GUÍA METODOLÓGICA PARA LA REALIZACIÓN DEL ANÁLISIS COSTE-BENEFICIO A NIVEL DE INSTALACIÓN DE ACUERDO AL ARTÍCULO 14 DE LA DIRECTIVA DE EFICIENCIA ENERGÉTICA

INDICE

1. ANTECEDENTES Y OBJETO 3

2. DEFINICIONES 3

3. INSTALACIONES OBLIGADAS A HACER EL ACB DE ACUERDO A LA DEE.....4

4. DESCRIPCIÓN METODOLÓGICA DEL ANÁLISIS COSTE-BENEFICIO.....5

4.1 Análisis Técnico..... 5

4.1.1. Instalaciones de generación eléctrica 5

4.1.2. Instalaciones industriales 5

4.2. Análisis Económico 5

4.2.1 Inversión necesaria.....6

4.2.2 Identificación de costes e ingresos.....6

5. EVALUACIÓN DE RESULTADOS DEL ACB 9

6. EJEMPLO DE UN ACB 10

ANEXO 18

1. CONTENIDO Y DOCUMENTACIÓN DEL ACB..... 18

2. VALORES DE LOS PARÁMETROS PARA EL CÁLCULO DEL VAN 18

CONSIDERACIONES ADICIONALES: REDES DE CALOR Y FRÍO EFICIENTES Y COGENERACIÓN DE ALTA EFICIENCIA EN EL BORRADOR DEL PLAN NACIONAL INTEGRADO DE ENERGÍA Y CLIMA..... 19

1. ANTECEDENTES Y OBJETO

La Directiva 2012/27/UE de 25 de octubre de 2012 relativa a la eficiencia (en adelante DEE) establece un marco común de medidas de eficiencia energética en los distintos sectores de actividad a fin de asegurar la consecución de los principales objetivos de eficiencia energética de los Estados Miembros. Entre las medidas de eficiencia en el suministro de energía previstas por la Directiva, el artículo 14 promueve la implementación de sistemas de cogeneración de alta eficiencia y Redes Urbanas de Calefacción y Refrigeración u otras opciones de suministro de calefacción y refrigeración eficientes.

De acuerdo con el artículo 14.5 de la DEE, los Estados Miembros deberán asegurarse de que tanto las instalaciones térmicas de generación de energía eléctrica como las instalaciones industriales y las instalaciones de generación térmica en redes urbanas de calefacción y refrigeración, que siendo de nueva construcción o que lleven a cabo una renovación sustancial, siempre y cuando tengan una potencia térmica instalada igual o superior a 20 MW_T, lleven a cabo un análisis Coste-Beneficio (en adelante ACB) a nivel de instalación para valorar la posible utilización de sistemas de cogeneración de alta eficiencia y/o la conexión a redes de calefacción y refrigeración eficientes.

En esta Guía se describe la metodología para la elaboración del Análisis Coste Beneficio a nivel de instalación, en concordancia con los principios y requerimientos que se exponen en el citado artículo 14 y en la parte 2 del Anexo IX de la DEE.

2. DEFINICIONES

A los efectos del presente documento se entenderá por:

Sistema urbano eficiente de calefacción y refrigeración, todo sistema urbano de calefacción o de refrigeración que utilice al menos un 50% de energía renovable, un 50% de calor residual, un 75% de calor cogenerado o una combinación de estos tipos de energía y calor.

Cogeneración: la generación simultánea de energía térmica y de eléctrica o mecánica en un solo proceso.

Cogeneración de alta eficiencia: la cogeneración que cumpla los criterios establecidos en el anexo II de la DEE.

Calor residual: el calor sobrante en un proceso que normalmente sería disipado al ambiente pero que al disponer de contenido energético suficiente es susceptible de recuperación y aprovechamiento posterior.

Calor útil, el producido en un proceso de cogeneración para satisfacer una demanda económicamente justificable de calefacción y refrigeración.

Demanda económicamente justificable: la demanda que no supere las necesidades de calefacción o refrigeración y que, de no recurrirse a la cogeneración, se satisfaría en condiciones de mercado mediante procesos de producción de energía distintos de la cogeneración.

Renovación sustancial: toda renovación cuyo coste supere el 50% del coste de inversión que correspondería a una unidad nueva comparable.

3. INSTALACIONES OBLIGADAS A HACER EL ACB DE ACUERDO A LA DEE

Según lo establecido por la DEE, es necesario y obligado llevar a cabo un ACB en los siguientes casos:

a. Se proyecta una nueva instalación térmica de generación de electricidad cuya potencia térmica total sea superior a 20 MW, con el fin de evaluar los costes y los beneficios de adaptar el funcionamiento de la instalación a la cogeneración de alta eficiencia.

b. Se lleva a cabo una renovación sustancial de una instalación térmica de generación de electricidad cuya potencia térmica total sea superior a 20 MW, con el fin de evaluar los costes y los beneficios de su conversión a la cogeneración de alta eficiencia.

c. Se proyecta una instalación industrial cuya potencia térmica total sea superior a 20 MW y que genera calor residual en un nivel de temperaturas útil, o se lleva a cabo una renovación sustancial de dicho tipo de instalación con el fin de evaluar los costes y los beneficios de la utilización del calor residual para satisfacer una demanda justificada desde el punto de vista económico, inclusive mediante la cogeneración, y de la conexión de dicha instalación a una red de calefacción y refrigeración urbana.

d. Se proyecta la construcción de una nueva red urbana de calefacción y refrigeración, o de una instalación nueva de producción de energía cuya potencia térmica total supere los 20 MW en una red urbana ya existente de calefacción o refrigeración, o vaya a renovarse sustancialmente dicha instalación, con el fin de evaluar los costes y los beneficios de la utilización del calor residual procedente de instalaciones industriales cercanas.

La siguiente figura muestra gráficamente los casos en los cuales es obligatorio el ACB incluyendo el objetivo que se pretende en dicho ACB.

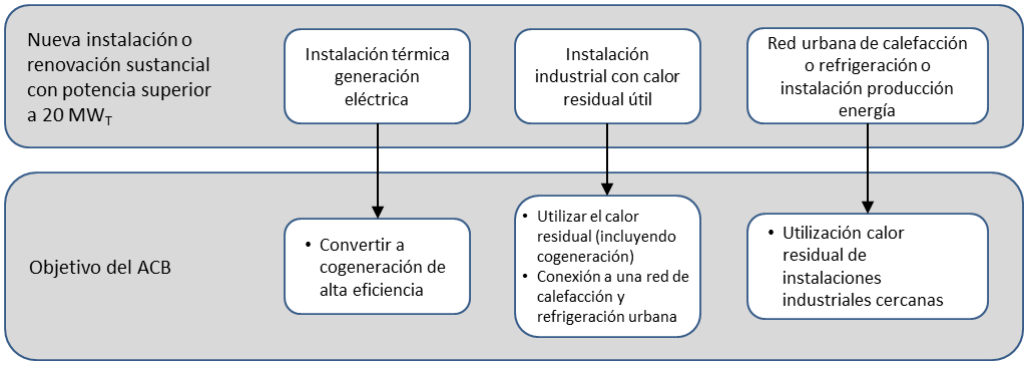


Figura 1. Casos prácticos a analizar según artículo 14.5 de la DEE

Como puede observarse, la realización del ACB afecta a dos fuentes de calor (plantas de generación e instalaciones industriales) y a un sumidero de calor (las redes urbanas). En ambos casos el ACB debe considerar aquellas alternativas que, para una demanda económicamente justificada, mejoren la eficiencia energética mediante el aprovechamiento del calor residual.

Respecto al titular responsable de llevar a cabo el ACB, de manera general puede establecerse que la responsabilidad recae en la parte que solicita la Autorización pertinente para la instalación térmica o eléctrica, que normalmente será el titular de la instalación, independientemente que sea nueva o renovación.

4. DESCRIPCIÓN METODOLÓGICA DEL ANÁLISIS COSTE-BENEFICIO

Llevar a cabo el ACB supone realizar, para un emplazamiento predeterminado, un análisis técnico-económico de cada una de las alternativas que puedan identificarse como más idóneas para el aprovechamiento del calor residual.

4.1 Análisis Técnico

Evaluar la rentabilidad de recuperar calor residual requiere caracterizar la fuente de calor residual y la corriente a la que se va a transferir dicho calor.

La caracterización de la fuente energética supondrá evaluarla tanto en cantidad y disponibilidad como en nivel térmico disponible. Por otro lado, la demanda a satisfacer, deberá ser económicamente justificable y estará caracterizada por unas determinadas condiciones de operación en cuanto a temperaturas y/o presiones mínimas requeridas y perfiles de consumo.

La trasferencia de calor desde la fuente al sumidero requerirá en la práctica analizar diferentes alternativas para las que debe analizarse cuál es la energía térmica óptima a aportar a la industria o red de calor y a qué nivel de presión/temperatura de forma que se alcancen los niveles de eficiencia requeridos en su caso.

4.1.1. Instalaciones de generación eléctrica

El principal objetivo del ACB en una instalación de generación eléctrica nueva o renovada es evaluar los costes y beneficios de convertirla en una cogeneración de alta eficiencia. Esta conversión incrementa la eficiencia global y más concretamente la utilización térmica. Sin embargo, este aumento de la eficiencia global puede tener un coste, ya que por ejemplo el vapor extraído de la turbina en un ciclo Rankine provoca una pérdida de la producción eléctrica que deberá ser valorada económicamente en el ACB. Adicionalmente a este coste, existirá un ingreso derivado de la valoración económica del calor producido.

4.1.2. Instalaciones industriales

El objetivo del ACB para estas instalaciones es identificar calor residual disponible y evaluar los costes y beneficios de:

- Utilizar el calor residual, incluyendo tecnologías de cogeneración si es necesario
- Transferir el calor residual a una red de distrito

De forma indicativa, las alternativas que pueden plantearse para evaluar el aprovechamiento de dicho calor residual serían las siguientes:

1. Generación de electricidad para autoconsumo o exportación a red.
2. Exportar el calor a redes urbanas de calor y refrigeración próximas

4.2. Análisis Económico

La metodología que se seguirá para la elaboración del análisis coste-beneficio a nivel de instalación pasa por la determinación **con respecto a la situación de referencia**, y para cada una de las alternativas identificadas en la fase anterior, de los costes e ingresos económicos asociados, así como de la inversión necesaria para su implementación. Con todo ello, se elaborará el cálculo del flujo de caja a lo largo del periodo de vida del proyecto con el fin de determinar el VAN (valor actual neto) de cada alternativa **con respecto a la situación de referencia.**

El VAN que se obtenga para cada alternativa permitirá decidir sobre la realización del proyecto más rentable para el inversor.

El VAN del proyecto se calcula a partir del flujo de caja anual y permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros originados por la inversión realizada. Su fórmula es la siguiente:

$$VAN = -Inv + \sum_{j=1}^{n} \frac{F_j}{(1+i)^j}$$

donde:

Fj: flujo neto en el año j.

Inv: inversión inicial.

n: años de vida útil del proyecto.

i: tasa de descuento.

A efectos del cálculo del VAN, se tendrá en cuenta lo indicado en el punto 2 del Anexo para la determinación de la vida útil y tasa de descuento.

4.2.1 Inversión necesaria

Para cada una de las soluciones propuestas será necesario determinar los recursos económicos que será necesario invertir tanto para los sistemas o equipos principales como para llevar a cabo las posibles conexiones térmicas de suministro de calor y/o frío, o bien para el aprovechamiento de calores o combustibles residuales. En el caso de cogeneración de alta eficiencia se consideran además el resto de equipos e interconexiones necesarias para la posible exportación de la energía eléctrica producida.

A continuación, se muestra a modo de orientación, una tabla con el desglose mínimo que podría tener el presupuesto de cada alternativa analizada:

INVERSIÓN REQUERIDA	
Equipos principales	€
Red de distribución térmica	€
Sistema de aprovechamiento de calor residual	€
Sistemas secundarios	€
Sistema mecánico	€
Sistema eléctrico	€
Sistema de combustible	€
Obra Civil	€
Servicios de ingeniería	€
Supervisión de obra y gestiones	€
TOTAL INVERSIÓN	€

Tabla 1. Desglose mínimo del presupuesto de inversión requerida

4.2.2 Identificación de costes e ingresos

Una vez definidas las inversiones necesarias para cada una de las alternativas planteadas, será necesario determinar los costes e ingresos que se obtendrán en cada una de ellas, a partir de los precios energéticos de compra y venta, los posibles incentivos económicos o los costes asociados a la operación y el mantenimiento de la instalación proyectada. A continuación, se exponen los costes e ingresos que deberán determinarse según el caso estudiado:

Costes de explotación

Incluyen los costes derivados de las actividades habituales de explotación de la planta como pueden ser compras, gastos generales y administrativos. No se consideran impuestos excepto el impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica y el impuesto especial de hidrocarburos en los casos en los que

sea de aplicación. Los distintos costes de explotación a considerar en la elaboración del análisis coste-beneficio son los que se exponen a continuación:

Operación y mantenimiento (O&M). Incluye los costes necesarios para asegurar el funcionamiento correcto de la instalación en cuanto a la operación y mantenimiento de sus equipos e instalaciones. Se consideran habitualmente los siguientes:

- Equipos principales: exigen un mantenimiento especializado. Se consideran equipos principales los grupos generadores de energía, compresores de gas, máquinas de enfriamiento, etc. Para el caso de cogeneración de alta eficiencia deberá considerarse también el overhaul.
- Equipos de recuperación de calor: Son los costes asociados a los equipos instalados para recuperar el calor residual.
- Línea de distribución de calor: Son los costes asociados a la línea de distribución de calor. Los más importantes son los costes de la electricidad consumida por las bombas de circulación, pero también deben considerarse los correspondientes a las inspecciones periódicas y mantenimiento de tuberías.
- Calderas auxiliares: Son los costes de mantenimiento y operación asociados a las calderas auxiliares que las instalaciones de generación eléctrica y las industrias tienen que instalar con el fin de cumplir los contratos de suministro de calor con los usuarios del mismo.
- Otros equipos y sistemas: no se requiere un mantenimiento especializado, sino únicamente las labores de mantenimiento necesarias para su operación normal.

Compra de combustibles: son los costes derivados de la compra de combustible para la generación de energía térmica y/o eléctrica según el caso analizado. Se determinará a partir de:

- Precio de compra de cada combustible (EUR/MWh)
- Consumo de combustible previsto (MWh/a)

Compra de energía térmica: en los casos en los que la instalación objeto de análisis sea consumidor de energía térmica de fuente(s) térmica(s), por ejemplo, una red urbana de calefacción y refrigeración que compra calor residual a una industria, deberá determinarse el coste anual derivado de la compra de la misma. Se determinará a partir de:

- Energía térmica que le será suministrada (MWh/a)
- Precio de compra de la energía térmica (EUR/MWh)

Costes por emisiones contaminantes: aunque los operadores de la instalación pudieran recibir derechos de emisión de CO_2 gratuitos, será habitual la necesidad de compra de derechos de emisión adicionales en función del tipo de instalación. Se calcularán a partir de:

- Coste del derecho de emisión de CO_2 (EUR/ tCO_2)
- Derechos de emisión de CO_2 (tCO_2/a) que será necesario adquirir para entregar al Estado por las toneladas de CO_2 emitidas

Compra de energía eléctrica: en los casos en los que la instalación objeto de análisis sea consumidor de energía eléctrica y que, gracias a la implementación de un sistema de generación eléctrica o cogeneración de alta eficiencia, su compra de electricidad de la red se vea reducida, deberá realizarse el balance de compra-venta de energía eléctrica en la situación actual y con la solución propuesta, en el caso de que toda o parte de la electricidad generada sea auto-consumida. Se determinará a partir de:

- Energía eléctrica que le será suministrada (MWh/a)
- Precio de compra de la energía eléctrica (EUR/MWh)

En la tabla siguiente se hace un resumen de los costes anteriores asociados a las distintas tipologías de instalación afectadas por el ACB.

	Planta de generación eléctrica	Industria	Red Urbana de calor y/o frío
Operación y mantenimiento (O&M)	Habrá coste de O&M tanto del grupo generador como del resto de la planta de producción de energía eléctrica, así como de todos los nuevos equipos instalados para recuperar el calor residual y la línea de distribución del mismo	Se consideran los costes de O&M asociados a los nuevos equipos instalados para recuperar el calor residual y la línea de distribución del mismo	Se consideran costes de O&M asociados a la central de producción térmica (convencional /cogeneración o con calor residual), los nuevos equipos instalados para recuperar el calor residual y la línea de distribución del mismo
Compra de combustibles	Únicamente habrá coste en el caso de que no sea una planta de valorización energética de residuos.	Se considera tanto la compra de combustibles convencionales como la compra de otro tipo de combustibles (p.e biogás) para la planta de generación térmica empleada (ya sea convencional o mediante cogeneración).	Se considera tanto la compra de combustibles convencionales como la compra de otro tipo de combustibles (p.e biogás) para la planta de generación térmica empleada (ya sea convencional o mediante cogeneración).
Compra de energía térmica	No hay compra. Solo puede haber venta de calor a otro centro consumidor.	Puede haber compra a una cogeneración, a una Red Urbana o a una planta de generación eléctrica.	Sí puede haber compra. Puede comprarse a una planta de generación eléctrica, a una industria o a una cogeneración.
Compra de energía eléctrica	No hay.	En la mayoría de casos habrá, salvo que se disponga de una planta de cogeneración que auto-genere toda la electricidad necesaria.	Sí puede haber en el caso de Redes Urbanas donde se consuma energía eléctrica para la producción de frío mediante máquinas frigoríficas por compresión.
Coste por emisiones contaminantes	Habrá en el caso de que se empleen combustibles fósiles.	Habrá en el caso de que se empleen combustibles fósiles.	Habrá en el caso de que se empleen combustibles fósiles.

Tabla 2. Resumen de costes a considerar según tipología de instalación.

Ingresos de Explotación

Los beneficios derivados de la implementación de cada una de las alternativas consideradas, podrán ser debidos o bien a una reducción de costes o bien gracias a un incremento en los ingresos respecto a la situación de referencia. A continuación, se exponen los distintos ingresos a considerar:

Ingresos por ventas de energía térmica: se tendrán en el caso de que la instalación sea una fuente térmica. Se corresponde a los ingresos derivados de las ventas de energía en forma de calor o frío por parte del Operador a otro(s) centro(s) consumidor(es) de energía como resultado de la implementación de un proyecto que los una térmicamente. Se determinarán a partir de:

- Precio de venta de energía térmica (EUR/MWh)
- Energía térmica que le será suministrada (MWh/a)

Ingresos por venta de energía eléctrica. Se tendrán en los casos en los que la instalación prevista sea una planta de cogeneración de alta eficiencia. La electricidad generada podrá ser vendida al sistema eléctrico o bien autoconsumida en el propio emplazamiento de forma que se reduzca la necesidad de importación eléctrica de red. Los ingresos por venta de energía eléctrica se determinarán a partir de:

- Electricidad generada vertida a red (MWh)
- Precios de venta eléctrica (EUR/MWh)

Otros ingresos de explotación; por ejemplo, cánones que puedan ser percibidos por la instalación por la eliminación de un residuo combustible u otros conceptos. Estos ingresos se determinarán a partir de:

- Cantidad t
- Canon €/t

En la tabla siguiente se hace un resumen de los ingresos anteriores asociados las distintas tipologías de instalación afectadas por el ACB.

	Planta de generación eléctrica	Industria	Red Urbana de calor y/o frío
Ingresos por ventas térmicas	Sí tendrá dado que suministrará parte de las necesidades térmicas de un centro consumidor (Red Urbana o industria).	Sí tendrá dado que suministrará parte de las necesidades térmicas de un centro consumidor (Red Urbana o industria).	No se consideran las ventas a sus usuarios pues se analiza la Red Urbana como consumidor térmico de calor / calor residual o combustibles residuales.
Ingresos por venta eléctrica	Sí tendrá. Se considera el ingreso de energía eléctrica en cada situación planteada con el objetivo de determinar las pérdidas de ingresos por venta de energía eléctrica debidas al suministro de calor a un centro consumidor.	Podrá tener en el caso de instalar una planta de cogeneración.	
Otros ingresos	Por ejemplo ingresos recibidos por eliminación de un residuo que de otra forma debería haberse tratado		

Tabla 3. Resumen de ingresos según tipología de instalación.

En el Anexo se describe el contenido y documentación mínima que deberá incluir el análisis coste beneficio para cada una de las alternativas estudiadas.

5. EVALUACIÓN DE RESULTADOS DEL ACB

Una vez realizado el análisis coste beneficio de acuerdo a la metodología expuesta anteriormente, se considerará que existe un potencial económicamente viable para el aprovechamiento de calor residual en sistemas de cogeneración de alta eficiencia o en redes urbanas de calefacción y refrigeración eficientes, cuando el Valor Actualizado Neto (VAN) de la alternativa considerada respecto a la situación de referencia sea positivo.

A continuación, se incluye un **ejemplo de un análisis coste beneficio para el caso hipotético de una nueva instalación** térmica de generación de electricidad que utiliza rechazos de planta de tratamiento mecánico biológico (en adelante rechazos de planta TMB) como combustible. Este caso se correspondería con los contemplados por el artículo 14.5.a de la DEE.

6. EJEMPLO DE UN ACB

El siguiente ejemplo desarrolla la metodología para la realización de un análisis coste beneficio a nivel instalación.

Los datos utilizados son a título meramente indicativo para ilustrar el ejemplo y no tienen por qué coincidir con los que puedan darse en un caso real que sea similar al que aquí se desarrolla.

6.1. Descripción del caso

Está prevista la instalación de una nueva central de generación de electricidad a partir del rechazo de una planta TMB con una potencia térmica 42,3 MW_T. La nueva central proyectada consta de un horno de incineración de parrilla que, mediante una caldera de recuperación, generará vapor de alta presión (40 bar, 450 °C) que será expansionado hasta condensar mediante un turbogenerador de vapor de 10 MW_E.

Con el fin de identificar e implementar posibles soluciones de cogeneración de alta eficiencia y la implementación de sistemas de calefacción y refrigeración de distrito eficientes, en el presente caso se desarrolla el ACB de acuerdo con el artículo 14 de la DEE para la central de valorización energética de residuos expuesta.

6.2. Datos de partida

6.2.1. Características y Disponibilidad del residuo

Tras el análisis de diferentes muestras del residuo, los valores de poder calorífico medio son los siguientes:

- PCS: 20,11 MJ/kg en base seca – 8,25 MJ/kg en base húmeda
- PCI: 19,90 MJ/kg en base seca – 8,04 MJ/kg en base húmeda

La disponibilidad anual de residuo prevista para los próximos años es de 142.971 t al año con 7.542 horas de operación anuales de la incineradora. De este modo, teniendo en cuenta el poder calorífico inferior en base húmeda medio previsto, las cantidades de residuo y las horas de operación, se obtiene una potencia térmica media de 42,34 MW_T.

6.2.2. Potenciales centros consumidores de energía térmica

El principal objetivo del ACB es evaluar los costes y beneficios de adaptar el funcionamiento de la instalación a la cogeneración de alta eficiencia, de forma que se alcancen valores de ahorro de energía primaria como mínimo del 10% comparado con la producción separada de calor y electricidad. Para ello es necesario analizar las oportunidades de consumo de energía térmica en las proximidades de la central. En este caso se han identificado dos posibles centros consumidores de energía térmica: una red urbana de calefacción existente y una industria del sector alimentario que tiene un consumo de vapor de baja presión. A continuación, se caracterizan las demandas térmicas de ambos centros consumidores que podrían ser parcial o totalmente suministradas por la central térmica prevista.

Red Urbana de calefacción

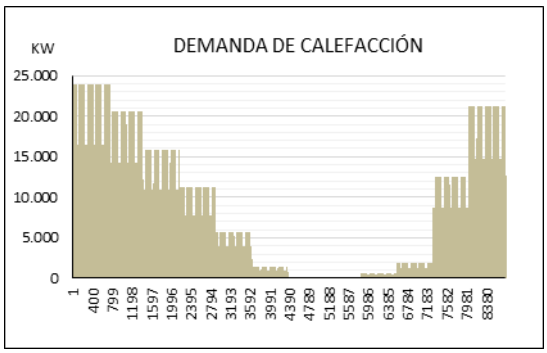
Se trata de una red urbana que abastece las necesidades de calefacción y ACS de 3.953 viviendas (322.841 m^2) y ocho edificios dotacionales (57.256 m^2) entre los que se encuentran centros de enseñanza, laboratorios y centros residenciales. Toda la demanda térmica es en forma de calefacción (37.397.700 kWh/a) y ACS (17.539.200 kWh/a) y se suministra desde un sistema centralizado de calderas de gas natural con una eficiencia media de 89,8% sobre PCI.

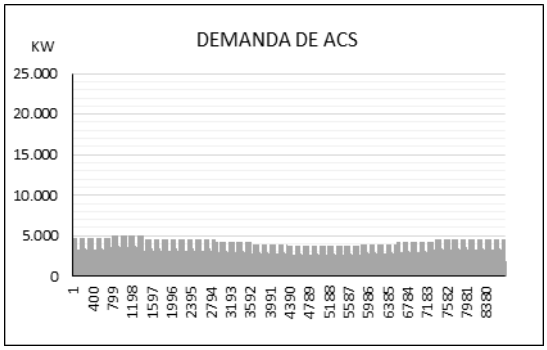
La siguiente tabla resume estos datos:

	Número	Superficie (m^2)	Calefacción (kWh/a)	ACS (kWh/a)
Viviendas	3.953	322.841	31.084.054	10.532.800
Edificios Dotacionales	8	57.256	6.313.646	7.006.400
Total	**3.961**	**380.097**	**37.397.700**	**17.539.200**

Las temperaturas de trabajo de la red son de 95 °C en la impulsión y 65 °C en el retorno. Desde el sistema de generación de agua caliente centralizado se envía el caudal de agua necesario a las distintas subestaciones. La distancia desde la central de generación de la red hasta la central térmica es de unos 1,2 km, por lo que sería factible llevar a cabo su conexión térmica de forma que parte de las demandas térmicas de la Red pudieran ser abastecidas mediante la Central Térmica.

Las siguientes figuras muestran cómo están distribuidas las distintas demandas térmicas mediante sus curvas cronológicas horarias de consumo.

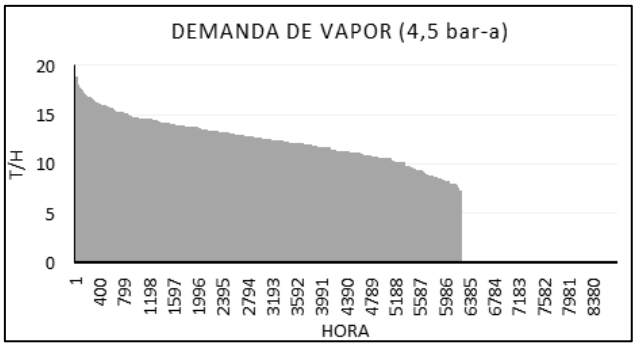




Industria del sector alimentario

A 700 metros del emplazamiento donde está prevista la ubicación de la central térmica está ubicada una industria del sector alimentario que consume vapor de baja presión para su proceso productivo. Sus necesidades térmicas actuales son en forma de vapor saturado a 4,5 bar-a con un retorno de condensados del 100% a 90 °C. Su consumo medio es de 12,5 t/h de vapor y operan 6.240 horas al año. Actualmente sus necesidades térmicas son generadas mediante calderas de gas natural con una eficiencia promedio del 90,2% sobre PCI.

La figura siguiente muestra la monótona acumulada de demanda de vapor durante todas las horas del año.



6.3. Selección de alternativas

En base a lo establecido por el artículo 14 de la DEE deben plantearse alternativas que permitan adaptar el funcionamiento de la instalación proyectada a la cogeneración de alta eficiencia. En el caso analizado existe la posibilidad de llevar a cabo dicha adaptación al disponer de dos importantes centros consumidores de energía térmica próximos. Por ello, la situación de referencia y las alternativas que se plantean son:

Situación de referencia: Planta de generación eléctrica con turbina de vapor de 10 MW_E que emplea el calor procedente de la incineración de los rechazos de planta TMB mediante caldera de recuperación de calor generando vapor a alta presión (40bar-a, 450 °C).

Alternativa 1: Vehicular parte del vapor generado mediante una extracción de la turbina de vapor a 4,5 bar-a para suministrar parte de las necesidades térmicas del centro consumidor industrial cercano a la central térmica.

Alternativa 2: Vehicular parte del vapor generado mediante una extracción de la turbina de vapor a 2,5 bar-a para suministrar a través de un sistema de generación de agua caliente con vapor parte de las necesidades térmicas de la red urbana de calefacción próxima a la central térmica.

Para cada una de las dos alternativas analizadas se estudiará cuál es la energía térmica óptima a aportar a la industria o red de calor y a qué nivel de presión y temperatura, de forma que se alcancen los niveles de eficiencia requeridos por una cogeneración de alta eficiencia (PES ≥ 10%), de acuerdo a lo expuesto en el anexo II de la DEE. Para la determinación del PES se tendrán en cuenta los siguientes rendimientos para la producción separada de calor y electricidad (caso de sistemas con turbina de vapor a condensación que utilizan como combustible residuos municipales e industriales):

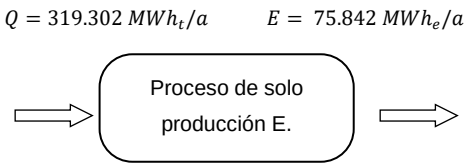
- PES: ≥10% de acuerdo al anexo II de la DEE
- Ref Eη: 25% de acuerdo al anexo I del Reglamento 2015/2402/UE
- Ref Hη: 80% de acuerdo al anexo I del Reglamento 2015/2402/UE

6.4. Estudio energético

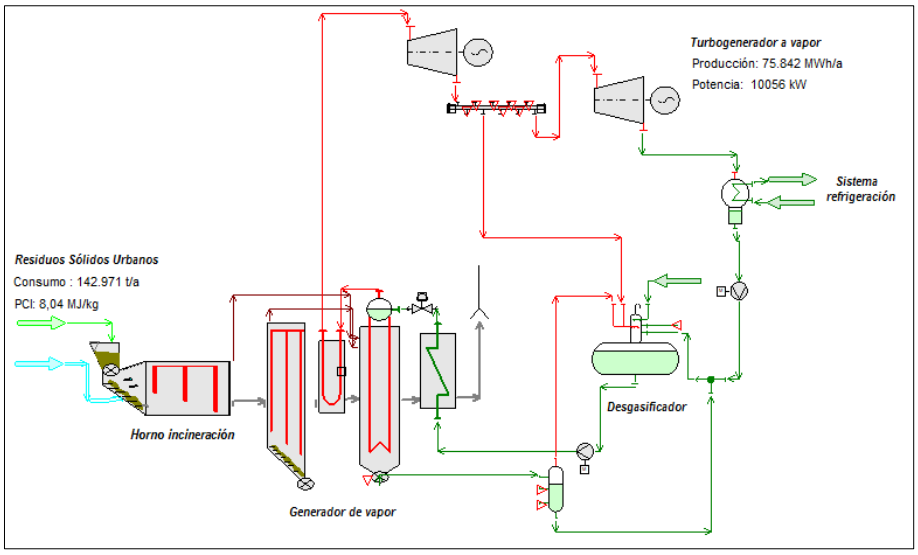
6.4.1. Situación de referencia

La situación de referencia se corresponde a la planta de generación eléctrica proyectada inicialmente que consta de una turbina de vapor de dos etapas de 10 MW_E con extracción intermedia para alimentar vapor a un desgasificador térmico, que emplea el calor procedente de la planta mediante una caldera de recuperación de calor generando vapor a alta presión (40 bar-a, 450 °C). El vapor sobrecalentado generado por recuperación térmica de los gases calientes procedentes de la incineración de residuos es turbinado en una turbina multi-etapa que dispone de una extracción a baja presión. Los resultados energéticos de esta configuración son los siguientes:

Potencia eléctrica nominal	10,1 MW_E
Horas operadas	7.542 h/a
Electricidad generada	75.842 MWh/a
Residuo consumido	142.971 t/a
Rendimiento eléctrico (%)	23,75%



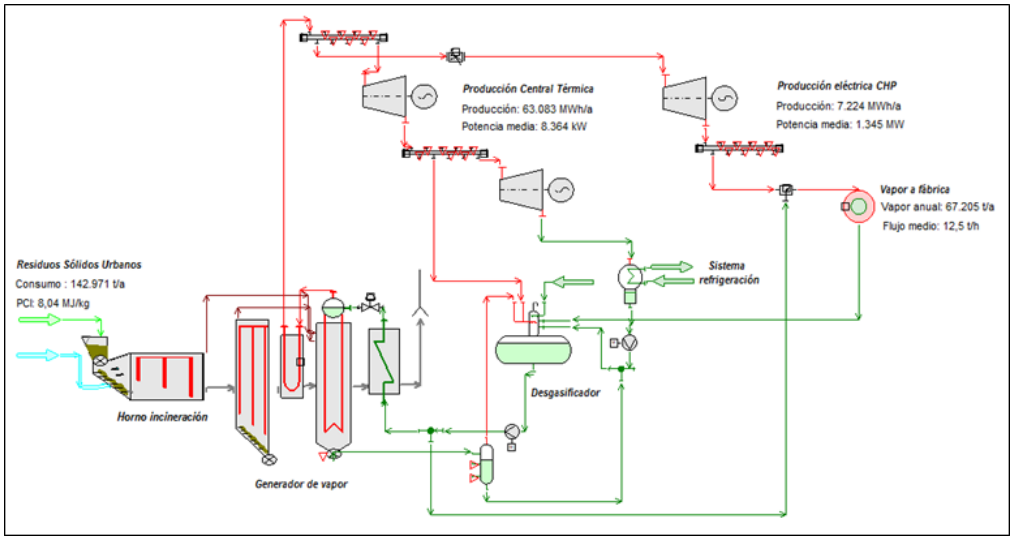
La figura siguiente muestra un diagrama de la configuración de la central térmica de generación de electricidad:



6.4.2. Alternativa 1. Suministro de energía térmica a un centro industrial

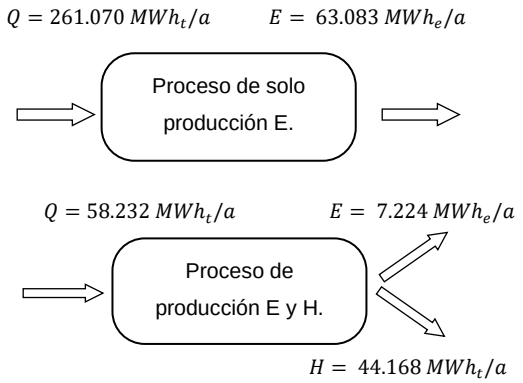
En esta alternativa se suministran parte de las necesidades térmicas de una industria del sector alimentario con un consumo medio de 12,5 t/h de vapor saturado a 4,5 bar-a. Para ello se dispondría de una turbina de vapor de dos etapas con una extracción intermedia a la presión de consumo (4,5 bar-a). El vapor generado se destina por un lado a producción exclusiva de electricidad y por otro a producción simultánea de electricidad y calor (proceso de cogeneración)

Una representación gráfica de la solución de esta alternativa es la siguiente:



Los resultados energéticos obtenidos son los siguientes:

	Producción solo electricidad	Producción electricidad y calor
Potencia eléctrica media	8,4 MW_E	1,3 MW_E
Horas operadas	7.542 h/a	5.372 h/a
Electricidad generada	63.083 MWh/a	7.224 MWh/a
Calor entregado	-	44.168 MWh/a
Combustible consumido	116.897 t/a	26.074 t/a
Rendimiento eléctrico (%)	24,16%	12,4%
Rendimiento térmico (%)	-	75,9%
PES (%)	-	31,64%

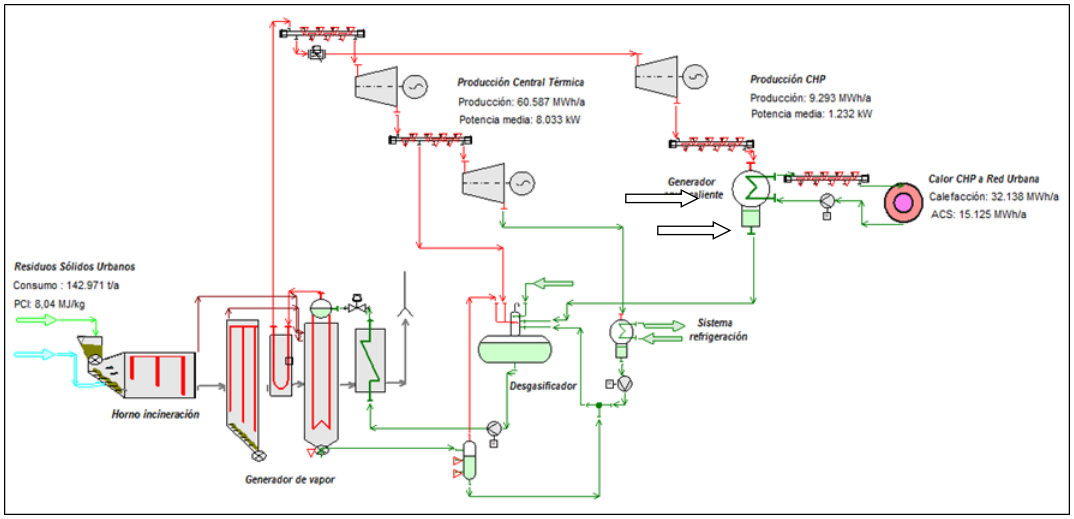


6.4.3. Alternativa 2. Suministro de energía térmica a una red urbana de calefacción

En este caso parte de las necesidades térmicas es canalizada a una red urbana de calefacción próxima a la central térmica prevista disponiendo de una extracción de vapor a baja presión (2,5 bar-a). Dado que no todo el vapor generado realiza el mismo proceso energético, a continuación, se describe tanto el proceso de sólo producción eléctrica como el correspondiente a la producción simultánea de electricidad y calor (proceso de cogeneración).

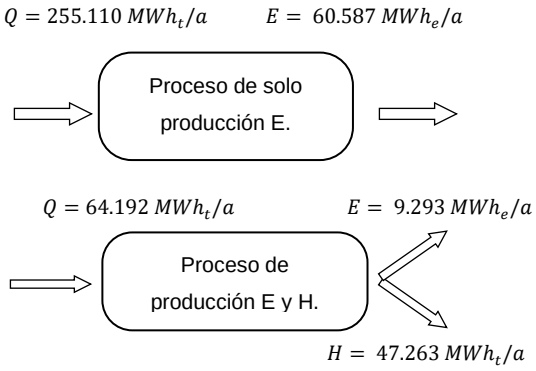
Al igual que en la alternativa anterior, el vapor generado se destina por un lado a producción exclusiva de electricidad y por otro a producción simultánea de electricidad y calor (proceso de cogeneración),

Una representación gráfica de la solución de esta alternativa es la siguiente:



Los resultados energéticos de esta alternativa son los siguientes:

	Producción solo electricidad	Producción electricidad y calor
Potencia eléctrica media	8,0 MW_E	1,2 MW_E
Horas operadas	7.542 h/a	7.542 h/a
Electricidad generada	60.587 MWh/a	9.293 MWh/a
Calor entregado	-	47.263 MWh/a
Residuo consumido	114.228 t/a	28.743 t/a
Rendimiento eléctrico (%)	23,75%	14,5%
Rendimiento térmico (%)	-	73,6%
PES (%)	-	34,36%



6.4.4. Comparación de alternativas

La tabla siguiente resume la evaluación energética de las dos alternativas junto con la situación de referencia:

		Situación de referencia	Alternativa 1	Alternativa 2
RÉGIMEN DE OPERACIÓN				
Horas operación de la Central Térmica	h/a	7.542	7.542	7.542
Horas del proceso de cogeneración	h/a	0	5.372	7.542
PRODUCCIONES ENERGÉTICAS				
Electricidad generada	**MWh/a**	**75.842**	**70.307**	**69.880**
Producción eléctrica proceso solo producción E	MWh/a	75.842	63.083	60.587
Producción eléctrica proceso producción E y H	MWh/a	0	7.224	9.293
Energía térmica entregada	**MWh/a**	**0**	**44.168**	**47.263**
Vapor entregado a fábrica (4,5 bar-a)	MWh/a	0	44.168	0
Agua caliente entregada a Red Urbana	MWh/a	0	0	47.263
CONSUMOS ENERGÉTICOS				
Consumo de residuo	**MWh/a**	**319.302**	**319.302**	**319.302**
Consumo de residuo en proceso solo producción E	MWh/a	319.302	261.070	255.110
Consumo de resisuo en proceso producción E y H	MWh/a	0	58.232	64.192
Consumos auxiliares electricidad	**MWh/a**	**1.517**	**1.687**	**1.747**
PARÁMETROS DE EFICIENCIA PROCESO COGENERACIÓN				
PES (%)	%	n.a.	31,64%	34,36%

Se observa como en las dos alternativas analizadas se obtiene un valor de PES muy superior al requerido (>10%). Por lo tanto, en ambos casos es posible suministrar parte de la demanda térmica de un centro consumidor próximo a partir de un proceso de cogeneración de alta eficiencia.

Ambas soluciones presentan unos resultados energéticos similares y suponen procesos de cogeneración de alta eficiencia por lo que el ACB posterior será de utilidad para determinar si es beneficioso el desarrollo de alguna de ellas.

6.5. Determinación de inversiones, ingresos y gastos

6.5.1. Inversión necesaria

En primer lugar, es necesario cuantificar la inversión en la que se incurre tanto en la planta de referencia como en cada una de las alternativas estudiadas. Se han tenido en cuenta los siguientes conceptos principales:

- **Inversión en la central térmica**: esta partida cubre el suministro e instalación del rechazo de planta TMB basada en una turbina de vapor de dos etapas con una extracción intermedia.
- **Línea de transferencia de calor**: incluye la compra y la preparación del terreno para la colocación de una línea de transferencia que una la central térmica a la industria agroalimentaria en la alternativa 1 y a la red de distribución urbana en la alternativa 2, así como la construcción de las estaciones de bombeo requeridas.
- **Sistema de recuperación de calor**: incluye todos los equipos necesarios para la recuperación de calor de la central térmica, así como los posibles sobrecostes necesarios para adaptar la instalación de la central prevista.

6.5.2. Costes de explotación

Corresponden a aquellos costes derivados de las actividades habituales de explotación de la planta de referencia y de las alternativas estudiadas tales como:

- **Operación y mantenimiento** de equipos principales de la **central térmica.**
- **Operación y mantenimiento de la distribución de calor**: incluye los costes necesarios de operación y mantenimiento derivados del suministro de energía térmica a un centro consumidor. Esta partida únicamente se tiene en cuenta en las alternativas 1 y 2.

6.5.3. Ingresos y ahorros de explotación

En lo que se refiere a ingresos o ahorros de explotación, de la planta de referencia y de las alternativas estudiadas tales como:

- **Venta de calor**, corresponde a los ingresos derivados de las ventas de energía en forma de calor a la industria y a la red de distribución urbana. Esta partida se contabiliza en las alternativas 1 y 2.
- **Venta de electricidad**, ingreso correspondiente a la electricidad generada a partir de la central térmica que será vendida a red.
- **Coste evitado de tratamiento de residuos**.

6.5.4. Parámetros considerados

Los principales parámetros utilizados en el ACB son los siguientes:

- **Vida del proyecto**: a fin de analizar la rentabilidad del proyecto en un espacio de tiempo limitado, se establece que el periodo de valoración del mismo sea igual a la vida útil de sus equipos principales. En el caso de una central térmica se ha considerado un periodo de 25 años.
- **Tasa de descuento**: se ha considerado una tasa de descuento del 12%.
- **Evolución de precios**: cada uno de los costes e ingresos incluidos en la cuenta de resultados tendrá asociada una evolución específica, que se detalla en la tabla siguiente.

La tabla siguiente muestra los valores que se han utilizado para la evaluación económica de las alternativas, diferenciando entre inversión, costes e ingresos de explotación.

	Situación de referencia	Alternativa 1	Alternativa 2	Evolución
INVERSIÓN				
Inversión inicial en equipos	6.505 €/MW			-
Línea de distribución calor	-	2.000 €/metro		-
Sistema recuperación calor	-	1.045 k€	1.280 k€	-
COSTES EXPLOTACIÓN				
O&M central térmica[1]	104,02 €/MWh			1%
O&M recuperación y distribución calor	-	107.004 €	169.981 €	1%
INGRESOS				
Precio venta energía térmica	-	32,00 €/MWh		1%
Precio venta electricidad	52,00 €/MWh			-
Coste evitado del tratamiento de residuos	59,90 €/t			1%
PARÁMETROS ECONÓMICOS				
Tasa de descuento	12%			-

[1] Se ha considerado que el coste de explotación correspondiente a la central térmica es el mismo en todas las alternativas ya que la mayor parte del coste de explotación reside en la parte de tratamiento de los residuos y éstos son siempre los mismos.

6.6. Análisis económico

6.6.1. Margen bruto de explotación

Se ha determinado el flujo de caja a lo largo del periodo de vida de las alternativas planteadas. A continuación, se muestran los resultados de costes e ingresos para el primer año de explotación de cada alternativa.

		Situación de referencia	Alternativa 1	Alternativa 2
COSTES DE EXPLOTACIÓN	**k€**	**7.889**	**7.996**	**8.059**
Costes O&M Central Térmica	k€	7.889	7.889	7.889
Costes O&M sistema distribución calor	k€	0	107	170
INGRESOS DE EXPLOTACIÓN	**k€**	**12.231**	**13.376**	**13.455**
Venta de calor	k€	0	1.413	1.512
Venta de electricidad[2]	k€	3.667	3.399	3.378
Coste evitado de tratamiento de residuos	k€	8.564	8.564	8.564
MARGEN BRUTO	**k€**	**4.341**	**5.381**	**5.396**

6.6.2. Valor actualizado neto (VAN)

Finalmente es necesario obtener el VAN de cada una de las dos alternativas. La tabla siguiente muestra el VAN de cada una de las partidas para el periodo de 25 años de explotación de los equipos.

		Situación de referencia	Alternativa 1	Alternativa 2
CAPEX	**k€**	**65.414**	**67.859**	**69094**
Central Térmica	k€	65.414	65.414	65.414
Línea distribución de calor	k€	-	1.400	2.400
Sistema de recuperación de calor	k€	-	1.045	1.280
COSTES DE EXPLOTACIÓN	**k€**	**110.636**	**112.136**	**113.020**
Δ CAPEX respecto situación de referencia	**k€**	**-**	**2.445**	**3.680**
Coste O&M sistema distribución calor	k€	-	1.501	2.384
Coste O&M Central Térmica	k€	110.636	110.636	110.636
INGRESOS DE EXPLOTACIÓN	**k€**	**166.972**	**183.372**	**184.497**
Venta de calor	k€	0	19.821	21.210
Venta de electricidad	k€	46.872	43.451	43.187
Coste evitado de tratamiento de residuos	k€	120.100	120.100	120.100
MARGEN BRUTO	**k€**	**56.336**	**71.236**	**71.478**
Δ margen bruto respecto situación de referencia	***k€***	-	**14.900**	**15.142**
VAN incremental respecto a la situación de referencia	**k€**	**-**	**6.436**	**5.343**

5.7. Conclusiones

Las dos alternativas llevan asociadas cifras de VAN positivas respecto a la situación de referencia, con lo cual cualquiera de ellas se considera como una opción clasificada como rentable. No obstante, la alternativa 1 es ligeramente más beneficiosa que la alternativa 2, por lo que debería considerarse su ejecución por parte del promotor del proyecto de central térmica a partir de rechazos de planta TMB.

[2] En los ingresos correspondientes a la venta de electricidad se ha descontado el impuesto a la generación eléctrica del 7%

Anexo

1. CONTENIDO Y DOCUMENTACIÓN DEL ACB

El **ACB incluirá para cada una de las alternativas estudiadas** al menos lo siguiente:

- Memoria descriptiva general de la instalación proyectada, dentro de la cual se describirá en detalle el sistema de aprovechamiento del calor residual. Esta descripción incluirá:
  - Fuente del calor residual
  - Medio caloportador (agua caliente, vapor, aire caliente, etc)
  - Longitud de tuberías de transporte del calor
  - Eficiencia energética de equipos
- Descripción y cuantificación tanto del calor aprovechable del productor como de la demanda energética del consumidor
- Balance energético del proyecto
- Cálculo de la inversión del proyecto
- Cálculo de costes y beneficios de explotación, detallando los precios y costes unitarios que se han considerado para obtener estos costes y beneficios.
- Cálculo del VAN
- Planificación de la ejecución del proyecto

También el ACB incluirá la comparación de las alternativas estudiadas, así como una conclusión sobre la viabilidad técnica y económica del proyecto.

2. VALORES DE LOS PARÁMETROS PARA EL CÁLCULO DEL VAN

Para el cálculo del valor actual neto se tendrán en cuenta los siguientes criterios:

- Tasa de descuento: Se considerará el coste de capital para la empresa entendido como la tasa de retorno o tipo de rendimiento interno mínimo requerido de las inversiones productivas realizadas por la empresa y que tienen un riesgo similar a las planteadas en el análisis coste beneficio.
- Periodo de explotación: 25 años.

CONSIDERACIONES ADICIONALES: REDES DE CALOR Y FRÍO EFICIENTES Y COGENERACIÓN DE ALTA EFICIENCIA EN EL BORRADOR DEL PLAN NACIONAL INTEGRADO DE ENERGÍA Y CLIMA

El borrador del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima para el periodo 2021-2030, contempla la utilización de sistemas de cogeneración de alta eficiencia y/o la conexión a redes de calefacción y refrigeración eficientes en varias de las medidas recogidas en el mismo.

Concluye que la promoción de la cogeneración de alta eficiencia y de las redes urbanas de calefacción y refrigeración, así como medidas de eficiencia energética en la transformación, transporte, distribución y participación en la demanda han formado parte de la estrategia integral de eficiencia energética en las ciudades y plantea varias medidas:

- Dentro de las medidas para promover la eficiencia energética hay una dedicada a la transición en la cogeneración de alta eficiencia durante el periodo 2021-2030. Medida que pretende la transición de la cogeneración hacia la alta eficiencia de un total de 1.200 MW de instalaciones de cogeneración que utilizando gas natural y con una optimización de diseño en base a: calor útil, autoconsumo eléctrico, flexibilidad en su operación de cara al sistema eléctrico y alta eficiencia contribuyan al conjunto de los objetivos previstos en este Plan.
- Dentro de las medidas de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, se plantea la utilización de restos de poda de cultivos leñosos como biomasa para su uso por empresas de cogeneración (usos eléctricos) o en la producción de pellets (usos térmicos), lo que sustituirá combustibles fósiles. Esta medida conlleva además una reducción importante en cuanto a partículas contribuyendo así al Programa nacional de lucha contra la contaminación atmosférica
- Dentro de las medidas específicas de promoción de las energías renovables, una de apoyo al sector industrial que contempla, entre otras acciones, líneas de apoyo a industrias o redes de calor que les suministren, en función del potencial, coste y características de la tecnología, y del potencial de mejora de su huella de carbono. Otra de creación de un marco para el desarrollo de las energías renovables térmicas que contempla, entre otros aspectos que las comunidades energéticas renovables pueden desempeñar un papel muy relevante en la consecución del objetivo de aumentar la cuota de energías renovables en el consumo de calor y frío en 1,3% anuales a partir del valor alcanzado en el año 2020, principalmente en todo lo relacionado con el desarrollo de redes de calor y frío. Contempla programas de ayudas (préstamos y subvenciones) a instalaciones en edificios o redes de calor, en función de las características, potencial y costes de cada tecnología, así como potencial de mejora de la huella de carbono. Dentro de las medidas relativas a la promoción de redes de calor y frío se recoge la evaluación del potencial de uso de energías renovables y calor y frío residual en redes de calor y frío y otros usos, con desarrollos normativos incluyendo: evaluación del potencial de estas redes en nuevos desarrollos urbanísticos, desarrollo de comunidades energéticas renovables ligadas a redes de climatización incluyendo capacitación técnica en el ámbito municipal, garantizar la realización de análisis coste/beneficio en cada nuevo desarrollo urbanístico y análisis normativo e implantación de posibles medidas a potenciales usuarios.

Con todo ello, de acuerdo con el borrador del Plan, la cogeneración reduce su potencia de forma paulatina desde el valor actualmente en servicio hasta el horizonte 2030, debido, entre otros factores a que, se estima que en 2030 unos 2.400 MW de potencia de cogeneración habrán superado su vida útil regulatoria, por lo que habrán salido del régimen económico primado.

Es importante notar que, un resultado positivo del análisis coste beneficio para alguna de las alternativas consideradas siguiendo la metodología de esta guía, no determina ni lleva aparejado en modo alguno ningún tipo de mecanismo de apoyo al régimen económico de estas instalaciones.