasa y la geotermia las fuentes más comunes en ciudades [34]. La introducción de estas energías supone una bajada de hasta el 95% del consumo de combustibles fósiles y una reducción considerable de las emisiones de CO₂ [32].

Las redes de calor y frío no son nada nuevo, comenzando esta tecnología en la década de 1880 en Nueva York con las redes de primera generación. Este tipo de sistema utilizaba vapor de agua presurizado por encima de los 100°C y la fuente energética era el carbón [34]. Con los años se ha ido bajando la temperatura del agua y se han ido diversificando las fuentes de energía utilizadas en el equipo de producción centralizado. Las redes implantadas actualmente son las de cuarta y quinta generación, estando esta última todavía en proceso de desarrollo [35]. Las características que definen a una red de cuarta generación es una temperatura del agua distribuida de entre 50 y 60°C, la recuperación térmica procedente de otros procesos y la introducción de energías renovables y de alta eficiencia entre las que se encuentra la biomasa, la geotermia y la cogeneración [34].

Las redes de quinta generación suponen un cambio drástico en la temperatura del agua, bajándola hasta los 25°C. Con esto no sólo se consigue reducir las pérdidas en el transporte de la energía, sino que se hace más accesible la recuperación del calor debido a que podrán participar más fuentes y de menor temperatura [35], [36]. Este es un punto clave de las redes de quinta generación, pues se hace hincapié que todos los puntos de la red sean “prosumidores”, o lo que es lo mismo, que los propios consumidores sean capaces de dar calor residual a la red para que otros lo consuman [36]. Para que la recuperación del calor sea efectiva, las redes incluyen almacenamiento de energía para que, en el caso de que nadie lo pueda aprovechar, se quede guardado para un uso futuro. Sin embargo, dada la baja temperatura del agua, cada punto de consumo tendrá que disponer de su propio sistema (generalmente basado en bombas de calor) para subir la temperatura a los 40 – 50°C para la calefacción y a los 60 – 70°C para el ACS [36]. La producción térmica de esta red es 100% de origen renovable, y se encuentra más descentralizada para poder abarcar el mayor número de fuentes posibles. Entre estas se encuentran la fotovoltaica, la eólica, la cogeneración, la geotermia y la biomasa [34].

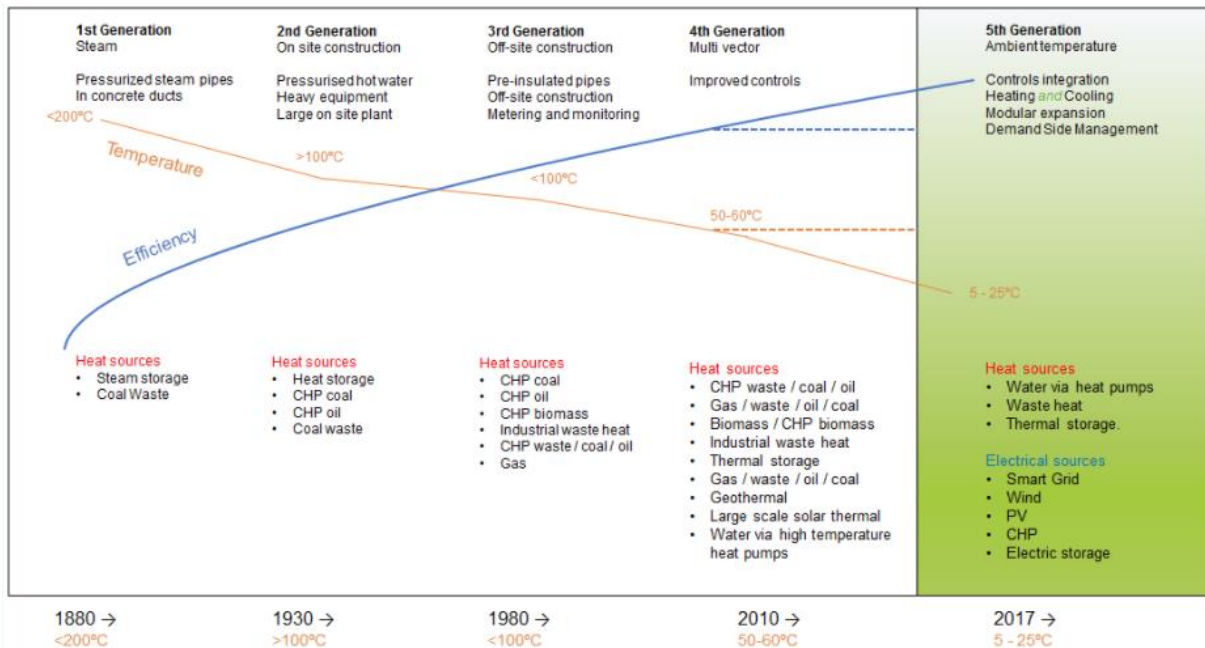


Figura 2.20 – Clasificación y características de las redes de distrito desde su inicio en 1880. FUENTE: ICAX, 2017.

La principal desventaja de las redes de calor y frío es una alta inversión inicial, que acarrea la necesidad de una gran densidad de demanda en la zona donde se instala para poder obtener rentabilidad económica [32]. El montaje del sistema de tuberías, la construcción de la instalación donde se emplazará el equipo centralizado de generación térmica, las estaciones de bombeo para impulsar el agua... todo ello supone un coste elevado el cual es rentable en urbanizaciones de nueva construcción, donde esta red es solamente una parte de toda la infraestructura que se ha de construir, y se puede diseñar desde cero en conjunto con el resto de sistemas subterráneos, entre los que se encuentran el alcantarillado, las tuberías de agua para el consumo, los cables del alumbrado eléctrico o incluso el metro. En el caso de querer hacer una red de distrito para un barrio ya construido, los costes se disparan debido a la logística para organizar la red sin encontrarse ningún obstáculo subterráneo y la molestia a los vecinos del barrio causadas por los cortes de tráfico o los cortes temporales de luz o agua en algunos edificios debidos a las obras [32]. La mejor forma de rentabilizar la red es con una alta densidad de demanda de todos los puntos de consumo (viviendas, industrias, comercios, edificios de equipamientos...). Cuanta más gente se pueda beneficiar de la red y más calor se demande de la misma, más distribuidos quedarán los costes fijos originados de la inversión inicial.

En Europa se ha apostado por las redes de calor y frío para poder alcanzar un sistema energético sostenible e independiente de fuentes exteriores [33], y donde los países más concienciados ya tienen hasta un 50% de su población conectada con este tipo de redes. En 2013, 65 millones de usuarios (un 10% de la población europea) gozaban del uso de este sistema para abastecer sus necesidades térmicas, llegando a haber algunas capitales como Helsinki, Varsovia o Copenhague donde se ha alcanzado más de un 90% de ciudadanos conectados. España está muy atrasada en esta tecnología, solo teniendo a un escaso 0,5% de su población conectada [33]. La principal causa de este retraso con respecto a Europa se atañe a la burbuja inmobiliaria, donde se impulsó la construcción, pero hubo falta de visión hacia los sistemas de ahorro y aprovechamiento de la

energía; también debido en parte al poco desarrollo en aquel entonces de políticas que lo fomentaran.

En total hay algo más de 150 redes, siendo solo cuatro de ellas de la escala en la que se centra este proyecto donde se busca abastecer un distrito residencial de 50.000 habitantes. El resto de redes son de pequeño tamaño y están centradas en áreas para la actividad industrial como polígonos industriales o para el sector terciario. Además, tres de estas cuatro redes están situadas en Barcelona, lo que muestra cómo esta tecnología todavía sigue en pañales en España ya que los pocos avances que se hacen son puntuales y están muy localizados.

Dadas las características del sistema formado por el motor de gas con cogeneración y la bomba de calor geotérmica, así como las temperaturas del agua mostradas en el apartado 3.3 para las que se diseñará esta; la red idónea es una de cuarta generación. Estas redes admiten cogeneración y geotermia, y además aprovechan calores residuales de otros usuarios. Para el caso eléctrico, donde la energía viene de la red, la cuarta generación es válida ya que no exige que todas las fuentes sean de origen renovable. Sin embargo, en el caso de querer implantar una de quinta generación, habría que buscar un origen renovable para la electricidad.

3. METODOLOGÍA

3.1 MODELO DE PRODUCCIÓN DE BIOMETANO

Como se ha comentado en el apartado 2.1.3, la producción de biogás depende de numerosos factores provenientes no solo de las condiciones en las que se realiza la digestión anaerobia, sino también del diseño del esquema de procesos de la EDAR, o las características del agua residual que afluye a la misma y que son cambiantes en el tiempo. A esta variabilidad se añade que, en España, hay una gran brecha entre aquellas depuradoras que ya han apostado por explotar y optimizar el biogás que producen, mientras que otras no cuentan con tal desarrollo de esta tecnología y su generación de gas es muy baja.

El enfoque de este proyecto tiene unas líneas más generales, donde no se busca conocer al detalle la producción de biometano de una EDAR en concreto, sino tener una idea general del potencial de producción que se podría esperar de una depuradora promedio y así tener un punto de partida con respecto a cuánta energía se puede disponer. El parámetro principal para definir el distrito que se desea abastecer es su población, por lo que interesará conocer la producción de biometano en función de los habitantes equivalentes de la EDAR.

El concepto de habitante equivalente sirve como cifra de referencia para comparar aguas residuales, pero realmente no habla de población sino de presencia de DBO_5 en el agua. Así, cuando se dice que una depuradora tiene N habitantes equivalentes, implica que la cantidad de DBO_5 en el agua es N veces la cantidad que contamina un habitante. La relación entre habitantes reales y habitantes equivalentes no es la unidad, ya que típicamente hay negocios, industrias u otras actividades que contribuyen a una mayor contaminación del agua; resultando un número de habitantes equivalentes mayor frente al de habitantes reales. En este estudio se analiza un distrito residencial donde se asume la ausencia de industrias y actividades muy contaminantes, por lo que se aproxima a la unidad la ratio entre habitantes equivalentes y habitantes reales. Se recurre a esta hipótesis por simplicidad, ya que se podrá identificar y hacer comparaciones en todo momento con la población real del distrito y no será necesario aplicar ningún factor para pasar de los equivalentes a los reales. En cualquier caso, tener en cuenta otras actividades contaminantes implicaría un mayor número de habitantes equivalentes para una misma población real y por lo tanto, se dispondría de aún más biometano para el distrito que en el caso donde se asume la relación 1:1.

Para hacer la estimación de la producción de biometano en función de los habitantes equivalentes, se recurre a reunir los datos de diferentes EDAR y aplicar el método de los mínimos cuadrados para obtener una relación funcional entre ambas variables. Toda la información se encuentra mostrada en la *Tabla 3.1* [11, 12, 16, 17, 35]. Algunas de las EDAR analizadas destacan por sus avances en la explotación del biometano mientras que otras no tienen una tecnología tan desarrollada. Por otro lado, algunas de las depuradoras ofrecen sus datos de biogás, pero no de biometano. Para esos casos se ha asumido para el biogás una composición de un 65% de metano, un 30% de CO_2 y un 5% de otros gases siguiendo las líneas generales expuestas en el apartado 2.1.4 y que tras el *upgrading*, resultaría en un biometano de un 95% de metano y un 5% de impurezas. Además, los datos energéticos se han tomado respecto del poder calorífico inferior (PCI), que en el caso del metano es $9,94 \text{ kWh-PCI/Nm}^3$ [38].

Es importante resaltar que los datos de biometano se dan para la producción neta y no la bruta. Como se explica en el apartado 2.1.3, los digestores necesitan ser calefactados para mantener su temperatura de trabajo alrededor de los 37°C y que el lecho con los microorganismos anaerobios tenga las condiciones óptimas. El calentamiento de los reactores se hace recirculando los fangos por unos intercambiadores de calor, los cuales reciben la energía térmica del propio biogás generado [18]. Ello causa que el volumen de biogás susceptible a ser vendido (producción neta) sea menor que el realmente generado (producción bruta). La determinación de cuánta energía se necesita para calentar los reactores es un cálculo complejo que depende de muchas variables relacionadas con su geometría y su aislamiento, así como del propio clima donde esté situada la EDAR o la estación meteorológica. Esto hace que haya mucha variabilidad en la energía consumida por las distintas depuradoras. Sin embargo, se puede hacer una primera aproximación del consumo estimando que el biogás necesario se corresponde a un 40% de la producción neta [18]. De esta manera, por cada unidad neta (kWh-PCI) de biometano que se puede aprovechar, se han de producir 1,4 unidades brutas (kWh-PCI) del mismo.

Para analizar la relación entre producción y población, se muestra en la *Figura 3.1* el volumen de biometano producido frente a los habitantes equivalentes de la EDAR. La curva de regresión que mejor encaja es parabólica, confirmando el R^2 de 0,8771 que el ajuste es aceptable. Se puede ver cierta variabilidad en los datos, donde los puntos no terminan de seguir del todo la curva de regresión y quedando algo arriba o algo debajo de la misma. Esto se debe al hecho comentado anteriormente, pues esta tecnología todavía es algo precoz y no todas las depuradoras están igual de avanzadas. También es apreciable que las EDAR de más de 500.000 habitantes equivalentes tienen mucho peso con respecto a las de mayor tamaño. Por este motivo y dado que el distrito residencial será de un tamaño no superior a los 150.000 habitantes, se focalizará la estimación con los datos de las depuradoras más pequeñas.

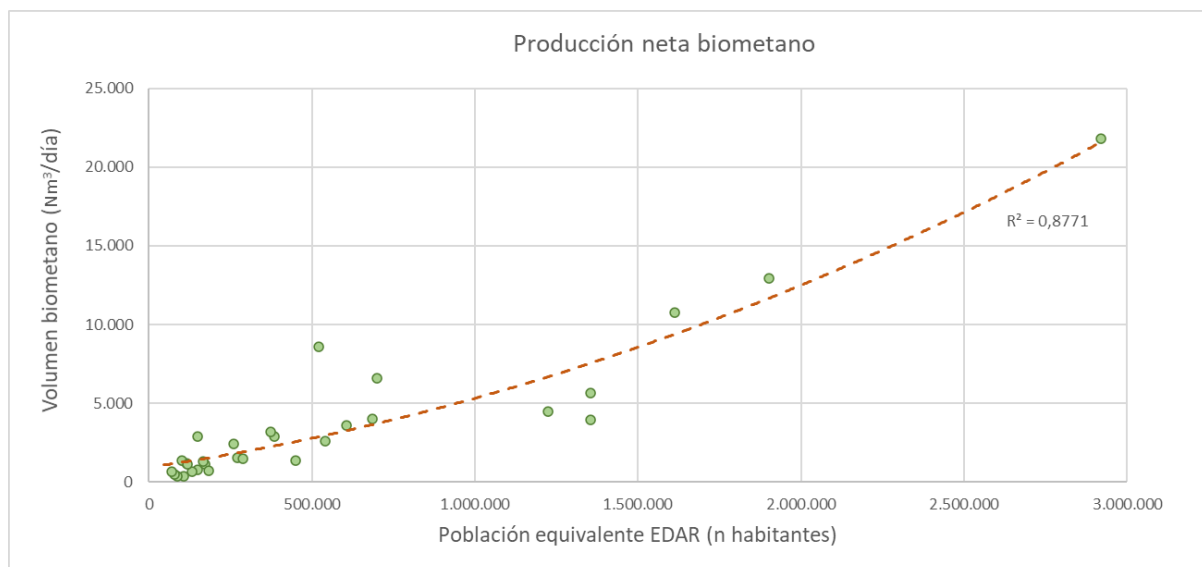


Figura 3.1 – Volumen de biometano neto producido. FUENTE: Elaboración propia.

En las *Figura 3.2* y *Figura 3.3* se presentan tanto el volumen de biometano producido como su energía respecto del PCI, ambos centrados para depuradoras de menos de 500.000 habitantes. El mejor ajuste sigue siendo el cuadrático, mostrando un R^2 aceptable. También se añaden las expresiones de ambas regresiones ya que son la relación buscada para poder hacer estimaciones de producción según el número de habitantes del distrito. Así, para una población de distrito dada, el volumen diario neto generado así como su energía vienen dados por las *Ecuaciones (3.1)* y *(3.2)*.

$$V_{CH_4} \left[Nm^3/día \right] = 1 \cdot 10^{-9} \cdot N^2 + 0,003 \cdot N + 929,37 \quad (3.1)$$

$$E_{CH_4} \left[kWh - PCI/día \right] = 1 \cdot 10^{-8} \cdot N^2 + 0,0297 \cdot N + 9243 \quad (3.2)$$

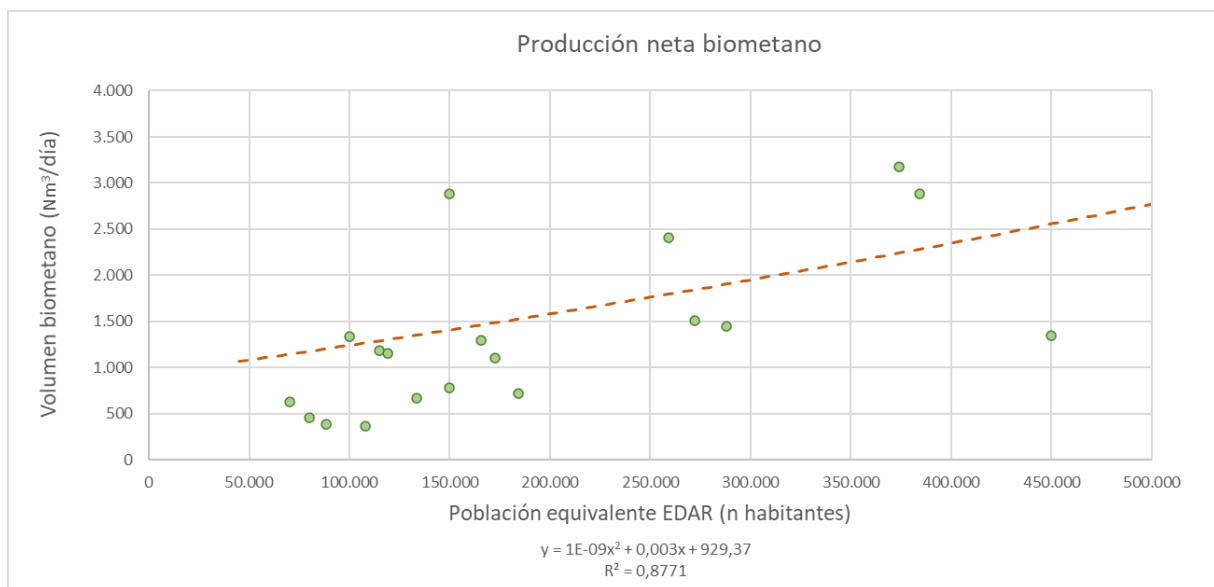


Figura 3.2 – Volumen de biometano neto producido en EDAR menores de 500.000 hab. eq. FUENTE: Elaboración propia.

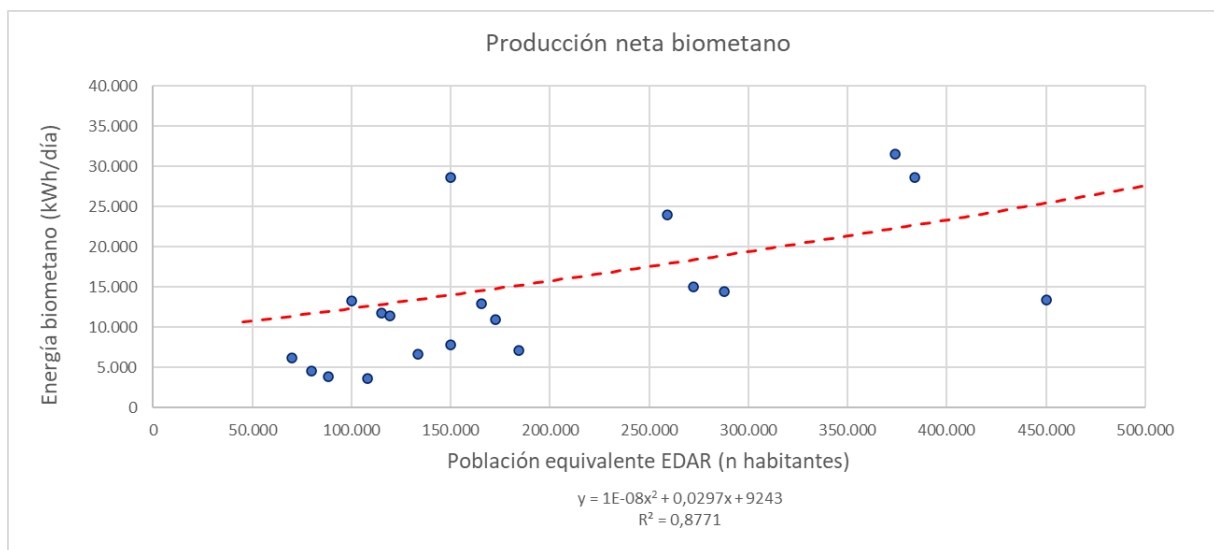


Figura 3.3 – Energía respecto del PCI del biometano neto producido. FUENTE: Elaboración propia.

Con estos resultados, una población de diseño del distrito de 50.000 habitantes y la hipótesis de igualdad entre habitantes reales y equivalentes, la producción de biometano sería de 1.082 Nm³ al día, que se traduce en una energía de 10.750 kWh diarios.

Tabla 3.1 – Datos de producción de biometano diversas EDAR. FUENTE: elaboración propia.

Nombre de la EDAR	Situación de la EDAR	Habitantes equivalentes	Producción diaria de biometano [Nm ³ /día]	Producción diaria de biometano [kWh/día]
Abrera	Abrera	115.000	1.188,0	11.815,2
Alcalá Oeste	Alcalá de Henares	374.090	3.172,9	31.555,5
Alcantarilla	Alcantarilla	150.000	780,0	7.757,4
Arroyo Culebro Cuenca Baja	Getafe	1.353.600	3.917,9	38.965,1
Arroyo Culebro Cuenca Media Alta	Pinto	1.224.720	4.467,9	44.435,4
Arroyo de la Vega	Alcobendas	541.000	2.614,9	26.006,3
Arroyo del Soto	Móstoles	604.800	3.567,9	35.484,2
Arroyo Quiñones	SS de los Reyes	172.500	1.102,1	10.960,7
Bens	La Coruña	600.000	10.000,0	99.454,4
Boadilla	Boadilla	80.000	459,1	4.565,5
Burgos	Burgos	833.000	7.250,8	72.111,9
Butarque	Madrid	1.612.800	10.777,9	107.191,4
El Endrinal	Collado Villalba	165.400	1.296,3	12.891,9
Gavá-Viladecans	Viladecans	384.000	2.880,0	28.642,9
Guadarrama Medio	Villanueva de la Cañada	70.000	626,9	6.234,3
La China	Madrid	1.900.800	12.955,8	128.851,0
La Gavia	Madrid	1.353.600	5.664,5	56.336,0

Nombre de la EDAR	Situación de la EDAR	Habitantes equivalentes	Producción diaria de biometano [Nm ³ /día]	Producción diaria de biometano [kWh/día]
La Golondrina	Córdoba	522.000	8.614,5	85.674,5
La Poveda	Arganda del Rey	100.000	1.340,4	13.330,4
La Reguera	Móstoles	272.210	1.509,2	15.009,4
Las Rejas	Madrid	685.000	4.013,4	39.915,4
Los Placeres	Pontevedra	150.000	2.880,0	28.642,9
Murcia Este	Murcia	960.000	4.808,2	47.819,8
Navalcarnero	Navalcarnero	184.333	718,7	7.148,0
Navarrosillos	Colmenar Viejo	133.333	669,7	6.660,2
Novelda-Monforte del Cid	Monforte del Cid	88.500	388,8	3.866,8
Sant Pere de Ribes	Sitges	108.000	363,0	3.610,2
Soto-Gutiérrez	Valdemoro	119.170	1.152,3	11.460,5
Sur	Madrid	2.920.320	21.831,2	217.120,4
Sur Oriental	Madrid	288.000	1.447,0	14.390,8
Torrejón de Ardoz	Torrejón de Ardoz	450.000	1.346,0	13.386,9
Valdebebas	Madrid	259.200	2.406,4	23.932,9
Viveros de la Villa	Madrid	700.000	6.565,6	65.297,5

3.2 MODELO DEL MOTOR DE GAS

3.2.1 Dimensionado del motor

Una vez conocido de cuánto biometano se dispone, es posible determinar el tamaño del motor con cogeneración que se utilizará para satisfacer las necesidades del distrito. Como ya se ha visto en el apartado 2.2.2, este tipo de motores se caracterizan por tener un buen rendimiento combinado entre la producción eléctrica y térmica. En todo caso, la potencia que se desea determinar y que es de mayor utilidad para cubrir la demanda del distrito es la eléctrica, pues será la que alimente a la bomba de calor para producir calor o frío. Con ésta conocida, se analizará en segundo plano de cuánta potencia térmica se dispone según la nominal del motor así como los usos que se le dará a este calor recuperado.

El nexo para unir la producción de biometano y el tamaño del motor de gas lo da el consumo de combustible del mismo. Así, el motor que se utilizará será aquel cuyo consumo energético se corresponda con los 10.750 kWh/día (448 kW) de producción de biometano. A partir de esta relación y con los rendimientos del motor se puede determinar tanto la potencia eléctrica como la térmica que se puede producir a partir del biometano de la EDAR.

El primer paso es la revisión de diferentes motores con cogeneración, cuyos datos se encuentran recopilados en las *Tabla 3.2* a *Tabla 3.6* [24, 26]. Con todos estos valores se obtendrá la relación potencia eléctrica – consumo de biometano utilizando el método de los mínimos cuadrados. Dado que la producción de biogás no es muy elevada y la mayoría de los motores analizados están por debajo de 1 MW, se hará la regresión para todos aquellos motores por debajo de 1MW.

Tabla 3.2 – Estimación de los valores típicos de motores de gas comerciales. FUENTE: Larry Goldstein et. al, 2003

Potencia eléctrica [KWe]	Potencia térmica cogeneración [KWt]	Consumo [KWh-CH ₄ /día]	Coste de instalación [2020 €]	Coste de mantenimiento [2020 €/MWh]
100	164,1	8.088,8	192.142,42	25,62
300	445,5	23.141,0	495.300,46	18,50
1.000	1.084,4	70.689,0	1.344.996,94	12,81
3.000	2.883,8	204.681,6	3.992.292,49	12,81
5.000	4.882,6	324.255,1	6.333.583,46	11,39

Tabla 3.3 – Motores con cogeneración 2G FILIUS. FUENTE: 2G Combined Heat & Power, 2015.

Potencia eléctrica [KWe]	Potencia térmica cogeneración [KWt]	Consumo [KWh-CH ₄ /día]
64	90	4.416,0
100	136	6.624,0
150	193	10.080,0

Tabla 3.4 – Motores con cogeneración 2G PATRUUS. FUENTE: 2G Combined Heat & Power, 2015.

Potencia eléctrica [KWe]	Potencia térmica cogeneración [KWt]	Consumo [KWh-CH ₄ /día]
100	136	6.624,0
190	235	12.423,6
370	474	24.000,0

Tabla 3.5 – Motores con cogeneración 2G AGENITOR. FUENTE: 2G Combined Heat & Power, 2015.

Potencia eléctrica [KWe]	Potencia térmica cogeneración [KWt]	Consumo [KWh-CH ₄ /día]
220	243	6.624
250	273	12.423,6
400	474	24.883,2
450	501	27.631,2

Tabla 3.6 – Motores con cogeneración 2G AVUS. FUENTE: 2G Combined Heat & Power, 2015.

Potencia eléctrica [KWe]	Potencia térmica cogeneración [KWt]	Consumo [KWh-CH ₄ /día]
600	643	35.688,0
800	841	47.160,0
1.200	1226	69.897,6
1.560	1615	92.640,0
2.000	2022	114.360,0

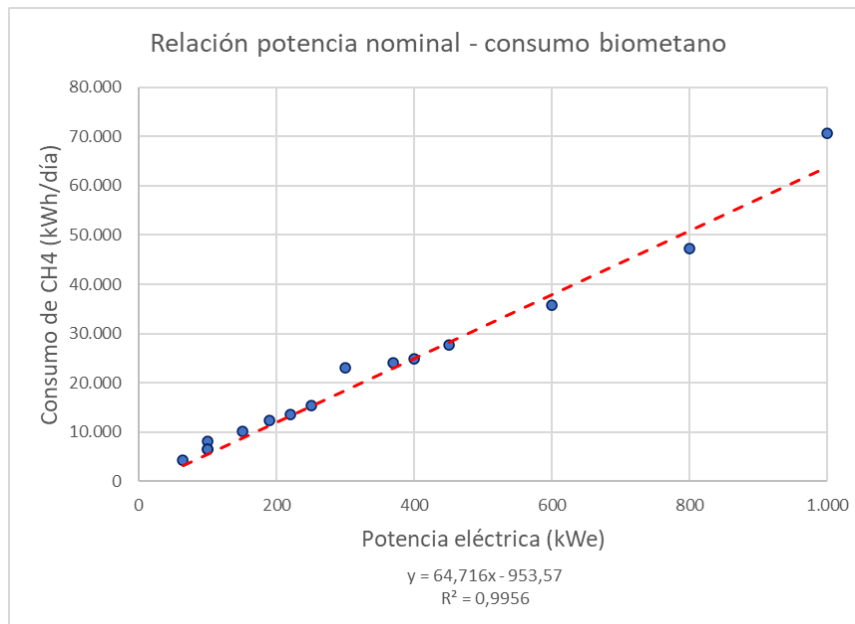


Figura 3.4 – Relación potencia nominal frente a consumo de biometano de los motores analizados. FUENTE: elaboración propia.

La tendencia de estas variables es lineal y muy marcada, dando un valor R^2 muy próximo a la unidad. La ecuación de esta recta será la utilizada para calcular la potencia nominal del motor a partir del biometano neto producido. Para el caso del distrito con 50.000 habitantes y con la relación potencia – consumo, la potencia nominal del motor que se podría acoplar a la EDAR sería de unos 180 kWe.

$$C_{CH_4} [kWh - PCI/día] = 64,716 \cdot P_e [kWe] - 953,57 \quad (3.3)$$

Conocida la potencia eléctrica del motor, ya se pueden conocer el resto de variables como la potencia térmica recuperada, los costes de inversión o los de mantenimiento. En el caso de la estimación del calor recuperado a partir de la potencia eléctrica, se hará la regresión relacionando a la energía térmica recuperada al día. La regresión de la *Figura 3.5*, muestra el calor total recuperado por el sistema de cogeneración, el cual incluye la recuperación de energía de los gases de escape, de la refrigeración de camisas y del aceite lubricante.

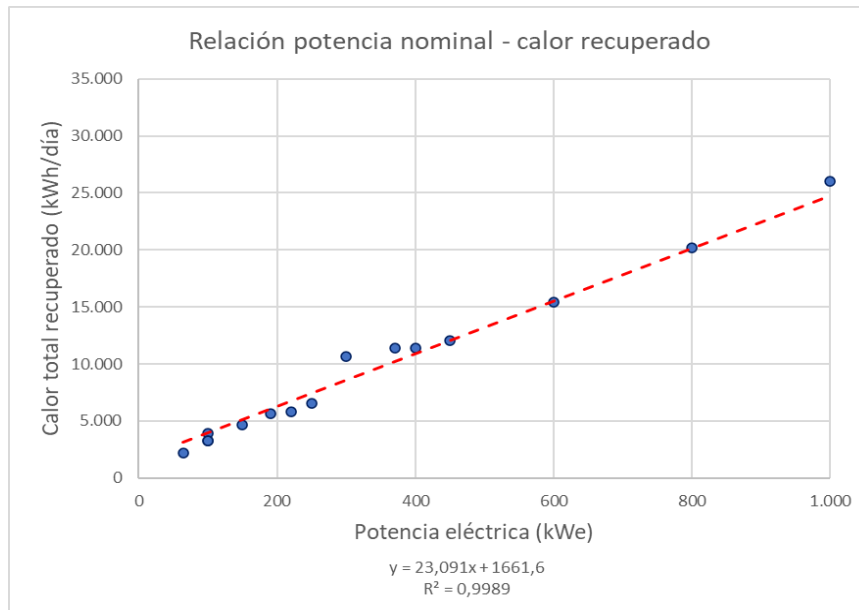


Figura 3.5 – Relación potencia nominal frente a calor total recuperado de los motores analizados. FUENTE: elaboración propia

También interesa conocer los costes de inversión y mantenimiento de los motores para el análisis económico hecho en el apartado 3.5. Para estos parámetros no se disponía información de todos los motores, razón por la cual se han tenido en cuenta los motores de mayor tamaño para la regresión. Asimismo, algunos de los datos usados están en dólares del 2003. Para pasar estos costes a euros del 2020 se ha utilizado el CEPCI (Chemical Engineering Plant Cost Index) de la forma que se explica en el apartado 3.5.

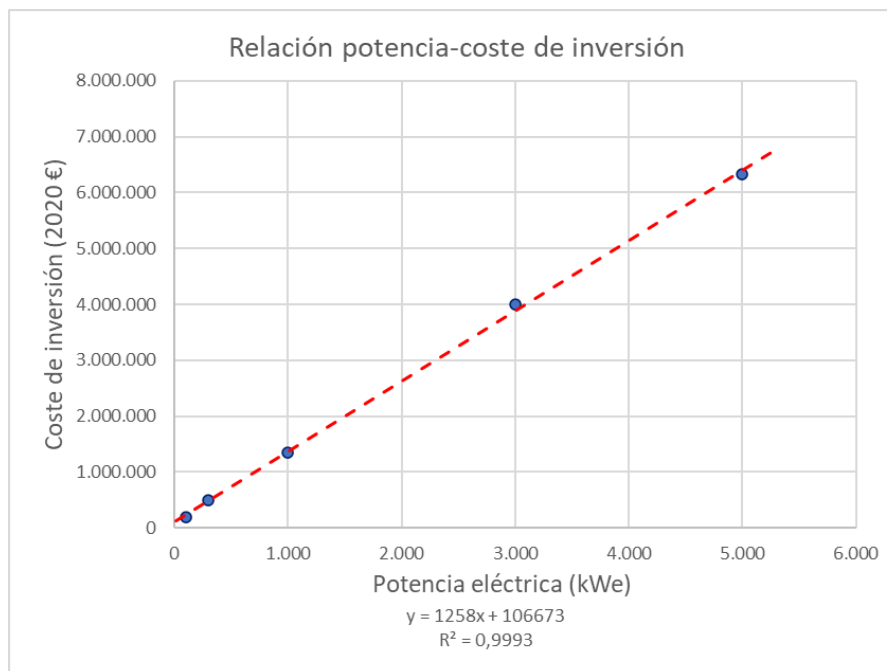


Figura 3.6 – Relación potencia nominal frente al coste de inversión de los motores analizados. FUENTE: elaboración propia.

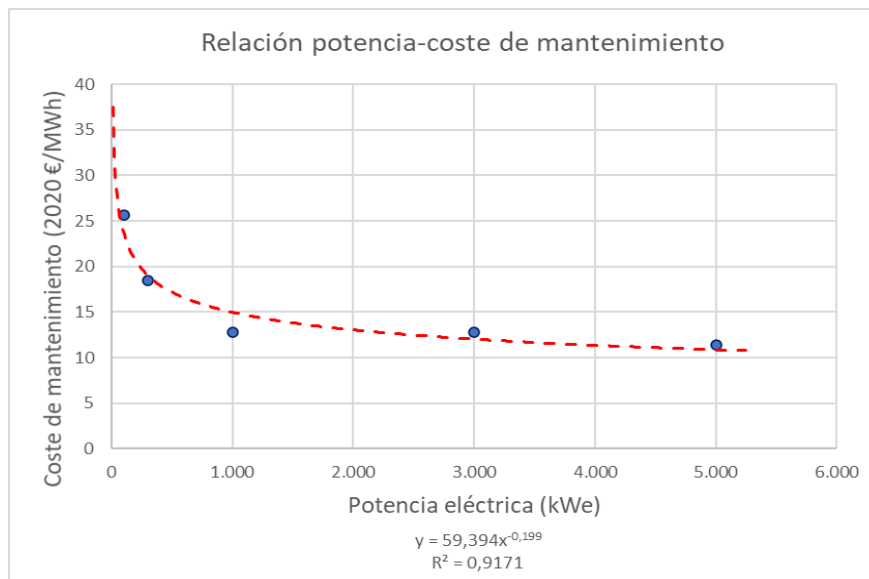


Figura 3.7 – Relación potencia nominal frente al coste de mantenimiento de los motores analizados. FUENTE: elaboración propia.

Con todo esto y para el distrito de 50.000 habitantes que produce 10.750 kWh diarios de biometano, se podría instalar un motor de 180 kWe, el cual permitiría recuperar 5.820 kWh diarios para el distrito y los digestores y supondría una inversión de 330.000€ y unos costes de mantenimiento de 21,13€/MWh. Desde el punto de vista de rendimientos, el motor de gas tendría una eficiencia global del 80,7%, repartida en un 37,0% del rendimiento eléctrico y un 43,7% del térmico.

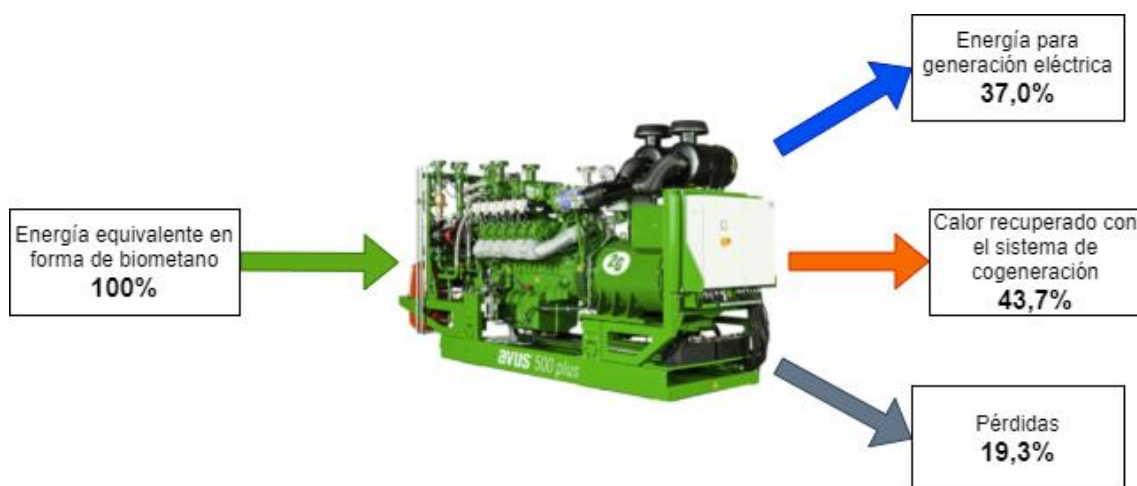


Figura 3.8 – Esquema de rendimientos del motor. FUENTE: elaboración propia.

Toda la energía eléctrica irá destinada a la bomba de calor geotérmica, mientras que la térmica se repartirá entre los reactores anaerobios de la EDAR y el distrito. La forma de repartirlo se detalla a continuación en el apartado 3.2.2. En cualquier caso, los digestores suponen una demanda térmica en forma de calor a lo largo de todo el año, pero el distrito solo requiere calor en los meses de invierno. Esto implica que el calor recirculado hacia la depuradora sí será

aprovechado durante todo el año, mientras que el sobrante para el distrito no podrá ser utilizado en los meses de verano⁴, que suponen un tercio del año.

3.2.2 Consumo de la producción bruta

En el apartado 3.1 se detalla el matiz entre la producción neta y la bruta de biometano, así como la relación entre ambas. Sin el uso de un motor con cogeneración ni otros métodos de producción energética, por cada unidad neta de biometano ha sido necesario producir 1,4 unidades brutas; de las cuales 0,4 son quemadas en una caldera para poder abastecer las necesidades térmicas de los reactores anaerobios. El diagrama de Sankey de este proceso es el mostrado en la *Figura 3.9*. Si esta unidad neta de biometano se quema en el motor con cogeneración, se obtendría como producto final para el distrito 0,37 unidades en forma de electricidad, 0,437 unidades en forma de calor y se perderían en el proceso 0,193 unidades energéticas.

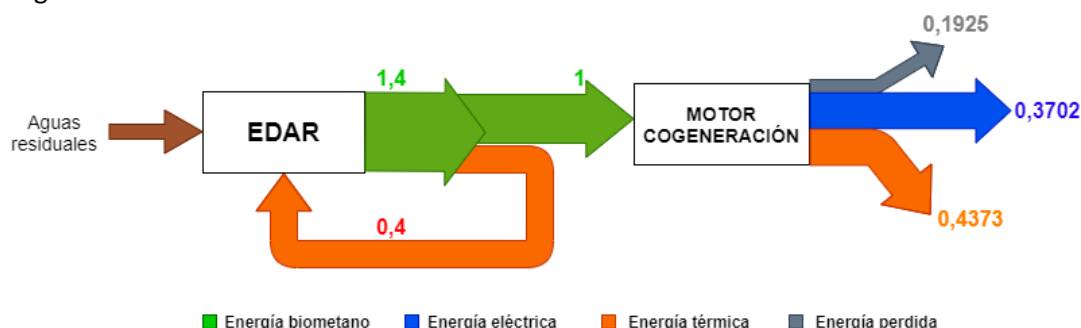


Figura 3.9 – Diagrama de Sankey del conjunto EDAR-motor consumiendo la producción neta y tomando parte del biogás bruto para la calefacción de los digestores. FUENTE: elaboración propia.

Para dimensionar el motor de gas se impone que la generación de biometano de la EDAR y el consumo de la máquina térmica fueran el mismo. Gracias a la tecnología de cogeneración, el calor que necesitan los digestores se puede tomar del propio motor, por lo que ya no es necesario quemar ese 40% del biometano bruto y se puede inyectar toda la producción bruta al motor.

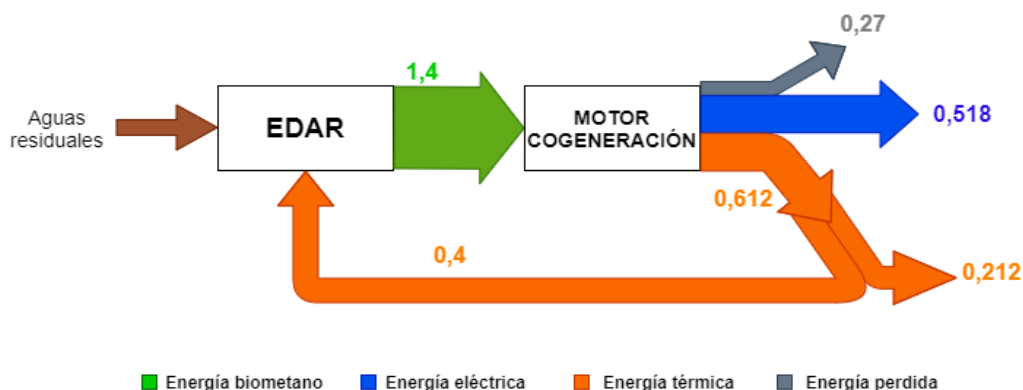


Figura 3.10 – Diagrama de Sankey del conjunto EDAR-motor consumiendo la producción bruta y recuperando el calor necesario para los digestores anaerobios. FUENTE: elaboración propia.

⁴ Se valoró incluir una máquina de absorción para recuperar también ese calor en verano, pero no resultó viable

A efectos prácticos, se consigue un sobredimensionamiento del motor escalándolo por un factor de 1,4. Ahora ya no se quemarían esos 10.750 kWh netos de biometano para la población de 50.000 habitantes, sino 15.050 kWh que se traducen en un motor de 250 kWe. En unitarias, se pasaría de 0,37 unidades de energía eléctrica para el distrito a 0,518; y para la energía térmica se incrementaría de las 0,437 unidades a 0,612, de las cuales 0,4 se recirculan a la EDAR y 0,212 se aprovecharían en paralelo a la bomba de calor geotérmica en el distrito.

3.3 MODELO DE LA BOMBA DE CALOR

Para satisfacer la demanda térmica del distrito se utilizará una bomba de calor geotérmica debido a su alta eficiencia y a que proporciona una fuente renovable de energía al sistema. Esta bomba de calor será reversible, lo que implica que proporcionará agua caliente a la red de calor durante los meses de invierno y agua fría en los meses de verano. La forma de intercambiar el evaporador y el condensador según el tipo de demanda se hace mediante un sistema de válvulas que permiten modificar el sentido que lleva el refrigerante a través de los conductos. Así, el intercambiador de calor que está conectado con la red hará las de condensador en invierno y las de evaporador de verano; y lo mismo con el intercambiador en el terreno.

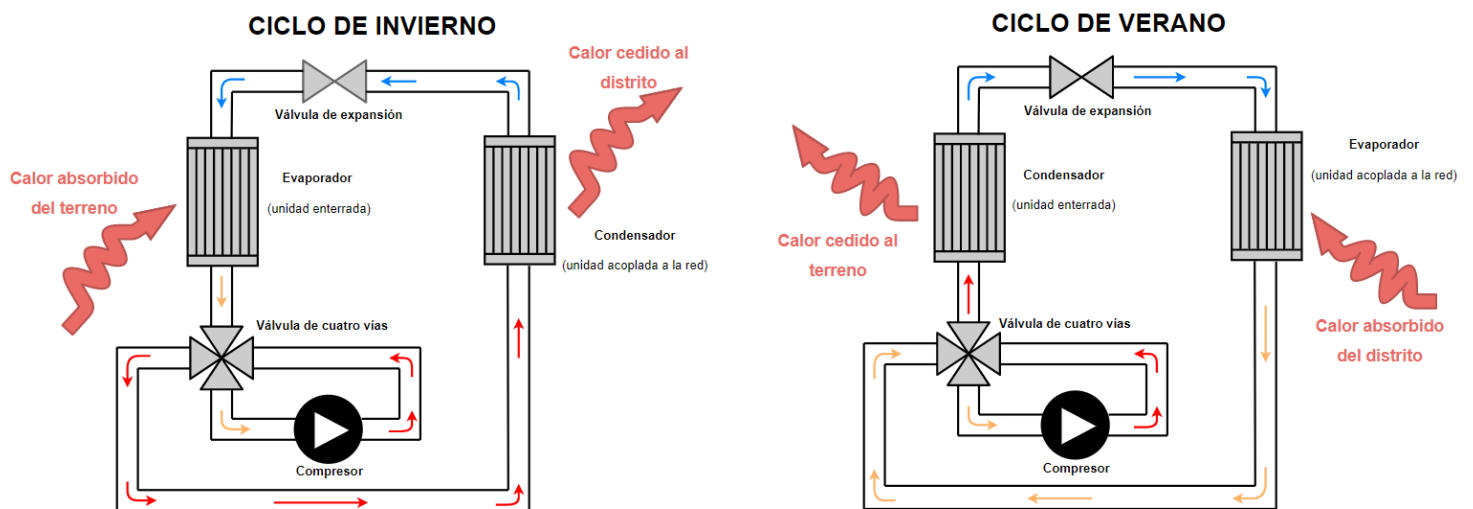


Figura 3.11 – Esquema del ciclo de la bomba de calor en invierno y en verano. FUENTE: elaboración propia.

Para hacer el modelo de la bomba de calor el primer paso es seleccionar el refrigerante que circulará por las distintas etapas del ciclo de Rankine inverso. Dadas las normativas actuales se opta por el propano, el cual se corresponde con el R290 en su nomenclatura como refrigerante. El propano está dentro del grupo de refrigerantes naturales, teniendo un ODP nulo y un GWP de tres. Estas características junto a su bajo precio lo hacen ideal para esta aplicación.

En la Figura 3.12 se muestran las etapas del ciclo de Rankine inverso, donde se han hecho algunas hipótesis usuales en este tipo de sistemas para realizar los cálculos, correspondientes con un punto de trabajo óptimo. Estas son:

- Válvula de expansión isoentálpica: $h_3 = h_4$
- Se desprecian las pérdidas de carga del flujo del refrigerante por los conductos.
- Salida del evaporador en forma de vapor saturado: $x_1 = 1$
- Salida del condensador en forma de líquido saturado: $x_3 = 0$
- Rendimiento isentrópico del compresor dentro de los valores típicos: 75%.

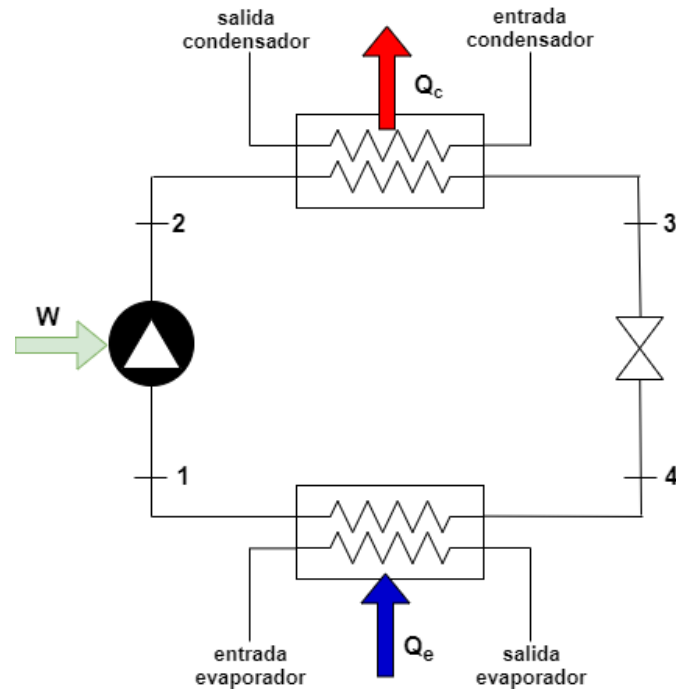


Figura 3.12 – Esquema de la bomba de calor. FUENTE: elaboración propia.

Para resolver el sistema en el punto de trabajo óptimo se calcularán los siguientes parámetros

- Condensador:
 - Calor cedido \dot{Q}_c . Al distrito cuando funcione en modo calefacción (meses de invierno) y al terreno en modo refrigeración (meses de verano).
 - Condiciones del agua, que dependerán de la estación. En invierno se asume una temperatura de entrada $T_{e,cond}$ de 35°C y de salida $T_{s,cond}$ de 45°C. En verano se asume una temperatura de entrada $T_{e,cond}$ de 25°C y de salida $T_{s,cond}$ de 30°C.
 - Condiciones del refrigerante. Se asume salida del condensador como líquido saturado y un acercamiento con la temperatura del agua ΔT_{cond} de 5°C tanto en invierno como en verano.
- Evaporador:
 - Calor absorbido \dot{Q}_e . Del distrito cuando funcione en modo refrigeración (meses de verano) y del terreno en modo calefacción (meses de invierno).
 - Condiciones del agua, que dependerán de la estación. En invierno se asume una temperatura de entrada $T_{e,ev}$ de 15°C y de salida $T_{s,ev}$ de 10°C. En verano se asume una temperatura de entrada $T_{e,ev}$ de 24°C y de salida $T_{s,ev}$ de 19°C.
 - Condiciones del refrigerante. Se asume salida del condensador como vapor saturado y un acercamiento con la temperatura del agua ΔT_{ev} de 5°C tanto en invierno como en verano.

- Compresor:
 - Potencia eléctrica consumida \dot{W}_c . Será un dato ya que esta potencia será la del motor de cogeneración o la que se consume de la red eléctrica.
 - Rendimiento isentrópico del 75%, utilizado para calcular las entalpías antes y después de la compresión.

$$\eta_c = \frac{h_{2s} - h_1}{h_2 - h_1} \quad (3.4)$$

Las temperaturas y acercamientos del agua se han escogido dentro de un rango de valores típicos para enfriadoras y bombas de calor agua-agua utilizadas en climatización [37–40], y se recopilan en la *Tabla 3.7* para visualizarlas claramente. Una vez determinadas estas temperaturas ya es posible resolver las variables de cada punto del sistema.

Tabla 3.7 – Temperaturas del agua en el condensador y evaporador de la bomba de calor. FUENTE: recogido de Carrier y CIAT.

	Modo invierno		Modo verano	
	Condensador	Evaporador	Condensador	Evaporador
Temperatura de entrada del agua [°C]	35	15	25	24
Temperatura de salida del agua [°C]	45	10	30	19
Acercamiento [°C]	5	5	5	5

La temperatura del refrigerante a la salida del condensador T_3 se calcula con la *Ecuación (3.5)*, la cual se desarrolla a partir de el diagrama T-Q del condensador (*Figura 3.14*). Se impone que el acercamiento mínimo ΔT_{cond} sea el estipulado, el cual ocurre justo al empezar el cambio de fase del R290. Este será el punto x, donde se impondrá que el calor transferido por el cambio de fase del propano sea el mismo que el calor necesario para elevar la temperatura del agua desde la de entrada $T_{e,\text{cond}}$ hasta la de dicho punto T_x (*Ecuación (3.6)*). Se relaciona T_3 con T_x a partir del acercamiento ΔT_{cond} conocido, con la *Ecuación (3.7)*. Por último, se relacionan los gastos másicos de propano y agua imponiendo que el calor cedido por el condensador es el absorbido por el agua, resultando la *Ecuación (3.8)*. Sustituyendo esta relación de gastos másicos y la relación de temperaturas anterior en la *Ecuación (3.6)*, se llega a la *Ecuación (3.5)*.

Una vez conocida T_3 y con la hipótesis de líquido saturado a la salida del condensador se calculan la presión P_3 (*Ecuación (3.9)*) y entalpía h_3 (*Ecuación (3.10)*) en ese punto. Dado que se desprecian las pérdidas de carga causadas por el flujo del propano, el intercambio de calor en el condensador ocurre a presión constante (*Ecuación (3.11)*). Por último, aplicando el balance energético al condensador se calcula el calor cedido con la *Ecuación (3.12)*.

$$\frac{T_3 - \Delta T_{cond} - T_{e,cond}}{T_{s,cond} - T_{e,cond}} = \frac{c_v}{h_2 - h_3} \quad (3.5)$$

$$\begin{cases} \dot{Q}_x = \dot{m}_{R290} \cdot c_v \\ \dot{Q}_x = \dot{m}_{H_2O} \cdot C \cdot (T_x - T_{e,cond}) \end{cases} \quad (3.6)$$

$$T_x = T_3 - \Delta T_{cond} \quad (3.7)$$

$$\dot{m}_{R290} = \dot{m}_{H_2O} \cdot \frac{C \cdot (T_{s,cond} - T_{e,cond})}{(h_2 - h_3)} \quad (3.8)$$

$$P_3 = P(x_3 = 0, T_3) \quad (3.9)$$

$$h_3 = P(x_3 = 0, T_3) \quad (3.10)$$

$$P_2 = P_3 \quad (3.11)$$

$$\dot{Q}_c = \dot{m}_{R290} \cdot (h_2 - h_3) \quad (3.12)$$

$$\dot{Q}_c = \dot{m}_{H_2O} \cdot C \cdot (T_{s,cond} - T_{e,cond}) \quad (3.13)$$

La condición de válvula isoentálpica permite relacionar la entalpía después del condensador h_3 y antes del evaporador h_4 (Ecuación (3.14)).

$$h_4 = h_3 \quad (3.14)$$

Se calcula la temperatura T_1 a la salida del evaporador con los datos de temperatura y acercamiento de la *Tabla 3.7* (Ecuación (3.15)), y con la hipótesis de vapor saturado en este punto se obtienen las propiedades del R290 (Ecuación (3.16) y Ecuación (3.17)). Aplicando el balance de energía al evaporador se calcula el calor absorbido \dot{Q}_e (Ecuación (3.18)).

$$T_1 = T_{s,ev} - \Delta T_{ev} \quad (3.15)$$

$$h_1 = h(x_1 = 1, T_1) \quad (3.16)$$

$$s_1 = s(x_1 = 1, T_1) \quad (3.17)$$

$$\dot{Q}_e = \dot{m}_{R290} \cdot (h_1 - h_4) \quad (3.18)$$

Para calcular la entalpía a la salida del compresor (h_2) se utiliza el rendimiento isentrópico del compresor (Ecuación (3.4)) donde antes es necesario calcular la entalpía del proceso isentrópico h_{2s} entre los puntos 1 y 2 (Ecuación (3.19)). A partir de las entalpías antes y después del compresor y con la potencia eléctrica que este consume, se calcula el gasto másico de refrigerante (Ecuación (3.20)).

$$h_{2s} = h(p_2, s_1) \quad (3.19)$$

$$\dot{W}_c = \dot{m}_{R290} \cdot (h_2 - h_1) \quad (3.20)$$

Todos estos cálculos son independientes de la estación meteorológica, cambiando únicamente las temperaturas del agua en el condensador y evaporador, así como la dirección de los calores intercambiados; pues el calor útil para el distrito en verano pasa a ser el del evaporador y el que se transfiere al terreno es el del condensador. Esto se ha de tener en cuenta a efectos del cálculo de la eficiencia, donde se define el EER para los meses cuya demanda es de refrigeración (Ecuación (2.1), verano) y el COP cuando se requiere calefacción (Ecuación (2.2), invierno).

El sistema de ecuaciones será resuelto utilizando el software EES⁵ que permite programarlas utilizando las propiedades de diversas sustancias, que para este caso son las del propano. El nexo que permite relacionar la producción de biometano y el motor de gas con el tamaño de la bomba de calor es la potencia eléctrica del motor, que se corresponde con la que consume el compresor de la bomba. Para los casos de estudio donde se abastece la demanda utilizando solamente el biometano, el tamaño de la bomba de calor será fijo para un número de habitantes dado. Sin embargo, el tamaño variará según el clima de la ciudad donde se lleve a cabo el proyecto para aquellos casos donde se busca cubrir la demanda completa (sistema eléctrico puro y sistema híbrido). Es por esto por lo que se decide resolver el sistema con una potencia del compresor unitaria ($\dot{W} = 1$), consiguiendo conocer el COP, el EER y las propiedades del propano en cada punto del ciclo de Rankine inverso, y quedando sólo los resultados de calor en el evaporador y compresor en unitarias. A partir de estos valores unitarios y con la potencia en el compresor necesaria en cada ciudad según el clima se podrá determinar los calores finales.

Tras resolver todas las ecuaciones explicadas anteriormente, la bomba de calor resulta con un COP de 4,544 y un EER de 9,009. Las Figura 3.13 a Figura 3.18 muestran los diagramas P-h del ciclo donde se reflejan las propiedades del propano en cada punto, así como los diagramas T-Q para ver los acercamientos impuestos entre el agua y el refrigerante.

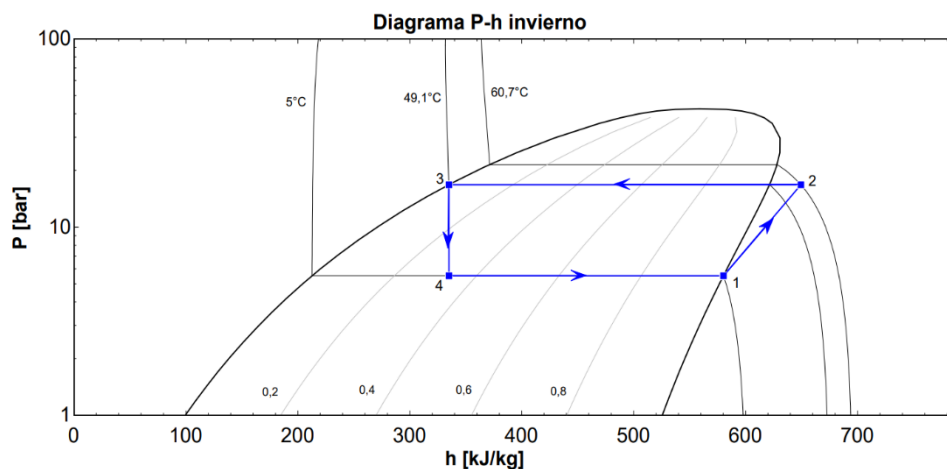


Figura 3.13 – Diagrama P-h de la bomba de calor en modo calefacción. FUENTE: elaboración propia.

⁵ <https://www.fchartsoftware.com/ees/>

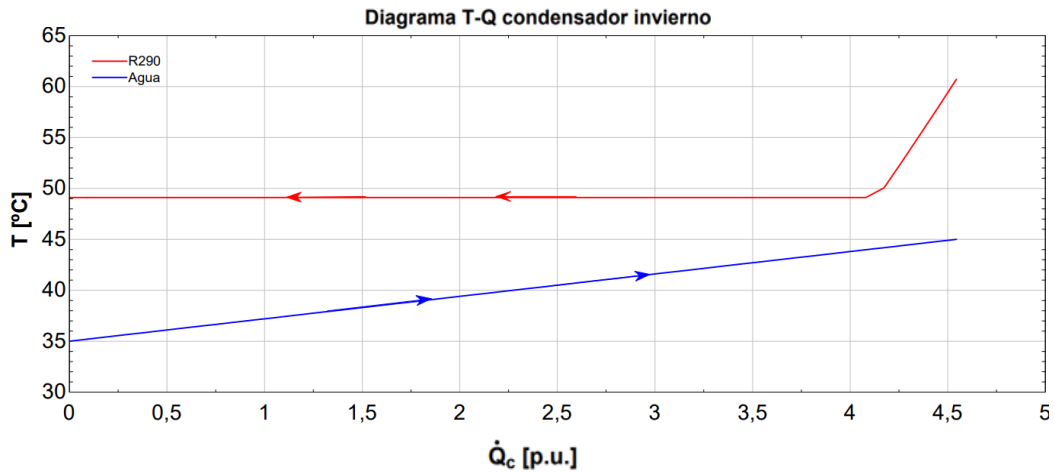


Figura 3.14 – Diagrama T-Q del condensador en modo calefacción. FUENTE: elaboración propia.

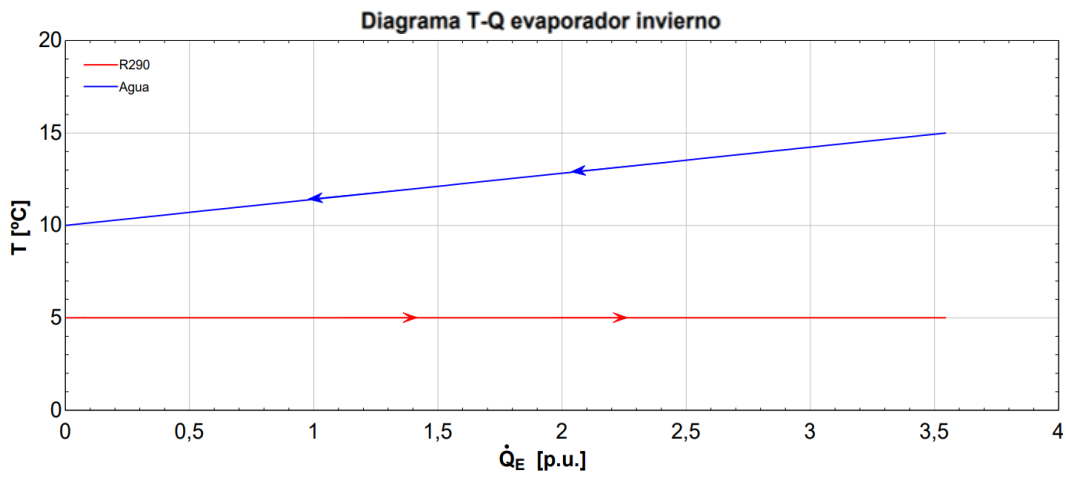


Figura 3.15 - Diagrama T-Q del evaporador en modo calefacción. FUENTE: elaboración propia.

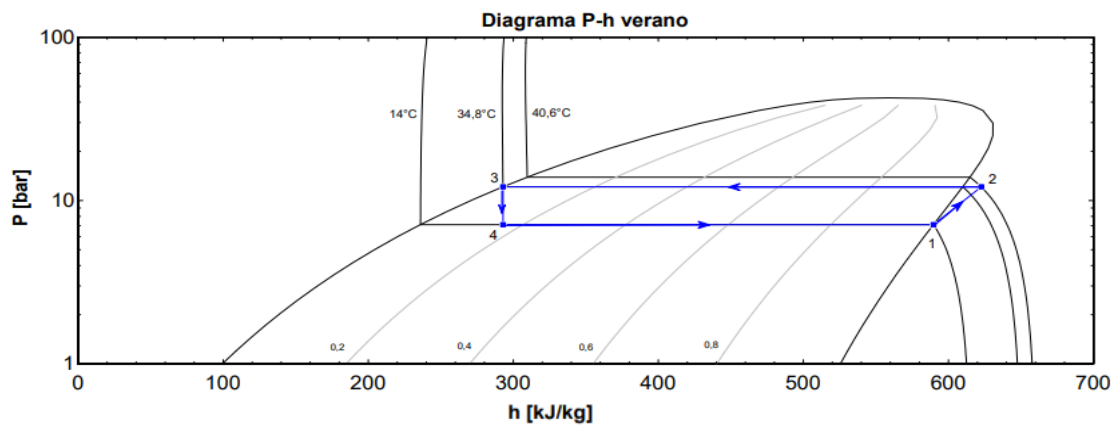


Figura 3.16 – Diagrama P-h de la bomba de calor en modo refrigeración. FUENTE: elaboración propia.

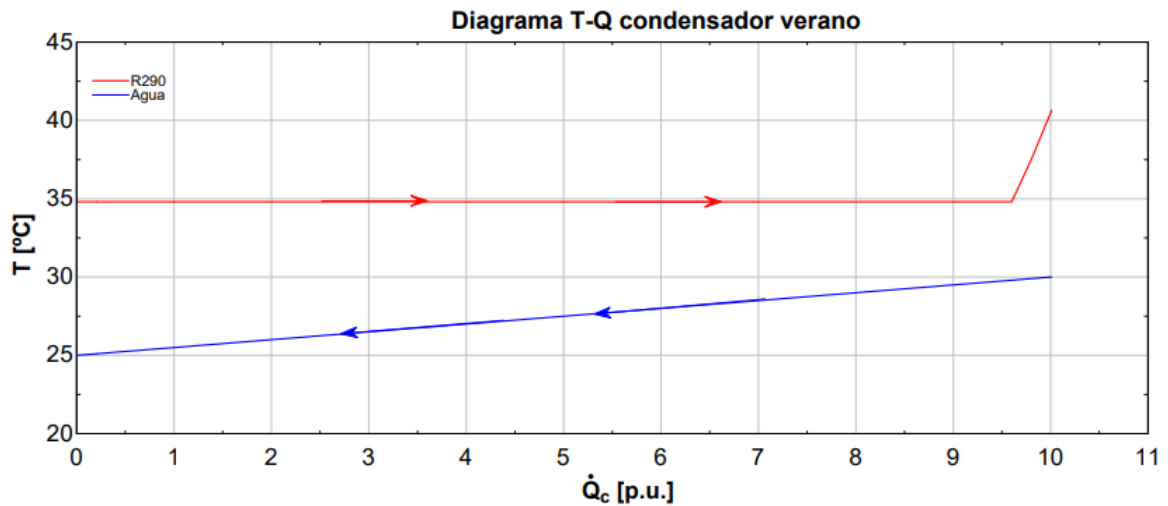


Figura 3.17 – Diagrama T-Q del condensador en modo refrigeración. FUENTE: elaboración propia.

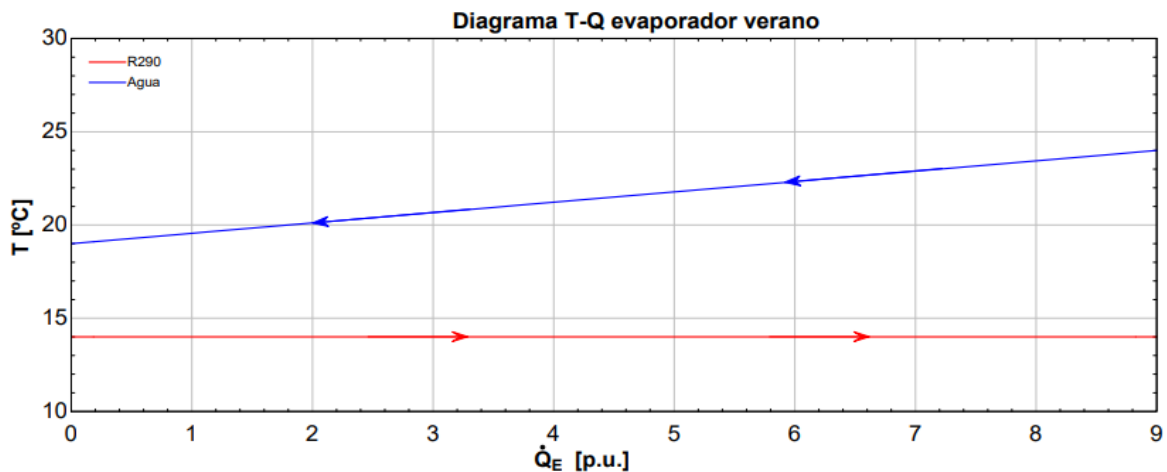


Figura 3.18 – Diagrama T-Q del evaporador en modo refrigeración. FUENTE: elaboración propia.

Dado que el EER es casi el doble que el COP, en los meses de verano los calores intercambiados en el condensador y evaporador serán mayores que en los meses de invierno. En el caso de diseñar el tamaño de los intercambiadores de calor para las potencias de verano, se obligaría a que la bomba de calor quede sobredimensionada en invierno y que evaporador y condensador trabajen por debajo de su punto nominal durante ese período. En el caso contrario, donde se dimensiona según las potencias de invierno, sería durante los meses de verano cuando no se trabajaría a plena carga ya que la bomba está limitada. Durante estos cuatro meses el motor tendría que trabajar a carga parcial ya que el compresor no necesita tanta potencia eléctrica para trabajar en el punto nominal de la bomba. En la *Tabla 3.8* se ve esta diferencia de potencias para una población de 50.000 habitantes. En este caso la bomba de calor en invierno daría su potencia nominal en forma de calor para el distrito en el condensador (1.151 kWt), mientras que en verano la potencia de refrigeración estaría limitada a 898 kWt en el evaporador.

Tabla 3.8 – Tamaños de la bomba de calor según la estación para una población de 50.000 habitantes. FUENTE: elaboración propia.

	Modo calefacción (invierno)	Modo refrigeración (verano)
Eficiencia	4,544	9,009
Potencia en el condensador [kWt]	1.151	2.535
Potencia en el evaporador [kWt]	898	2.281

De las dos opciones, la que mejor balance ofrece es dimensionar según el invierno, pues su demanda es generalmente mayor que la de verano y solo se limitaría la potencia durante cuatro meses en vez de ocho.

3.4 MODELO DE LA DEMANDA TÉRMICA

3.4.1 Zonas climáticas de España

Una vez conocida la producción térmica gracias al grupo EDAR-motor de gas-bomba de calor, el siguiente paso es estimar el consumo de climatización del distrito para conocer la demanda que es capaz de abastecer el biometano. Como es lógico, las necesidades en calefacción y refrigeración varían según el clima de la ciudad donde se vaya a implementar el sistema. Así, lugares con inviernos suaves como es el caso de Andalucía, requerirán menor calefacción que lugares con inviernos duros como en León. Lo mismo ocurre con el verano, pues en zonas costeras la demanda de refrigeración será menor que en zonas de interior, donde los meses estivales son más cálidos. Todo esto implica que el primer paso para estimar la demanda de una población es conocer el clima en la que se encuentra. En el caso de España, las diferentes zonas climáticas quedan recogidas en el Documento Básico de Ahorro de Energía [43], y se denotan por una letra (α^6 , A,B,C,D,E) para la zona de invierno y un número (1,2,3,4) para la de verano. El orden tanto de letra como de número va de menor a mayor severidad. Esto es, un invierno A es suave mientras que un invierno E es muy frío; y lo mismo con los meses estivales, donde un verano 1 es fresco y un verano 4 es muy cálido. Para poder determinar a qué clase pertenece cada región, se utilizan los indicadores de severidad climática de invierno (SCI) y de severidad climática de verano (SCV). Estos permiten resumir en un número las correlaciones entre algunas de las variables climáticas y así poder establecer unos rangos para delimitar cada una de las clases.

El cálculo de la SCI se define en la *Ecuación (3.21)* [44], donde RAD es el promedio acumulado de la radiación sobre superficie horizontal durante los meses de enero, febrero y diciembre (*Ecuación (3.22)*), y GD es la media de los grados-día para esos mismos meses tomando como temperatura base $T_b = 20^\circ\text{C}$ (*Ecuación (3.23)*). El resto de coeficientes usados en la *Ecuación (3.21)* se recogen en la

Tabla 3.9. El número de días N_d y el número de meses N_m correspondientes al período de cálculo para invierno son 90 y 3 respectivamente. Para el cálculo de RAD se necesita la radiación sobre superficie horizontal r_k hora a hora, y para el de GD se necesita la temperatura T_k hora a hora. Todos esos valores están disponibles en la página web del CTE [45].

$$SCI = a \cdot RAD + b \cdot GD + c \cdot RAD \cdot DD + d \cdot RAD^2 + e \cdot GD^2 + f \quad (3.21)$$

$$RAD = \frac{\sum_{k=1}^{24 \cdot N_d} r_k}{N_m} \quad (3.22)$$

$$GD = \frac{\sum_{k=1}^{24 \cdot N_d} \Delta T_k}{24 \cdot N_m} \quad (3.23)$$

$$\Delta T_k = \begin{cases} T_b - T_k & \text{si } T_b > T_k \\ 0 & \text{si } T_b \leq T_k \end{cases} \quad (3.24)$$

⁶ La letra α se reserva para Canarias, sin demanda de invierno por debajo de los 350 m de altitud.

Tabla 3.9 – Coeficientes para el cálculo de la severidad climática de invierno (SCI). FUENTE: CTE-HE08.

a	b	c	d	e	f
$-8,35 \cdot 10^{-3}$	$3,72 \cdot 10^{-3}$	$-8,62 \cdot 10^{-6}$	$4,88 \cdot 10^{-5}$	$7,15 \cdot 10^{-7}$	$-6,81 \cdot 10^{-2}$

Según el valor que tome la SCI, se decidirá la zona de invierno asociada a esos datos meteorológicos. Para ello, el CTE define unos intervalos que se muestran en la *Tabla 3.10*.

Tabla 3.10 – Intervalos para la zonificación de invierno. FUENTE: Ministerio de Fomento, 2017.

α	A	B	C	D	E
$SCI \leq 0$	$0 < SCI \leq 0,23$	$0,23 < SCI \leq 0,5$	$0,5 < SCI \leq 0,93$	$0,93 < SCI \leq 1,51$	$SCI > 1,51$

El proceso de cálculo de la SCV es muy similar al de la SCI, cambiando solamente los coeficientes de la *Ecuación (3.25)* y la definición de la diferencia de temperatura (*Ecuación (3.28)*), donde al ser la temperatura horaria T_k generalmente mayor que la temperatura base $T_b = 20^\circ\text{C}$, se positiviza cambiando el orden de la resta. En este caso los cálculos se hacen para los meses de junio a septiembre, tomando $N_d = 122$ y $N_m = 4$.

$$SCV = a \cdot RAD + b \cdot GD + c \cdot RAD \cdot DD + d \cdot RAD^2 + e \cdot GD^2 + f \quad (3.25)$$

$$RAD = \frac{\sum_{k=1}^{24 \cdot N_d} r_k}{N_m} \quad (3.26)$$

$$GD = \frac{\sum_{k=1}^{24 \cdot N_d} \Delta T_k}{24 \cdot N_m} \quad (3.27)$$

$$\Delta T_k = \begin{cases} T_k - T_b & \text{si } T_k > T_b \\ 0 & \text{si } T_k \leq T_b \end{cases} \quad (3.28)$$

Tabla 3.11 – Coeficientes para el cálculo de la severidad climática de verano (SCV). FUENTE: CTE-HE08.

a	b	c	d	e	f
$3,724 \cdot 10^{-3}$	$1,409 \cdot 10^{-2}$	$-1,869 \cdot 10^{-5}$	$-2,053 \cdot 10^{-6}$	$-1,389 \cdot 10^{-5}$	$-5,434 \cdot 10^{-1}$

Como pasaba con la SCI, según el valor que tome la SCV se decidirá la zona de verano asociada a esos datos meteorológicos. Para ello, el CTE define unos intervalos que se muestran en la *Tabla 3.12*.

Tabla 3.12 – Intervalos para la zonificación de verano. FUENTE: Ministerio de Fomento, 2017.

1	2	3	4
$SCV \leq 0,5$	$0,5 < SCV \leq 0,83$	$0,83 < SCV \leq 1,38$	$SCV > 1,38$

El cálculo de SCI y SCV es necesario no sólo para determinar las zonas climáticas, sino para calcular la demanda térmica. En cualquier caso, el Documento Básico de Ahorro de Energía del Código Técnico de la Edificación [43] dispone de una tabla donde se recogen las zonas climáticas de toda España según la provincia y la altitud, recogida en la *Figura 3.19*.

Provincia	Altitud sobre el nivel del mar (h)																							
	≤ 50 m	51 - 100 m	101 - 150 m	151 - 200 m	201 - 250 m	251 - 300 m	301 - 350 m	351 - 400 m	401 - 450 m	451 - 500 m	501 - 550 m	551 - 600 m	601 - 650 m	651 - 700 m	701 - 750 m	751 - 800 m	801 - 850 m	851 - 900 m	901 - 950 m	951 - 1000 m	1001 - 1050 m	1051 - 1250 m	251 - 300 m	≥ 1301 m
Albacete	C3										D3					E1								
Alicante/Alacant	B4				C3				D3															
Almería	A4		B4		B3		C3											D3						
Araba/Álava	D1										E1													
Asturias	C1										D1					E1								
Ávila	D2										D1					E1								
Badajoz	C4										C3					D3								
Balears, Illes	B3				C3																			
Barcelona	C2				D2				D1				E1											
Bizkaia	C1										D1													
Burgos	D1										E1													
Cáceres	C4										D3					E1								
Cádiz	A3				B3				C3				C2				D2							
Cantabria	C1				D1											E1								
Castellón/Castelló	B3				C3				D3				D2				E1							
Ceuta	B3										D3													
Ciudad Real	C4										C3					D3								
Córdoba	B4				C4				D3															
Coruña, A	C1										D1													
Cuenca	D3										D2					E1								
Gipuzkoa	D1										E1													
Girona	C2				D2				E1															
Granada	A4		B4				C4				C3				D3				E1					
Guadalajara	D3										D2					E1								
Huelva	A4		B4		B3		C3											D3						
Huesca	C3				D3				D2				E1											
Jaén	B4				C4				D3				E1											
León	E1																							
Lleida	C3				D3				E1															
Lugo	D1										E1													
Madrid	C3										D3										D2		E1	
Málaga	A3		B3				C3				D3													
Melilla	A3																							
Murcia	B3				C3				D3															
Navarra	C2				D2				D1				E1											
Ourense	C3				C2				D2				E1											
Palencia	D1										E1													
Palmas, Las	α3										A2				B2				C2					
Pontevedra	C1										D1													
Rioja, La	C2				D2				E1															
Salamanca	D2										E1													
Santa Cruz de Tenerife	α3										A2				B2				C2					
Segovia	D2										E1													
Sevilla	B4				D2				C4				E1											
Soria	D2										D1				E1									
Tarragona	B3				C3				D3															
Teruel	C3										C2				D2				E1					
Toledo	C4										D2				D3									
Valencia/València	B3				C3				D2				E1											
Valladolid	D2										E1													
Zamora	D2										E1													
Zaragoza	C3				D3				E1															
Provincia	≤ 50 m	51 - 100 m	101 - 150 m	151 - 200 m	201 - 250 m	251 - 300 m	301 - 350 m	351 - 400 m	401 - 450 m	451 - 500 m	501 - 550 m	551 - 600 m	601 - 650 m	651 - 700 m	701 - 750 m	751 - 800 m	801 - 850 m	851 - 900 m	901 - 950 m	951 - 1000 m	1001 - 1050 m	1051 - 1250 m	251 - 300 m	≥ 1301 m

Figura 3.19 – Zonas climáticas de España. FUENTE: Ministerio de Fomento, 2019.

En este estudio se analizará la viabilidad de implantar el sistema basado en biometano en distintos emplazamientos españoles, por lo que hará uso de la tabla mostrada en la *Figura 3.19* para conocer las zonas climáticas que conforman el país. Dado que hay mayor potencial de producción de biometano en las zonas más densamente pobladas, se analizará la productividad del sistema en la capital de cada provincia; y por lo tanto se tomará como zona climática de cada región la asociada a su respectiva capital. Con esto, la distribución de las zonas climáticas a lo largo del territorio español quedaría tal como muestra la *Figura 3.20*.

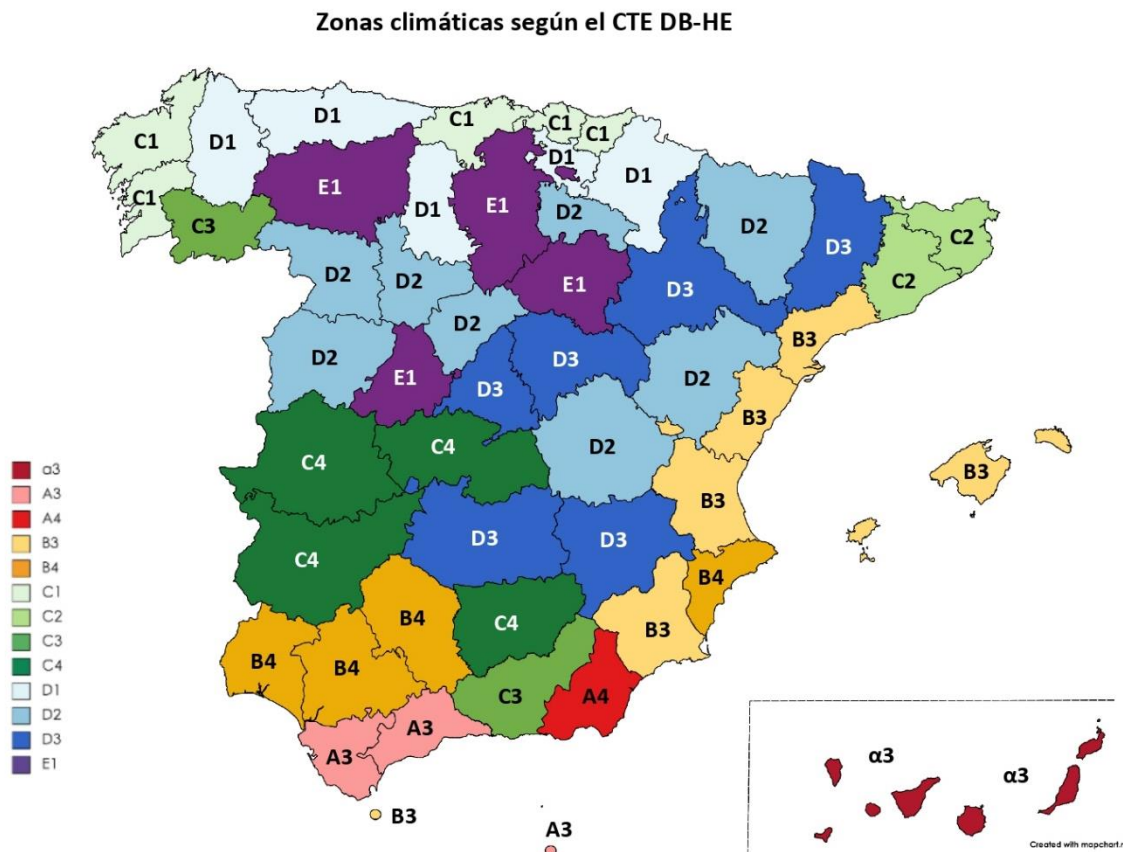


Figura 3.20 – Zonas climáticas de las capitales de provincia españolas. Adaptado del Ministerio de Fomento, 2019.

3.4.2 Estimación de la demanda

Para poder conocer qué cantidad de la demanda térmica es capaz de abastecer el sistema EDAR-motor de gas-bomba de calor geotérmica, primero se ha de calcular la energía total que consume una población, hora por hora. Este cálculo se hará a partir de los datos climáticos que ofrece el CTE, con los que se hará un desarrollo en serie de Taylor de la demanda de referencia específica DR_i con respecto a la severidad climática (de invierno para los meses de octubre a mayo, y de verano para los meses de junio a septiembre), a la radiación sobre superficie horizontal RAD y a los grados día GD. Con esto se conseguirá obtener la demanda de referencia específica hora a hora durante las 8.760 del año.

El desarrollo en serie de Taylor para la demanda de referencia en invierno se muestra en la *Ecuación (3.29)*. Igual que para los cálculos de la SCI, el número de días N_d y de meses N_m se corresponde con los meses de diciembre, enero y febrero. Asimismo, los coeficientes utilizados en la *Ecuación (3.29)*, la *Ecuación (3.30)*, y la *Ecuación (3.31)* son los de la *Tabla 3.14*, a los que se añaden α y β cuyos valores para este proyecto serán los asociados a viviendas en bloque que aparecen en la *Tabla 3.13*. Cabe destacar la diferencia entre la DR^* calculada en la *Ecuación (3.29)*, y la DR calculada en la *Ecuación (3.32)*: la segunda es una corrección de la primera a causa de dos factores. Primero, para el cálculo de la SCI se han tomado tres de los ocho meses considerados como invierno según el Código Técnico, por lo que se ha de extender el resultado para el período completo utilizando unos valores de referencia [46] que dependen tanto de las zonas climáticas de invierno y de verano, como del tipo de vivienda (*Tabla 3.15*). Como se muestra en la *Ecuación (3.32)*, la forma de hacer esta corrección es multiplicando por la demanda de referencia DR^a y dividir por la suma de la demanda de referencia sin modificar a lo largo de todas las horas de invierno N_h . Los valores de DR^a utilizados serán los asociados a invierno y vivienda en bloque. Segundo, existen días de invierno en los que la radiación es lo suficientemente elevada como para no haber demanda de calefacción e incluso requerir refrigeración. Esos casos se reflejan en la DR^* cuando esta toma valores negativos. Para corregirlo, se harán cero todas aquellas demandas de referencia negativas.

$$DR_i^* = \frac{\alpha + \beta \cdot (SCI - \rho \cdot RAD - \delta \cdot GD)}{24 \cdot N_d} + \frac{\beta \cdot \rho}{N_m} \cdot r_i + \frac{\beta \cdot \delta}{24 \cdot N_m} \cdot \Delta T_i \quad (3.29)$$

$$\rho = a + 2 \cdot d \cdot RAD + c \cdot GD \quad (3.30)$$

$$\delta = b + c \cdot RAD + 2 \cdot e \cdot GD \quad (3.31)$$

$$DR_i = DR_i^* \cdot \frac{DR^a}{\sum_{i=1}^{N_h} DR_i^*} \cdot \begin{cases} 1 & \text{si } DR_i^* > 0 \\ 0 & \text{si } DR_i^* \leq 0 \end{cases} \quad (3.32)$$

Tabla 3.13 – Coeficientes para el cálculo de la demanda de referencia específica en invierno. FUENTE: IDAE, 2011.

	α	β
Viviendas unifamiliares	9,29	54,98
Viviendas en bloque	3,51	39,57

Tabla 3.14 – Valores de referencia para la corrección de la demanda de invierno. FUENTE: Ministerio de Fomento, 2015.

	α	A	B	C	D	E
Viviendas unifamiliares	0	23,60	33,50	53,30	78,00	103,30
Viviendas en bloque	0	13,80	20,90	35,20	53,00	71,20

Tabla 3.15 – Demanda de referencia anual en edificios de nueva construcción. FUENTE: IDAE, 2011.

Zona climática		Viviendas unifamiliares		Viviendas en bloque	
		Calefacción [kWh/m ²]	Refrigeración [kWh/m ²]	Calefacción [kWh/m ²]	Refrigeración [kWh/m ²]
Invierno	α	0,00		0,00	
	A	23,60		13,80	
	B	33,50		20,90	
	C	53,30		35,20	
	D	78,00		53,00	
	E	103,3		71,20	
Verano	1		0,00		0,00
	2		10,70		7,10
	3		21,70		14,90
	4		30,30		21,00

Para el desarrollo en serie de Taylor de la demanda de referencia específica en verano se sigue el mismo procedimiento, pero habrá ciertos cambios principalmente en lo que a coeficientes respecta. La Ecuación (3.33) sigue la misma estructura que su homóloga de invierno, cambiando la SCI por la SCV y el número de días N_d y de meses N_m por los meses de junio a septiembre. Los nuevos valores de los coeficientes utilizados en la Ecuación (3.33), la Ecuación (3.34), y la Ecuación (3.35) son los de la Tabla 3.16 y Tabla 3.17. La corrección que se hacía en el caso de invierno también es necesaria para los meses de verano, usando ahora como valores de referencia los mostrados en la Tabla 3.15 para el caso de verano en viviendas en bloque. La forma de hacer esta corrección es igual, pero haciendo la suma de las demandas sin corregir a lo largo de todas las horas de verano N_h . Ahora en verano también habrá que anular esas horas en las que la demanda sin corregir sale negativa, haciendo referencia en este caso a aquellas horas en las que la radiación es muy baja y no se necesita refrigeración.

$$DR_i^* = \frac{\alpha + \beta \cdot (SCV - \rho \cdot RAD - \delta \cdot GD)}{24 \cdot N_d} + \frac{\beta \cdot \rho}{N_m} \cdot r_i + \frac{\beta \cdot \delta}{24 \cdot N_m} \cdot \Delta T_i \quad (3.33)$$

$$\rho = a + 2 \cdot d \cdot RAD + c \cdot GD \quad (3.34)$$

$$\delta = b + c \cdot RAD + 2 \cdot e \cdot GD \quad (3.35)$$

$$DR_i = DR_i^* \cdot \frac{DR^a}{\sum_{i=1}^{N_h} DR_i^*} \cdot \begin{cases} 1 & \text{si } DR_i^* > 0 \\ 0 & \text{si } DR_i^* \leq 0 \end{cases} \quad (3.36)$$

Tabla 3.16 – Coeficientes para el cálculo de la demanda de referencia específica en verano. FUENTE: IDAE, 2011.

	α	β
Viviendas unifamiliares	-4,24	20,41
Viviendas en bloque	-3,44	14,44

Tabla 3.17 – Valores de referencia para la corrección de la demanda de verano. FUENTE: Ministerio de Fomento, 2015.

	1	2	3	4
Viviendas unifamiliares	0	10,70	21,70	30,30
Viviendas en bloque	0	7,10	14,90	21,00

Hasta ahora todos los cálculos han sido de demanda específica, o lo que es lo mismo, independientes del área climatizada. Esta área es directamente proporcional a la población y será a partir de la cual se podrá especificar en los cálculos el número de habitantes del distrito que hacen uso de la red de calor y frío. Para poder pasar de la demanda corregida específica (calculada en la Ecuación (3.32) para invierno y en la Ecuación (3.36) para verano) a la demanda final es necesario multiplicar por la superficie climatizada. Para poder hacer la relación entre área y habitantes se utiliza el número promedio de habitantes por metro cuadrado en España. En la Tabla 3.20 [47] del final de este apartado, se muestran los datos de habitantes según los distintos tamaños de vivienda en España en el año 2019. A partir de estos datos se computa la media global, que resulta en 0,0263 hab/m². Con este dato ya es posible determinar la superficie a climatizar para una población dada dividiendo el número de habitantes entre la media de habitantes por metro cuadrado. Así, para el caso de 50.000 habitantes, el área usada en el cálculo de la demanda final sería de 1.903.000 m².

Además de la superficie climatizada, en la conversión de la demanda de referencia específica a la final se ha de aplicar un coeficiente relacionado con la eficiencia energética de los edificios. Este coeficiente se calcula con la Ecuación (3.37), donde C_1 hace alusión a la clase energética del edificio y R es la ratio de la demanda de referencia correspondiente al percentil 10 de los edificios de viviendas nuevos que cumplen lo estipulado en el CTE [48]. Los valores de R varían según la zona climática de invierno y verano así como del tipo de vivienda, que para este caso se trata de viviendas en bloque. C_1 solo depende de la zona climática de invierno y del tipo de vivienda. Sin embargo, para el caso de este proyecto donde se consideran edificios de clase A con última tecnología en aislamiento y ahorro de energía, el valor de C_1 es constante y se toma como 0,075 [44]. La Ecuación (3.38) da el resultado final de demanda absoluta hora a hora, y a partir de estos valores de demanda se podrá analizar el funcionamiento del sistema de biogás para abastecer al distrito.

$$\frac{I_o}{I_r} = \frac{1 + 2 \cdot (C_1 - 0,6) \cdot (R - 1)}{R} \quad (3.37)$$

$$D_i = DR_i \cdot A \cdot \frac{I_o}{I_r} \quad (3.38)$$

Tabla 3.18 – Dispersión del indicador de eficiencia energética para demanda de calefacción en localidades peninsulares y extrapeninsulares. FUENTE: IDAE, 2011.

Zona climática de invierno	R para demanda de calefacción	
	Viviendas unifamiliares	Viviendas en bloque
α	-	-
A	1,7	1,7
B	1,6	1,7
C	1,5	1,7
D	1,5	1,7
E	1,4	1,7

Tabla 3.19 – Dispersión del indicador de eficiencia energética para demanda de calefacción en localidades peninsulares y extrapeninsulares. FUENTE: IDAE, 2011.

Zona climática de invierno	R para demanda de calefacción	
	Viviendas unifamiliares	Viviendas en bloque
α	-	-
A	1,7	1,7
B	1,6	1,7
C	1,5	1,7
D	1,5	1,7
E	1,4	1,7

3.4.3 Consumo de energía para el bombeo

Uno de los elementos que conforman una red de calor y frío son las estaciones de bombeo, donde se impulsa el agua caliente y fría por los conductos de la red. Esta demanda no es térmica sino eléctrica para alimentar los grupos de presión. Para el cálculo de la energía consumida se estima su valor en un 1/14 de la demanda térmica total del distrito. En los tres escenarios estudiados (biogás, electricidad e híbrido) se tomará la energía para el bombeo de la red eléctrica.

3.4.4 Horas equivalentes de funcionamiento

Las horas equivalentes de funcionamiento de un sistema es el resultado de dividir la energía entregada en un cierto período de tiempo entre la potencia nominal del sistema. Este resultado refleja las horas que se ha de trabajar a plena carga para abastecer esa demanda energética, y permitirá calcular la demanda abastecida. Además, las horas equivalentes de funcionamiento permitirán determinar si es apropiado o no utilizar un motor con cogeneración para abastecer las necesidades térmicas del distrito; pues como se menciona en el apartado 2.2.2, los motores con cogeneración trabajan por encima de las 3.500 horas anuales.

En este caso, dado que se conoce el consumo térmico hora a hora a lo largo del año, se hará el cómputo de qué proporción de la demanda se genera a lo largo de cada hora (*Ecuación (3.39)*). En el caso de que la potencia generada (P_{gen}) en una hora i sea mayor que la energía demandada (D_i) en esa hora, el tiempo que trabajará el sistema durante esa hora será el cociente entre ambos. En el caso en el que en una hora i se demande más de lo que se produce, el sistema trabajará toda la hora y se contabilizará como una hora equivalente. Toda la energía que no se ha conseguido suplir en esa hora queda como demanda no abastecida.

$$h_{eq,i} = \begin{cases} \frac{D_i}{P_{gen}}, & \text{si } P_{gen} > D_i \\ 1, & \text{si } P_{gen} \leq D_i \end{cases} \quad (3.39)$$

Conocida la demanda del distrito hora a hora y tomando la P_{gen} según el modo de funcionamiento de la bomba de calor (calefacción o refrigeración), se obtienen las horas equivalentes que trabaja a cada hora el sistema. La suma de todas las horas equivalentes a lo largo del año permitirá ver si el motor con cogeneración trabaja dentro de un tiempo coherente con lo mencionado, o por el contrario está poco utilizado. Además, las horas equivalentes permiten conocer la demanda abastecida multiplicando la potencia del sistema por el tiempo de funcionamiento.

Para el caso de estudio donde sólo se utiliza el biometano para cubrir la demanda del distrito habrá muchas horas en las que el conjunto motor-bomba de calor trabajará la hora completa ya que la capacidad del sistema está por debajo de la demanda del distrito. Sin embargo, en el caso donde se analiza el abastecimiento a partir de la red eléctrica y en el caso híbrido se ha dimensionado la bomba de calor para cubrir el 100% de la demanda, por lo que solamente en la hora donde ocurra la demanda de pico del año el sistema trabajará toda la hora. Cabe destacar que en el sistema híbrido, por la forma en la que se ha diseñado, habrá que diferenciar las horas equivalentes de la bomba de calor y las del motor. Así, la bomba de calor hace uso de la energía de la red eléctrica y cubre la demanda de una hora en un cierto tiempo, mientras que el motor trabaja por otro lado para inyectar su parte a la red.

3.4.5 Demanda y producción

Una vez se ha estimado la demanda del distrito y se han calculado las horas equivalentes ya es posible evaluar los resultados. Estos son especialmente interesantes para el caso de estudio donde el sistema solo utiliza biogás, pues en ningún caso se consigue cubrir la demanda completa. Se calculará el porcentaje de demanda abastecida y su fluctuación a lo largo de los meses así como entre las distintas zonas climáticas. Los casos eléctrico e híbrido se han diseñado para cubrir toda la demanda, por lo que no tiene sentido analizar el porcentaje abastecido.

La razón por la que se decide como población del distrito 50.000 habitantes para analizar los resultados se refleja en el apartado 4.1 (*Figura 4.1, Figura 4.4, Figura 4.7, Figura 4.10 y Figura 4.13*), donde en todos los casos la demanda crece más rápido con la población que la producción. Esto implica que a mayor tamaño del distrito menor porcentaje de la demanda se cubre y por lo tanto los resultados serán menos favorables. Cabe recalcar que 50.000 habitantes equivalentes es el límite inferior de población de una EDAR para el cual la producción de biogás empieza a no ser rentable.

Tabla 3.20 – Distribución de la población por tamaño de vivienda. FUENTE: INE, 2019.

Número de hogares según tamaño y habitantes (en miles de viviendas)										
2019	TOTAL	1 hab.	2 hab.	3 hab.	4 hab.	5 hab.	6 hab.	7 hab.	8 o más hab.	Población media [hab/vivienda]
TOTAL	18.625,7	4.793,7	5.667,7	3.848,9	3.233,5	719	231,8	78,3	53,0	2,50
< 30 m ²	25,5	15,4	5,7	4,4	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	1,58
30-45 m ²	520,6	311,3	127,7	53,5	21,4	5,7	0,6	0,2	0,2	1,63
46-60 m ²	1.885,2	766,8	582,4	301,1	163,5	45,5	18,0	4,8	3,1	2,06
61-75 m ²	3.230,2	958,7	1.021,6	644,1	462,2	91,3	32,8	12,1	7,4	2,35
76-90 m ²	5.054,7	1.230,3	1.541,6	1.091,4	924,9	184,3	55,8	18,3	8,2	3,52
91-105 m ²	2.518,1	551,7	798,2	560,2	457,7	97,4	32,5	13,7	6,7	2,58
106-120 m ²	1.860,8	369,4	570,1	399,3	393,5	83,7	30,2	7,9	6,8	2,68
121-150 m ²	1.537,30	275,1	464,8	338,6	341,9	81,6	22,5	6,1	6,7	2,75
151-180 m ²	738,0	126,1	198,6	176,4	175,2	46,1	13,4	1,4	0,8	2,82
>180 m ²	1.255,3	188,9	357,1	279,9	293,2	83,3	26,0	13,9	13,1	2,94
Área media [m ² /vivienda]	95,16	85,07	94,56	98,18	103,63	106,83	105,19	107,27	116,58	
Media global [hab/m ²]	0,0263									

3.5 VIABILIDAD ECONÓMICA

Junto con la viabilidad técnica de un proyecto, es vital analizar la viabilidad económica, pues de nada sirve que funcione el sistema diseñado si no es rentable económicamente. En este caso el producto final es calor y frío para viviendas, los cuales no se venden a ningún mercado, sino que se necesitan para satisfacer las necesidades de confort de sus ocupantes. Esto hace que para analizar la rentabilidad se traten los costes de una manera concreta, y de esta forma poder comparar entre diferentes soluciones técnicas para ver cuál es más provechosa. Para estudiar la viabilidad económica de un proyecto se trabaja con los costes, los cuales pueden ser de inversión o gastos. Una inversión es un desembolso económico que se realiza con el objetivo de obtener un beneficio a lo largo del tiempo; mientras que un gasto es un desembolso periódico para hacer que el proyecto funcione [49]. En este caso en particular, los costes de inversión serían aquellos asociados a la compra del motor de gas y la bomba de calor geotérmica; y los gastos sería la compra del biometano, los costes de mantenimiento del equipo y el consumo a causa del bombeo del agua por la red de calor y frío.

A la hora de buscar documentación para estimar el precio de la inversión en los equipos, no siempre ha sido posible encontrar datos actualizados. En estos casos se ha empleado el CEPCI (Chemical Engineering Plant Cost Index), que es un índice internacional para tabular la evolución de las inversiones con el tiempo [49]. La conversión se hace con la *Ecuación (3.40)*, donde INV_0 es el dato antiguo del coste de la inversión, $CEPCI_0$ es el índice para el año del que se tiene el dato, $CEPCI$ es el índice para el año actual e INV es el coste de inversión cuyo precio está actualizado.

$$INV = \frac{CEPCI}{CEPCI_0} \cdot INV_0 \quad (3.40)$$

La conversión se ha utilizado para el cálculo del coste de inversión y mantenimiento de los motores de gas en la *Tabla 3.2*, pues las referencias databan del año 2003 [26] y ha sido necesario actualizarlos al coste de 2020. También se ha utilizado para actualizar el coste del *upgrading* ya que las referencias datan del año 2014 [1].

Otra situación que ha ocurrido para poder estimar el coste de inversión es la no disponibilidad del dato para un equipo del tamaño deseado. En ese caso se extrapola el precio con la relación de escala de la *Ecuación (3.41)*, donde INV_0 es el coste que se quiere escalar, INV es el coste asociado al tamaño deseado, X y X_0 son los parámetros significativos respecto a los cuales se hace la escala y b es el factor de escala.

$$INV = INV_0 \cdot \left(\frac{X}{X_0}\right)^b \quad (3.41)$$

En este caso ha sido necesario escalar el coste de inversión de la bomba de calor, ya que se disponían datos de bombas más pequeñas [40], [41]. El parámetro significativo respecto al cual se ha hecho la escala es la potencia calorífica de las bombas, ya que se ha dimensionado respecto a las potencias de invierno, y el factor tomado ha sido $b = 0,6$.

Dado que las inversiones se hacen con la intención de obtener un beneficio a futuro, en los costes se diferencia entre el valor actual (VA) y el valor futuro (VF). La relación entre ambos aparece en la *Ecuación (3.42)* donde el VF de un coste en el k-ésimo año se obtiene a partir del VA y una tasa r.

$$VF = VA \cdot (1 + r)^k \quad (3.42)$$

Al igual que se analiza la variación de los costes a futuro, también es común hacer la operación inversa, esto es, determinar el valor actual de un coste futuro. A esta operación se le denomina descontar un coste y en este caso se aplica la tasa de descuento i, que se interpreta como la rentabilidad que habría obtenido de una inversión con cierto VA realizada en el momento actual y que produce un VF dentro de k años [49].

$$VA = \frac{VF}{(1 + i)^k} \quad (3.43)$$

Juntando ambas relaciones se puede obtener el valor actual en que se convertiría un flujo económico de valor V_0 con una tasa r, una rentabilidad i y una vida útil de N años. El sumatorio de la *Ecuación (3.44)* es la suma de los N primeros términos de una progresión geométrica con razón k (*Ecuación (3.45)*), cuyo valor sigue la expresión de la *Ecuación (3.46)* y en análisis de viabilidad económica se denota como el factor f_{Σ} . Este factor acumula a lo largo de la vida del proyecto el valor futuro del flujo económico inicial respecto al tiempo presente [49]. Así, a todos los costes que se tengan en cuenta para el análisis económico del proyecto se les tendrá que aplicar f_{Σ} para obtener su valor acumulado actual (*Ecuación (3.47)*).

$$VA = V_0 \cdot \sum_{k=1}^N \left(\frac{1+r}{1+i} \right)^k \quad (3.44)$$

$$k = \frac{1+r}{1+i} \quad (3.45)$$

$$f_{\Sigma} = \frac{k \cdot (1 - k^N)}{1 - k} \quad (3.46)$$

$$VA = V_0 \cdot f_{\Sigma} \quad (3.47)$$

En una inversión hay que tener en cuenta la amortización, la cual representa el valor anual que se considera como un pago para que tras la vida del proyecto se recupere la inversión inicial y los intereses [49]. El valor futuro de una inversión (VF_A) en el k-ésimo año se calcula con la *Ecuación (3.48)*, donde si se acumulan todos los valores futuros a lo largo de la vida del proyecto se llega a la *Ecuación (3.49)*. De nuevo el sumatorio se corresponde a la suma de los N primeros términos de una serie geométrica de razón $(1+i)^{-1}$. Del mismo modo que con al cálculo del VA se definía f_{Σ} , ahora para la amortización se define de la misma forma un factor llamado factor de amortización (f_a , *Ecuación (3.50)*), el cual permite obtener el valor de la amortización a partir del coste de la inversión (*Ecuación (3.51)*). Además, este factor se puede aplicar para distribuir anualmente el valor actual de un flujo económico con una cierta tasa de descuento [49] y que será utilizado posteriormente.

$$VF_A = A \cdot (1 + i)^{N-k} \quad (3.48)$$

$$INV \cdot (1 + i)^N = \sum_{k=1}^N A \cdot (1 + i)^{N-k} \quad (3.49)$$

$$f_a = \frac{i \cdot (1 + i)^N}{(1 + i)^N - 1} \quad (3.50)$$

$$A = INV \cdot f_a \quad (3.51)$$

Los proyectos cuyo objetivo es la generación de energía para satisfacer el confort del usuario no tienen un beneficio directo ya que no implican la venta de un producto al mercado. Esto hace que los índices de rentabilidad comunes no sean representativos para este tipo de proyectos. En estos casos lo que se hace es obtener el coste normalizado de producción para poder comparar entre distintas tecnologías, siendo más rentables aquellas con menor coste. El coste normalizado de generación térmica, por su acrónimo en inglés LCOH (Levelized Cost of Heat), consiste en contabilizar todos los costes proyectados hacia el futuro a lo largo de la vida del proyecto. Con el coste actual se aplica el factor de amortización para distribuirlo uniformemente a lo largo de los años. Así, el coste normalizado de un consumo anual conocido el año "0", X_0 es el mostrado en la *Ecuación (3.52)*. De todos los desembolsos, el coste de la inversión es el único que no requiere una corrección para el valor actual acumulado (f_a) ya que se hace el pago en el momento actual. Por lo tanto, el coste de inversión solo requiere aplicarle el factor de amortización para hacer la distribución anual.

$$LC_x = X_0 \cdot \left(\frac{k_x \cdot (1 - k_x^N)}{1 - k_x} \right) \cdot \left(\frac{i \cdot (1 + i)^N}{(1 + i)^N - 1} \right) = X_0 \cdot f_{\Sigma, x} \cdot f_a \quad (3.52)$$

$$LC_{INV} = INV \cdot f_a \quad (3.53)$$

Para este proyecto se tomará como vida útil 15 años, marcada principalmente por la del motor de gas [26]; y se escogen como tasas de valor actual (r) y de descuento (i) 2,5% y 7,5% respectivamente, correspondiéndose con valores típicos para estas aplicaciones. Con estos valores se obtiene $f_{\Sigma} = 10,46$ y $f_a = 0,11$. El cálculo del LCOH [€/MWh] para este proyecto deberá tener en cuenta los siguientes costes:

- Coste de la inversión: se incluirá tanto la compra del motor de gas como de la bomba de calor geotérmica. Para el motor de gas se puede extrapolar el coste a partir de los datos de la *Tabla 3.2* [26] o como se muestra en la *Figura 3.6*. Para la bomba de calor se ha escalado el coste de inversión mostrado en la *Tabla 3.21* [50] utilizando la *Ecuación (3.41)*. No se tendrá en cuenta ni el coste de la red de calor y frío ni de la red eléctrica (para los casos donde se analice el consumo eléctrico), ya que se asume como costes correspondientes a la construcción de las viviendas y no del sistema de climatización. Tampoco se tendrá en cuenta ningún tipo de inversión relacionada con la EDAR, ya que actúa como un suministrador de biometano, y la inversión va incluida en dicho coste.

Tabla 3.21 – Precios de una bomba de calor geotérmica. FUENTE: NOGAWATIO ESE S.L.U, 2017.

Descripción	Cantidad	Precio [€/ud]	TOTAL [€]
Grupo geotérmico compuesto por tres Bombas de Calor Geotérmicas para instalación colectiva. Pn:2x49,9kW+1x32,4kW; COP=5,1 (W35°C)	1	59.340,00	59.340,00
Sondeos geotérmicos verticales de 100m de profundidad para instalación geotérmica	16	2.275,00	43.600,00
			102.940,00

- Coste del biometano:** la EDAR será quien venda el biometano al distrito, cuyo precio medio (biogás) se estima en 35€/MWh-PCI [1]. A este precio se le suman los costes del *upgrading* mostrados en la *Figura 2.10*. Para saber el coste asociado al biometano primero se ha de calcular cuánto se consume, que se obtendrá a partir de la demanda abastecida por el sistema motor de gas-bomba de calor. Además, a partir de la producción bruta de biometano calculada en el apartado 3.1 y los costes de la *Figura 2.10* se obtiene el coste del *upgrading*. Para una población de 50.000 habitantes se generan 1.515 Nm³/día de biometano, o lo que es lo mismo, 63 Nm³/h. Para esta producción se estima un coste de *upgrading* de 0,5 \$(2014)/m³, que con el cambio a euros, la corrección con el CEPCI para actualizar el coste al 2020, y el PCI del metano; se traduce en 49,93 €/MWh-PCI. Así, el coste total de la compra del biometano será la cantidad consumida por la suma del precio de producción y de *upgrading* (84,93 €/MWh-PCI). Este coste se deberá tener en cuenta en los casos donde se abastece al distrito solo con biometano y donde se utiliza el sistema híbrido biometano + electricidad.
- Coste de la electricidad:** se comparará la energía eléctrica de la red siguiendo los precios de la tarifa 6.1 [51], la cual se divide en seis períodos horarios según el mes y la franja horaria, cada uno con distinto precio tanto para el término de potencia como para el término de consumo. Esta tarifa se aplica para puntos de consumo de potencia superior a los 450 kWe y conectados a la red de alta tensión [52]. Este coste se deberá tener en

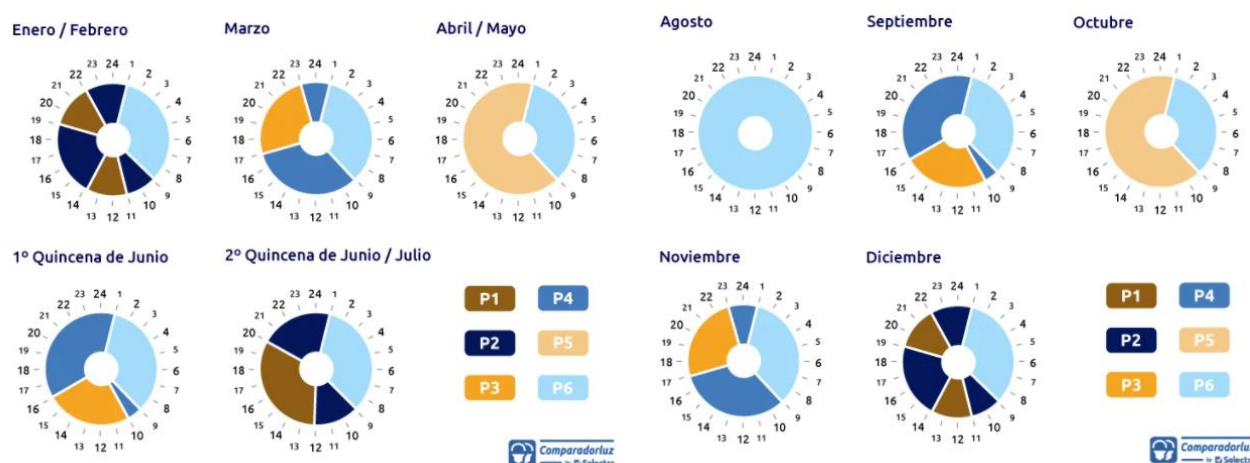


Figura 3.21 – Períodos horarios de la tarifa 6.1. FUENTE: Selectra, 2020.

cuenta en los casos donde se abastece al distrito solo con electricidad y donde se utiliza el sistema híbrido (biometano + electricidad).

El cálculo del término de potencia se hará tomando la potencia máxima requerida en cada uno de los seis períodos y aplicando el precio correspondiente mostrado en la *Tabla 3.22*. Para el término de consumo se calculará a partir de la demanda horaria, la energía eléctrica demandada, y se le aplicarán las tasas de la *Tabla 3.23*.

Tabla 3.22 – Precios de la tarifa de potencia según el período de la tarifa 6.1. FUENTE: Aura Energía, 2021.

	P1	P2	P3	P4	P5	P6
Precio [€/kWdía]	0,107231	0,053662	0,039272	0,039272	0,039272	0,017918

Tabla 3.23 – Precios de la tarifa de energía según el período de la tarifa 6.1. FUENTE: Aura Energía, 2021.

	P1	P2	P3	P4	P5	P6
Precio [€/kWh]	0,104222	0,090524	0,080056	0,071919	0,069743	0,060136

- **Coste de mantenimiento:** se separa entre el mantenimiento del motor de gas y de la bomba de calor. El primero se extrapola a partir de los datos de la *Tabla 3.2* [26] o como se muestra en la *Figura 3.7*. Para el coste de mantenimiento de la bomba de calor se diferenciarán dos escenarios: cuando se analice el sistema basado en biogás y cuando se analice los sistemas eléctrico e híbrido. En el primer caso, como la bomba es más pequeña (1.151 kWt), se estimará un coste igual al 10% del coste de mantenimiento del motor. En el segundo caso, donde las bombas son más grandes (14.425 kWt en Madrid), se aproximará un coste de mantenimiento de 500€ para la bomba que se ha tomado como referencia para el coste de inversión y a partir de esta se extrapolará al tamaño correspondiente.
- **Coste de bombeo:** lo primero que se calculará será la tarifa media eléctrica, para aplicarla a la electricidad consumida por los grupos de bombeo del agua de la red. El cálculo de la tarifa se hace partiendo del coste de la energía eléctrica consumida por la bomba de calor (en el caso eléctrico) entre la energía que esta consume. Una vez conocida la tarifa media, se aplica a la energía eléctrica consumida por las bombas, la cual se estima en un catorceavo de la demanda térmica total del distrito.

Con todos estos costes, el cálculo del LCOH queda como en la *Ecuación (3.54)*, donde INV es el coste de inversión, BMET es el coste del biometano, EL es el coste de la energía eléctrica (en los casos eléctrico e híbrido), MT es el coste de mantenimiento y BMB es el coste de bombeo. Todo esto se dividirá entre el calor total producido anualmente para expresar el coste por unidad de energía.

$$LCOH = \frac{f_a \cdot INV + f_{\Sigma} \cdot f_a \cdot (BMET + EL + MT + BMB)}{Q_{INV} + Q_{VER}} \quad (3.54)$$

Al calcular el coste del biometano hay que tener en cuenta si es invierno o verano para saber cuánto se consume, pues en los meses estivales el motor trabaja en carga parcial y por lo tanto gasta menos combustible. Realmente existen dos escenarios posibles en el mes de verano. El primero es el comentado anteriormente, donde el distrito se ahorra la compra de parte del biometano. Al trabajar a carga parcial ya no se recupera tanto calor del motor y no se consigue suplir la demanda térmica de los digestores, por lo que la propia EDAR necesitaría usar parte del biometano no comprado para la calefacción de estos. El segundo escenario contempla hacer trabajar al motor a plena carga, y la energía eléctrica sobrante venderla a la red. Teniendo en cuenta el coste extra del biometano, el precio mínimo al que habría que vender la electricidad para obtener rentabilidad es de unos 174 €/MWh. Dado este elevado precio y que todavía no hay tarifas establecidas para la producción eléctrica mediante cogeneración, se descarta esta opción.

3.6 ANÁLISIS DE LA HUELLA DE CARBONO

El uso del biogás producido en la EDAR no solo es beneficioso por ser una fuente renovable de energía, sino que también supone una disminución en las emisiones de dióxido de carbono a la atmósfera. En este apartado se analizarán las emisiones de CO₂ del sistema completo. Para ello se partirá del peor escenario, donde el metano producido en los digestores de la EDAR se libera a la atmósfera y la climatización de los hogares se hace mediante el método convencional. El estudio de la huella de carbono sólo tendrá en cuenta las emisiones directas a causa del consumo de energías primarias como el biometano o la electricidad, pero no se contabilizará otras emisiones indirectas como las asociadas a la fabricación, transporte e instalación de las máquinas (bomba de calor, motor de gas, tuberías de la red...). Para tener un análisis más específico de la huella de carbono sería necesario un estudio más detallado de cada elemento del sistema mediante la metodología del análisis de ciclo de vida (ACV), lo cual se sale de los objetivos de este proyecto.

Para el cálculo de las emisiones se parte de la hipótesis de que la composición del biometano tras el *upgrading* es un 95% CH₄ y un 5% CO₂ y otras impurezas. En la *Ecuación (3.56)* se calcula la masa de dióxido de carbono equivalente por liberar el biometano a la atmósfera a partir del volumen generado en la EDAR (V_{CH_4} , *Ecuación (3.1)*), el potencial de calentamiento global (por sus siglas en inglés, GWP) y la masa de metano por unidad de volumen (d_{CH_4} , *Ecuación (3.55)*). El GWP es un parámetro que indica la contribución al calentamiento global que supone la emisión de un gas con respecto al CO₂. En el caso del metano, su GWP está entre los 21 y 28 kg de CO₂ equivalente por cada kg CH₄ [53], que para los cálculos se asumirá un valor de 25. Se puede observar que en la *Ecuación (3.56)* solo se tiene en cuenta la contribución del CH₄ pero no de ese 5% de CO₂ presente en el biometano, ni todo el retirado del biogás durante el *upgrading*. Esto se debe a que todo ese CO₂ es de origen biogénico y no tiene un efecto neto en la huella de carbono. En cambio, dado el alto GWP del metano, sí hay que tenerlo en cuenta para las emisiones. El cálculo de d_{CH_4} en la *Ecuación (3.55)* se hace con la masa molar del CH₄ (16,04 kg/kmol) y con el volumen de un gas en condiciones normales (22,4 m³/kmol).

$$d_{CH_4} = \frac{m_{CH_4}}{V_{CN}} \quad (3.55)$$

$$M_{CO_2 eq}^{emisión} = 0,95 \cdot V_{CH_4} \cdot GWP \cdot d_{CH_4} \quad (3.56)$$

La emisión de biometano a la atmósfera es una práctica en desuso dado el alto GWP del metano. Esta es la razón por la que las depuradoras que no dan salida al biogás que generan lo queman en una antorcha para que solo se emita CO₂ y así tener un impacto neto nulo en la huella de carbono. Esto mismo ocurre al quemar el biometano en el motor de gas, pues las emisiones son mayoritariamente CO₂ que, dado su origen biogénico, no contribuye al calentamiento global. Por lo tanto, todo el sistema de climatización del distrito tiene un impacto nulo en la emisión de CO₂.

$$M_{CO_2 eq}^{biomet.} = 0 \quad (3.57)$$

Para los casos de estudio donde se cubre la demanda con energía eléctrica de la red (casos eléctrico e híbrido), sí habrá que contabilizar esas emisiones ya que la procedencia de la

electricidad tiene un factor de emisiones asociado (f_{elec}) [38]. El cálculo de esta huella de carbono se hace en la *Ecuación (3.58)*, donde D_{elec} es la demanda cubierta por la red eléctrica (tanto en invierno como en verano). En el caso donde solo se hace uso de la energía eléctrica D_{elec} se corresponderá con la demanda total del distrito, mientras que en el sistema híbrido D_{elec} será la parte que el biometano no sea capaz de cubrir.

$$M_{CO_2 eq}^{elec.} = D_{elec} \cdot f_{elec} \quad (3.58)$$

Por último, en el balance de emisiones se ha de tener en cuenta la huella de carbono del método de climatización convencional que sustituiría al sistema de biometano. Para cubrir la demanda se utilizará una caldera de gas natural con un rendimiento del 90% para invierno y una enfriadora eléctrica con un EER de 3,5 para verano. La *Ecuación (3.59)* hace referencia a las emisiones de la caldera, donde D_{INV} es la demanda que es capaz de cubrir el sistema durante el invierno, COP es el rendimiento de la caldera y f_{CH_4} es el factor de emisión del metano [38]. La *Ecuación (3.60)* sigue las mismas líneas, pero en este caso se tiene en cuenta la demanda satisfecha por el sistema de biometano en verano (D_{VER}), el rendimiento de la enfriadora (EER) y dado que esta es eléctrica, el factor de emisión de la energía eléctrica (f_{elec}) [38].

$$M_{CO_2 eq}^{caldera} = \frac{f_{CH_4} \cdot D_{INV}}{COP} \quad (3.59)$$

$$M_{CO_2 eq}^{enfriadora} = \frac{f_{elec} \cdot D_{VER}}{EER} \quad (3.60)$$

Una vez se ha calculado la masa de CO_2 emitida en cada caso, se hace un balance según la *Ecuación (3.61)*, que para hacer comparación entre los distintos resultados se normalizará respecto a la producción térmica (*Ecuación (3.62)*) y con respecto a la superficie climatizada (*Ecuación (3.63)*).

$$M_{CO_2 eq}^{neta} = M_{CO_2 eq}^{biomet.} + M_{CO_2 eq}^{elec.} - M_{CO_2 eq}^{emisión} - M_{CO_2 eq}^{caldera} - M_{CO_2 eq}^{enfriadora} \quad (3.61)$$

$$M_{CO_2 eq}^{neta} [kg CO_2 / kWh] = \frac{M_{CO_2 eq}^{neta}}{D_{INV} + D_{VER}} \quad (3.62)$$

$$M_{CO_2 eq}^{neta} [kg CO_2 / m^2] = \frac{M_{CO_2 eq}^{neta}}{A} \quad (3.63)$$

3.7 CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA

Según el Documento Básico de Ahorro de Energía del Código Técnico de la Edificación [43], la energía primaria es la energía suministrada al edificio procedente de fuentes renovables y no renovables, que no ha sufrido ningún proceso previo de conversión o transformación. Es la energía contenida en los combustibles y otras fuentes de energía y considera la energía necesaria para generar la energía final consumida, incluyendo las pérdidas por su transporte hasta el edificio, almacenamiento, etc [43]. Todos los procesos implicados para convertir la energía primaria en energía útil tienen un rendimiento siempre menor que 1. Esto hace que cada unidad de energía útil consumida por el usuario signifique una cantidad mayor de energía primaria. Para hacer una estimación de la energía primaria a partir de la útil se utilizan unos coeficientes de paso que dependen de la fuente y del tipo de energía primaria.



Figura 3.22 – Transformación de la energía primaria en energía útil. FUENTE: Ministerio de Fomento, 2019.

En el Código Técnico se distinguen tres tipos de energía primaria: la total, la procedente de fuentes renovables y la procedente de fuentes no renovables; y se limita el consumo de la total y de la no renovable en función de la zona climática de invierno. Estas limitaciones se aplican tanto a edificios de nueva construcción como a intervenciones de cierta entidad en edificios ya existentes [43]; y dado que el ámbito de este estudio es para un distrito de nueva construcción, será necesario comprobar el gasto de la energía primaria para confirmar que se cumplen los límites de consumo. Cabe recalcar que los valores límite de consumo incluyen la demanda de climatización, de agua caliente sanitaria, de ventilación y de control de la humedad en el caso de edificios residenciales; pero solo se ha calculado el gasto en climatización, por lo que no se puede hacer una comparación directa con los límites estipulados según el DB-HE (Tabla 3.24 y Tabla 3.25).

Tabla 3.24 – Valores límites de energía primaria no renovable. FUENTE: Ministerio de Fomento, 2019.

Valor límite de $C_{ep,nren,lím}$ [kWh/m ² ·año] para uso residencial privado						
	Zona climática de invierno					
	α	A	B	C	D	E
Edificios nuevos y ampliaciones	20	25	28	32	38	43
Cambios de uso a residencial privado y reformas	40	50	55	65	70	80

En territorio extrapeninsular (Illes Balears, Canarias, Ceuta y Melilla) se multiplicarán los valores de la tabla por 1,15.

Tabla 3.25 – Valores límite de energía primaria total. FUENTE: Ministerio de Fomento, 2019.

Valor límite de $C_{ep,tot,lím}$ [kWh/m ² ·año] para uso residencial privado						
	Zona climática de invierno					
	α	A	B	C	D	E
Edificios nuevos y ampliaciones	40	50	56	64	76	86
Cambios de uso a residencial privado y reformas	55	75	80	90	105	115

En territorio extrapeninsular (Illes Balears, Canarias, Ceuta y Melilla) se multiplicarán los valores de la tabla por 1,15.

El cálculo de la energía primaria no renovable y total en cada caso dependerá en primera instancia de la forma de abastecer la demanda, pues las energías primarias no son las mismas en los tres casos analizados por cada ciudad: solo biometano, solo electricidad e híbrido.

- Sistema alimentado sólo por biometano: toda la energía para la climatización proviene del biometano y, durante los meses de invierno, del terreno. Como ambas fuentes son consideradas renovables (el COP supera ampliamente 2,5), se incluirán solamente para el cálculo de la energía primaria total. En paralelo al calor y frío aportados por el sistema de biometano también hay un consumo eléctrico a causa del bombeo del agua por la red del distrito. Esta procede de la red eléctrica y según el mix de generación tiene parte renovable y parte no renovable, por lo que la energía primaria del bombeo se incluye en el cálculo de la no renovable y de la total.
- Sistema alimentado sólo por electricidad: en este caso se hace uso de la red eléctrica para suplir la demanda del distrito y para el bombeo del agua por la red de calor y frío. La única fuente de energía primaria renovable in situ será el calor absorbido del terreno durante los meses de invierno, por lo que para el cálculo de la energía primaria total se tendrá en cuenta el consumo eléctrico en la bomba de calor, el consumo eléctrico para el bombeo y la energía tomada del suelo. De estas tres fuentes, las dos primeras serán incluidas para el cálculo de la energía primaria no renovable (la fracción correspondiente según el mix de generación).
- Sistema híbrido: este sistema combina los dos anteriores, teniendo ahora como fuentes renovables in situ tanto el biometano como la energía del terreno durante los meses de invierno. Para el cálculo de la energía primaria total se tendrán en cuenta las dos fuentes mencionadas y la electricidad usada para el bombeo y para poder suplir la demanda restante que no ha podido ser abastecida por el biometano. Los consumos eléctricos se incluirán además para el cálculo de la energía primaria no renovable (en su parte correspondiente).

En aquellos casos donde la electricidad se tome de la red (bombeo del sistema de biometano, y sistemas eléctrico e híbrido) se utilizarán los coeficientes de paso asociados a la electricidad convencional de la *Tabla 3.26* teniendo en cuenta además de si se trata del territorio peninsular o extrapeninsular (Islas Baleares, Islas Canarias, Ceuta y Melilla). Con todo esto, en cada uno de los casos se hará la suma de todas las energías primarias y se dividirá entre el área climatizada para obtenerlo en unitarias y poder compararlo con las tablas del CTE.

Tabla 3.26 – Factores de conversión de energía final a primaria. FUENTE: Ministerio de Industria, Energía y Turismo, 2016.

	kWh E.primaria no renovable/kWh E.final	kWh E.primaria total/kWh E.final
Electricidad convencional Nacional	2,007	2,403
Electricidad convencional peninsular	1,954	2,368
Electricidad convencional extrapeninsular	2,937	3,011
Electricidad convencional Baleares	2,968	3,049
Electricidad convencional Canarias	2,924	2,994
Electricidad convencional Ceuta y Melilla	2,718	2,790

4. RESULTADOS

4.1 SISTEMA BASADO EN BIOMETANO

En este apartado se analizarán los resultados obtenidos con el sistema que solamente utiliza biometano y geotermia como fuentes de energía primaria. Todos los resultados se han centrado en una población de distrito de 50.000 habitantes ya que es la que mejor compromiso da entre las distintas variables; aunque para algunas comparaciones se han calculado los resultados asociados a poblaciones de entre 75.000 y 200.000 habitantes. Dentro de todas las zonas climáticas presentes en España se hará hincapié en cinco en concreto para barrer los climas más característicos del país. Estas zonas se analizarán en orden de mayor a menor demanda total, y son:

- Zona D3: vinculada al clima continental típico de las zonas del interior del país. Los inviernos son fríos y los veranos cálidos, por lo que habrá consumos altos tanto de calefacción como de refrigeración. La ciudad de referencia para este clima es Madrid.
- Zona B4: vinculada a un clima continental del sur del país, donde los inviernos son templados y los veranos son muy cálidos, por lo que habrá un consumo bajo de calefacción pero muy alto de refrigeración. La ciudad de referencia para este clima es Córdoba.
- Zona B3: vinculada a un clima del litoral mediterráneo donde la cercanía del mar suaviza los inviernos y los veranos son cálidos, por lo que habrá un uso de calefacción muy bajo pero un gasto en refrigeración elevado. La ciudad de referencia para este clima es Valencia.
- Zona C2: vinculada al clima del litoral mediterráneo más septentrional, donde la latitud hace al invierno y al verano más fríos que en el resto de las zonas costeras mediterráneas. Los inviernos no son excesivamente fríos y los veranos son suaves, por lo que habrá consumos medios tanto de calefacción como de refrigeración. La ciudad de referencia para este clima es Barcelona.
- Zona A3: vinculada al clima del litoral más meridional del país, donde los inviernos son muy suaves y los veranos son más frescos gracias a la cercanía con el agua fría del océano Atlántico. En esta zona habrá demandas muy bajas de calefacción y altas de refrigeración. La ciudad de referencia para este clima es Cádiz.

Tras analizar los resultados de cada ciudad por separado, se harán comparaciones entre las cinco para determinar el comportamiento del sistema entre los diferentes climas y dónde es más favorable instalarlo. Además, dado que este caso es el motivo principal del estudio, se harán los cálculos y se estudiarán los resultados para todas las zonas climáticas del país pudiendo así contrastar el funcionamiento del sistema en toda España.

Se ha asumido que la producción de biometano de la EDAR es independiente de la zona climática, por lo que en todos los casos el sistema será capaz de dar la misma energía al distrito y lo que variará en cada uno de ellos será la demanda. Los parámetros de este se recogen en la *Tabla 4.1*.

Tabla 4.1 – Potencias para el distrito con el sistema basado en biometano. FUENTE: elaboración propia.

50.000 habitantes	Invierno	Verano
Producción de biometano [MWh/día]	10,753	
Potencia del motor [kWe]	253,25	
Eficiencia BC	4,544	9,009
Calor en el condensador [kWt]	1.150,76	
Calor en el evaporador [kWt]	897,51	
Calor/frío para el distrito [kWt]	1.254,50	897,51

4.1.1 Resultados en Madrid (Zona D3)

Madrid se corresponde con la zona climática D3, lo que significa inviernos fríos y veranos cálidos. En esta zona climática el invierno es la estación predominante, suponiendo la calefacción dos tercios de la energía total requerida por el distrito (*Tabla 4.2*). Además, se hace un uso adecuado del motor de gas ya que se superan las 3.500 horas de funcionamiento.

Tabla 4.2 – Resultados de demandas para un distrito de 50.000 habitantes en Madrid. FUENTE: elaboración propia.

50.000 habitantes	Invierno	Verano	TOTAL
Demanda térmica [MWht]	15.722,93	8.979,44	24.702,37
Consumo bombeo [MWhe]	396,97	115,84	512,81
Horas equivalentes	4.446,07	1.784,76	6.230,83
Demanda abastecida [MWht]	5.557,51	1.601,84	7.159,35
Demanda abastecida (%)			29,06

Al analizar los resultados de demanda para distintos tamaños de distrito se observa que la energía requerida por los usuarios crece mucho más rápido de lo que lo hace la producción térmica gracias al biometano (*Figura 4.1*). Por lo tanto, el caso más favorable en lo que a demanda cubierta respecta, es una población de 50.000 habitantes.

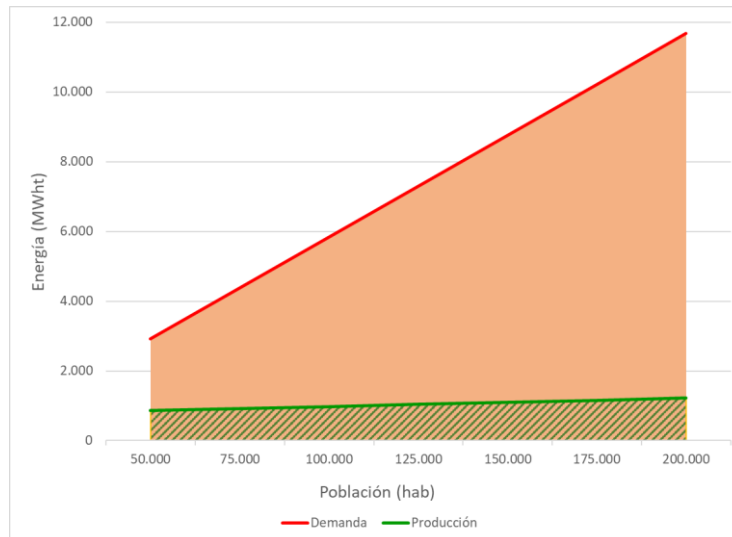


Figura 4.1 – Producción y demanda según el número de habitantes en Madrid para el mes de enero. FUENTE: elaboración propia.

En promedio, el sistema de biometano en Madrid es capaz de cubrir un 29,06% de la demanda total. Sin embargo, este valor fluctúa a lo largo de los meses según la severidad climática (Figura 4.2). Así, los meses centrales de invierno y de verano muestran bajo porcentaje de la demanda cubierta, mientras que los meses de primavera y otoño dan valores altos. Cabe recalcar que los meses de verano son los más críticos porque el motor trabaja a carga parcial y la bomba de calor no da toda la potencia que podría.

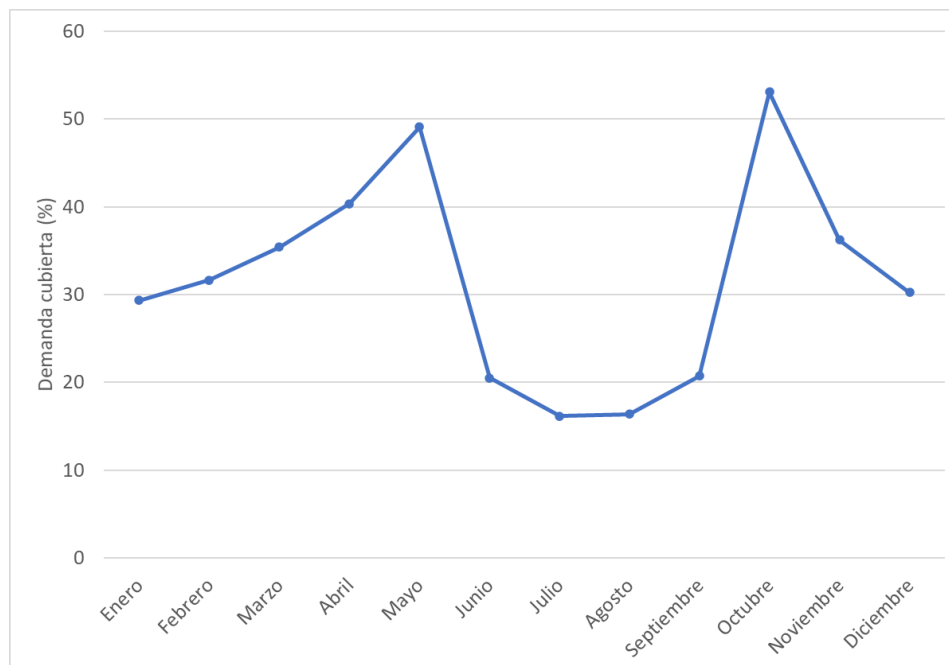


Figura 4.2 – Fluctuación del porcentaje de demanda cubierta a lo largo del año para un distrito de 50.000 habitantes en Madrid. FUENTE: elaboración propia.

El desglose de costes se muestra en la *Tabla 4.3*, donde el resultado final del LCOH es 56,06 €/MWht. El grueso de este coste se debe al combustible, que supone casi un 60% del total. Al biometano le sigue el coste de inversión, el cual representa cerca de un 25% del coste total. El mantenimiento y el bombeo son costes menores que entre los dos suman el 20% restante.

Tabla 4.3 – Desglose de costes del sistema de biometano para un distrito de 50.000 habitantes en Madrid. FUENTE: elaboración propia.

50.000 habitantes	COSTE TOTAL [€/año]	COSTE NORMALIZADO [€/MWht]
Coste total de la energía térmica	402.448,96	56,06
Coste de la inversión	90.895,00	12,66
Coste de mantenimiento	33.572,20	4,68
Coste de biometano	232.265,68	32,35
Coste de bombeo	45.716,08	6,37

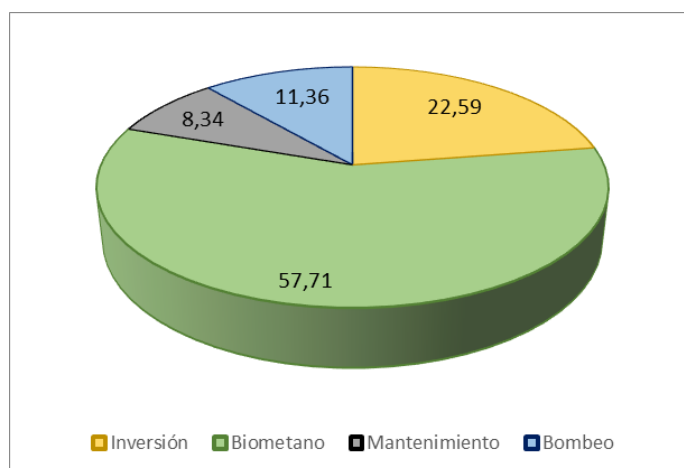


Figura 4.3 – Desglose porcentual de costes del sistema de biometano para un distrito de 50.000 habitantes en Madrid. FUENTE: elaboración propia.

A diferencia de la demanda, el coste normalizado de la energía térmica cae según aumenta la población del distrito, pasando de 56,06 €/MWht con 50.000 habitantes, a 55,15 €/MWht con 150.000. Esto se debe principalmente al plus de energía producida, que pese a suponer costes superiores de compra de combustible, reduce en mayor medida el coste normalizado de la inversión y de mantenimiento. Aun así, la diferencia de precio con la población es muy pequeña (tan apenas 1 €/MWht entre el caso más caro y el más barato) como para priorizar el factor costes frente a la caída del porcentaje de la demanda abastecida. Esto recalca una población de 50.000 habitantes como la solución de mejor compromiso.

El balance de emisiones sale positivo a favor del sistema de biometano, evitando la emisión de 12.196 toneladas de CO₂ frente al uso del método convencional de climatización y el no aprovechamiento del biogás. En valores unitarios, esto significa un ahorro de 1,7 kg CO₂/kWht

o 22,049 kg CO₂/m². A mayores tamaños de distrito, hay más reducción de emisiones de CO₂ ya que se está utilizando más biometano el cual no será expulsado a la atmósfera, y se está abasteciendo más demanda con el sistema basado en biometano en vez de con el método convencional. Aun con todo, la diferencia entre las emisiones normalizadas (kg CO₂/m²) para 50.000 y 150.000 habitantes es de apenas un 2%, por lo que interesa mantener el tamaño de la zona residencial en 50.000 habitantes.

El consumo de energía primaria total es de 16,539 kWh/m²·año y el de energía primaria no renovable es de 1,861 kWh/m²·año. Ambos cumplen con mucha holgura los límites impuestos por el CTE (76 y 38 kWh/m²·año respectivamente), aunque hay que tener en cuenta que en estas energías primarias no se está considerando la preparación del agua caliente sanitaria ni los consumos de ventilación ni control de la humedad. Aun con esto, el margen existente permite aventurar que se cumplirán los valores límite.

4.1.2 Resultados en Córdoba (Zona B4)

Córdoba se corresponde con la zona climática B4, lo que significa inviernos templados y veranos muy cálidos. En esta zona climática el verano es la estación predominante, suponiendo la refrigeración dos tercios de la energía total requerida por el distrito (*Tabla 4.4*). Además, se hace un uso adecuado del motor de gas ya que se superan las 3.500 horas de funcionamiento.

Tabla 4.4 – Resultados de demandas para un distrito de 50.000 habitantes en Córdoba. FUENTE: elaboración propia.

50.000 habitantes	Invierno	Verano	TOTAL
Demanda térmica [MWht]	6.200,17	12.655,59	18.855,76
Consumo bombeo [MWhe]	296,48	153,24	449,72
Horas equivalentes	3.308,70	2.390,30	5.699,00
Demanda abastecida [MWht]	4.150,70	2.145,32	6.296,02
Demanda abastecida (%)			33,39

Al analizar los resultados de demanda para distintos tamaños de distrito se observa que la energía requerida por los usuarios crece mucho más rápido de lo que lo hace la producción térmica gracias al biometano (*Figura 4.4*). Por lo tanto, el caso más favorable es una población de 50.000 habitantes.

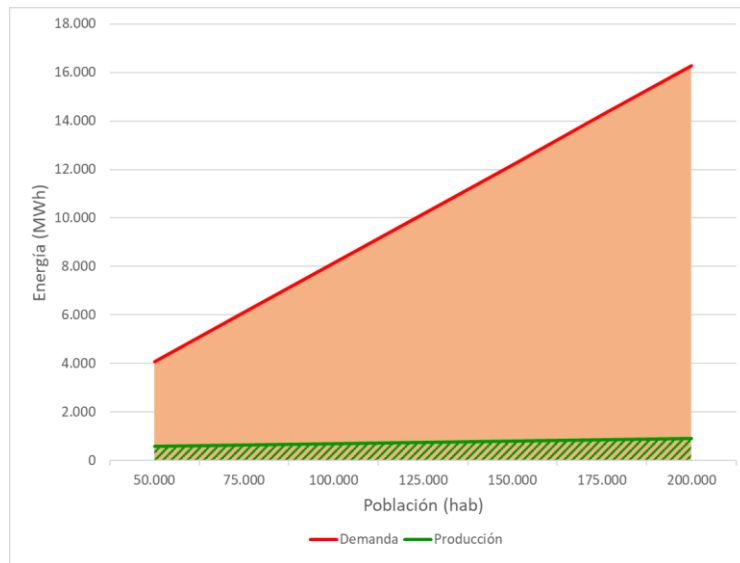


Figura 4.4 – Producción y demanda según el número de habitantes en Córdoba para el mes de julio. FUENTE: elaboración propia.

En promedio, el sistema de biometano en Córdoba es capaz de cubrir un 33,39% de la demanda total. Sin embargo, este valor fluctúa a lo largo de los meses según la severidad climática (Figura 4.5). Se puede ver cómo el invierno en Córdoba es muy suave, permitiendo abastecer de calefacción a algo más del 60% de la población y llegando a un 90% en el mes de octubre. Sin embargo, los meses de verano requieren alta cantidad de energía para refrigeración y apenas se cubre un 15% de la demanda en los más críticos.

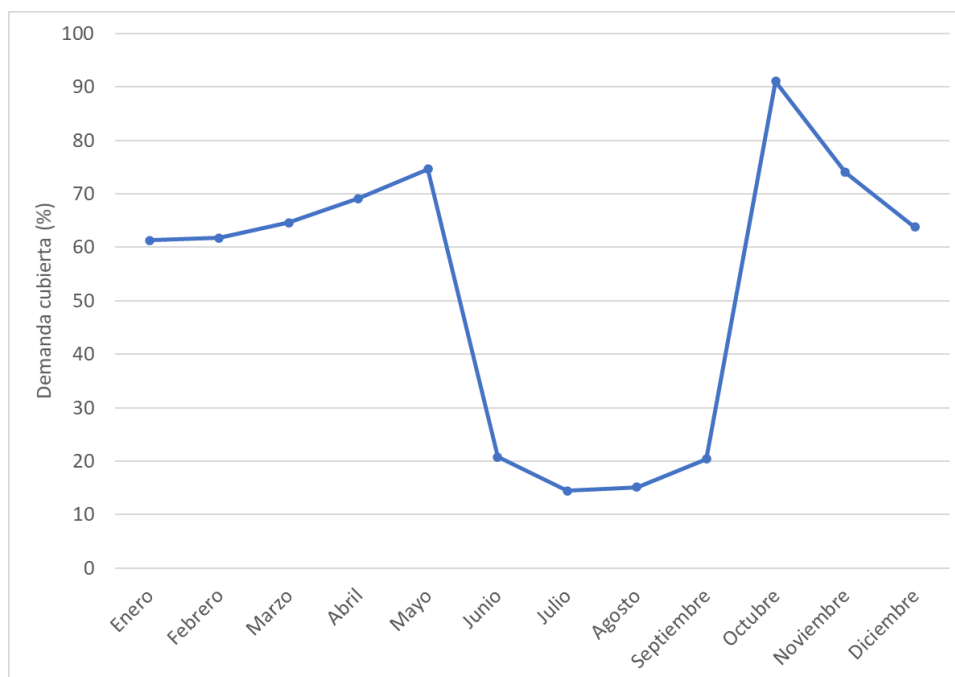


Figura 4.5 – Fluctuación del porcentaje de demanda cubierta a lo largo del año para un distrito de 50.000 habitantes en Córdoba. FUENTE: elaboración propia.

El desglose de costes se muestra en la *Tabla 4.5*, donde el resultado final del LCOH es 55,78 €/MWht. El grueso de este coste se debe al combustible, que supone casi un 55% del total. A este le sigue el coste de la inversión, que representa algo más del 25% del coste total. El mantenimiento y el bombeo son costes menores que entre los dos suman el 20% restante.

Tabla 4.5 – Desglose de costes del sistema de biometano para un distrito de 50.000 habitantes en Córdoba. FUENTE: elaboración propia.

50.000 habitantes	COSTE TOTAL [€/año]	COSTE NORMALIZADO [€/MWht]
Coste total de la energía térmica	351.166,87	55,78
Coste de la inversión	90.895,00	14,44
Coste de mantenimiento	27.708,59	4,40
Coste de biometano	191.698,88	30,45
Coste de bombeo	40.864,40	6,49

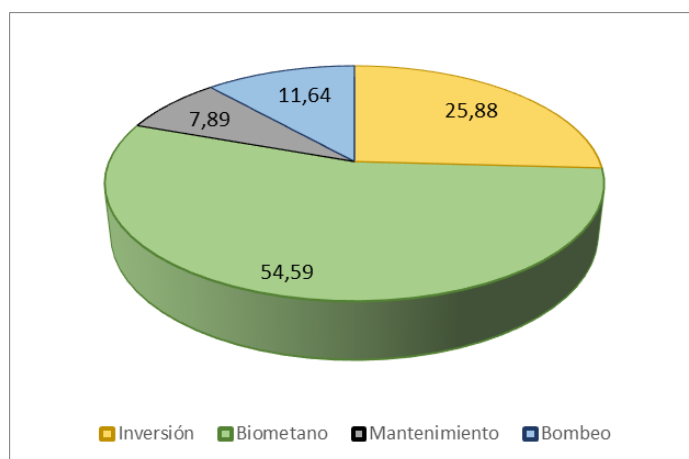


Figura 4.6 – Desglose porcentual de costes del sistema de biometano para un distrito de 50.000 habitantes en Córdoba. FUENTE: elaboración propia.

A diferencia de la demanda, el coste normalizado de la energía térmica cae según aumenta la población del distrito, pasando de 55,78 €/MWht con 50.000 habitantes, a 53,70 €/MWht con 150.000. Esto se debe principalmente al plus de energía producida, que pese a suponer costes de compra de biometano superiores, reduce en mayor medida el coste normalizado de la inversión y de mantenimiento. Aun así, la diferencia de precio con la población es muy pequeña (poco más de 2 €/MWht entre el caso más caro y el más barato) como para priorizar el factor costes frente a la caída del porcentaje de la demanda abastecida. Esto recalca una población de 50.000 habitantes como la solución de mejor compromiso.

El balance de emisiones sale positivo a favor del sistema de biometano, evitando la emisión de 10.023 toneladas de CO₂ frente al uso del método convencional de climatización y el no aprovechamiento del biogás. En valores unitarios, esto significa un ahorro de 1,6 kg CO₂/kWht

o 15,773 kg CO₂/m². A mayores tamaños de distrito, hay más reducción de emisiones de CO₂ ya que se está utilizando más biometano el cual no será expulsado a la atmósfera, y se está abasteciendo más demanda con el sistema basado en biometano en vez de con el método convencional. Aun con todo, la diferencia entre las emisiones normalizadas (kg CO₂/m²) para 50.000 y 150.000 habitantes es de apenas un 2%, por lo que interesa mantener el tamaño de la zona residencial en 50.000 habitantes.

El consumo de energía primaria total es de 12,550 kWh/m²·año y el de energía primaria no renovable es de 1,420 kWh/m²·año. Ambos cumplen con mucha holgura los límites impuestos por el CTE (56 y 28 kWh/m²·año respectivamente), aunque hay que tener en cuenta que en estas energías primarias no se está considerando la preparación del agua caliente sanitaria ni los consumos de ventilación ni control de la humedad. Aun con esto, el margen existente permite aventurar que se cumplirán los valores límite.

4.1.3 Resultados en Valencia (Zona B3)

Valencia se corresponde con la zona climática B3, lo que significa inviernos templados y veranos cálidos. Se trata así de un clima similar al de Córdoba, visto en el apartado anterior, pero teniendo un verano menos intenso y habiendo un mejor equilibrio entre la severidad de invierno y de verano. En esta zona climática el invierno y el verano tienen prácticamente la misma importancia, suponiendo la calefacción un 40% de la energía total requerida por el distrito y la refrigeración un 60% (Tabla 4.6). Además, se hace un uso adecuado del motor de gas ya que se superan las 3.500 horas de funcionamiento.

Tabla 4.6 – Resultados de demandas para un distrito de 50.000 habitantes en Valencia. FUENTE: elaboración propia.

50.000 habitantes	Invierno	Verano	TOTAL
Demanda térmica [MWht]	6.200,17	8.979,44	15.179,61
Consumo bombeo [MWhe]	296,75	112,76	409,51
Horas equivalentes	3.311,70	1.759,03	5.070,73
Demanda abastecida [MWht]	4.154,46	1.578,75	5.733,21
Demanda abastecida (%)			37,77

Al analizar los resultados de demanda para distintos tamaños de distrito se observa que la energía requerida por los usuarios crece mucho más rápido de lo que lo hace la producción térmica gracias al biometano (Figura 4.7). Por lo tanto, el caso más favorable es una población de 50.000 habitantes.

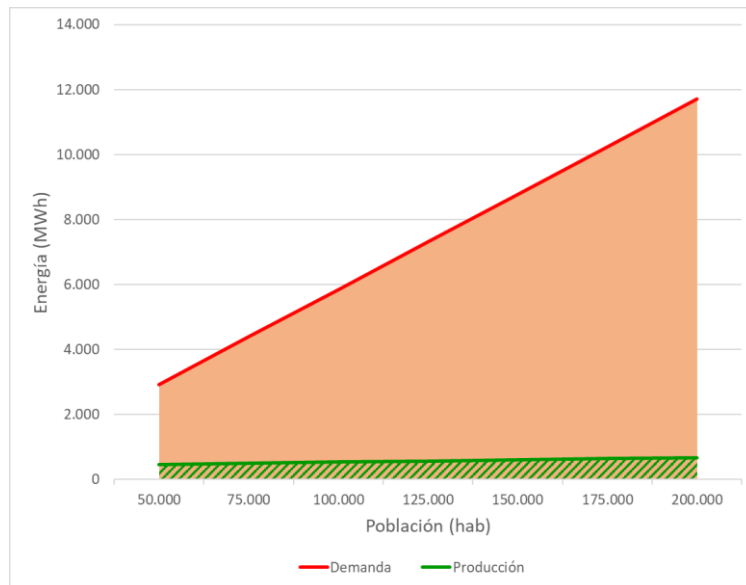


Figura 4.7 – Producción y demanda según el número de habitantes en Valencia para el mes de julio. FUENTE: elaboración propia.

En promedio, el sistema de biometano en Valencia es capaz de cubrir un 37,77% de la demanda total. Sin embargo, este valor fluctúa a lo largo de los meses según la severidad climática (Figura 4.8). Se puede ver cómo el invierno en Valencia es muy suave, permitiendo abastecer de calefacción a algo más del 60% de la población y llegando a un 90% en el mes de octubre. Sin embargo, los meses de verano requieren alta cantidad de energía para refrigeración y apenas se cubre un 20% de la demanda en los más críticos.

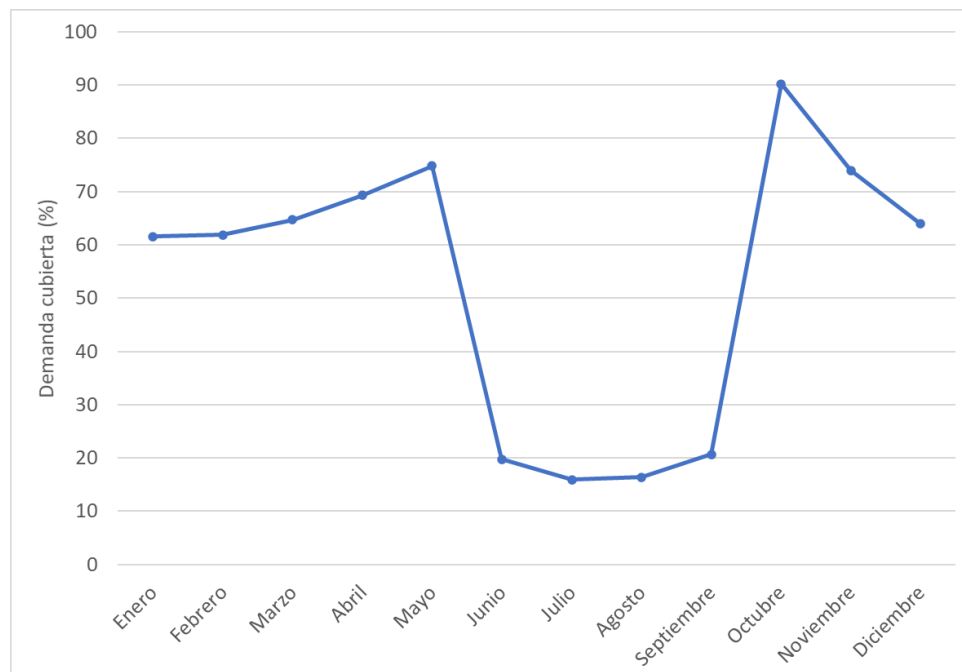


Figura 4.8 – Fluctuación del porcentaje de demanda cubierta a lo largo del año para un distrito de 50.000 habitantes en Valencia. FUENTE: elaboración propia.

El desglose de costes se muestra en la *Tabla 4.7*, donde el resultado final del LCOH es 58,42 €/MWht. El grueso de este coste se debe al biometano, que supone algo menos del 55% del total. A este le sigue el coste de la inversión, que representa algo más del 25% del coste total. El mantenimiento y el bombeo son costes menores que entre los dos suman el 20% restante.

Tabla 4.7 – Desglose de costes del sistema de biometano para un distrito de 50.000 habitantes en Valencia. FUENTE: elaboración propia.

50.000 habitantes	COSTE TOTAL [€/año]	COSTE NORMALIZADO [€/MWht]
Coste total de la energía térmica	334.957,27	58,42
Coste de la inversión	90.895,00	15,85
Coste de mantenimiento	26.108,72	4,55
Coste de biometano	180.630,39	31,51
Coste de bombeo	37.323,15	6,51

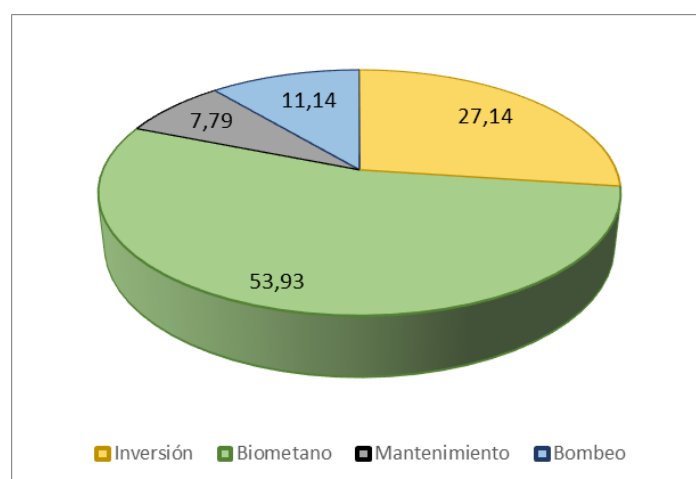


Figura 4.9 – Desglose porcentual de costes del sistema de biometano para un distrito de 50.000 habitantes en Valencia. FUENTE: elaboración propia.

A diferencia de la demanda, el coste normalizado de la energía térmica cae según aumenta la población del distrito, pasando de 58,42 €/MWht con 50.000 habitantes, a 56,58 €/MWht con 150.000. Esto se debe principalmente al plus de energía producida, que pese a suponer costes de compra de biometano superiores, reduce en mayor medida el coste normalizado de la inversión y de mantenimiento. Aun así, la diferencia de precio con la población es muy pequeña (tan apenas de 2 €/MWht entre el caso más caro y el más barato) como para priorizar el factor costes frente a la caída del porcentaje de la demanda abastecida. Esto recalca una población de 50.000 habitantes como la solución de mejor compromiso.

El balance de emisiones sale positivo a favor del sistema de biometano, evitando la emisión de 9.467 toneladas de CO₂ frente al uso del método convencional de climatización y el no aprovechamiento del biogás. En valores unitarios, esto significa un ahorro de 1,65 kg CO₂/kWht

o 13,171 kg CO₂/m². A mayores tamaños de distrito, hay más reducción de emisiones de CO₂ ya que se está utilizando más biometano el cual no será expulsado a la atmósfera, y se está abasteciendo más demanda con el sistema basado en biometano en vez de con el método convencional. Aun con todo, la diferencia entre las emisiones normalizadas (kg CO₂/m²) para 50.000 y 150.000 habitantes es de apenas un 3%, por lo que interesa mantener el tamaño de la zona residencial en 50.000 habitantes.

El consumo de energía primaria total es de 10,965 kWh/m²·año y el de energía primaria no renovable es de 1,143 kWh/m²·año. Ambos cumplen con mucha holgura los límites impuestos por el CTE (56 y 28 kWh/m²·año respectivamente), aunque hay que tener en cuenta que en estas energías primarias no se está considerando la preparación del agua caliente sanitaria ni los consumos de ventilación ni control de la humedad. Aun con esto, el margen existente permite aventurar que se cumplirán los valores límite.

4.1.4 Resultados en Barcelona (Zona C2)

Barcelona se corresponde con la zona climática C2, lo que significa inviernos frescos y veranos templados. En esta zona climática el invierno es la estación predominante, suponiendo la calefacción un 75% de la energía total requerida por el distrito (*Tabla 4.8*). Además, se hace un uso adecuado del motor de gas ya que se superan las 3.500 horas de funcionamiento.

Tabla 4.8 – Resultados de demandas para un distrito de 50.000 habitantes en Barcelona. FUENTE: elaboración propia.

50.000 habitantes	Invierno	Verano	TOTAL
Demanda térmica [MWht]	10.442,40	3.124,65	13.567,05
Consumo bombeo [MWhe]	376,61	80,70	457,31
Horas equivalentes	4.203,00	1.258,77	5.461,77
Demanda abastecida [MWht]	5.272,58	1.129,76	6.402,34
Demanda abastecida (%)			47,19

Al analizar los resultados de demanda para distintos tamaños de distrito se observa que la energía requerida por los usuarios crece mucho más rápido de lo que lo hace la producción térmica gracias al biometano (*Figura 4.10*). Por lo tanto, el caso más favorable es una población de 50.000 habitantes.

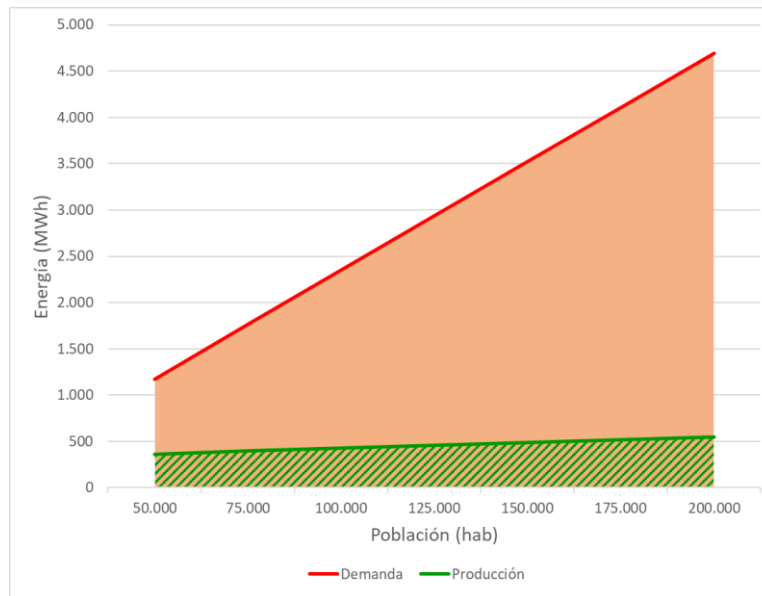


Figura 4.10 – Producción y demanda según el número de habitantes en Barcelona para el mes de julio. FUENTE: elaboración propia.

En promedio, el sistema de biometano en Barcelona es capaz de cubrir un 47,19% de la demanda total. Sin embargo, este valor fluctúa a lo largo de los meses según la severidad climática (Figura 4.11). Se puede ver cómo el invierno y el verano en Barcelona están muy compensados con las capacidades del sistema, pues el funcionamiento a carga parcial de verano se contrarresta con una demanda baja. Así, en Barcelona no hay ese valle tan pronunciado en la demanda cubierta que ocurría para los meses estivales en el resto de ciudades. Es cierto que no se alcanzan picos de hasta el 90% como ocurría en Valencia o Córdoba, pero en esta zona climática se consigue mantener mucho más regular y alto el porcentaje de demanda cubierta a lo largo del año.

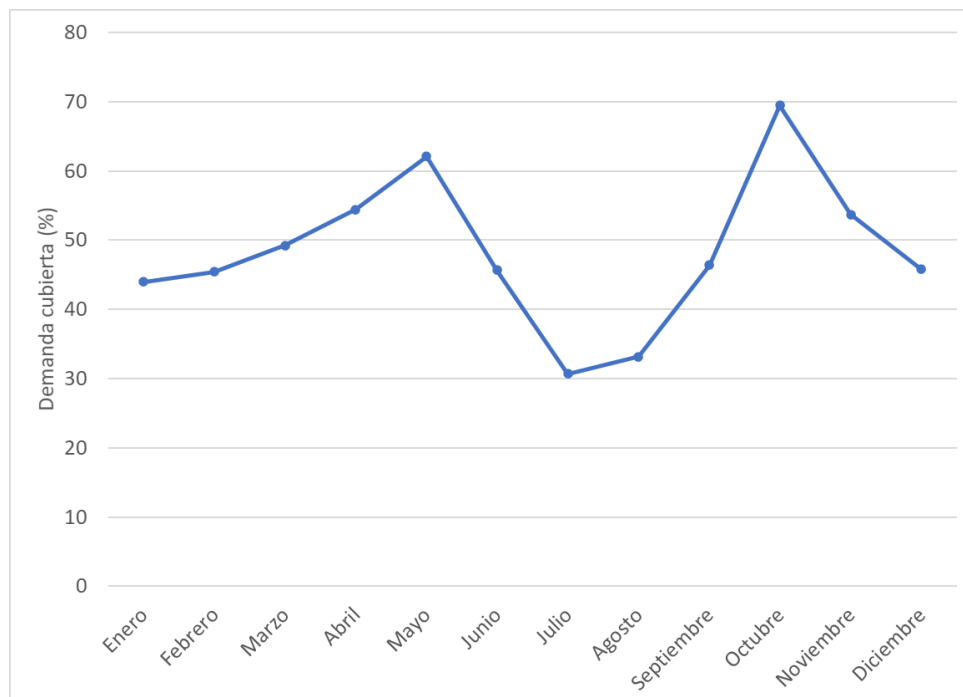


Figura 4.11 – Fluctuación del porcentaje de demanda cubierta a lo largo del año para un distrito de 50.000 habitantes en Barcelona. FUENTE: elaboración propia.

El desglose de costes se muestra en la *Tabla 4.9*, donde el resultado final del LCOH es 58,36 €/MWht. El grueso de este coste se debe al biometano, que supone algo más del 55% del total. A este le sigue el coste de la inversión, que representa algo menos del 25% del coste total. El mantenimiento y el bombeo son costes menores que entre los dos suman el 20% restante.

Tabla 4.9 – Desglose de costes del sistema de biometano para un distrito de 50.000 habitantes en Barcelona. FUENTE: elaboración propia.

50.000 habitantes	COSTE TOTAL [€/año]	COSTE NORMALIZADO [€/MWht]
Coste total de la energía térmica	373.619,35	58,36
Coste de la inversión	90.895,00	14,20
Coste de mantenimiento	30.637,70	4,79
Coste de biometano	211.963,64	33,11
Coste de bombeo	40.123,01	6,27

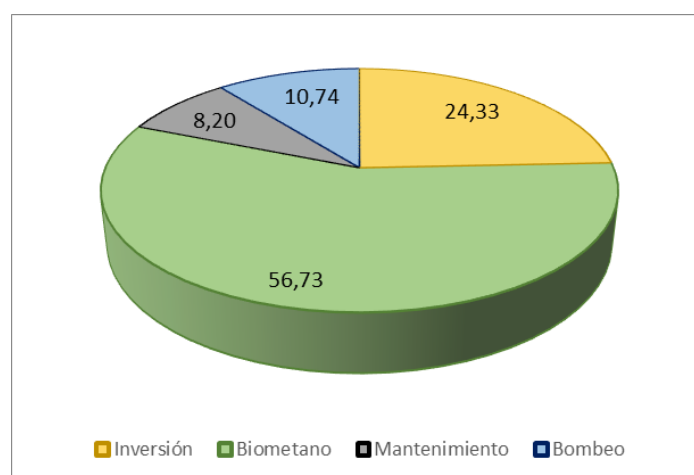


Figura 4.12 – Desglose porcentual de costes del sistema de biometano para un distrito de 50.000 habitantes en Barcelona. FUENTE: elaboración propia.

A diferencia de la demanda, el coste normalizado de la energía térmica cae según aumenta la población del distrito, pasando de 58,36 €/MWht con 50.000 habitantes, a 56,84 €/MWht con 150.000. Esto se debe principalmente al plus de energía producida, que pese a suponer costes de compra de biometano superiores, reduce en mayor medida el coste normalizado de la inversión y de mantenimiento. Aun así, la diferencia de precio con la población es muy pequeña (tan apenas 2 €/MWht entre el caso más caro y el más barato) como para priorizar el factor costes frente a la caída del porcentaje de la demanda abastecida. Esto recalca una población de 50.000 habitantes como la solución de mejor compromiso.

El balance de emisiones sale positivo a favor del sistema de biometano, evitando la emisión de 11.147 toneladas de CO₂ frente al uso del método convencional de climatización y el no aprovechamiento del biogás. En valores unitarios, esto significa un ahorro de 1.2 kg CO₂/kWht

o 12,412 kg CO₂/m². A mayores tamaños de distrito, hay más reducción de emisiones de CO₂ ya que se está utilizando más biometano el cual no será expulsado a la atmósfera, y se está abasteciendo más demanda con el sistema basado en biometano en vez de con el método convencional. Aun con todo, la diferencia entre las emisiones normalizadas (kg CO₂/m²) para 50.000 y 150.000 habitantes es de apenas un 2%, por lo que interesa mantener el tamaño de la zona residencial en 50.000 habitantes.

El consumo de energía primaria total es de 9,794 kWh/m²·año y el de energía primaria no renovable es de 1,022 kWh/m²·año. Ambos cumplen con mucha holgura los límites impuestos por el CTE (64 y 32 kWh/m²·año respectivamente), aunque hay que tener en cuenta que en estas energías primarias no se está considerando la preparación del agua caliente sanitaria ni los consumos de ventilación ni control de la humedad. Aun con esto, el margen existente permite aventurar que se cumplirán los valores límite.

4.1.5 Resultados para Cádiz (Zona A3)

Cádiz se corresponde con la zona climática A3, lo que significa inviernos muy suaves y veranos cálidos. En esta zona climática el verano es la estación predominante, suponiendo la refrigeración dos tercios de la energía total requerida por el distrito (*Tabla 4.10*). Además, se hace un uso adecuado del motor de gas ya que se superan las 3.500 horas de funcionamiento.

Tabla 4.10 – Resultados de demandas para un distrito de 50.000 habitantes en Cádiz. FUENTE: elaboración propia.

50.000 habitantes	Invierno	Verano	TOTAL
Demanda térmica [MWht]	4.093,90	8.979,44	13.073,34
Consumo bombeo [MWhe]	242,44	114,17	356,61
Horas equivalentes	2.705,61	1.780,94	4.486,56
Demanda abastecida [MWht]	3.394,14	1.598,42	4.992,56
Demanda abastecida (%)			38,19

Al analizar los resultados de demanda para distintos tamaños de distrito se observa que la energía requerida por los usuarios crece mucho más rápido de lo que lo hace la producción térmica gracias al biometano (*Figura 4.13*). Por lo tanto, el caso más favorable es una población de 50.000 habitantes.

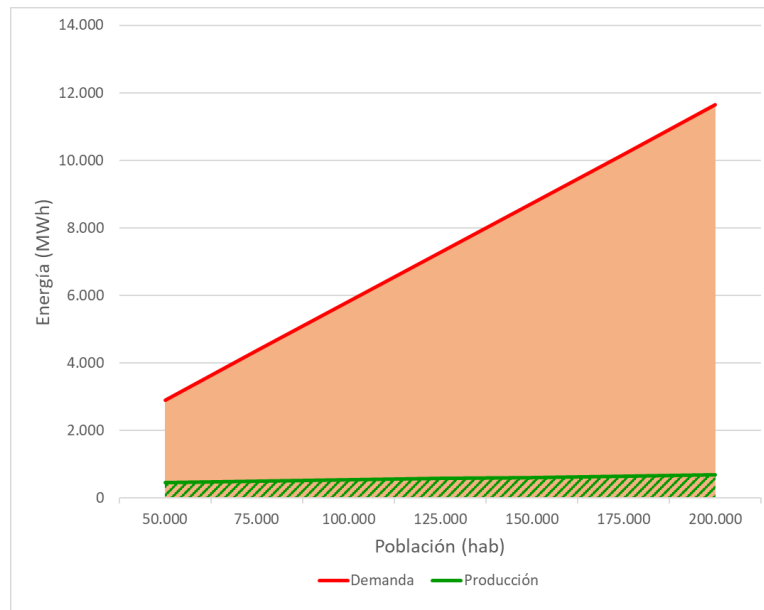


Figura 4.13 – Producción y demanda según el número de habitantes en Cádiz para el mes de julio. FUENTE: elaboración propia.

En promedio, el sistema de biometano en Cádiz es capaz de cubrir un 38,19% de la demanda total. Sin embargo, este valor fluctúa a lo largo de los meses según la severidad climática (Figura 4.14). Se puede ver cómo el invierno y el verano en Cádiz están muy descompensados con las capacidades del sistema, pues en invierno es posible cubrir casi toda la calefacción que requiere el distrito, mientras que en verano apenas se llega a cubrir un 20% de la refrigeración en los meses más críticos.

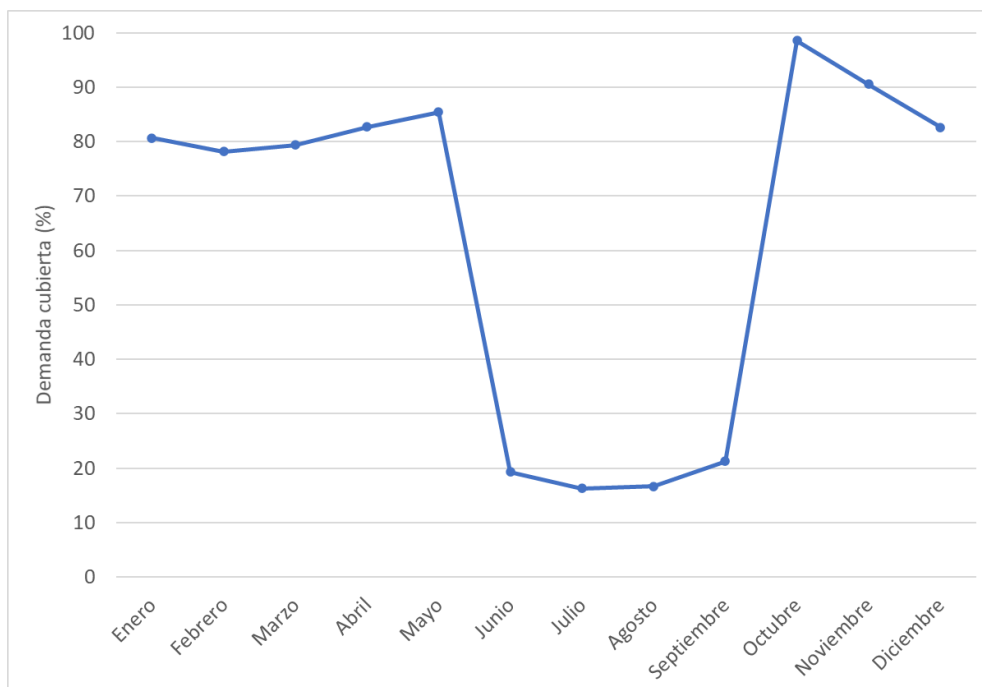


Figura 4.14 – Fluctuación del porcentaje de demanda cubierta a lo largo del año para un distrito de 50.000 habitantes en Barcelona. FUENTE: elaboración propia.

El desglose de costes se muestra en la *Tabla 4.11*, donde el resultado final del LCOH es 60,06 €/MWht. El grueso de este coste se debe al biometano, que supone algo más del 50% del total. A este le sigue el coste de la inversión, que representa algo más del 30% del coste total. El mantenimiento y el bombeo son costes menores que entre los dos suman el 20% restante.

Tabla 4.11 – Desglose de costes del sistema de biometano para un distrito de 50.000 habitantes en Cádiz. FUENTE: elaboración propia.

50.000 habitantes	COSTE TOTAL [€/año]	COSTE NORMALIZADO [€/MWht]
Coste total de la energía térmica	299.871,81	60,06
Coste de la inversión	90.895,00	18,21
Coste de mantenimiento	22.212,54	4,45
Coste de biometano	153.675,07	30,78
Coste de bombeo	33.089,20	6,63

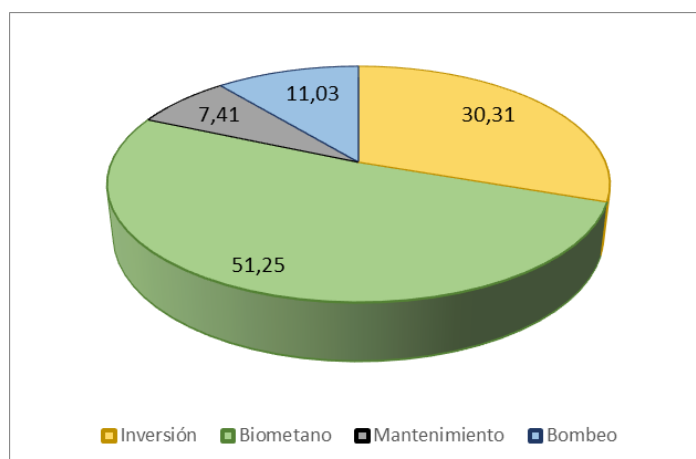


Figura 4.15 – Desglose porcentual de costes del sistema de biometano para un distrito de 50.000 habitantes en Cádiz. FUENTE: elaboración propia.

A diferencia de la demanda, el coste normalizado de la energía térmica cae según aumenta la población del distrito, pasando de 60,06 €/MWht con 50.000 habitantes, a 57,35 €/MWht con 150.000. Esto se debe principalmente al plus de energía producida, que pese a suponer costes de compra de biometano superiores, reduce en mayor medida el coste normalizado de la inversión y de mantenimiento. Aun así, la diferencia de precio con la población es muy pequeña (tan apenas 3 €/MWht entre el caso más caro y el más barato) como para priorizar el factor costes frente a la caída del porcentaje de la demanda abastecida. Esto recalca una población de 50.000 habitantes como la solución de mejor compromiso.

El balance de emisiones sale positivo a favor del sistema de biometano, evitando la emisión de 8.041 toneladas de CO₂ frente al uso del método convencional de climatización y el no aprovechamiento del biogás. En valores unitarios, esto significa un ahorro de 1,6 kg CO₂/kWht

o 11,064 kg CO₂/m². A mayores tamaños de distrito, hay más reducción de emisiones de CO₂ ya que se está utilizando más biometano el cual no será expulsado a la atmósfera, y se está abasteciendo más demanda con el sistema basado en biometano en vez de con el método convencional. Aun con todo, la diferencia entre las emisiones normalizadas (kg CO₂/m²) para 50.000 y 150.000 habitantes es de apenas un 2%, por lo que interesa mantener el tamaño de la zona residencial en 50.000 habitantes.

El consumo de energía primaria total es de 9,921 kWh/m²·año y el de energía primaria no renovable es de 0,985 kWh/m²·año. Ambos cumplen con mucha holgura los límites impuestos por el CTE (50 y 25 kWh/ m²·año respectivamente), aunque hay que tener en cuenta que en estas energías primarias no se está considerando la preparación del agua caliente sanitaria ni los consumos de ventilación ni control de la humedad. Aun con esto, el margen existente permite aventurar que se cumplirán los valores límite.

4.1.6 Comparación de resultados entre las cinco ciudades

En este apartado se analizarán los resultados de las cinco ciudades escogidas. Los valores de interés para el análisis se recogen en la *Tabla 4.12*. Cabe recordar que las cinco ciudades se han ordenado de mayor a menor demanda total para poder ver la tendencia de las diferentes variables con respecto a esta.

Tabla 4.12 – Resultados de interés agrupados de las cinco ciudades analizadas para el sistema basado en biometano. FUENTE: elaboración propia.

	Porcentaje de demanda cubierta (%)	Demanda total [MWht]	LCOH [€/MWht]	Reducción de emisiones [kg CO ₂ /m ²]	Horas equivalentes de funcionamiento [h _{eq}]
Madrid	29,06	24.702,37	56,06	22,049	6.230,83
Córdoba	33,39	18.855,76	55,78	15,773	5.699,00
Valencia	37,77	15.179,62	58,42	13,171	5.070,73
Barcelona	47,19	13.567,05	58,36	12,412	5.461,77
Cádiz	38,19	13.073,34	60,06	11,064	4.486,56

El porcentaje de demanda cubierta crece conforme disminuye la demanda total del distrito. Así, Madrid es la ciudad que más demanda tiene y que peor resultado ofrece. Con esta tendencia se esperaría que la cobertura máxima fuera allí donde menos energía térmica se requiera, pero es Barcelona la ciudad que mejores resultados ofrece, teniendo nueve puntos más que Cádiz.

El LCOH sigue la misma tendencia que la cobertura de la demanda, siendo los lugares con mayor consumo los que más barato resulta el precio del MWht. De nuevo Barcelona se sale de esta tendencia, mostrando un coste normalizado ligeramente menor que el de Valencia. Aun con todo, entre la zona climática más cara y la más barata hay poca diferencia, teniendo la primera un coste un 7% superior a la segunda (4 €/MWht). En cuanto al desglose de los costes, el bombeo

y el mantenimiento son prácticamente constantes y lo que realmente fluctúa entre las diferentes zonas son los costes de inversión y de compra del biometano. Por un lado, el coste normalizado de inversión es creciente conforme disminuye la demanda, ya que es un coste fijo y este se diluye cuanto mayor es la energía entre la que se reparte. Por el otro lado, el coste de la compra de biometano no tiene una tendencia marcada con respecto a la demanda total. En concreto, la variación de este coste viene dada por la intensidad del verano y del invierno. Córdoba y Cádiz, ciudades con veranos mucho más severos que los inviernos, tienen un coste menor que Madrid o Barcelona, donde el invierno toma más importancia. El hecho de que el verano sea muy caluroso hace que el sistema esté más cargado en esta estación y por lo tanto acumule más horas de funcionamiento en este periodo. Sin embargo, durante los meses estivales el motor funciona a carga parcial debido a la mayor eficiencia de la bomba, y por lo tanto consume una fracción del biometano que usaría a plena carga, acarreando así un menor coste en la compra del combustible.

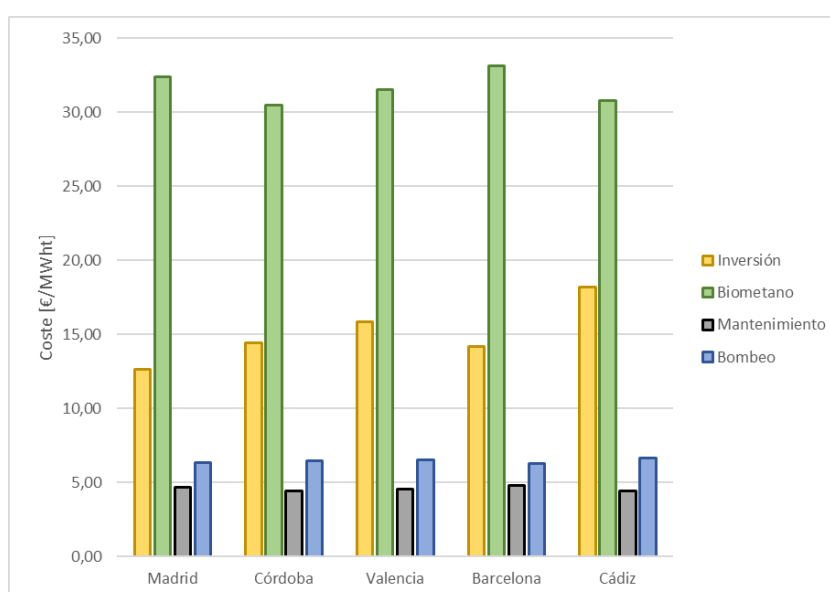


Figura 4.16 – Comparación de los costes del sistema basado en biometano entre las cinco zonas climáticas para un distrito de 50.000 habitantes. FUENTE: elaboración propia.

Los resultados del LCOH son satisfactorios para el objetivo de este proyecto, pues incluso en el caso más caro de todos (60,06 €/MWh en Cádiz) se consigue un precio más barato de la energía térmica que el resultante con el método de climatización convencional, que suele ser de unos 70 €/MWh [44]. Esto asegurará que aquellas viviendas que se beneficien del sistema de biometano podrán hacerlo a un precio más asequible, pudiendo constituir así una medida de lucha contra la pobreza energética.

A menor demanda total, menor es la reducción de las emisiones de CO₂, donde el resultado más favorable (Madrid) es el doble que el más desfavorable (Cádiz). Por un lado, cuanto mayor es el porcentaje de la demanda cubierta, más viviendas hacen uso del biometano y, por ende, el área climatizada es mayor. Por el otro, a menor demanda total menor es el consumo de biometano, y por lo tanto se expulsa más cantidad de este a la atmósfera. Tanto una superficie mayor, como mayores emisiones de biometano, implica valores menores de kg CO₂/m².

La zona climática que mejores resultados ofrece es la Zona C2 (Barcelona), consiguiendo el mejor porcentaje de demanda cubierta de los cinco sin suponer un encarecimiento excesivo del coste normalizado de la energía térmica. El principal motivo de que Barcelona dé tan buen resultado se refleja en la *Figura 4.17*. La zona C2 tiene un buen equilibrio estacional, siendo el invierno fresco (severidad media) y el verano templado (severidad baja). Un invierno fresco supone una demanda media-alta y obliga al sistema a trabajar muchas horas para satisfacer las necesidades de calefacción. En cambio, el verano no es severo y la baja demanda se equilibra con la reducción de la potencia al trabajar en carga parcial. Con esto se consigue amortiguar la caída de la cobertura durante los meses estivales típica en el resto de ciudades, pasando de coberturas valle del 15% en Córdoba al 30% en Barcelona.

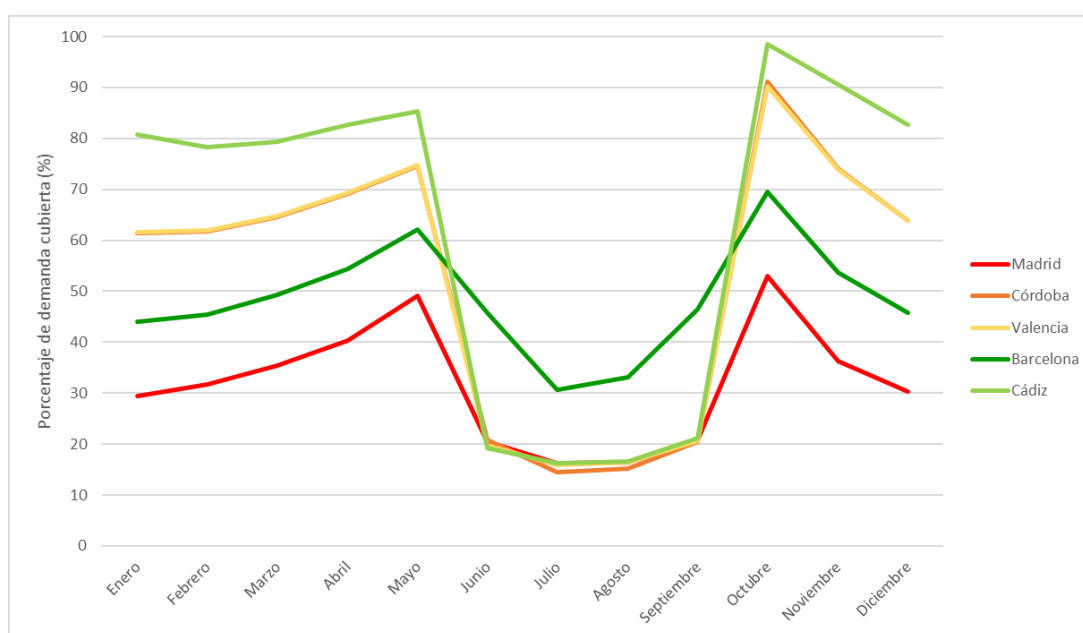


Figura 4.17 – Fluctuación del porcentaje de demanda cubierta a lo largo del año para un distrito de 50.000 en las cinco ciudades analizadas. FUENTE: elaboración propia.

Para comprobar el equilibrio estacional se calcula el error cuadrático relativo a la media del porcentaje de demanda cubierta en cada ciudad (*Tabla 4.13*). Barcelona es la ciudad más equilibrada presentando la menor de las desviaciones, mientras que Cádiz es la menos equilibrada.

Tabla 4.13 – Desviación del porcentaje de demanda cubierta con respecto a la media para todas las ciudades analizadas. FUENTE: elaboración propia.

	Madrid	Córdoba	Valencia	Barcelona	Cádiz
Desviación respecto a la media	2,19	5,58	4,82	1,52	6,48

4.1.7 Comparación de resultados en toda España

A continuación se analizan los resultados para todas las capitales de provincia de España, teniendo así una visión a nivel global del comportamiento del sistema según el clima. En todos los casos se analizará el resultado para una población de 50.000 habitantes. Cabe recordar que se estudian las capitales ya que a mayor densidad de población, mayor potencial de producción de biometano en una EDAR.

Tabla 4.14 – Resultados para todas las zonas climáticas. FUENTE: elaboración propia.

Zona climática	Ciudad	Demanda cubierta (%)	LCOH [€/MWh]	Reducción de emisiones [kg CO ₂ /m ³]	Horas equivalentes de funcionamiento [h _{eq}]
α3	Las Palmas de Gran Canaria	48,58	38,24	4,483	1.911,860
	Santa Cruz de Tenerife				
A3	Cádiz	38,19	60,06	11,064	4.486,557
	Málaga				
	Melilla				
A4	Almería	33,02	56,92	13,637	5.088,603
B3	Castellón	37,77	58,42	13,171	5.070,73
	Ceuta				
	Murcia				
	Palma de Mallorca				
	Tarragona				
	Valencia				
B4	Alicante	33,39	55,78	15,773	5.699,000
	Córdoba				
	Huelva				
	Sevilla				
C1	A Coruña	50,80	64,81	10,432	4.228,521
	Bilbao				
	Pontevedra				
	San Sebastián				
	Santander				

Zona climática	Ciudad	Demanda cubierta (%)	LCOH [€/MWh]	Reducción de emisiones [kg CO ₂ /m ²]	Horas de funcionamiento [h _{eq}]
C2	Barcelona	47,19	58,36	12,412	5.461,761
	Gerona				
C3	Granada	35,49	56,53	17,237	6.005,096
	Ourense				
C4	Badajoz	32,04	54,63	19,907	6.574,210
	Cáceres				
	Jaén				
	Toledo				
D1	Lugo	35,55	63,93	15,708	4.455,990
	Oviedo				
	Palencia				
	Pamplona				
	Vitoria				
D2	Cuenca	35,59	58,23	17,374	5.690,843
	Huesca				
	Logroño				
	Salamanca				
	Segovia				
	Teruel				
	Valladolid				
	Zamora				
D3	Albacete	29,06	56,06	22,049	6.230,833
	Ciudad Real				
	Guadalajara				
	Lérida				
	Madrid				
	Zaragoza				
E1	Ávila	28,18	62,94	21,102	4.745,384
	Burgos				
	León				
	Soria				

El primer aspecto que destacar son los resultados en las Islas Canarias (zona $\alpha 3$). Esta zona climática se caracteriza por tener demanda de invierno nula y un verano cálido, lo que permite dimensionar la bomba de calor respecto a los valores de verano y conseguir trabajar a potencia nominal durante esta estación, en vez de a carga parcial como ocurre en el resto de casos. Gracias a esto se consigue una cobertura muy buena (48,58%, la segunda mejor del país) y un coste muy bajo (38,24 €/MWh, el más barato del país). Se trata de un caso atípico, pues si bien las horas equivalentes de uso son muy bajas, el hecho de poder dimensionar para el verano la enfriadora y de que el EER sea tan alto permiten obtener un coste normalizado muy bajo. Dado el carácter insular y que no existe red de gas natural, se podría considerar la acumulación del biometano producido en invierno para emplearse en verano, aumentando así la cobertura. Todas aquellas zonas climáticas con veranos 1 (C1, D1 y E1) muestran los costes normalizados más elevados. En estos casos sí se supera el límite de 3.500 horas de funcionamiento para la cogeneración, pero se tendría parado el sistema durante cuatro meses al año.

El primer resultado que se analizará será el porcentaje de demanda abastecida. En concreto se analizará qué zonas dan mejor resultado y cuáles dan peor, y se tratará de buscar la tendencia necesaria entre las características climáticas para que la demanda abastecida sea la máxima posible. En la *Figura 4.18* se ordenan las zonas climáticas de mayor a menor cobertura.

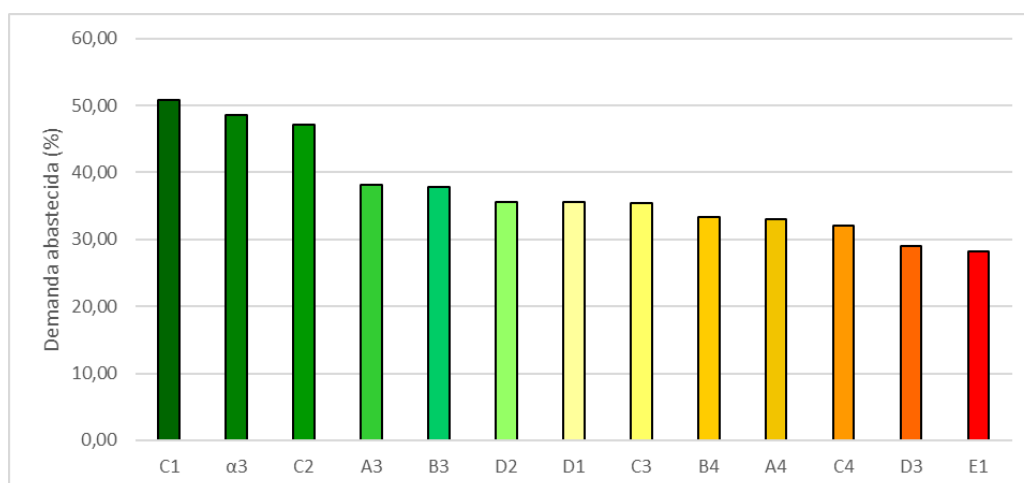


Figura 4.18 – Zonas climáticas ordenadas según el porcentaje de demanda cubierta para un distrito de 50.000 habitantes. FUENTE: elaboración propia.

Para tener una visión más clara de la distribución del porcentaje de la demanda cubierta a lo largo del país, se recoge en la *Figura 4.19* los resultados para cada capital de provincia española.

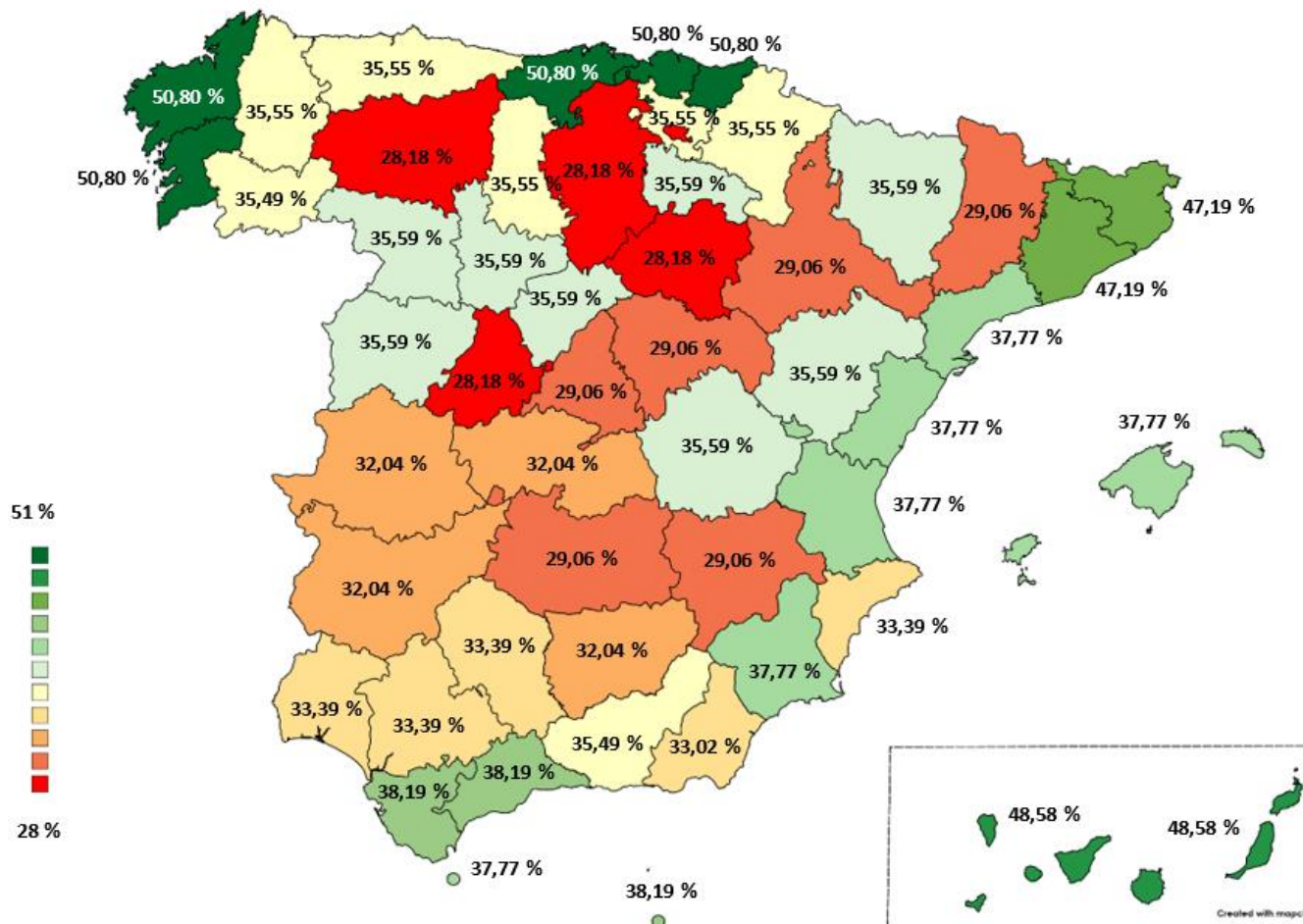


Figura 4.19 – Porcentaje de demanda abastecida por el sistema de biometano en las capitales de provincia españolas para un distrito de 50.000 habitantes. FUENTE: elaboración propia.

Como norma general, las zonas costeras dan mejor cobertura que las de interior ya que el mar contribuye a un clima más suave y un mayor equilibrio estacional, lo que se traduce en una demanda menor. La cornisa cantábrica es la zona más favorable, seguida por las Islas Canarias y las provincias catalanas de Barcelona y Gerona. En cambio, los climas más desfavorables se dan en el interior ya sea por el frío extremo del invierno en la Meseta Norte o por la combinación de inviernos muy fríos y veranos bastante cálidos típicos de la Meseta Sur y la depresión del Ebro. En estos casos la demanda es muy elevada y la cobertura del sistema cae.

Para comprobar la influencia de la demanda de invierno y verano en la cobertura del sistema, se ha hecho un mapa relacionando las tres variables (Figura 4.20). Se puede ver cómo menores demandas implican mayores coberturas, y que la demanda estival es más crítica que la invernal, pues los mejores resultados se dan para los veranos más suaves. En concreto, el mejor balance se encuentra en veranos frescos e inviernos templados, lo cual concuerda con las zonas C1 y C2.

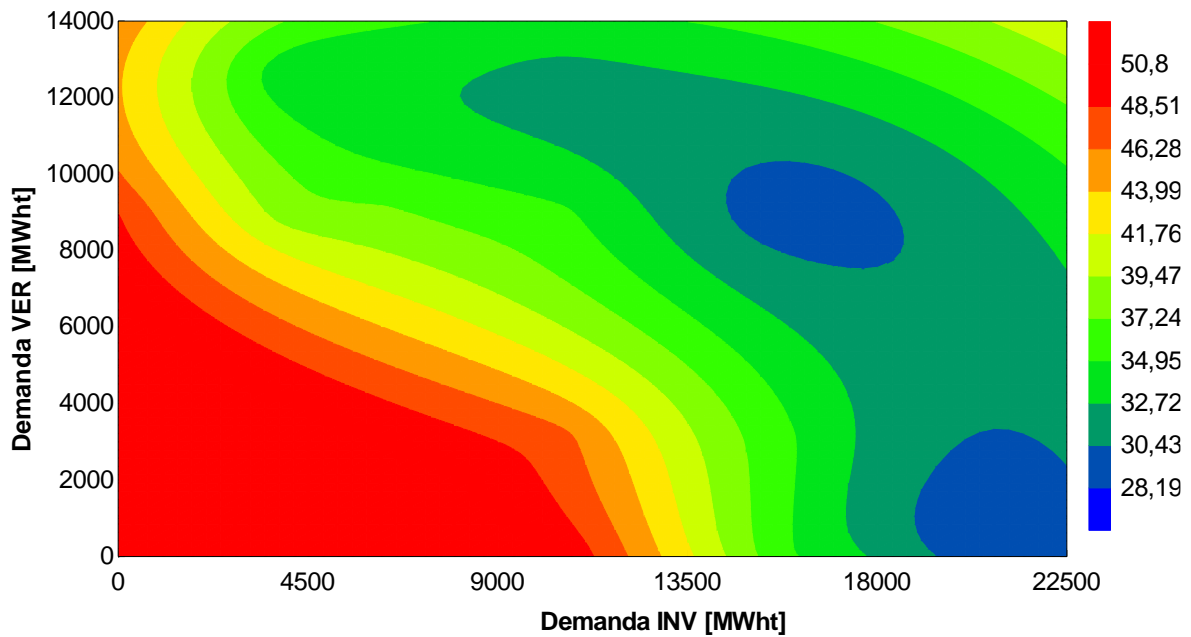


Figura 4.20 – Mapa de la cobertura [%] según las demandas de verano e invierno para un distrito de 50.000 habitantes. FUENTE: elaboración propia.

El segundo resultado que se analiza es el coste de la energía térmica para las distintas zonas. Se analizará tanto la distribución del coste en las distintas ciudades, como la tendencia de éste según el clima. Para tener una visión más clara de la distribución del coste a lo largo del país, se recoge en la *Figura 4.21* los resultados para cada capital de provincia española.

El coste más bajo, y con diferencia, lo tiene las Islas Canarias debido a que sólo se consume biometano durante cuatro meses al año, y se trabaja a plena carga en este periodo, que es cuando la eficiencia de la bomba de calor (enfriadora en este caso) es mayor. En concreto, este bajo consumo se refleja en el coste, donde de los 38,24 €/MWht del coste canario, 27 son de la inversión. En la península, aquellas zonas donde no se conseguía una buena cobertura debido a la alta demanda (zonas B4, C4 y D3) presentan los costes más bajos. En cambio, aquellas ciudades donde había baja demanda y buena cobertura tienen los costes más altos (zonas A3, C1 y D1). Todas las zonas con verano 1 tienen costes más altos debido a que no se hace uso del motor ni de la bomba de calor durante los meses estivales porque no hay demanda de refrigeración, inflando el coste asociado a la inversión por no sacarle tanto partido como otras zonas donde hay demanda todos los meses.

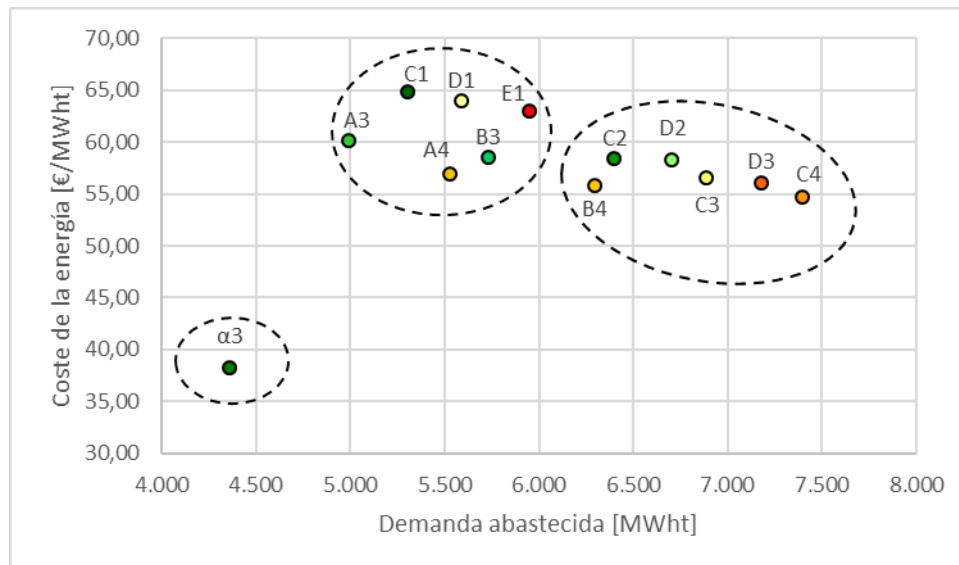


Figura 4.22 – Coste de la energía [€/MWh-PCI] frente a la demanda abastecida por el sistema de biometano para un distrito de 50.000 habitantes. FUENTE: elaboración propia.

Para comprobar la influencia de la demanda de invierno y verano en el coste de la energía térmica para el sistema basado en biometano, se ha hecho un mapa relacionando las tres variables (Figura 4.23). Se puede ver que para conseguir un coste más barato lo mejor es tener demandas bajas de invierno y medias de verano. Esto permite operar con un número elevado de horas de funcionamiento así como aprovechar los meses estivales, donde la eficiencia del sistema es mayor y por lo tanto el consumo de biometano menor, con la reducción del coste que acarrea comprarlo.

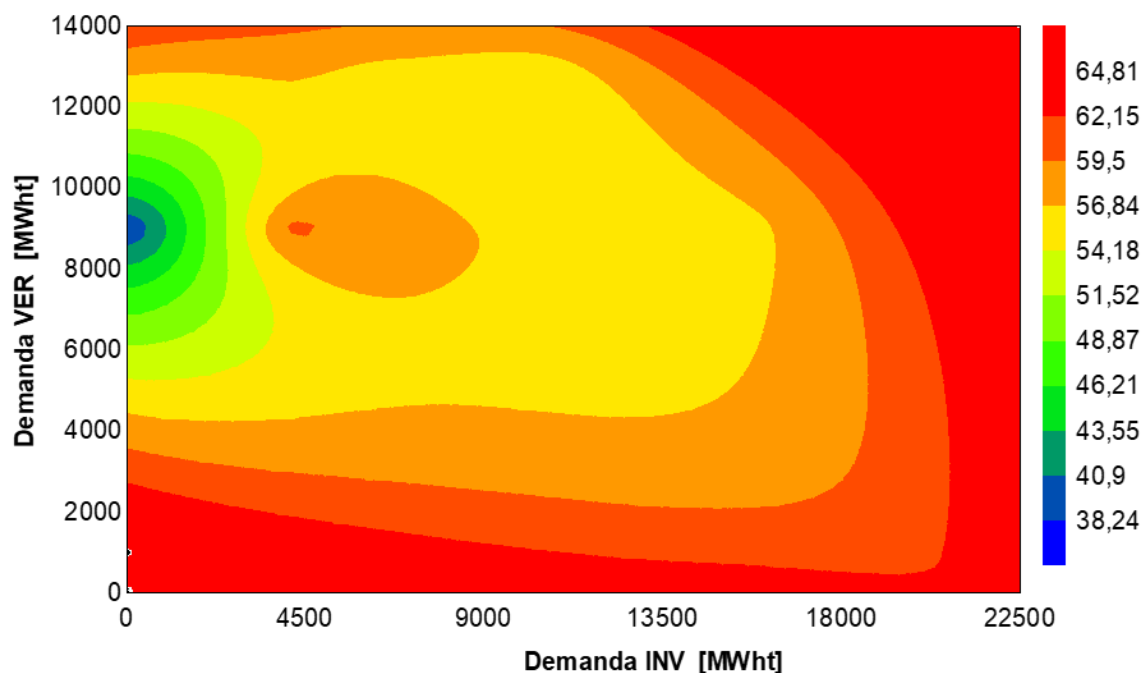


Figura 4.23 – Mapa del coste de la energía térmica [€/MWh] en función de las demandas de verano e invierno para un distrito de 50.000 habitantes. FUENTE: elaboración propia.

El tercer y último resultado que se analiza es la reducción de emisiones de CO₂ según la zona climática. En la *Figura 4.24* se muestran los resultados ordenados de mayor a menor, manteniendo el código de colores de la demanda abastecida para buscar algún tipo de vínculo entre ambas variables. Se puede ver cómo los resultados más favorables de reducción de emisiones son aquellos donde la cobertura no es buena (los rojos están acumulados a la izquierda), mientras que las zonas que mejor cobertura dan son las que peor reducción de emisiones tienen (los verdes se acumulan a la derecha).

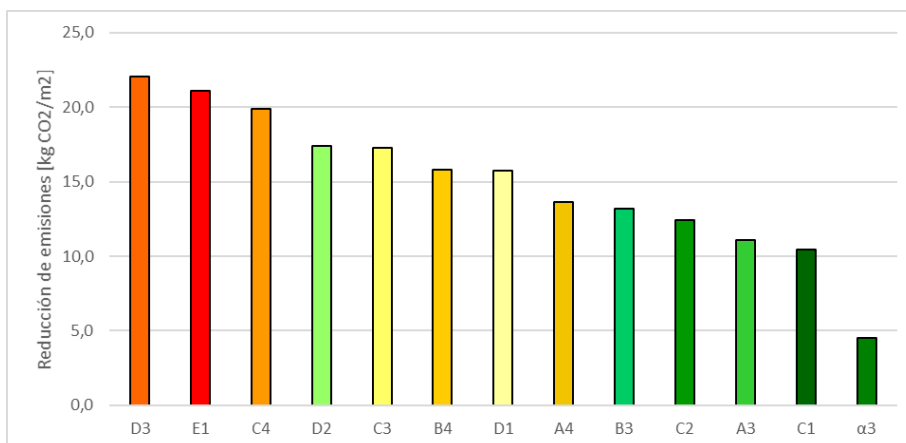


Figura 4.24 – Resultados de reducción de emisiones de CO₂ ordenadas para las distintas zonas climáticas de España para un distrito de 50.000 habitantes. FUENTE: elaboración propia.

La reducción de emisiones se explica a través de la demanda abastecida (*Figura 4.25*), pues las ciudades donde mejor resultado se obtiene son aquellas donde más energía se consigue aportar al distrito. La razón de este resultado se debe a que más energía producida se traduce en más biometano consumido, y por lo tanto menos emitido. También, cuanto más energía sea capaz de producir el sistema de biometano, mayor será la reducción de las emisiones con respecto a las del método convencional de climatización. Como consecuencia, las zonas con inviernos y veranos más severos (D3, C3, C4) tienen mejores resultados que otras con estaciones más suaves (A3, A4, B3). El caso extremo es en las Canarias, donde al no haber demanda durante ocho meses al año, se consume muy poco biometano y se sustituye poca demanda del sistema convencional.

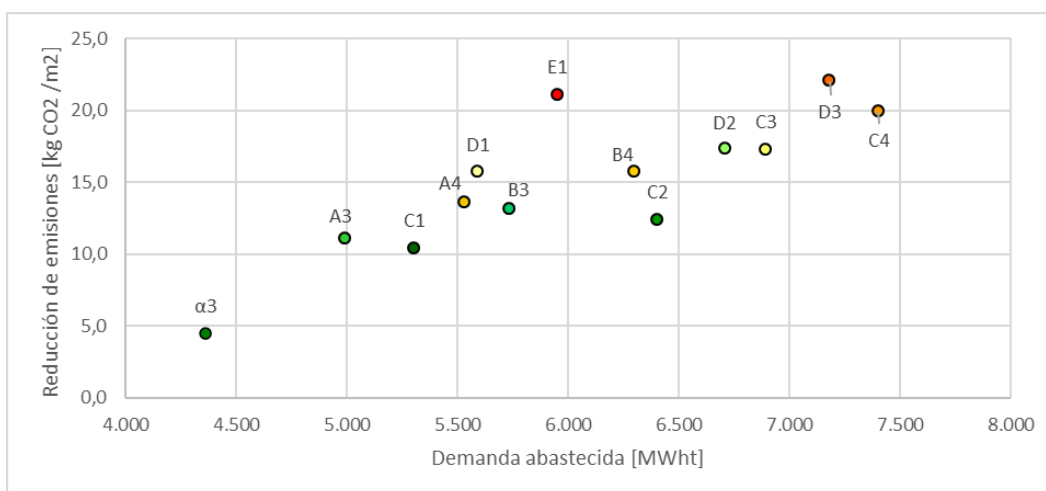


Figura 4.25 – Reducción de emisiones de CO₂ frente a la demanda abastecida para un distrito de 50.000 habitantes. FUENTE: elaboración propia.

4.2 SISTEMA BASADO EN ELECTRICIDAD

En este apartado se analizarán los resultados obtenidos cuando se abastece toda la demanda del distrito con la bomba de calor geotérmica alimentada con energía eléctrica de la red. En este caso no se hará uso ni del biometano ni del motor de gas. Los principales objetivos de estudiar los resultados para el sistema basado en electricidad son el dimensionado de la bomba de calor para cubrir el 100% de la demanda y el estudio de costes. Además, servirá de paso previo para el sistema híbrido, donde se utiliza la energía del biometano y de la red para abastecer las necesidades del distrito.

De la misma forma que en el sistema basado en biometano se analizaban los resultados para una población de distrito de 50.000 habitantes, en este caso también se hará lo mismo, y se calcularán los resultados con poblaciones mayores (entre 75.000 y 200.000 habitantes) sólo para hacer algunas comparaciones. Las zonas climáticas elegidas son las mismas que en el apartado anterior: Madrid – D3, Córdoba – D4, Valencia – B3, Barcelona – C2 y Cádiz – A3.

Para dimensionar la bomba de calor de tal forma que se cubra la demanda completa, será necesario identificar la energía máxima requerida en una hora tanto en invierno como en verano. Con estos picos de demanda se calcula la potencia eléctrica que consume el compresor de la bomba de calor en cada caso, y habrá que dimensionarlo según el valor más grande de los dos (Ecuación (4.1)(4.1)). Para las cinco ciudades analizadas, el verano tiene el pico de demanda más grande, por lo que las potencias nominales en el condensador y en el evaporador se calcularán a partir del EER (Ecuaciones (4.2) y (4.3)). Sólo en aquellos casos donde no haya demanda de verano (zonas climáticas 1) se calcularán las potencias de los intercambiadores de calor con el COP en vez del EER.

$$\dot{W}_{comp} = \max \left\{ \frac{Q_{max}^{INV}}{COP}, \frac{Q_{max}^{VER}}{EER} \right\} \quad (4.1)$$

$$\dot{Q}_{cond} = \dot{W}_{comp} \cdot (EER + 1) \quad (4.2)$$

$$\dot{Q}_{ev} = \dot{W}_{comp} \cdot EER \quad (4.3)$$

Esta forma de dimensionar asegura abastecer la demanda entera ya que durante todo el año la bomba de calor trabajará a una carga inferior a la nominal exceptuando la hora de demanda pico, donde consumirá la potencia nominal.

Para el sistema basado en electricidad se analizarán cuatro resultados. Primero, las dimensiones de la bomba de calor, calculadas como se ha mencionado en el párrafo anterior. Segundo, el coste normalizado de la energía térmica, así como su desglose según los costes de inversión, de la tarifa eléctrica, de mantenimiento y de bombeo. Tercero, la reducción de emisiones de este sistema en comparación con el método convencional de climatización. Por último, se comprobará si el consumo de energía primaria total y no renovable están dentro de los límites estipulados por el Código Técnico.

4.2.1 Resultados para Madrid (Zona D3)

Los picos de demanda para un distrito de 50.000 habitantes son de 7.275,83 kWht en invierno y de 14.228,23 kWht en verano, lo que se traduce en una potencia nominal del compresor de 1.601,20 kWe y unas potencias nominales en el condensador y el evaporador de 16.026,36 y 14.425,16 kWt respectivamente.

Tabla 4.15 – Resultados del dimensionado de la bomba de calor en Madrid. FUENTE: elaboración propia.

Valores nominales de la bomba de calor en Madrid (D3)	Potencia del compresor [kWe]	1.601,20
	Potencia del condensador [kWt]	16.026,36
	Potencia del evaporador [kWt]	14.425,16

El desglose de costes se muestra en la *Tabla 4.16*, donde el resultado final del LCOH es 39,27 €/MWht. El grueso de este coste se debe a la electricidad, que supone algo más del 60% del total e incluye las tarifas de potencia contratada y de consumo de energía. Los costes de inversión y bombeo suman algo menos del 40% del total, quedando un coste de mantenimiento de menos del 1% del LCOH. El coste normalizado de la energía térmica disminuye según aumenta la población del distrito, pasando de 39,27 €/MWht con 50.000 habitantes, a 36,28 €/MWht con 150.000. Esta caída se debe únicamente al coste de inversión, ya que el resto se mantienen prácticamente invariantes con la población.

Tabla 4.16 – Desglose de costes del sistema eléctrico para un distrito de 50.000 habitantes en Madrid. FUENTE: elaboración propia.

50.000 habitantes	COSTE TOTAL [€/año]	COSTE NORMALIZADO [€/MWht]
Coste total de la energía térmica	969.947,62	39,27
Coste de la inversión	207.456,55	8,40
Coste de mantenimiento	6.786,22	0,27
Coste de electricidad	598.947,52	24,25
Coste de bombeo	156.757,33	6,35

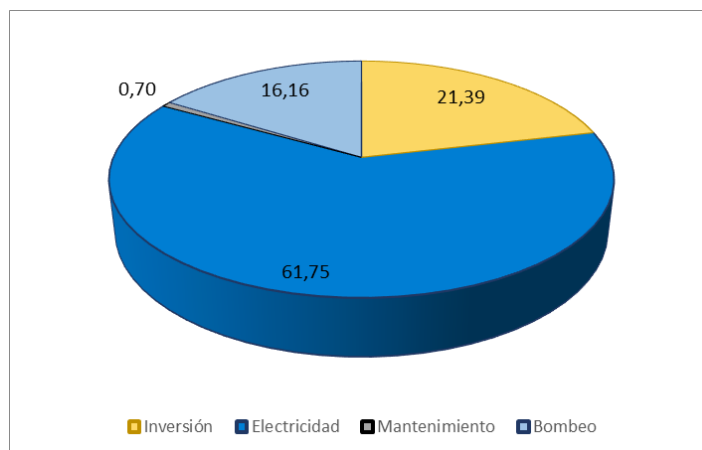


Figura 4.26 – Desglose porcentual de costes del sistema eléctrico para un distrito de 50.000 habitantes en Madrid.
 FUENTE: elaboración propia.

El balance de emisiones sale positivo a favor del sistema basado en electricidad, evitando la emisión de 2.616,17 toneladas de CO₂ frente al uso del método convencional de climatización. En valores unitarios, esto significa un ahorro de 0,11 kg CO₂/kWh o 1,375 kg CO₂/m², que además son invariantes con la población, por lo que, independientemente del tamaño del distrito, la reducción de emisiones es la misma.

El consumo de energía primaria total es de 14,3 kWh/m²-año y el de energía primaria no renovable es de 6,561 kWh/m²-año. Ambos cumplen con mucha holgura los límites impuestos por el Código Técnico (76 y 38 kWh/ m²-año respectivamente), aunque hay que tener en cuenta que en estas energías primarias no se está considerando la preparación del agua caliente sanitaria ni los consumos de ventilación ni control de la humedad. Aun con esto, el margen existente permite aventurar que se cumplirán los valores límite.

4.2.2 Resultados para Córdoba (Zona B4)

Los picos de demanda para un distrito de 50.000 habitantes son de 4071,49 kWh en invierno y de 14.764,90 kWh en verano, lo que se traduce en una potencia nominal del compresor de 1.630,91 kWe y unas potencias nominales en el condensador y el evaporador de 16.403,80 y 14.764,90 kWt respectivamente.

Tabla 4.17 – Resultados del dimensionado de la bomba de calor en Córdoba. FUENTE: elaboración propia.

Valores nominales de la bomba de calor en Córdoba (B4)	Potencia del compresor [kWe]	1.638,91
	Potencia del condensador [kWt]	16.403,80
	Potencia del evaporador [kWt]	14.764,90

El desglose de costes se muestra en la *Tabla 4.18*, donde el resultado final del LCOH es 42,20 €/MWht. El grueso de este coste se debe a la electricidad, que supone algo menos del 60% del total e incluye las tarifas de potencia contratada y de consumo de energía. Los costes de inversión y bombeo suman algo más del 40% del total, quedando un coste de mantenimiento de menos del 1% del LCOH. El coste normalizado de la energía térmica disminuye según aumenta la población del distrito, pasando de 42,20 €/MWht con 50.000 habitantes, a 38,23 €/MWht con 150.000. Esta caída se debe únicamente al coste de inversión, ya que el resto se mantienen prácticamente invariantes con la población.

Tabla 4.18 – Desglose de costes del sistema eléctrico para un distrito de 50.000 habitantes en Córdoba. FUENTE: elaboración propia.

50.000 habitantes	COSTE TOTAL [€/año]	COSTE NORMALIZADO [€/MWht]
Coste total de la energía térmica	795.619,52	42,20
Coste de la inversión	210.374,45	11,16
Coste de mantenimiento	6.946,05	0,37
Coste de electricidad	457.915,52	24,29
Coste de bombeo	120.383,49	6,35

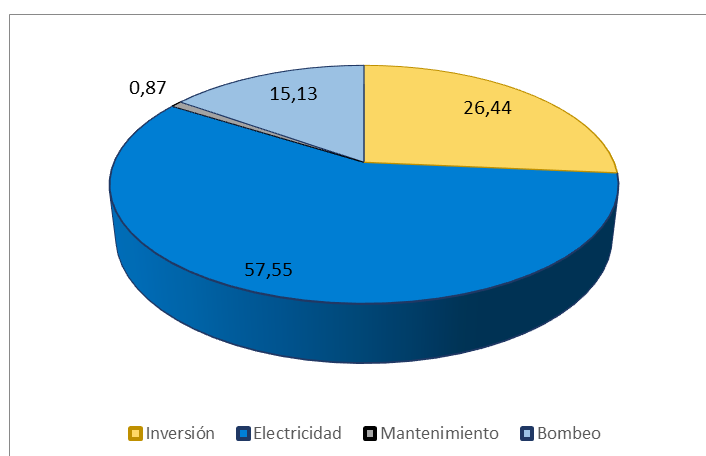


Figura 4.27 – Desglose porcentual de costes del sistema eléctrico para un distrito de 50.000 habitantes en Córdoba. FUENTE: elaboración propia.

El balance de emisiones sale positivo a favor del sistema basado en electricidad, evitando la emisión de 1.267 toneladas de CO₂ frente al uso del método convencional de climatización. En valores unitarios, esto significa un ahorro de 0,07 kg CO₂/kWht o 0,666 kg CO₂/m², que además son invariantes con la población, por lo que, independientemente del tamaño del distrito, la reducción de emisiones es la misma.

El consumo de energía primaria total es de 7,738 kWh/m²-año y el de energía primaria no renovable es de 4,341 kWh/m²-año. Ambos cumplen con mucha holgura los límites impuestos por el Código Técnico (56 y 28 kWh/ m²-año respectivamente), aunque hay que tener en cuenta que en estas energías primarias no se está considerando la preparación del agua caliente sanitaria ni los consumos de ventilación ni control de la humedad. Aun con esto, el margen existente permite aventurar que se cumplirán los valores límite.

4.2.3 Resultados para Valencia (Zona B3)

Los picos de demanda para un distrito de 50.000 habitantes son de 3.796,54 kWht en invierno y de 14.234,22 kWht en verano, lo que se traduce en una potencia nominal del compresor de 1580 kWe y unas potencias nominales en el condensador y el evaporador de 15.814,22 y 14.234,22 kWt respectivamente.

Tabla 4.19 – Resultados del dimensionado de la bomba de calor en Valencia. FUENTE: elaboración propia.

Valores nominales de la bomba de calor en Valencia (B3)	Potencia del compresor [kWe]	1.580,00
	Potencia del condensador [kWt]	15.814,22
	Potencia del evaporador [kWt]	14.234,22

El desglose de costes se muestra en la *Tabla 4.20*, donde el resultado final del LCOH es 47,69 €/MWht. El grueso de este coste se debe a la electricidad, que supone algo menos del 60% del total e incluye las tarifas de potencia contratada y de consumo de energía. Los costes de inversión y bombeo suman algo más del 40% del total, quedando un coste de mantenimiento de menos del 1% del LCOH. El coste normalizado de la energía térmica disminuye según aumenta la población del distrito, pasando de 47,69 €/MWht con 50.000 habitantes, a 42,87€/MWht con 150.000. Esta caída se debe únicamente al coste de inversión, ya que el resto se mantienen prácticamente invariantes con la población.

Tabla 4.20 – Desglose de costes del sistema eléctrico para un distrito de 50.000 habitantes en Valencia. FUENTE: elaboración propia.

50.000 habitantes	COSTE TOTAL [€/año]	COSTE NORMALIZADO [€/MWht]
Coste total de la energía térmica	1.348.124,52	47,69
Coste de la inversión	311.941,28	13,56
Coste de mantenimiento	13.392,79	0,44
Coste de electricidad	828.578,14	27,29
Coste de bombeo	194.212,31	6,40

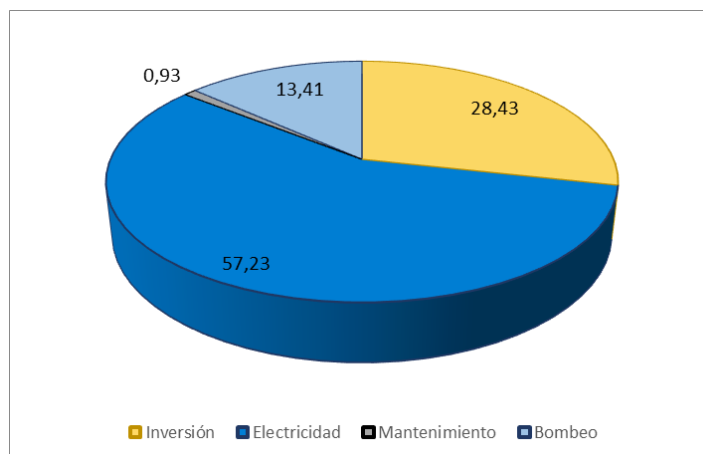


Figura 4.28 – Desglose de costes del sistema eléctrico en forma porcentual para un distrito de 50.000 habitantes en Valencia. FUENTE: elaboración propia.

El balance de emisiones sale positivo a favor del sistema basado en electricidad, evitando la emisión de 1.172,1 toneladas de CO₂ frente al uso del método convencional de climatización. En valores unitarios, esto significa un ahorro de 0,08 kg CO₂/kWh o 0,616 kg CO₂/m², que además son invariantes con la población, por lo que independientemente, del tamaño del distrito, la reducción de emisiones es la misma.

El consumo de energía primaria total es de 6,891 kWh/m²·año y el de energía primaria no renovable es de 3,634 kWh/m²·año. Ambos cumplen con mucha holgura los límites impuestos por el Código Técnico (56 y 28 kWh/ m²·año respectivamente), aunque hay que tener en cuenta que en estas energías primarias no se está considerando la preparación del agua caliente sanitaria ni los consumos de ventilación ni control de la humedad. Aun con esto, el margen existente permite aventurar que se cumplirán los valores límite.

4.2.4 Resultados para Barcelona (Zona C2)

Los picos de demanda para un distrito de 50.000 habitantes son de 5.440,91 kWh en invierno y de 6.506,76 kWh en verano, lo que se traduce en una potencia nominal del compresor de 1.197,38 kWe y unas potencias nominales en el condensador y el evaporador de 11.984,60 y 10.787,22 kWh respectivamente.

Tabla 4.21 – Resultados del dimensionado de la bomba de calor en Barcelona. FUENTE: elaboración propia.

Valores nominales de la bomba de calor en Barcelona (C2)	Potencia del compresor [kWe]	1.197,38
	Potencia del condensador [kWh]	11.984,60
	Potencia del evaporador [kWh]	10.787,22

El desglose de costes se muestra en la *Tabla 4.22*, donde el resultado final del LCOH es 47,06 €/MWht. El grueso de este coste se debe a la electricidad, que supone algo menos del 60% del total e incluye las tarifas de potencia contratada y de consumo de energía. Los costes de inversión y bombeo suman algo más del 40% del total, quedando un coste de mantenimiento de menos del 1% del LCOH. El coste normalizado de la energía térmica disminuye según aumenta la población del distrito, pasando de 47,06 €/MWht con 50.000 habitantes, a 42,49 €/MWht con 150.000. Esta caída se debe únicamente al coste de inversión, ya que el resto se mantienen prácticamente invariantes con la población.

Tabla 4.22 – Desglose de costes del sistema eléctrico para un distrito de 50.000 habitantes en Barcelona. FUENTE: elaboración propia.

50.000 habitantes	COSTE TOTAL [€/año]	COSTE NORMALIZADO [€/MWht]
Coste total de la energía térmica	638.486,80	47,06
Coste de la inversión	174.261,07	12,84
Coste de mantenimiento	5.074,78	0,37
Coste de electricidad	374.127,89	27,58
Coste de bombeo	85.023,06	6,27

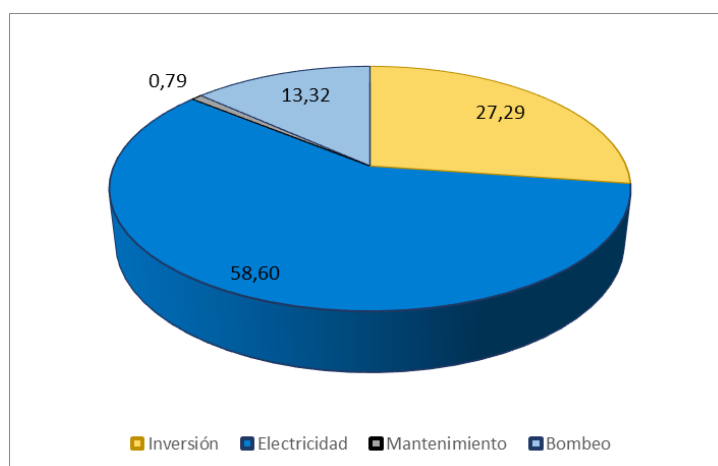


Figura 4.29 – Desglose de costes del sistema eléctrico en forma porcentual para un distrito de 50.000 habitantes en Barcelona. FUENTE: elaboración propia.

El balance de emisiones sale positivo a favor del sistema basado en electricidad, evitando la emisión de 1.664,22 toneladas de CO₂ frente al uso del método convencional de climatización. En valores unitarios, esto significa un ahorro de 0,12 kg CO₂/kWht o 0,874 kg CO₂/m², que además son invariantes con la población, por lo que, independientemente del tamaño del distrito, la reducción de emisiones es la misma.

El consumo de energía primaria total es de 8,843 kWh/m²-año y el de energía primaria no renovable es de 3,811 kWh/m²-año. Ambos cumplen con mucha holgura los límites impuestos por el Código Técnico (64 y 32 kWh/ m²-año respectivamente), aunque hay que tener en cuenta que en estas energías primarias no se está considerando la preparación del agua caliente sanitaria ni los consumos de ventilación ni control de la humedad. Aun con esto, el margen existente permite aventurar que se cumplirán los valores límite.

4.2.5 Resultados para Cádiz (Zona A3)

Los picos de demanda para un distrito de 50.000 habitantes son de 3.151,86 kWht en invierno y de 13.850,27 kWht en verano, lo que se traduce en una potencia nominal del compresor de 1.537,38 kWe y unas potencias nominales en el condensador y el evaporador de 15.357,65 y 13.850,27 kWt respectivamente.

Tabla 4.23 – Resultados del dimensionado de la bomba de calor en Cádiz. FUENTE: elaboración propia.

Valores nominales de la bomba de calor en Madrid (D3)	Potencia del compresor [kWe]	1.537,38
	Potencia del condensador [kWt]	15.357,65
	Potencia del evaporador [kWt]	13.850,27

El desglose de costes se muestra en la *Tabla 4.24*, donde el resultado final del LCOH es 50,55 €/MWht. El grueso de este coste se debe a la electricidad, que supone algo más del 55% del total e incluye las tarifas de potencia contratada y de consumo de energía. Los costes de inversión y bombeo suman algo más del 40% del total, quedando un coste de mantenimiento de un 1% del LCOH. El coste normalizado de la energía térmica disminuye según aumenta la población del distrito, pasando de 50,55 €/MWht con 50.000 habitantes, a 45,04 €/MWht con 150.000. Esta caída se debe únicamente al coste de inversión, ya que el resto se mantienen prácticamente invariantes con la población.

Tabla 4.24 – Desglose de costes del sistema eléctrico para un distrito de 50.000 habitantes en Cádiz. FUENTE: elaboración propia.

50.000 habitantes	COSTE TOTAL [€/año]	COSTE NORMALIZADO [€/MWht]
Coste total de la energía térmica	660.814,22	50,55
Coste de la inversión	202.455,57	15,49
Coste de mantenimiento	6.515,77	0,50
Coste de electricidad	367.938,16	28,14
Coste de bombeo	83.904,72	6,42

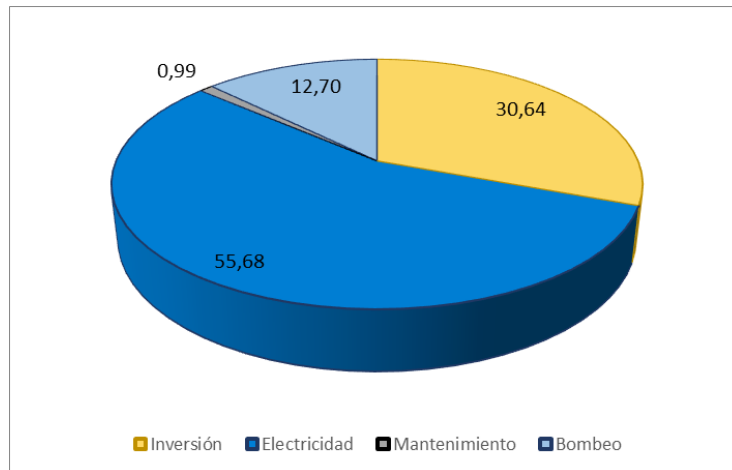


Figura 4.30 – Desglose de costes del sistema eléctrico en forma porcentual para un distrito de 50.000 habitantes en Cádiz. FUENTE: elaboración propia.

El balance de emisiones sale positivo a favor del sistema basado en electricidad, evitando la emisión de 852,68 toneladas de CO₂ frente al uso del método convencional de climatización. En valores unitarios, esto significa un ahorro de 0,06 kg CO₂/kWh o 0,448 kg CO₂/m², que además son invariantes con la población, por lo que, independientemente del tamaño del distrito, la reducción de emisiones es la misma.

El consumo de energía primaria total es de 5,253 kWh/m²·año y el de energía primaria no renovable es de 2,986 kWh/m²·año. Ambos cumplen con mucha holgura los límites impuestos por el Código Técnico (50 y 25 kWh/ m²·año respectivamente), aunque hay que tener en cuenta que en estas energías primarias no se está considerando la preparación del agua caliente sanitaria ni los consumos de ventilación ni control de la humedad. Aun con esto, el margen existente permite aventurar que se cumplirán los valores límite.

4.2.6 Comparación de resultados entre las cinco ciudades

Tras analizar los resultados para las cinco ciudades, se compararán tanto las diferencias dentro del propio sistema eléctrico según el clima, como las diferencias entre este sistema y el de biometano. Los resultados de interés en cada ciudad para este caso se agrupan en la *Tabla 4.25*.

El tamaño de la bomba de calor es similar entre todas las ciudades a excepción de Barcelona, ya que los picos de demanda son parecidos en todas excepto en esta última, cuyo clima más favorable hace que este máximo sea mucho menor.

Tabla 4.25 – Resultados de interés agrupados de las cinco ciudades analizadas para el sistema eléctrico. FUENTE: elaboración propia.

	Potencia del compresor [kWe]	LCOH [€/MWh]	Reducción de emisiones [kg CO ₂ /m ²]
Madrid	1.601,20	39,27	1,375
Córdoba	1.638,91	42,2	0,666
Valencia	1.580,00	47,69	0,616
Barcelona	1.197,38	47,06	0,874
Cádiz	1.537,38	50,55	0,448

El coste normalizado de la energía térmica oscila entre los 39 y 51 €/MWh, siendo Madrid la ciudad con el coste más económico y Cádiz la más cara. La tendencia que sigue el coste es ascendente según baja la demanda del distrito, aunque Barcelona se sale de esta, mostrando un coste ligeramente más bajo que Valencia. En ninguno de los casos el coste de mantenimiento llega a superar el 1% del coste total de la energía. Además, este es muy inferior al del sistema basado en biometano debido a que la bomba de calor requiere menos mantenimiento que el motor de gas. El coste de bombeo es prácticamente constante para todas las ciudades, estando alrededor de los 6,40 €/MWh. El coste de inversión sigue una tendencia creciente conforme disminuye la demanda debido a que el tamaño de la bomba de calor es prácticamente el mismo, pero el consumo va cayendo, lo que hace que el coste normalizado suba. En Barcelona el coste de inversión es menor ya que el tamaño de la bomba de calor es más pequeño y por lo tanto, es más barata. El coste de la electricidad es el de mayor importancia dentro del coste total. La tendencia de este coste es creciente conforme disminuye la demanda total, debido principalmente a la tarifa de potencia. A excepción de Barcelona, la potencia eléctrica de la bomba de calor es muy similar, y por lo tanto también lo será el coste de la tarifa de potencia. Cuanto menor sea la demanda del distrito, menos repartido quedará ese coste y por lo tanto mayor será el precio normalizado. En Barcelona la bomba de calor es más pequeña, y por lo tanto más barata, lo que causa la pequeña diferencia de coste en comparación con Valencia a pesar de tener menos demanda.

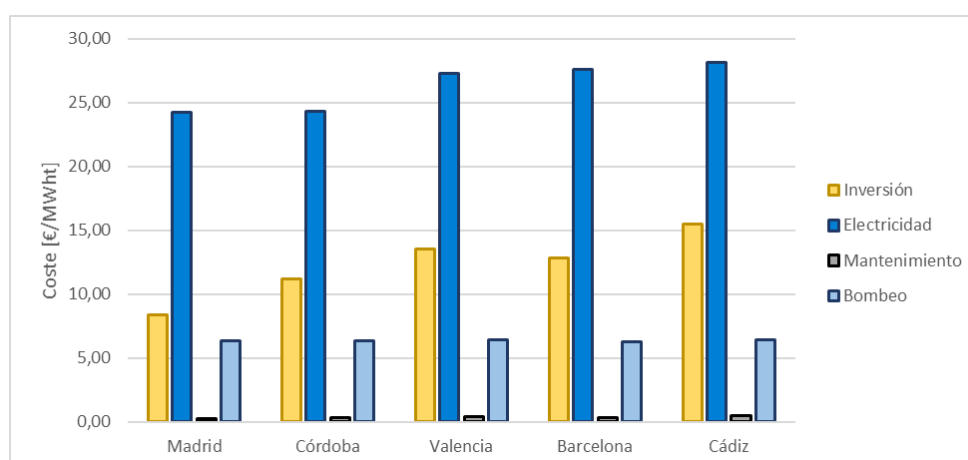


Figura 4.31 – Comparación de los costes del sistema eléctrico entre las cinco zonas climáticas para un distrito de 50.000 habitantes. FUENTE: elaboración propia.

El coste normalizado de la energía térmica es menor para todas las ciudades en comparación con el del sistema basado en biometano. En cualquier caso, se consigue un precio más barato de la energía térmica que el resultante con el método de climatización convencional, que suele ser de unos 70 €/MWh [44]. Aunque esto asegure que aquellas viviendas que se beneficien del sistema alimentado de la red eléctrica lo puedan hacer a un precio más asequible, no se está asegurando una fuente renovable de energía para abastecer las necesidades del distrito, y por lo tanto no se siguen los objetivos de desarrollo sostenible.

Madrid y Barcelona son las ciudades que mejor balance de emisiones tienen, aunque en todos los casos la reducción de CO₂ emitido es mucho menor que en los sistemas de biometano. Esto se debe a que sólo se está sustituyendo el sistema convencional de climatización por otro que también supone una huella de carbono. La razón por la que Madrid y Barcelona son los lugares con mejor resultado es por la severidad de sus inviernos. La mejora del rendimiento de la bomba de calor geotérmica es mayor con respecto a la caldera que con respecto a la enfriadora, por lo que durante los meses de invierno se conseguirá reducir más la huella de carbono que durante los de verano.

4.3 SISTEMA HÍBRIDO

En este apartado se analizarán los resultados obtenidos cuando se abastece toda la demanda del distrito juntando la energía del biometano con la electricidad de la red. Este escenario es un caso hipotético en el que, en vez de priorizar el biometano para viviendas de protección oficial, se hace una distribución homogénea para todos los habitantes del distrito tanto de la energía del biometano como de la utilizada de la red eléctrica. El análisis de este caso se hace para ver el comportamiento de un sistema donde se combinan las ventajas del biometano generado en la EDAR del distrito, con la necesidad de cubrir la demanda completa del mismo. Asimismo, da pie a utilizar otros métodos renovables de generación eléctrica, como la fotovoltaica, para cubrir la parte que suple la red y así abastecer al distrito con energía íntegramente renovable.

De la misma forma que en el sistema basado en biometano y en el basado en electricidad se analizaban los resultados para una población de distrito de 50.000 habitantes, en este caso también se hará lo mismo, y se calcularán los resultados con poblaciones mayores (entre 75.000 y 200.000 habitantes) sólo para hacer algunas comparaciones. Las zonas climáticas elegidas son las mismas que en los apartados anteriores: Madrid – D3, Córdoba – D4, Valencia – B3, Barcelona – C2 y Cádiz – A3.

Se harán dos hipótesis. La primera es que la electricidad de la red y la generada por el motor de gas llegarán en paralelo a la bomba de calor, la cual estará dimensionada para cubrir la demanda completa. En concreto para cada ciudad, la bomba de calor utilizada tendrá el mismo tamaño que la utilizada en su respectivo sistema eléctrico; pues es el tamaño mínimo que asegura cubrir toda la demanda independientemente de la fuente de energía utilizada. El trabajo en paralelo obliga a diferenciar entre las horas de funcionamiento de la bomba de calor, utilizadas para el cálculo de la energía térmica producida, y las horas de funcionamiento del motor, utilizadas para el cálculo de la energía generada a partir de biometano. La segunda hipótesis es que, en todo momento, se asumirá la prioridad del uso del biometano. Esto es, siempre se consumirá el máximo gas posible, y en caso de no ser suficiente para abastecer la demanda de una hora, será cuando entre en juego la electricidad de la red. Así, si en una hora la demanda es inferior a la que es capaz de cubrir solamente el biometano, no se hará uso de la red eléctrica.

Para el sistema híbrido se analizarán tres resultados. Primero, el coste normalizado de la energía térmica así como su desglose según los costes de inversión, del biometano, de la tarifa eléctrica, de mantenimiento y de bombeo. Segundo, la reducción de emisiones de este sistema en comparación con el método convencional de climatización y la liberación del metano a la atmósfera. Por último, se comprobará si el consumo de energía primaria total y no renovable están dentro de los límites estipulados por el Código Técnico.

4.3.1 Resultados para Madrid (Zona D3)

El desglose de costes se muestra en la *Tabla 4.26*, donde el resultado final del LCOH es 46,34 €/MWht. El grueso de este coste se debe a la electricidad y el biometano, que juntos suponen algo más del 60% del total. El coste de la electricidad incluye las tarifas de potencia contratada y de consumo de energía. Los costes de inversión y bombeo suman un 35% del total, quedando un coste de mantenimiento de menos de un 3% del LCOH. El coste normalizado de la energía térmica disminuye según aumenta la población del distrito, pasando de 46,34 €/MWht con 50.000 habitantes, a 39,37 €/MWht con 150.000. Esta caída se debe principalmente a dos motivos. El primero es la reducción del coste de inversión y de mantenimiento, ya que el aumento de la energía producida es mayor que el de estos costes conforme crece el tamaño del sistema. Por otro lado, cuanto más grande es el distrito, menos parte de su demanda se consigue cubrir con biometano (baja el coste de compra de biometano), y por lo tanto se ha de utilizar más energía eléctrica (sube el coste de electricidad). Dado que el biometano es más caro que la electricidad, el coste de la energía bajará cuanto más demanda se cubra con la red eléctrica.

Tabla 4.26 – Desglose de costes del sistema híbrido para un distrito de 50.000 habitantes en Madrid. FUENTE: elaboración propia.

50.000 habitantes	COSTE TOTAL [€/año]	COSTE NORMALIZADO [€/MWht]
Coste total de la energía térmica	1.144.676,80	46,34
Coste de la inversión	255.632,96	10,35
Coste de mantenimiento	37.306,41	1,51
Coste del biometano	232.265,68	9,40
Coste de electricidad	462.121,19	18,71
Coste de bombeo	157.350,56	6,37

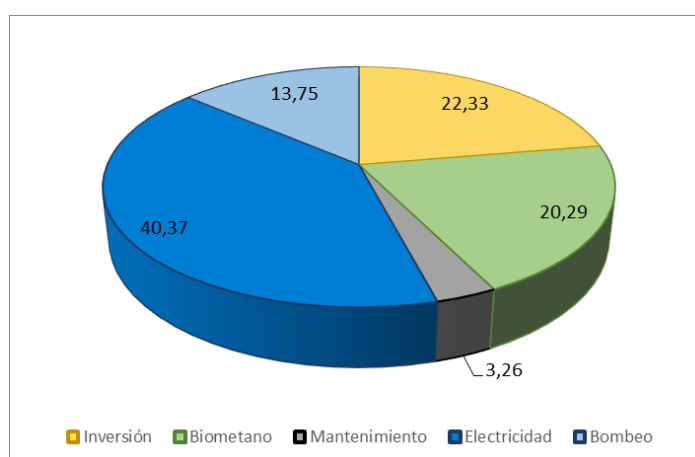


Figura 4.32 – Desglose porcentual de costes del sistema híbrido para un distrito de 50.000 habitantes en Madrid. FUENTE: elaboración propia.

El balance de emisiones sale positivo a favor del sistema híbrido, evitando la emisión de 13.796 toneladas de CO₂ frente al uso del método convencional de climatización. En valores unitarios, esto significa un ahorro de 0,56 kg CO₂/kWht o 7,249 kg CO₂/m². A mayores tamaños del distrito hay un mayor ahorro absoluto de emisiones de CO₂ ya que se abastece la demanda de más habitantes. Sin embargo, al comparar las emisiones por unidad de energía (kg CO₂/kWht) o por unidad de área climatizada (kg CO₂/m²) se contemplan valores menores conforme crece el tamaño de la población.

El consumo de energía primaria total es de 14,587 kWh/m²-año y el de energía primaria no renovable es de 5,079 kWh/m²-año. Ambos cumplen con mucha holgura los límites impuestos por el Código Técnico (76 y 38 kWh/ m²-año respectivamente), aunque hay que tener en cuenta que en estas energías primarias no se está considerando la preparación del agua caliente sanitaria ni los consumos de ventilación ni control de la humedad. Aun con esto, el margen existente permite aventurar que se cumplirán los valores límite.

4.3.2 Resultados para Córdoba (Zona B4)

El desglose de costes se muestra en la *Tabla 4.27*, donde el resultado final del LCOH es 50,38 €/MWht. El grueso de este coste se debe a la electricidad y el biometano, que juntos suponen algo más del 55% del total. El coste de la electricidad incluye las tarifas de potencia contratada y de consumo de energía. Los costes de inversión y bombeo suman un 40% del total, quedando un coste de mantenimiento de menos de un 3% del LCOH. El coste normalizado de la energía térmica disminuye según aumenta la población del distrito, pasando de 50,38 €/MWht con 50.000 habitantes, a 42,10 €/MWht con 150.000. Esta caída se debe principalmente a dos motivos. El primero es la reducción del coste de inversión y de mantenimiento, ya que el aumento de la energía producida es mayor que el de estos costes conforme crece el tamaño del sistema. Por otro lado, cuanto más grande es el distrito, menos parte de su demanda se consigue cubrir con biometano (baja el coste de compra de biometano), y por lo tanto se ha de utilizar más energía eléctrica (sube el coste de electricidad). Dado que el biometano es más caro que la electricidad, el coste de la energía bajará cuanto más demanda se cubra con la red eléctrica.

Tabla 4.27 – Desglose de costes del sistema híbrido para un distrito de 50.000 habitantes en Córdoba. FUENTE: elaboración propia.

50.000 habitantes	COSTE TOTAL [€/año]	COSTE NORMALIZADO [€/MWht]
Coste total de la energía térmica	949.965,24	50,38
Coste de la inversión	258.550,87	13,71
Coste de mantenimiento	32.135,67	1,70
Coste del biometano	191.698,88	10,17
Coste de electricidad	344.961,21	18,29
Coste de bombeo	122.618,61	6,50

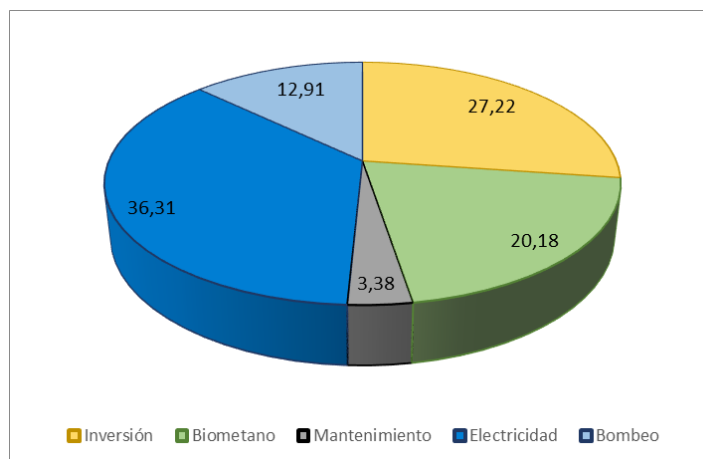


Figura 4.33 – Desglose de costes del sistema híbrido en forma porcentual para un distrito de 50.000 habitantes en Córdoba. FUENTE: elaboración propia.

El balance de emisiones sale positivo a favor del sistema híbrido, evitando la emisión de 10.492 toneladas de CO₂ frente al uso del método convencional de climatización. En valores unitarios, esto significa un ahorro de 0,56 kg CO₂/kWht o 5,513 kg CO₂/m². A mayores tamaños del distrito hay un mayor ahorro absoluto de emisiones de CO₂ ya que se abastece la demanda de más habitantes. Sin embargo, al comparar las emisiones por unidad de energía (kg CO₂/kWht) o por unidad de área climatizada (kg CO₂/m²) se contemplan valores menores conforme crece el tamaño de la población.

El consumo de energía primaria total es de 8,347 kWh/m²·año y el de energía primaria no renovable es de 3,126 kWh/m²·año. Ambos cumplen con mucha holgura los límites impuestos por el Código Técnico (56 y 28 kWh/ m²·año respectivamente), aunque hay que tener en cuenta que en estas energías primarias no se está considerando la preparación del agua caliente sanitaria ni los consumos de ventilación ni control de la humedad. Aun con esto, el margen existente permite aventurar que se cumplirán los valores límite.

4.3.3 Resultados para Valencia (Zona B3)

El desglose de costes se muestra en la *Tabla 4.28*, donde el resultado final del LCOH es 57,34 €/MWht. El grueso de este coste se debe a la electricidad y el biometano, que juntos suponen algo más del 55% del total. El coste de la electricidad incluye las tarifas de potencia contratada y de consumo de energía. Los costes de inversión y bombeo suman más de un 40% del total, quedando un coste de mantenimiento de un 3,5% del LCOH. El coste normalizado de la energía térmica disminuye según aumenta la población del distrito, pasando de 57,34 €/MWht con 50.000 habitantes, a 47,37 €/MWht con 150.000. Esta caída se debe principalmente a dos motivos. El primero es la reducción del coste de inversión y de mantenimiento, ya que el aumento de la energía producida es mayor que el de estos costes conforme crece el tamaño del sistema. Por otro lado, cuanto más grande es el distrito, menos parte de su demanda se consigue cubrir con biometano (baja el coste de compra de biometano), y por lo tanto se ha de utilizar más energía eléctrica (sube el coste de electricidad). Dado que el biometano es más caro que la electricidad, el coste de la energía bajará cuanto más demanda se cubra con la red eléctrica.

Tabla 4.28 – Desglose de costes del sistema híbrido para un distrito de 50.000 habitantes en Valencia. FUENTE: elaboración propia.

50.000 habitantes	COSTE TOTAL [€/año]	COSTE NORMALIZADO [€/MWht]
Coste total de la energía térmica	870.376,56	57,34
Coste de la inversión	253.980,91	16,73
Coste de mantenimiento	30.431,60	2,00
Coste del biometano	180.630,39	11,90
Coste de electricidad	306.283,60	20,18
Coste de bombeo	99.050,06	6,53

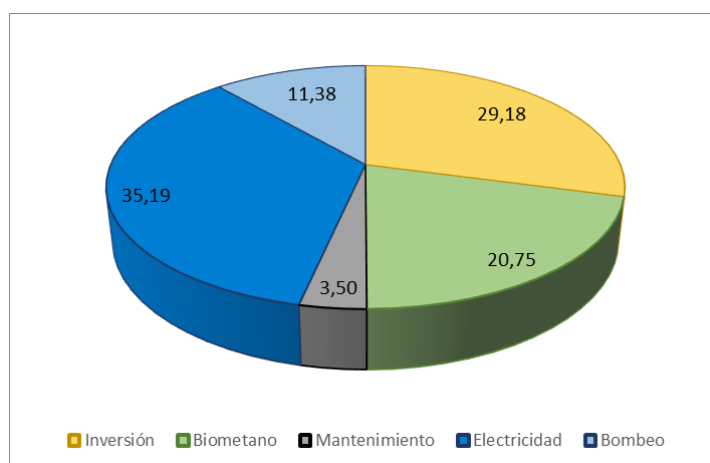


Figura 4.34 – Desglose de costes del sistema híbrido en forma porcentual para un distrito de 50.000 habitantes en Valencia. FUENTE: elaboración propia.

El balance de emisiones sale positivo a favor del sistema híbrido, evitando la emisión de 9.686 toneladas de CO₂ frente al uso del método convencional de climatización. En valores unitarios, esto significa un ahorro de 0,65 kg CO₂/kWht o 5,184 kg CO₂/m². A mayores tamaños del distrito hay un mayor ahorro absoluto de emisiones de CO₂ ya que se abastece la demanda de más habitantes. Sin embargo, al comparar las emisiones por unidad de energía (kg CO₂/kWht) o por unidad de área climatizada (kg CO₂/m²) se contemplan valores menores conforme crece el tamaño de la población.

El consumo de energía primaria total es de 7,578 kWh/m²-año y el de energía primaria no renovable es de 2,485 kWh/m²-año. Ambos cumplen con mucha holgura los límites impuestos por el Código Técnico (56 y 28 kWh/ m²-año respectivamente), aunque hay que tener en cuenta que en estas energías primarias no se está considerando la preparación del agua caliente sanitaria ni los consumos de ventilación ni control de la humedad. Aun con esto, el margen existente permite aventurar que se cumplirán los valores límite.

4.3.4 Resultados para Barcelona (Zona C2)

El desglose de costes se muestra en la *Tabla 4.29*, donde el resultado final del LCOH es 57,30 €/MWht. El grueso de este coste se debe a la electricidad y el biometano, que juntos suponen un 57% del total. El coste de la electricidad incluye las tarifas de potencia contratada y de consumo de energía. Los costes de inversión y bombeo suman un 39% del total, quedando un coste de mantenimiento de un 4% del LCOH. El coste normalizado de la energía térmica disminuye según aumenta la población del distrito, pasando de 57,30 €/MWht con 50.000 habitantes, a 47,09 €/MWht con 150.000. Esta caída se debe principalmente a dos motivos. El primero es la reducción del coste de inversión y de mantenimiento, ya que el aumento de la energía producida es mayor que el de estos costes conforme crece el tamaño del sistema. Por otro lado, cuanto más grande es el distrito, menos parte de su demanda se consigue cubrir con biometano (baja el coste de compra de biometano), y por lo tanto se ha de utilizar más energía eléctrica (sube el coste de electricidad). Dado que el biometano es más caro que la electricidad, el coste de la energía bajará cuanto más demanda se cubra con la red eléctrica.

Tabla 4.29 – Desglose de costes del sistema híbrido para un distrito de 50.000 habitantes en Barcelona. FUENTE: elaboración propia.

50.000 habitantes	COSTE TOTAL [€/año]	COSTE NORMALIZADO [€/MWht]
Coste total de la energía térmica	777.332,64	57,30
Coste de la inversión	222.437,48	16,40
Coste de mantenimiento	32.927,23	2,43
Coste del biometano	211.963,64	15,62
Coste de electricidad	225.360,40	16,61
Coste de bombeo	84.643,89	6,24

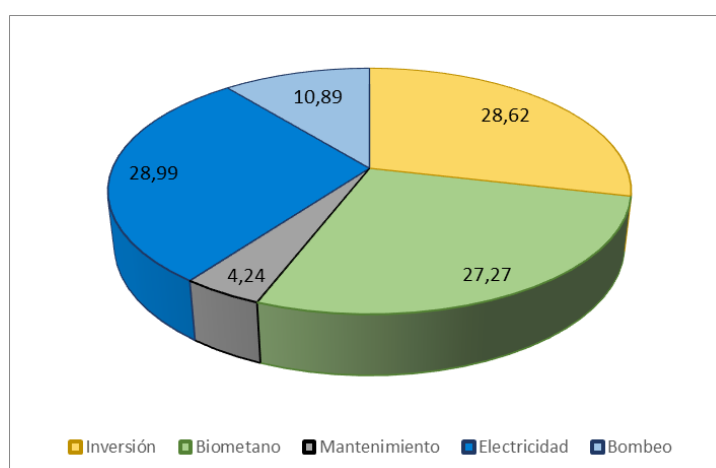


Figura 4.35 – Desglose de costes del sistema híbrido en forma porcentual para un distrito de 50.000 habitantes en Barcelona. FUENTE: elaboración propia.

El balance de emisiones sale positivo a favor del sistema híbrido, evitando la emisión de 11.868 toneladas de CO₂ frente al uso del método convencional de climatización. En valores unitarios, esto significa un ahorro de 0,87 kg CO₂/kWht o 6,236 kg CO₂/m². A mayores tamaños del distrito hay un mayor ahorro absoluto de emisiones de CO₂ ya que se abastece la demanda de más habitantes. Sin embargo, al comparar las emisiones por unidad de energía (kg CO₂/kWht) o por unidad de área climatizada (kg CO₂/m²) se contemplan valores menores conforme crece el tamaño de la población.

El consumo de energía primaria total es de 9,282 kWh/m²-año y el de energía primaria no renovable es de 2,455 kWh/m²-año. Ambos cumplen con mucha holgura los límites impuestos por el Código Técnico (64 y 32 kWh/ m²-año respectivamente), aunque hay que tener en cuenta que en estas energías primarias no se está considerando la preparación del agua caliente sanitaria ni los consumos de ventilación ni control de la humedad. Aun con esto, el margen existente permite aventurar que se cumplirán los valores límite.

4.3.5 Resultados para Cádiz (Zona A3)

El desglose de costes se muestra en la *Tabla 4.30*, donde el resultado final del LCOH es 60,68 €/MWht. El grueso de este coste se debe a la electricidad y el biometano, que juntos suponen casi un 55% del total. El coste de la electricidad incluye las tarifas de potencia contratada y de consumo de energía. Los costes de inversión son una parte importante siendo un 31% del total. Entre el bombeo y el mantenimiento se completa ese 14% restante, siendo un 11% el primer coste y un 3% el segundo. El coste normalizado de la energía térmica disminuye según aumenta la población del distrito, pasando de 60,68 €/MWht con 50.000 habitantes, a 50,02 €/MWht con 150.000. Esta caída se debe principalmente a dos motivos. El primero es la reducción del coste de inversión y de mantenimiento, ya que el aumento de la energía producida es mayor que el de estos costes conforme crece el tamaño del sistema. Por otro lado, cuanto más grande es el distrito, menos parte de su demanda se consigue cubrir con biometano (baja el coste de compra de biometano), y por lo tanto se ha de utilizar más energía eléctrica (sube el coste de electricidad). Dado que el biometano es más caro que la electricidad, el coste de la energía bajará cuanto más demanda se cubra con la red eléctrica.

Tabla 4.30 – Desglose de costes del sistema híbrido para un distrito de 50.000 habitantes en Cádiz. FUENTE: elaboración propia.

50.000 habitantes	COSTE TOTAL [€/año]	COSTE NORMALIZADO [€/MWht]
Coste total de la energía térmica	793.238,26	60,68
Coste de la inversión	250.631,98	19,17
Coste de mantenimiento	26.708,99	2,04
Coste del biometano	153.675,07	11,75
Coste de electricidad	275.245,92	21,05
Coste de bombeo	86.976,30	6,65

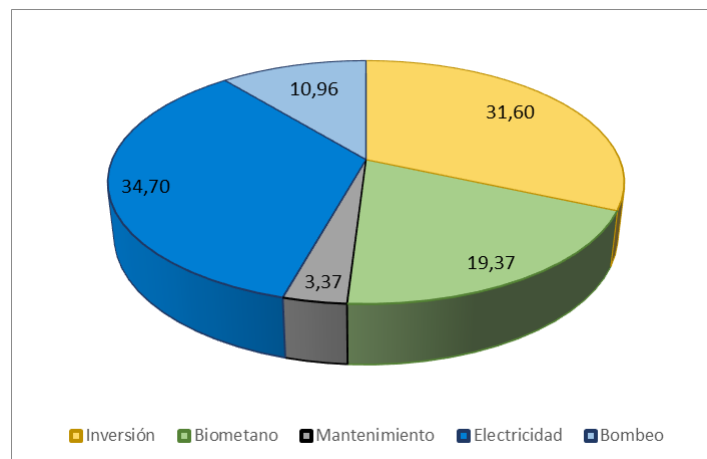


Figura 4.36 – Desglose de costes del sistema híbrido en forma porcentual para un distrito de 50.000 habitantes en Cádiz. FUENTE: elaboración propia.

El balance de emisiones sale positivo a favor del sistema híbrido, evitando la emisión de 8.248 toneladas de CO₂ frente al uso del método convencional de climatización. En valores unitarios, esto significa un ahorro de 0,63 kg CO₂/kWh o 4,334 kg CO₂/m². A mayores tamaños del distrito hay un mayor ahorro absoluto de emisiones de CO₂ ya que se abastece la demanda de más habitantes. Sin embargo, al comparar las emisiones por unidad de energía (kg CO₂/kWh) o por unidad de área climatizada (kg CO₂/m²) se contemplan valores menores conforme crece el tamaño de la población.

El consumo de energía primaria total es de 6,148 kWh/m²·año y el de energía primaria no renovable es de 2,011 kWh/m²·año. Ambos cumplen con mucha holgura los límites impuestos por el Código Técnico (50 y 25 kWh/ m²·año respectivamente), aunque hay que tener en cuenta que en estas energías primarias no se está considerando la preparación del agua caliente sanitaria ni los consumos de ventilación ni control de la humedad. Aun con esto, el margen existente permite aventurar que se cumplirán los valores límite.

4.3.6 Comparación de resultados entre las cinco ciudades

En este apartado se comparan tanto las diferencias dentro del propio sistema híbrido según el clima, como las diferencias entre los tres sistemas (biometano, eléctrico e híbrido). Los resultados de interés en cada ciudad para este caso se agrupan en la *Tabla 4.31*. Cabe recordar que el tamaño de la bomba de calor en este caso es el mismo que en el eléctrico, el cual permite abastecer la demanda completa.

Tabla 4.31 – Resultados de interés agrupados de las cinco ciudades analizadas para el sistema híbrido. FUENTE: elaboración propia.

	LCOH [€/MWht]	Reducción de emisiones [kg CO ₂ /m ²]
Madrid	46,34	7,249
Córdoba	50,38	5,513
Valencia	57,34	5,184
Barcelona	57,30	6,236
Cádiz	60,68	4,334

El coste normalizado de la energía térmica oscila entre los 46 y 61 €/MWht, siendo Madrid la ciudad con el coste más económico y Cádiz la más cara. La tendencia que sigue el coste es ascendente según baja la demanda del distrito, aunque Barcelona se sale de esta, mostrando un coste ligeramente más bajo que Valencia. El coste de inversión sigue una tendencia creciente conforme disminuye la demanda debido a que el tamaño del motor no varía y el de la bomba de calor es prácticamente el mismo en todas las ciudades (a excepción de Barcelona, donde el coste de inversión es menor porque la bomba de calor es más pequeña).

Pese a consumirse la misma cantidad de biometano que en el caso con el sistema basado en biometano, el coste normalizado del biometano ahora es inferior (nótese que el coste absoluto sí permanece igual), ya que en el primer caso sólo se cubría una fracción de la demanda y ahora se cubre su totalidad. Esto mismo causa que, de forma indirecta y cualitativa, se pueda ver qué fracción de la energía para el distrito proviene del biometano. El coste de la electricidad varía principalmente por la tarifa de potencia (relacionada con el tamaño de la bomba de calor), aunque también influye la tarifa de energía, ya que en unas ciudades se necesita más energía eléctrica que en otras para cubrir toda la demanda. Así, a menor demanda del distrito, mayor es el coste de la electricidad; aunque con ciertos matices a causa de la energía, pues por ejemplo Córdoba muestra un coste ligeramente menor que Madrid debido a que la cobertura es algo mayor en la primera. Barcelona queda fuera de esta tendencia ya que la bomba de calor es más pequeña que en el resto de lugares y además es la ciudad que mejor cobertura ofrece, por lo que no necesita tanta electricidad.

Los costes de mantenimiento y bombeo varían poco según la zona climática y oscilan entre el 3 y el 4% para el mantenimiento, y entre el 10 y el 15% para el bombeo.

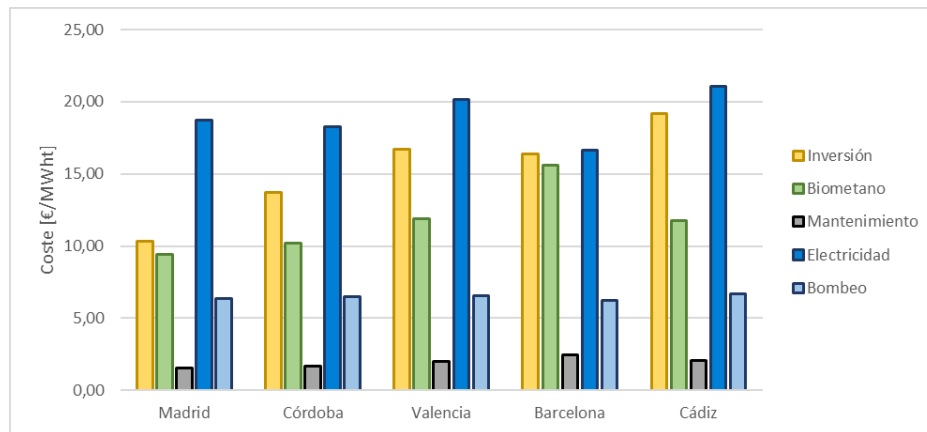


Figura 4.37 – Comparación de los costes del sistema híbrido entre las cinco zonas climáticas para un distrito de 50.000 habitantes. FUENTE: elaboración propia.

El coste normalizado de la energía térmica es parecido para todas las ciudades en comparación con el del sistema basado en biometano, siendo Madrid la ciudad más rentable con un ahorro de 10 €/MWh, y Cádiz la menos rentable con un encarecimiento de 0,6 €/MWh. Así, dejando a un lado el tema de la cobertura, hay sitios donde no interesa económicamente la instalación del sistema híbrido; o en todo caso, habría que buscar otras fuentes de electricidad más baratas. Sí es cierto que, para todos los casos, se consigue un precio más barato de la energía térmica que el resultante con el método de climatización convencional, que suele ser de unos 70 €/MWh [44]. Aunque esto asegure que aquellas viviendas que se beneficien del sistema híbrido lo puedan hacer a un precio más asequible, todavía se tendría que buscar una fuente renovable de energía eléctrica para cumplir los objetivos de desarrollo sostenible.

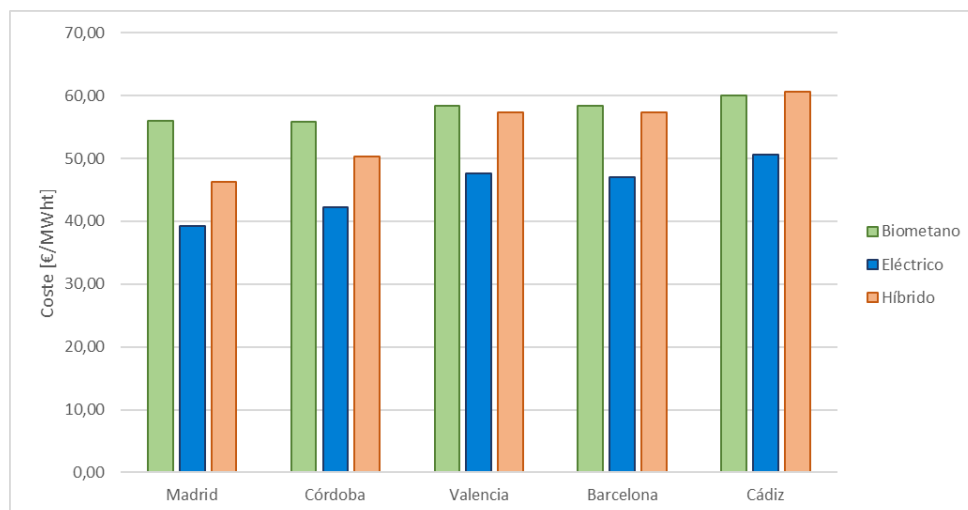


Figura 4.38 – Comparación del coste de la energía térmica en las cinco ciudades para los tres sistemas y con una población de distrito de 50.000 habitantes. FUENTE: elaboración propia.

El balance de emisiones está más equilibrado en comparación con el sistema eléctrico ya que una parte importante de la energía viene del biometano, y por lo tanto se atenúa el efecto que ocurría en el caso anterior. En todos los casos, la reducción de emisiones del sistema híbrido está entre medias del de biometano y el eléctrico. Madrid y Barcelona son las ciudades que mejor reducción de emisiones tienen para el caso híbrido, y en concreto, es Barcelona la ciudad más cercana a alcanzar la reducción de emisiones lograda con el sistema de biometano.

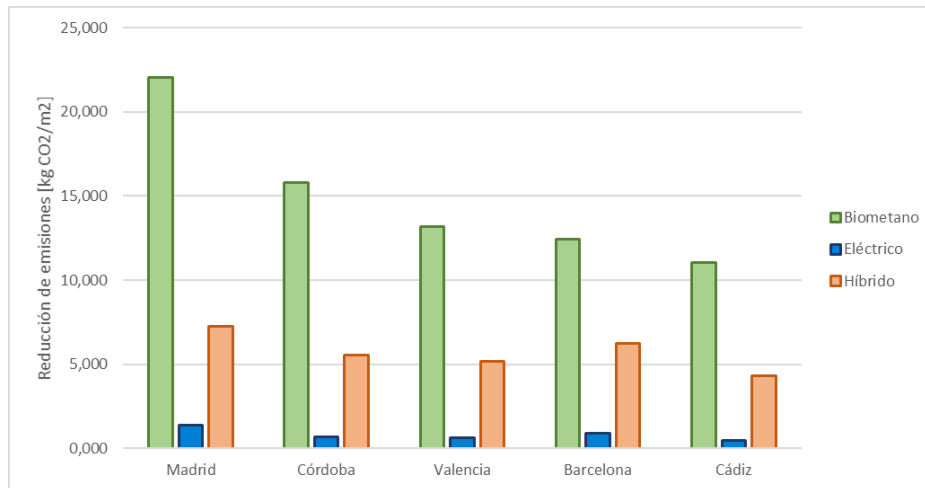


Figura 4.39 – Comparación de la reducción de emisiones en las cinco ciudades para los tres sistemas y con una población de distrito de 50.000 habitantes. FUENTE: elaboración propia.

5. CONCLUSIONES

En este proyecto se ha analizado el abastecimiento de la demanda térmica de un distrito residencial utilizando como fuente de energía primaria el biometano producido en una EDAR a partir de sus propias aguas residuales. Para convertir la energía química del biometano a energía térmica se ha utilizado un motor alternativo de cogeneración que acciona una bomba de calor geotérmica. La distribución de esta energía se hace con una red de distrito de cuarta generación. Se ha corroborado que no es posible cubrir toda la demanda incluso asumiendo que las viviendas están equipadas con las mejores tecnologías de aislamiento térmico y eficiencia energética. Por este motivo, se ha analizado la posibilidad de utilizar energía eléctrica de la red para poder abastecer a toda la población.

En el caso de utilizar sólo el biometano, el porcentaje de cobertura varía entre el 28 y el 51% según la zona climática donde se instale el sistema. El coste de la energía térmica varía entre 38 y 65 €/MWht, que en cualquiera de los casos está por debajo del coste cuando se utilizan las tecnologías convencionales de climatización. Esto implica que sí es posible cumplir el objetivo de proporcionar energía a un precio más económico a una parte de la población, constituida por viviendas de protección oficial para aquellas familias que estén en riesgo de pobreza energética. Al ser biometano de origen renovable, su uso supone una reducción en las emisiones de CO₂ de entre 4 y 22 kg CO₂ /m² con respecto al método convencional de climatización. En el caso de implantar este sistema, las zonas idóneas son las costeras peninsulares y las Islas Canarias dado su buen compromiso entre cobertura, coste y emisiones.

Se ha dimensionado el sistema para abastecer toda la demanda utilizando energía de la red eléctrica, estudiándose los resultados únicamente para cinco ciudades con climas característicos: Madrid, Córdoba, Valencia, Barcelona y Cádiz. En este caso, el coste de la energía térmica está entre los 39 y 51 €/MWht, aunque tan solo se alcanza una reducción en la huella de carbono de entre 0,4 y 1,4 kg CO₂ /m² debido a que parte del mix eléctrico no es de origen renovable. Este caso de estudio se sale de los objetivos marcados ya que el origen de la energía no es renovable y no fomenta el desarrollo sostenible. Ciertamente, se ha hecho este análisis para dimensionar un sistema que sea capaz de cubrir toda la demanda del distrito y poder estudiar su comportamiento en el caso híbrido, donde se utiliza la energía del biometano y se termina de cubrir la demanda no abastecida restante con electricidad.

Conocido el tamaño necesario para abastecer toda la demanda, se ha calculado el coste de la energía térmica en el caso híbrido, resultando entre los 46 y 61 €/MWht para las cinco ciudades analizadas. En alguna de estas es más cara la energía en comparación con sólo usar biometano, aunque en todos los casos se da un coste menor que el asociado a las tecnologías convencionales de climatización. La reducción de emisiones toma un valor intermedio entre los dos casos anteriores, variando esta entre los 4 y los 8 kg CO₂ /m².

En todos los casos se alcanzan costes de la energía inferiores al obtenido con el método convencional de climatización, por lo que se cumple el objetivo principal de este proyecto, el cual busca una fuente de energía sostenible y económica para familias en riesgo de pobreza energética, alineado a su vez con el ODS 11. Este proyecto deja abierto dos posibles desarrollos futuros. El primero consiste en repetir el estudio teniendo en cuenta los consumos de ACS y ventilación, mientras que el segundo se trata de buscar una fuente de energía renovable para sustituir a la red eléctrica del caso híbrido y así poder suministrar toda la demanda con fuentes limpias. En este último caso interesaría conocer los nuevos resultados de coste y reducción de emisiones, siendo la fuente que mejor se podría ajustar la fotovoltaica.

6. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Á. Feliu Jofre and X. Flotats Ripoll, *Los gases renovables. Un vector energético emergente*. 2019.
- [2] A. Picardo, V. M. Soltero, M. E. Peralta, and R. Chacartegui, "District heating based on biogas from wastewater treatment plant," *Energy*, vol. 180, pp. 649–664, Aug. 2019, doi: 10.1016/j.energy.2019.05.123.
- [3] Organización de las Naciones Unidas, "Objetivos y metas de desarrollo sostenible," 2015. <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/> (accessed May 14, 2021).
- [4] Naciones Unidas, "Acuerdo de París," 2015, doi: 10.16925/co.v25i111.1874.
- [5] Consejo Europeo, "European Council conclusions on the Paris Agreement on climate change, 22/06/2017," *Comunicados de prensa del Consejo Europeo*, 2017. <https://www.consilium.europa.eu/es/press/press-releases/2017/06/22/euco-paris-agreement/> (accessed Apr. 18, 2021).
- [6] Parlamento Europeo, "Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables (Texto pertinente a efectos del EEE.)," 2018. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=uriserv%3AOJ.L_.2018.328.01.0082.01.SPA (accessed Apr. 18, 2021).
- [7] EurObserv'ER, "Biogas primary energy production growth in the EU28 between 2018 and 2019," *Biogas Barom.*, pp. 1–14, [Online]. Available: <https://www.eurobserv-er.org/biogas-barometer-2020/>.
- [8] EurObserv'ER, "Biogas Barometer - 2008 and 2009," pp. 104–119, 2010.
- [9] A. Pascual, B. Ruiz, P. Gómez, X. Flotats, and B. Fernández, *Situación y potencial de generación de biogás*. 2011.
- [10] M. del M. Cledera Castro and C. Morales Polo, "Tema 2: Ingeniería del AGUA y contaminación," *Apunt. Priv. Univ. Pontif. Comillas, ICAI*, 2018.
- [11] W. Wagner, "Reactores anaerobios para el tratamiento de aguas residuales urbanas.," *XXXIV Curso sobre Trat. aguas residuales y Explot. Estac. depuradoras. Tomo II.*, 2016.
- [12] W. Caicedo, "Tratamiento de aguas residuales industriales y tratamiento de aire," *Trat. Efluentes En La Ind. Fragancias Y Aromas*, pp. 1–13, 2015, [Online]. Available: <https://blog.condorchem.com/blog-de-ingenieria-aplicada-al-medio-ambiente/?fbclid=IwAR33JyZy44yqLDQorA3upaM9VgvbLe98TD-CJMnfeRasA9ej7Vw71XfLSy4>.
- [13] F. J. Navarro, M. Castro, and T. R. Serna, "Iniciativas para el aprovechamiento energético del biogás generado en EDAR," *Conama 2014*, pp. 1–12, 2014, [Online]. Available: <http://www.conama2014.conama.org/conama2014/download/files/conama2014/CT2014/1896711838.pdf>.
- [14] J. F. García Márquez, "Potencial de producción de biometano de la Comunidad de Madrid asociado al ciclo integral del agua," 2018.
- [15] M. T. Varnero Moreno, "Manual de biogás," *J. Chem. Inf. Model.*, p. 120, 2011.

- [16] M. T. Varnero and J. Arellano, "Aprovechamiento racional de desechos orgánicos." p. 25, 1990, [Online]. Available: <http://bibliotecadigital.fia.cl/handle/20.500.11944/145136>.
- [17] O. Garanto, G. Silvestre, M. Laureni, and A. Bonmatí, "Estudio del incremento de la producción de biogás en la digestión anaerobia de fangos mixtos en la EDAR de Cornellà de Terri (Girona) como consecuencia de la degradación sónica de una fracción de los fangos secundarios previa mezcla con el resto los mis," 2009.
- [18] J. G. Cascallana, "Evaluación energética de la cogeneración mediante biogás procedente de la digestión anaerobia de fangos en una estación depuradora de aguas residuales," 2015.
- [19] Instituto Tecnológico de Canarias, "Análisis de casos de éxito a nivel nacional de la valorización de lodos de depuración por digestión anaerobia y aprovechamiento de biogás Recomendaciones en la gestión y valorización de lodos de depuradora para Canarias y Cabo Verde," pp. 1–52, 2015.
- [20] Ammongas, "BIOGÁS UPGRADING," 2019.
- [21] Á. Rodríguez Herrero, "Estudio y optimización de la operación de fotobiorreactores para el upgrading de biogás," 2019.
- [22] R. Muñoz, L. Meier, I. Diaz, and D. Jeison, "A review on the state-of-the-art of physical / chemical and biological technologies for biogas upgrading Reviews in Environmental Science and Bio / technology A critical review on the state-of-the-art of physical / chemical and biological technologies," *Rev. Environ. Sci. Bio/Technology*, pp. 1–49, 2015.
- [23] Gas Natural Fenosa, "El biogás y su inyección a la red. Retos y oportunidades Biometano," 2017.
- [24] D. Fraile, "Cogeneración: Aspectos Tecnológicos," *Master en Energías Renov. y Merc. Energético - Esc. Organ. Ind.*, pp. 63–71, 2008, [Online]. Available: http://api.eoi.es/api_v1_dev.php/fedora/asset/eoi:45276/componente45275.pdf.
- [25] J. I. Linares Hurtado, "Motores alternativos de combustión interna," in *Apuntes privados de Termodinámica y Máquinas Térmicas, Universidad Pontificia Comillas.*, 2019, pp. 427–476.
- [26] L. Goldstein, B. Hedman, D. Knowles, S. I. Freedman, and R. Woods, "Gas-Fired Distributed Energy Resource Technology Characterizations," *Gas Res. Inst. Natl. Renew. Energy Lab.*, p. 226, 2003, [Online]. Available: <http://www.osti.gov/bridge>.
- [27] Universidad de Sevilla, "Ciclo Otto," *Wiki Universidad de Sevilla. Departamento de Física Aplicada III*, 2015. http://laplace.us.es/wiki/index.php/Ciclo_Otto (accessed Apr. 22, 2021).
- [28] 2G Combined Heat and Power, "2G. Product portfolio.," 2015.
- [29] J. I. Linares Hurtado, "Sistemas de refrigeración y bomba de calor," in *Apuntes privados de Termodinámica y Máquinas Térmicas, Universidad Pontificia Comillas.*, 2019, pp. 515–545.
- [30] C. Lázaro Lozano, "Calefacción por bomba de calor geotérmica utilizando los refrigerantes de nueva generación," 2009.

- [31] Asociación Técnica Española de Climatización y Refrigeración (ACETYR) and Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (IDAE), “Guía técnica de diseño de sistemas de intercambio geotérmico de circuito cerrado,” 2012.
- [32] AIGUASOL Sistemas Avançats d’Energia Solar Tèrmica S.C.C.L., “Guía básica de redes de distrito de calor y de frío.” pp. 1–53, 2011, [Online]. Available: http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_20110502_Guia_Basica_Redes_de_Calor_y_de_Frio_ES_5e18b14a.pdf.
- [33] M. Á. Armesto, “Las redes de calor y frío en España,” *energética XXI*, vol. 133, pp. 70–71, 2013.
- [34] ICAX, “Fifth Generation District Heating Networks networks,” 2017. https://www.icax.co.uk/Fifth_Generation_District_Heating_Networks.html (accessed May 06, 2021).
- [35] S. Buffa, M. Cozzini, M. D’Antoni, M. Baratieri, and R. Fedrizzi, “5th generation district heating and cooling systems: A review of existing cases in Europe,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 104. Elsevier Ltd, pp. 504–522, Apr. 01, 2019, doi: 10.1016/j.rser.2018.12.059.
- [36] S. Boesten, W. Ivens, S. C. Dekker, and H. Eijdem, “5th generation district heating and cooling systems as a solution for renewable urban thermal energy supply,” *Adv. Geosci.*, vol. 49, pp. 129–136, Sep. 2019, doi: 10.5194/adgeo-49-129-2019.
- [37] M. Leiva Pleguezuelos, “Digestión anaerobia y aprovechamiento energético E.D.A.R. La Golondrina (Córdoba),” 2016.
- [38] OECC, “Factores de emisión. Registro de huella de carbono, compensación y proyectos de absorción de dióxido de carbono,” pp. 1–7, 2021.
- [39] Carrier, “Bombas de calor de agua con compresor de tornillo.”
- [40] Carrier, “Informe estándar 30XWHVZE 0851,” 2021.
- [41] Carrier, “Informe estándar enfriador 30XWGVZE 0851,” 2021.
- [42] CIAT, “Gama Hydrociat: Alta eficiencia en una solución flexible y compacta,” 2019.
- [43] Ministerio de Fomento (España), “Documento Básico HE Ahorro de Energía 2019,” 2019. [Online]. Available: <http://www.arquitectura-tecnica.com/hit/Hit2016-2/DBHE.pdf>.
- [44] R. Barrella, I. Priego, J. I. Linares, E. Arenas, J. C. Romero, and E. Centeno, “Feasibility study of a centralised electrically driven air source heat pump water heater to face energy poverty in block dwellings in Madrid (Spain),” *Energies*, vol. 13, pp. 1–23, 2020, doi: 10.3390/en13112723.
- [45] “DB-HE (Archivos MET).” <https://www.codigotecnico.org/DocumentosCTE/AhorroEnergia.html> (accessed May 04, 2021).
- [46] Ministerio de Fomento, “Calificación de la eficiencia energética de los edificios,” 2015.
- [47] INE, “Número de hogares según tamaño de hogar y superficie útil de la vivienda,” 2019. <https://www.ine.es/jaxi/Datos.htm?path=/t20/p274/serie/prov/p01/I0/&file=01006.px#!tabs-tabla> (accessed May 03, 2021).

- [48] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), “Escala de calificación energética para edificios existentes,” 2011.
- [49] J. I. Linares Hurtado, “Viabilidad económica,” pp. 1–26.
- [50] NOGAWATIO ESE S.L.U, “Estudio comparativo sobre las tecnologías utilizables en el sector residencial de la edificación,” 2017.
- [51] AURA ENERGÍA, “Tarifas Luz Industria: Península,” 2021. <https://www.aura-energia.com/tarifas-luz-industria-peninsula/> (accessed May 11, 2021).
- [52] Selectra, “Tarifas de 6 periodos para Empresas: Precios y Tramos horarios,” 2020. <https://comparadorluz.com/pymes/tarifas/6-periodos> (accessed May 11, 2021).
- [53] IPCC, “Global Warming Potential Values,” *Greenh. Gas Protoc.*, 2016.

7. ANEXOS

7.1 ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

El presente proyecto se encuentra alineado con algunos de los objetivos y líneas de acción del desarrollo sostenible propuestos por la ONU en 2015 [3]. El objetivo primario es el número 11, y dentro de este, las metas que persigue este proyecto son la 11.1, la 11.3, la 11.6 y la 11.b.

Objetivo 11: *“Lograr que las ciudades y los asentamientos humanos sean inclusivos, seguros, resilientes y sostenibles”*.

Meta 11.1: *“De aquí a 2030, asegurar el acceso de todas las personas a viviendas y servicios básicos adecuados, seguros y asequibles y mejorar los barrios marginales”* [3]. Gracias al biogás producido en la EDAR de un distrito es posible generar energía térmica para cubrir las necesidades de una parte de la población a un precio más asequible que con el método convencional. La implementación de estos sistemas en viviendas de protección oficial ayudaría a aquellas familias en riesgo de pobreza energética a poder acceder a estos bienes imprescindibles para el bienestar. En el caso de que se muestren buenos resultados a la hora de implementar el proyecto, se impulsaría la mejora de la eficiencia energética de edificios en otros barrios o ciudades para poder reproducirlo con éxito en otros lugares.

Meta 11.3: *“De aquí a 2030, aumentar la urbanización inclusiva y sostenible y la capacidad para la planificación y la gestión participativas, integradas y sostenibles de los asentamientos humanos en todos los países”* [3]. Como se menciona en la Meta 11.1, la energía térmica obtenida con el biogás es más asequible y facilitará la vida de aquellas familias en riesgo de pobreza energética. Asimismo, aprovechar el biogás producido con aguas residuales está ligado con las líneas de acción del desarrollo sostenible, cuyo pilar fundamental es la revalorización de los desechos. El proyecto se alinea con esta meta a través de la planificación y la sostenibilidad de los asentamientos humanos, pues las redes de calor y frío suponen un reto más a la hora de diseñar un nuevo barrio o distrito, pero a cambio dan una alta eficiencia del uso de la energía térmica gracias a la bidireccionalidad del flujo de energía y a la introducción de las energías renovables.

Meta 11.6: *“De aquí a 2030, reducir el impacto ambiental negativo per cápita de las ciudades, incluso prestando especial atención a la calidad del aire y la gestión de los desechos municipales y de otro tipo”* [3]. El aprovechamiento del biogás y el uso de la energía geotérmica no solo suponen la introducción de energías renovables para la producción de calor y frío, sino que además acarrearán una reducción de las emisiones de CO₂ y evitan la emisión del metano procedente de la descomposición de la materia orgánica del agua residual. Reducir las emisiones de gases contaminantes permite mejorar la calidad del aire en las ciudades, sobre todo en olas de frío o calor donde la demanda hace pico y todos los sistemas de climatización antiguos emiten desmesuradamente dejando concentraciones de contaminantes en la atmósfera fuera de los límites aceptables.

Meta 11.b: *“De aquí a 2030, aumentar considerablemente el número de ciudades y asentamientos humanos que adoptan e implementan políticas y planes integrados para*

promover la inclusión, el uso eficiente de los recursos, la mitigación del cambio climático y la adaptación a él y la resiliencia ante los desastres, y desarrollar y poner en práctica, en consonancia con el Marco de Sendai para la Reducción del Riesgo de Desastres 2015-2030, la gestión integral de los riesgos de desastre a todos los niveles” [3]. Dada la complejidad de la instalación de las redes de calor y frío en edificios ya existentes, es necesario hacer políticas o planes para promover su inclusión en las ciudades y poder sacar provecho de estos sistemas. Estas políticas también fomentarán la implementación de las redes en urbanizaciones de nueva construcción, buscando así abastecer al mayor número de personas posible. Las redes de calor y frío de última generación no solo tienen una alta eficiencia, sino que incluyen energías renovables y no contaminantes para reducir los efectos del calentamiento global.

En paralelo al objetivo principal, el proyecto se alinea en menor medida con otros objetivos secundarios.

Objetivo 1: *“Poner fin a la pobreza en todas sus formas en todo el mundo” [3]. La producción de energía asequible mediante el biogás permitirá frenar un nuevo tipo de pobreza emergente en las ciudades: la pobreza energética. Esta afecta a aquellas familias que no se pueden permitir el acceso a la luz o a la calefacción debido a trabas económicas o sociales.*

Objetivo 6: *“Garantizar la disponibilidad de agua y su gestión sostenible y el saneamiento para todos” [3]. Este proyecto amplía la funcionalidad de las depuradoras, donde ya no solo tienen una única utilidad de tratar las aguas residuales, sino que también actúan como pequeños productores locales de energía. La venta de energía en forma de biogás da rentabilidad a la EDAR, la cual permite una mejora en sus tecnologías para incrementar su eficacia en el tratamiento del agua y en la obtención de biogás.*

Objetivo 7: *“Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos” [3]. Como se mencionaba en el Objetivo 11, la energía térmica para la climatización obtenida mediante el biogás y la geotermia es más económica que la obtenida mediante el método tradicional; además de ser de fuentes renovables. Esto facilita el acceso a la energía para todos y lo hace de forma respetuosa con el medio ambiente siguiendo las directrices del desarrollo sostenible.*

Objetivo 13: *“Adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos” [3]. Las fuentes de energía utilizadas en este proyecto son renovables y limpias, por lo que su implementación ayudaría a combatir el cambio climático gracias a la reducción de las emisiones de CO₂. A esto se suma la alta eficiencia y el buen aprovechamiento del calor por parte de las redes de calor y frío de última generación, lo que se traduce en un menor consumo de energías primarias y, por ende, de menos emisiones.*