

UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO INDUSTRIAL

PROYECTO FIN DE CARRERA

**COMPARATIVA ENTRE LA COGENERACIÓN Y LA
ENERGÍA SOLAR EN LA PRODUCCIÓN DE ACS**

AUTOR:

FRANCISCO JAVIER DOMÍNGUEZ RODRIGUEZ

MADRID, Junio de 2009

Autorizada la entrega de proyecto al alumno:

F. Javier Domínguez Rodríguez

LOS DIRECTORES DEL PROYECTO

María del Mar Cledera Castro

José Ignacio Linares Hurtado

Fdo:

Fecha:

VºBº del Coordinador de Proyectos

José Ignacio Linares Hurtado

Fdo:

Fecha:

COMPARATIVA ENTRE LA COGENERACIÓN Y LA ENERGÍA SOLAR EN LA PRODUCCIÓN DE ACS.

Autor: Domínguez Rodríguez, Francisco Javier.

Director: Cledera Castro, María del Mar; Linares Hurtado, José Ignacio.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia de Comillas.

RESUMEN DEL PROYECTO

El nuevo Código Técnico de la Edificación (CTE) exige a las viviendas nuevas o que se vayan a rehabilitar un porcentaje mínimo de cobertura solar en la preparación de ACS. Este porcentaje se puede cubrir con otras energías renovables o de alta eficiencia como por ejemplo la cogeneración. El presente proyecto pretende analizar sus cualidades y luego comparar estas dos posibilidades para determinar cuál de las dos es la más adecuada atendiendo a la zona de España en que se vaya a instalar, al número de personas, etc.

Como consecuencia de la metodología se crea una aplicación informática para cada tecnología a modo de interfaz entre el propio código fuente y el usuario que permita el diseño a cualquier persona. Esta herramienta tiene todos los datos climatológicos de España y cambiando varios parámetros permite analizar cualquier alternativa. De esta manera se sistematiza cualquier cálculo necesario, desde la demanda hasta el volumen de almacenamiento.

El estudio de cada tecnología incluye la cobertura anual, el ahorro de energía primaria respecto a un sistema sin ningún tipo de apoyo, el sistema de aporte de energía ya sea el motor de micro-cogeneración o el número de colectores solares, las emisiones anuales de CO₂ evitadas y todo el análisis de viabilidad económica, haciendo especial atención en la inversión necesaria por vivienda y en los índices económicos típicos que son: el VAN, la TIR y el periodo de retorno.

El método seguido para desarrollar el estudio pasa por obtener la información necesaria, que incluye el Real Decreto 661/2007, el CTE y el método de cálculo de instalaciones solares térmicas F-Chart. A continuación se estudia la demanda de agua y posteriormente se realizan los modelos para cada tecnología a fin de poder comparar tras haber obtenido los resultados en distintos escenarios.

A continuación se explica el uso de cada documento:

- RD 661/2007, que se encarga de la regulación de la producción de energía eléctrica en régimen especial aplicable a la cogeneración en el dimensionado y la retribución económica en la venta de la electricidad producida.
- CTE, donde aparecen las temperaturas de uso y almacenamiento, se dan las estimaciones de los consumos de agua y se determinan las exigencias mínimas de cobertura solar en función del consumo y de la zona climática donde se desee instalar el sistema.
- El proceso de cálculo F-Chart, aconsejado en el IDAE para el dimensionado de sistemas solares, se basa en datos mensuales meteorológicos medios y relaciones obtenidas de manera experimental. Este método está ampliamente aceptado como un proceso de cálculo suficientemente exacto para el dimensionado de este tipo de instalaciones.

Las localizaciones seleccionadas son La Coruña, Barcelona, Zamora, Madrid y Sevilla que representan una de las ciudades importantes de cada una de las cinco zonas climáticas en las que el CTE divide a España según la irradiación solar anual. En estas ciudades se estudian tres escenarios que son: la micro-cogeneración que se diseña para conseguir la mayor eficiencia energética y la solar en dos situaciones, cubriendo la fracción solar mínima y aportando el máximo posible; en todos estos casos el número de viviendas elegido es el mínimo para poder instalar cogeneración: 85.

Otro estudio analiza la evolución de todos los índices conforme aumentamos el número de viviendas y finalmente se realiza un estudio de sensibilidad al cambiar las hipótesis de la inflación y la subida de precio de combustibles.

Además de los casos que se comentan, se realiza una simulación del sistema solar para un edificio de 85 viviendas en Madrid, durante una semana de cada estación del año, para ver la evolución del sistema de acumulación.

Los resultados obtenidos se pueden resumir en los siguientes puntos:

- Tasas de rentabilidad de la cogeneración en torno al 17% frente a un máximo de 8% en solar. A pesar de disponer de una tarifa eléctrica superior esta no es excesiva y se podría reducir hasta 100€/MWh para obtener la misma TIR que con la energía solar térmica.
- Inversiones de 200€/vivienda para coberturas del 90% en micro-cogeneración frente a más de 700€/vivienda para coberturas del 60% en energía solar térmica.
- Periodos de retorno del 50 y 60% de la vida útil del proyecto para cogeneración y solar respectivamente, lo que supone entre 5 y 15 años.
- Siempre resulta más rentable, en el diseño del sistema solar, ceñirse a la cobertura mínima.
- La cogeneración exige no más de 3 ó 4 m² para el motor y el volumen de acumulación es igual que el de un edificio convencional. La solar, en cambio requiere un volumen 3 veces mayor y mucha superficie.
- El ahorro de energía primaria es muy superior en solar respecto a cogeneración, valores entre el 30 al 70% en comparación con valores del 17% dependiendo de la localidad, y por tanto de la cobertura. Obviamente también las emisiones evitadas son mucho mayores en solar.
- La tecnología de microcogeneración está afectada de economías de escala por lo que a mayor número de viviendas más rentable se hace frente a la solar que tiene una rentabilidad máxima fija. En ambos casos el aumento de los precios de combustibles supone un incremento en la rentabilidad.

Como conclusión final se extrae que siempre que no sea posible instalar micro-cogeneración, es decir siempre que la potencia eléctrica del motor sea menor de los 5,5kW, y esto ocurre hasta que no se supera las 80 u 85 viviendas, se debe optar por los paneles solares. En cualquier otro caso, la cogeneración es la opción más barata, rentable y además la que ofrece mayor cobertura independientemente de la zona climática, pero como contrapartida no es tan aconsejable para el medio ambiente ya que, aunque se ahorra energía primaria, se sigue emitiendo grandes cantidades de CO₂, que podrían ser anuladas si el motor se alimentase con biomasa (biogás o biodiesel).

COMPARISON BETWEEN CHP AND SOLAR THERMAL ENERGY IN THE PRODUCTION OF DOMESTIC HOT WATER.

SUMMARY

The new Technical Building Code demands to new buildings or to the ones that are going to be renovated a minimum percentage of solar coverage in the preparation of domestic hot water. This percentage can be covered with other renewable energies or with high efficiency technologies such as the combined heat and power systems (CHP). The main aim of this project is to analyze their qualities and to determine which is the most suitable depending on the geography, number of people, etc.

As a consequence of the followed methodology, an interface is created to allow anyone to design the systems. This tool contains all the data related to the weather in Spain. That means by changing some parameters it permits to analyze any alternative. In this way any calculation is systematized, from the demand of energy to the volume of the storage tank.

The study of each technology includes the annual coverage, the savings in primary energy, the characteristics of the system, it can be the engine for the CHP or the number of solar collectors, the annual CO₂ emissions avoided and a complete economic analysis, paying special attention to the investment per house, and to the economical rates such as the net present value, the payback and the profitability.

The procedure followed to develop this study, begins by obtaining all the necessary information, that includes the Royal Decree 661/2007, the Building Technical Code, and the calculation method to design solar thermal systems, F-Chart. Next, the demand of water is studied and later the models for each technology are created in order to compare the results in different scenarios.

Then the purpose of each document is explained:

- The RD 661/2007, regulates all the energy production that applies to CHP, in the design of the system and to economical remuneration in the sale of the energy produced.

- CTE, where the temperatures and the estimation of the water demand can be found. It also determines the minimum percentage that has to be covered depending on the consumption of water and on the location of the system.
- The calculation method, F-Chart, suggested by the IDAE for designing solar thermal systems, is based on monthly meteorological data and experimental correlations.

The cities chosen are: La Coruña, Barcelona, Zamora, Madrid y Sevilla, they represent each of the five climatic areas in which the CTE divides Spain according to the annual solar irradiation. In these cities three different scenarios are studied: the CHP, designed to obtain the highest efficiency and the solar system in two situations, the first one covering the minimum percentage and the other one designed to obtain the maximum. In all these cases the number of houses is 85 that correspond to the minimum number required to install CHP: 85.

Another study analyzes the evolution of all the economical rates as the number of houses increase and finally a sensitive study is made changing the hypothesis of inflation and the raise of fuel.

In addition to these cases, a 7 days simulation of the solar thermal system is made for a building of 85 houses in Madrid. This is done for each season of the year to visualize the evolution of the storage.

The results can be summarized in the following points:

- The profitability of the CHP is around 17% while the solar systems is 8% as a maximum. Despite the fact of having a special tariff, it is not excessive and it could drop until 100€/MWh to obtain the same profitability than a solar thermal system.
- The investment per house is 200€/pax for a 90% coverage CHP system compared to more than 700€/pax for solar and with just 60% of coverage.
- The payback goes from 50 to 60% of the Project life for CHP and solar respectively, that means between 5 and 15 years.
- It is always better to design the solar thermal system to cover the minimum percentage in terms of profitability.

- The required space for the engine of a CHP system is not more than 3 or 4 m² and the storage tank is as big as the one in a regular building. The solar thermal system need a tank 3 times bigger and a lot of room in the roof (more than 100m²)
- The savings in primary energy is much superior in the solar option, a range between 30 and 70% in compariso with a 17%, depending on the location. In the same way the emissions avoided are much more in solar.
- The CHP technology is affected by scale economy, therefore the more houses there are, the more profitable it is compared to the solar option that has a fixed profitability. In both cases, the raise in the fuel price increases the profitability of the technology.

To sum up, it can be said that when it is not possible to install a CHP system, because of the small power required (less than 5,5 kW), and that happens when the number of houses is less than 80 or 85, the only option is the solar thermal system. If this is not the case, the CHP is the cheapest, most profitable and is the one that offers the maximum coverage independently on the location. On the other hand it is not that advisable for the environment, because despite the fact that it saves primary energy, it keeps polluting, unless the it uses biofuel such as biodiesel or biogas.

Índice

Capítulo 1	Introducción	1
1	Motivación del proyecto.....	2
1.1.	Entorno actual energético.....	2
1.2.	El desarrollo sostenible.....	3
1.3.	Edificios y viviendas	3
1.4.	Soluciones.....	4
2	Objetivos	7
3	Metodología y herramientas empleadas	8
Capítulo 2	Tecnologías.....	9
1.	Cogeneración.....	9
1.1.	Motores de combustión interna	10
1.2.	Turbinas de gas.....	12
1.3.	Turbinas de vapor	13
1.4.	Pilas de combustible	14
1.5.	Elección del sistema	14
1.6.	Resumen	15
2.	Paneles solares.....	16
2.1.	Funcionamiento.....	16
2.2.	El colector de placa plana.....	18
2.3.	El colector de tubo de vacío	19
2.4.	Rendimiento.....	20
2.5.	Resumen	22
Capítulo 3	Marco legal.....	23
1.	Código Técnico de la Edificación	23
2.	Real Decreto 661/2007.....	25
3.	Ayudas económicas	29
Capítulo 4	Modelo.....	31
1.	Demanda energética.....	31

2. Cogeneración	35
2.1. Modelo Técnico	35
2.2. Análisis económico	40
3. Solar.....	46
3.1. Modelo Técnico	46
3.2. Análisis Económico.....	52
4. Simulación del sistema.....	54
<i>Capítulo 5 Herramienta Desarrollada.....</i>	<i>59</i>
1 Cogeneración.....	59
2 Solar.....	62
<i>Capítulo 6 Resultados</i>	<i>65</i>
1 Comparativa entre ciudades tipo.....	65
2 Madrid	70
3 Análisis de sensibilidad.....	74
4 Modificaciones en la tarifa eléctrica	77
5 Simulación sistema solar.....	79
<i>Capítulo 7 Conclusiones.....</i>	<i>82</i>
<i>Capítulo 8 Bibliografía.....</i>	<i>85</i>
<i>Capítulo 9 Anexos</i>	<i>87</i>
1. Tablas.....	87
2. Código fuente	92
2.1. Cogeneración	92
2.2. Solar.....	101
3. Datos técnicos.....	111

Índice de ilustraciones

Ilustración 1. Reparto del consumo energético en el sector doméstico en España. (IDAE07).....	4
Ilustración 2. Área de captadores instalados anualmente.(IDAE)	6
Ilustración 3. Esquema general de un sistema sin cogeneración.	9
Ilustración 4. Esquema general de un sistema con cogeneración.....	9
Ilustración 5. Esquema del aprovechamiento del calor residual en un motor. (Motores DACHS).....	12
Ilustración 6. Radiación incidente y absorción en un colector solar. (CENS02).....	17
Ilustración 7. Colector solar de placa plana (CENS02).....	18
Ilustración 8. El colector solar de tubo de vacío. (CENS02).....	19
Ilustración 9. Rendimiento de un colector solar. (Elaboración propia)	21
Ilustración 10. Balance de energía en un colector (VGR_04).....	21
Ilustración 11. Mapa de España con las zonas climáticas. (CTE HE 4).....	24
Ilustración 12. Complemento por eficiencia en cogeneración. (Elaboración propia)	28
Ilustración 13. Actividad de la Legionela según temperatura. (ITE 02-09)	31
Ilustración 14. Perfil del consumo de ACS.....	32
Ilustración 15. Factor de simultaneidad.	33
Ilustración 16. Características técnicas de diversos motores de cogeneración. (Elaboración propia)	36
Ilustración 17. Volumen de acumulación por persona en cogeneración....	37
Ilustración 18. Contribución trimestral a la demanda en cogeneración.	38

Ilustración 19. Características económicas del motor de cogeneración. (Elaboración propia).....	41
Ilustración 20. Flujos de caja acumulado en cogeneración.	46
Ilustración 21. Colocación de los colectores solares.....	51
Ilustración 22. Flujos de caja acumulado los 15 primeros años en solar.....	53
Ilustración 23. Evolución de los flujos de caja los 10 últimos años en solar.	54
Ilustración 24. Esquema para la simulación del sistema de ACS.	56
Ilustración 25. Interfaz desarrollada para sistemas de cogeneración.	61
Ilustración 26. Inserción de valores manualmente de un panel.....	62
Ilustración 27. Interfaz desarrollada para es sistema solar de ACS.	64
Ilustración 28. Comparativa de la TIR en función de las zonas y tecnologías.	66
Ilustración 29. Comparativa del PR en función de las zonas y tecnologías.	66
Ilustración 30. Comparativa de la inversión por vivienda en función de las zonas y tecnologías.....	67
Ilustración 31. Comparativa del VAN en función de las zonas y tecnologías.	67
Ilustración 32. Comparativa de las emisiones de CO ₂ en función de las zonas y tecnologías.....	68
Ilustración 33. Comparativa de la inversión por Tn de CO ₂ en función de las zonas y tecnologías.	69
Ilustración 34. Comparativa del ahorro en energía primaria en función de las zonas y tecnologías.	69
Ilustración 35. Evolución de la TIR y de la inversión en cogeneración con el número de viviendas.....	71

Ilustración 36. Evolución de la TIR y de la inversión en solar con el número de viviendas.....	71
Ilustración 37. Evolución de las emisiones y de la inversión por tonelada en cogeneración con el número de viviendas.....	73
Ilustración 38. Evolución de las emisiones y de la inversión por tonelada en solar con el número de viviendas.	73
Ilustración 39. Evolución del periodo de retorno con el número de viviendas.	74
Ilustración 40. Sensibilidad de la TIR al aumento anual del precio de combustible y de la inflación.....	74
Ilustración 41. Sensibilidad del VAN al aumento anual del precio de combustible y de la inflación en cogeneración.....	76
Ilustración 42. Sensibilidad del VAN al aumento anual del precio de combustible en solar.....	76
Ilustración 43. Rentabilidad de la cogeneración al modificar la tarifa eléctrica.....	78
Ilustración 44. Evolución de la tarifa eléctrica y rentabilidad según las viviendas.....	79
Ilustración 45. Evolución de la temperatura del acumulador en un día. ...	80
Ilustración 46. Evolución semanal de la temperatura del acumulador en las 4 estaciones del año.	81

Índice de tablas

Tabla 1. Datos técnicos de motores de gas natural. (LINA09)	11
Tabla 2. Resumen de las características de las distintas opciones de cogeneración. (Elaboración propia).	15
Tabla 3. Características de distintos tipos de colectores solares. (Elaboración propia).....	20
Tabla 4. Zonas climáticas según la irradiación solar. (CTE HE 4)	23
Tabla 5. Contribución solar mínima en % (CTE HE 4).....	24
Tabla 6. Tarifas y primas de la venta de energía eléctrica con cogeneración. (ITC-3802-2008)	26
Tabla 7. Rendimiento eléctrico mínimo según combustible y potencia. (RD 661/2007).....	27
Tabla 8. Ocupación y demanda de ACS mensual.	35
Tabla 9. Flujos de energía trimestral en cogeneración.	38
Tabla 10. Análisis económico del sistema de cogeneración.....	45
Tabla 11. Fracciones solares mensuales.....	49
Tabla 12. Análisis económico del sistema de energía solar.	53
Tabla 13. Evolución de la TIR y la inversión según el número de viviendas.	70
Tabla 14. Evolución de las emisiones y su inversión según el número de viviendas.	72
Tabla 15. Sensibilidad de la TIR según la inflación y de la subida de los combustibles.	75
Tabla 16. Sensibilidad del VAN según la inflación y de la subida de los combustibles.	77

Tabla 17. Evolución de la tarifa eléctrica y de la rentabilidad en función del número de viviendas.....	78
Tabla 18. Resumen comparativo de las dos tecnologías.....	84

Capítulo 1 INTRODUCCIÓN

Este estudio pretende comparar la cogeneración y la energía solar térmica para su aplicación en el sector residencial con el fin de suministrar parte del agua caliente sanitaria demandada en un edificio o grupo de viviendas. Además se muestra cómo se dimensionan ambos sistemas y se realiza un análisis de viabilidad económica. Para poder realizar esto se necesita, conocer las restricciones técnicas del problema como el marco retributivo fijado por la legislación vigente, que a su vez también condiciona el dimensionado del equipo.

El primer capítulo es la introducción del proyecto en la que se explica el por qué del mismo y los objetivos que se persiguen.

En el capítulo segundo y tercero se explican las tecnologías disponibles a día de hoy para cada una de las partes del estudio y el marco legal en el que se mueven, y que como se ha comentado afectan enormemente. Se hace especial hincapié en el Real Decreto 661/2007, ya que éste marca enormemente la rentabilidad de la cogeneración, pues se indica como se realiza la actualización de la tarifa de venta de energía eléctrica.

Todo el capítulo cuarto está dedicado a explicar el proceso de cálculo seguido para el dimensionado de las instalaciones y del análisis económico.

En el capítulo quinto, se muestran las herramientas desarrolladas, que permiten la sistematización y facilitan todo el proceso de cálculo que se explicó durante el capítulo anterior.

En los capítulos sexto y séptimo, se muestran tanto gráfica como numéricamente los resultados obtenidos con las herramientas desarrolladas y se comentan las conclusiones obtenidas.

Tras un capítulo de referencias se recogen en los anexos las tablas con datos climatológicos de las cinco ciudades estudiadas, hojas de características del motor y del colector usados en el estudio y todo el código fuente de los programas.

1 Motivación del proyecto

1.1. Entorno actual energético

La energía como bien de consumo está íntimamente ligada a nuestro estilo de vida, y su utilización ha permitido alcanzar el elevado nivel actual de desarrollo de los países industrializados. El incremento del consumo energético guarda una estrecha relación con el crecimiento de la población y el nivel de riqueza per cápita y, a su vez, es el principal condicionante del impacto medioambiental asociado a la energía.

El crecimiento económico experimentado en los últimos años ha ido acompañado por tanto de un aumento paralelo del consumo energético basado fundamentalmente en la utilización de recursos naturales fósiles. Esto ha supuesto, por una parte, un aumento de las emisiones de gases de efecto invernadero y por otra su posible agotamiento en un plazo más o menos largo. Es necesario romper este paralelismo entre el crecimiento económico y el consumo energético, tratando de que la población no tenga que renunciar a las cotas de bienestar alcanzadas, lo que se denominará "desarrollo sostenible".

En la actualidad, según el informe (IEA_07) (IEA_08), alrededor del 80% de la energía final que se consume procede de combustibles fósiles (34,4% del petróleo, 26% del carbón y el 20,5% del gas natural). Por otro lado si siguen las tendencias actuales, de aquí al año 2030 se prevé que la demanda de energía se incrementará en cerca del 50%.

Recientes estudios establecen que alrededor del 65% de las emisiones totales mundiales de gases de efecto invernadero de origen antropogénico están relacionadas con la energía (26% energía eléctrica, 19% sector

industrial el 13% sector transporte y el 8% a viviendas y edificios) [IIDS09].

Existe conciencia de que la sociedad actual consume sus recursos naturales a un ritmo que puede amenazar su existencia, genera residuos sólidos y gaseosos que los ecosistemas naturales no pueden absorber sin quedar afectados, y como consecuencia se producen escenarios de desequilibrio entre las generaciones actuales y de incertidumbre para las generaciones futuras.

1.2. El desarrollo sostenible

El término “desarrollo sostenible”, como se dejó entrever anteriormente, representa ese balance entre la satisfacción de las necesidades actuales y las futuras, ofreciendo alternativas de crecimiento tecnológico y social que reduzcan los riesgos que suponen las tendencias de crecimiento actual. La idea de sostenibilidad se debe contemplar desde tres puntos de vista: ambiental, social y económico

Existe prácticamente unanimidad entre los expertos de la falta de sostenibilidad del actual modelo energético, por lo que es preciso realizar cambios en el desarrollo de la sociedad para conseguir que sea equilibrado. Hay que conciliar la forma de vida actual con los cambios que es preciso introducir.

1.3. Edificios y viviendas

El consumo de energía en los edificios comerciales y residenciales representa una fracción muy importante del balance energético de un país. Los edificios se proyectan y construyen para varias décadas. Las consideraciones sobre su eficiencia energética adoptadas en la fase de diseño son más importantes, y posiblemente menos onerosas, que las que se pueden realizar una vez finalizada la construcción.

El consumo de energía en los hogares españoles de acuerdo con los datos del Instituto Nacional de Estadística y del IDAE, es uno de los más bajos

de la UE-15, situándose en 2005 en 1,1 tep/hogar, inferior al 1,65 medio de la UE-15. El problema surge al observar que España va aumentando este consumo mientras que los países más desarrollados muestran estabilidad. Por otro lado, si se compara el consumo de energía con el PIB (intensidad energética tep/€), España está aún por debajo de países como Alemania y Francia, pero mientras que en estos países tiende a disminuir en España tiende a aumentar. Esta tendencia es aún más evidente en los consumos energéticos de los países en desarrollo. Si estos últimos alcanzaran los consumos por habitante para los países desarrollados no habría recursos energéticos naturales suficientes para todos.

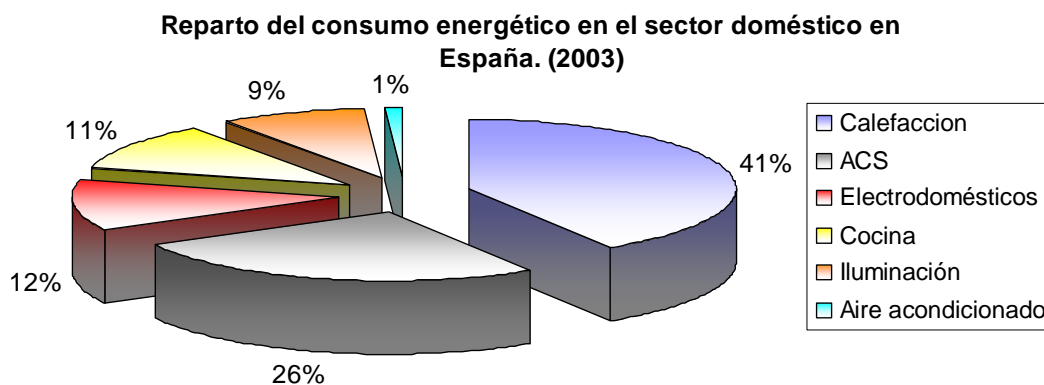


Ilustración 1. Reparto del consumo energético en el sector doméstico en España. (IDAE07)

1.4. Soluciones

Con el propósito de intentar solventar parte del problema que se menciona, se decide atacar al consumo de los edificios en particular al 20% que representa la producción de agua caliente sanitaria. A tal efecto el Código técnico de la Edificación con el fin de intentar dotar a los edificios de nueva construcción o que se vayan a rehabilitar de cierta sostenibilidad obliga al uso de energías renovables para la contribución de ACS. Este es un pequeño paso pero necesario para que el mundo empiece a cambiar de mentalidad y poco a poco se introduzcan cada vez más en las vidas las energías renovables.

Las dos soluciones que se plantean en el presente proyecto son la energía solar y la cogeneración, por lo que se compararán y se determinará la más indicada a cada situación para llevar a cabo el plan del CTE.

1.4.1. Cogeneración

Por una parte la cogeneración en España ofrece un amplio potencial en el sector residencial y terciario: 6.414MWe de los cuales sólo un 3% está ya instalado [LINA09].

Si se observa la evolución de la potencia instalada en el sector industrial llama especialmente la atención que desde el año 2.000 prácticamente no se hayan instalado nuevas unidades. Las razones de este estancamiento son económicas y se deben al pasado marco legal que la regulaba, el Real Decreto 436/2004. Este RD no estaba dotado de los mecanismos necesarios para compensar el fuerte incremento del precio del gas natural y además el criterio de diseño que se favorecía era minimizar la producción eléctrica con lo que se corría el riesgo de producir plantas muy sensibles al coste de la energía primaria.

Con el nuevo Real Decreto 661/2007 que sucede al RD 436/2004, este problema pasado se ha solventado mediante una actualización automática de tarifas y se promueve enormemente la microcogeneración, es decir, unidades de potencia menor de 50kWe con tarifas eléctricas muy elevadas que garantizan unos retornos razonables.

1.4.2. Energía solar

Con una irradiación anual de entre 1.200 y 1.900kWh/(m².año), España ofrece unas condiciones muy favorables para el aprovechamiento de la energía solar. Aparte del calentamiento de piscinas, donde los sistemas solares térmicos ya representan la tecnología más común, hoy día la aplicación principal para las instalaciones solares térmicas es la producción de agua caliente sanitaria.

El suministro de energía anual media proporcionado por el Sol sobre cada metro cuadrado equivale al contenido energético de 100 litros de petróleo en las latitudes medias y hasta 230 en las zonas desérticas. Los sistemas solares térmicos actuales pueden aprovechar un porcentaje comprendido entre el 30 y el 60% de la irradiación solar incidente sobre el captador [PEUS05].

En España, el primer despegue del mercado para instalaciones solares térmicas tuvo lugar a finales de los 70 y principios de los 80. Tras unos pocos años, el mercado sufrió nuevamente una caída y quedó estancado a un nivel muy bajo, debido al descenso de los precios de la energía, así como al insuficiente rendimiento y fiabilidad de muchos de los sistemas instalados.

La Ilustración 2 representa la superficie de captadores instalados anualmente en España. Se debe considerar que esta representación sólo tiene en cuenta las instalaciones registradas por los programas de subvenciones, siendo el número total algo mayor.

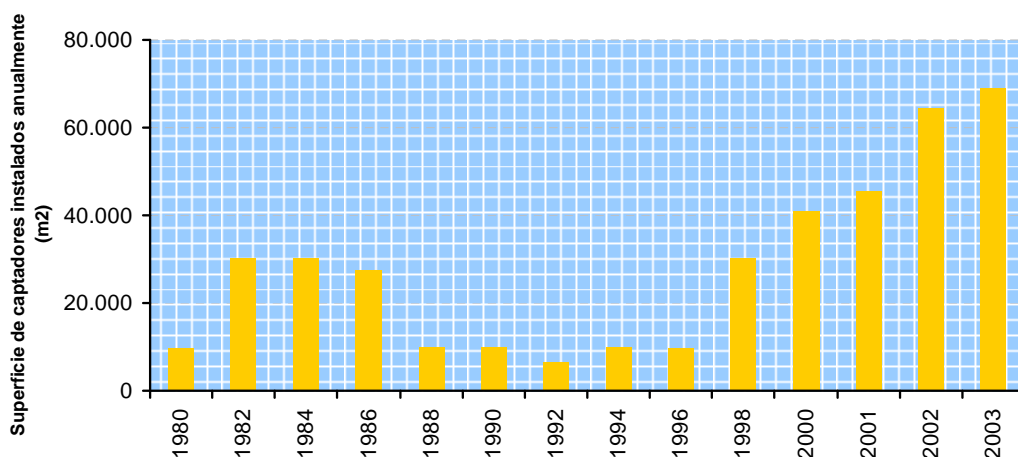


Ilustración 2. Área de captadores instalados anualmente.(IDAE)

Desde finales de los años 90 se ha registrado un nuevo y considerable crecimiento en el mercado de las instalaciones solares térmicas. Este desarrollo se debe, por un lado, a los programas de subvenciones. Por otro

lado, el desarrollo puede atribuirse al crecimiento económico del país y al sector de fabricantes e instaladores más especializados.

2 Objetivos

El fin del proyecto es realizar un estudio tanto técnico como económico del uso de la cogeneración y de la energía solar térmica de baja temperatura para cubrir el porcentaje de agua caliente sanitaria exigido por el Código Técnico de la Edificación. Con este análisis se persigue determinar cuál de las dos opciones es la más conveniente usar atendiendo a distintos aspectos como: rentabilidad, cobertura y emisiones.

El estudio se va a apoyar en 5 ciudades tipo, representativas de las 5 zonas climáticas en la que el CTE divide a España de modo que las conclusiones obtenidas se puedan extrapolar a todo el país.

Para el cumplimiento de este objetivo se realizarán los siguientes pasos:

- Crear un modelo informático que sistematice el cálculo de la demanda de agua caliente y la energía requerida en función del número de viviendas, personas por vivienda, ciudad, temperaturas elegidas de uso y preparación y según el perfil de consumo elegido.
- Crear un modelo informático que sea capaz de dimensionar una instalación de cogeneración. Además deberá indicar los flujos de energía y la viabilidad de la misma.
- Crear un modelo informático que sea capaz de dimensionar una instalación de energía solar según el método F-Chart. Además deberá indicar los flujos de energía y la viabilidad de la misma.
- Crear un modelo informático que permita simular la evolución del sistema solar previamente diseñado, durante una semana.
- Finalmente crear dos interfaces, una para cada tecnología, que a modo de programa permitan el diseño de cualquier sistema de una

manera sencilla, como un software que se pueda aprovechar para usos posteriores.

3 Metodología y herramientas empleadas

El comienzo del estudio empezó por recopilar la información necesaria en cuanto a la legislación involucrada, esta es, el Código Técnico de la Edificación, en particular la sección HE-4 que trata sobre la contribución solar mínima de agua caliente sanitaria y el Real Decreto 661/2007 en el que se especifica el régimen tarifario de la generación eléctrica en régimen especial; esta parte es la que afecta a la cogeneración.

Seguidamente se creó el modelo matemático en EES© (Engineering Equation Solver) para el dimensionado del sistema de cogeneración.

Para realizar el otro modelo, previamente se estudió el proceso de cálculo aconsejado en el IDAE para sistemas solares, el F-Chart, y se buscaron distintos tipos de colectores.

Como ampliación se decidió posteriormente simular el sistema solar durante una semana de cada mes, para observar el comportamiento del sistema.

Tras tener todos los modelos, tanto técnicos como económicos se analizaron las ciudades de La Coruña, Barcelona, Zamora, Madrid y Sevilla para un supuesto de 85 viviendas y con 3 personas por vivienda y se analizaron los resultados.

El siguiente estudio consistió en analizar cómo varían esos resultados para una única ciudad, Madrid, variando el número de viviendas de 85 a 200.

Y finalmente se realizó un análisis económico de sensibilidad variando las principales hipótesis que se hacen para el estudio de rentabilidad: la inflación y la subida del precio del combustible.

Capítulo 2 TECNOLOGÍAS

1. Cogeneración

El objetivo de la cogeneración es producir simultáneamente trabajo y calor. El trabajo puede ser aplicado a usos directos, como el accionamiento de compresores, bombas, etc. aunque lo normal y es lo que se supondrá en este proyecto es que sea aplicado a mover un alternador para producir energía eléctrica. El calor debe ser “útil”, es decir, empleado en satisfacer una demanda térmica. La ventaja es su mayor eficiencia energética porque el calor residual es aprovechado en vez de disiparse a la atmósfera o a una masa de agua.

Al instalar un sistema de cogeneración se cambia el flujo de energías ya que se puede incluso pasar a no consumir energía exterior. El esquema de la Ilustración 3 muestra, el típico consumidor de gas y electricidad.

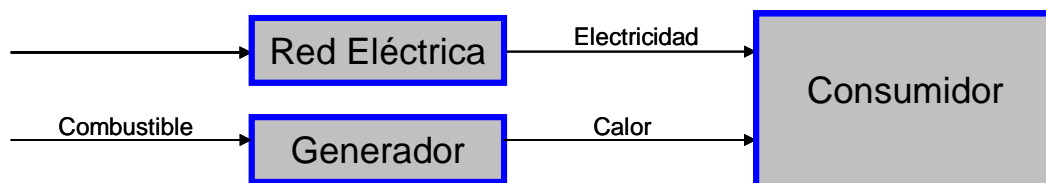


Ilustración 3. Esquema general de un sistema sin cogeneración.

En la Ilustración 4, lo que varía es que todo el gas es usado para calentar y a la vez para generar electricidad que puede ser usada o vendida, este último caso es el que se considerará ya que es el más rentable.

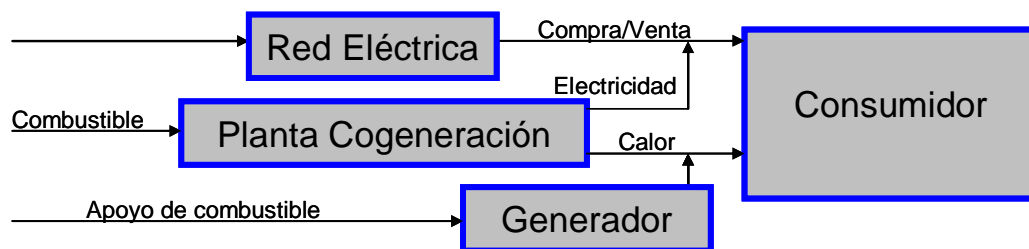


Ilustración 4. Esquema general de un sistema con cogeneración.

Se debe distinguir entre cogeneración dentro del sector industrial y del residencial. Lo que caracteriza la demanda térmica del sector residencial es la gran variabilidad tanto a lo largo del día como de forma estacional. Mientras que en la industria el régimen de funcionamiento es uniforme, pudiendo dimensionar los equipos por potencia, ya que durante todas las horas de funcionamiento la demanda será la misma, en una vivienda es preciso dimensionar los motores con poca potencia de modo que se almacene la energía excedentaria para poder aprovecharse en los momentos de punta. Por tanto en este sector se necesita la colocación de acumuladores térmicos que den al sistema la inercia suficiente.

El equipo de accionamiento de un sistema de cogeneración es fundamental para clasificarlo. Las principales tecnologías disponibles son:

- a. Motores de combustión interna
- b. Turbinas de gas
- c. Turbinas de vapor
- d. Pilas de combustible

A su vez dentro de esta clasificación se pueden dividir según el combustible; gas natural, gasóleo, fuel, ...

1.1. Motores de combustión interna

Los motores alternativos son una tecnología perfectamente conocida y asentada debido a su extensiva implantación en el sector transporte. Derivados de él surgieron los motores para aplicaciones estacionarias, ya sea como grupos de emergencia, principalmente con motores diesel, o como motores en aplicaciones de cogeneración industrial. En éstas los grandes motores (decenas de MW eléctricos) son de gasóleo o fuel, mientras que los de menores potencias (por debajo de 8 MW eléctricos) son principalmente de gas natural u otros combustible ligeros. En la actualidad existen motores alternativos de gas natural de pequeño tamaño

(desde 5,5 kWe) adecuados para aplicaciones de cogeneración en el sector residencial.

Los motores alternativos de gas natural son la opción más adecuada para sistemas de cogeneración en el sector residencial ya que tienen un bajo coste de adquisición y son fáciles de instalar y mantener, tienen una alta fiabilidad y eficiencia y un bajo nivel de emisiones

Electricidad, E (kW)	5,5	100	300	1000
Energía primaria, Q (kW)	20,5	303	882	2.632
Calor recuperado, V (kW)	12,5	164	445	1.084
Eficiencia eléctrica, η_e (%)	27	33	34	38
Eficiencia global, R (%)	88	87	84	79
Eficiencia térmica, V/Q (%)	61	54	50	41
Relación trabajo/calor, E/V (%)	44	61	67	92
Inversión, I (€ ₀₉ /kWe)	3.095	1.360	1.169	952
Mantenimiento, OM (€ ₀₉ /MWhe)	28,4	18,1	13,1	9,1

Tabla 1. Datos técnicos de motores de gas natural. (LINA09)

Los motores pequeños se comercializan normalmente en unidades encabinadas con todas las fuentes de calor integradas de modo que el calor disponible se entrega en forma de una única corriente de agua caliente hasta 110° C.

Un motor alternativo dispone de hasta cuatro fuentes de calor recuperable: gases de escape, agua de refrigeración del motor, agua de refrigeración del aceite y agua de refrigeración del turbocompresor. En los motores pequeños normalmente no se dispone de la última, si bien pueden aprovecharse otras como la refrigeración del alternador.

La vida media del motor oscila entre las 80.000 horas para motores pequeños (unos 10 años) y 20 años para los más grandes.

En cuanto a la recuperación del calor en los motores, el esquema depende del tamaño del mismo. La Ilustración 5 muestra una disposición habitual para motores pequeños de cogeneración donde el agua de refrigeración

del motor recoge el calor de los gases de escape, el aceite y el alternador dirigiendo este agua caliente al intercambiador de calor en cuyo secundario se obtendrá el calor recuperado.

Aunque conceptualmente el sistema no difiere mucho del basado en turbinas de gas, existen sin embargo diferencias importantes. Con los motores alternativos se obtienen rendimiento eléctricos más elevados pero, por otra parte, con una mayor dificultad de aprovechamiento de la energía térmica, ya que posee un nivel térmico muy inferior, y además se encuentra más repartida (gases de escape y circuitos de refrigeración del motor).

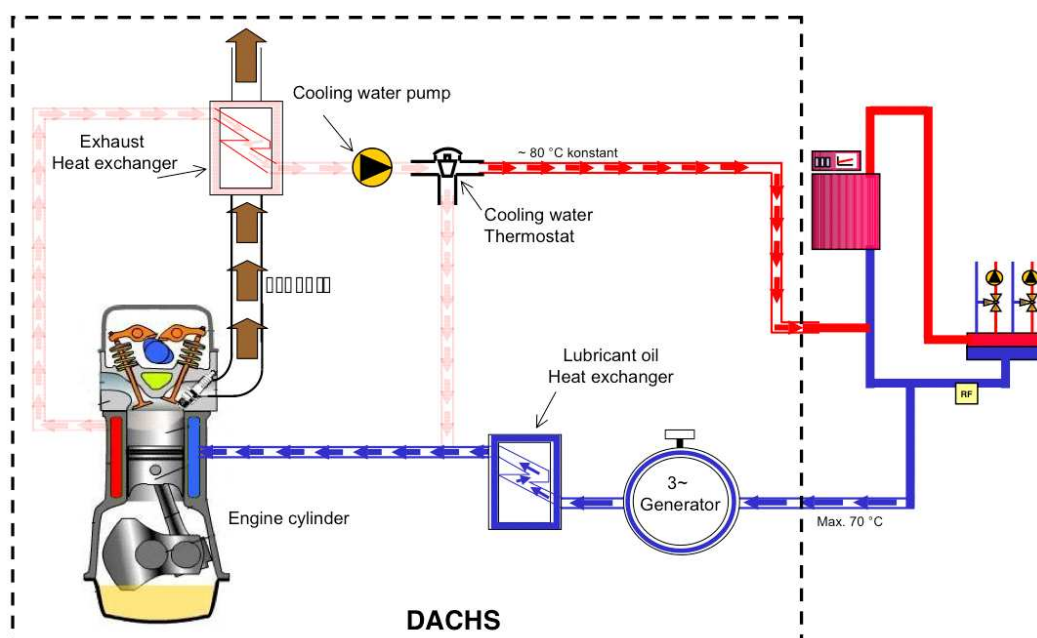


Ilustración 5. Esquema del aprovechamiento del calor residual en un motor. (Motores DACHS)

1.2. Turbinas de gas

En este grupo se incluyen las grandes turbinas (de 1 a 50 MW), que sólo tienen aplicaciones industriales, y las micro-turbinas (entre 30 y 350 kW) que tienen su campo de aplicación ideal en el sector residencial. La idoneidad de las micro-turbinas no es sólo fruto de su menor tamaño, sino también de su mayor potencial para aprovechamiento del calor residual,

ya que la temperatura de los gases ronda los 400° C, muy por encima de los 110° de los motores.

Las micro-turbinas son pequeñas turbinas de gas que disponen de un intercambiador que extrae el calor remanente de los gases de salida de la turbina para su aprovechamiento.

Tienen una vida estimada por encima de las 80.000 horas de funcionamiento con una alta fiabilidad dada la simplicidad de su diseño básico y el número reducido de piezas en movimiento (sólo un 2% de falta de disponibilidad debido a paradas no programadas).

1.3. Turbinas de vapor

Aunque la turbina de vapor en sí tiene un precio competitivo respecto al de otros equipos de accionamiento de sistemas de cogeneración, el coste de la caldera, el sistema de combustible, los sistemas de canalización y control del vapor y el diseño a la medida de estas instalaciones hace que un sistema de cogeneración basado en esta tecnología sólo sea viable en grandes instalaciones industriales que dispongan en abundancia de combustibles adecuados y a bajo coste.

El único uso posible en el sector residencial consistiría en la inclusión de una turbina de vapor entre una caldera de vapor, de las que se utilizan en algunos países para la calefacción en grandes zonas residenciales o instituciones (universidades, por ejemplo), y el sistema de distribución. Esos sistemas de calefacción de distrito no han llegado a implantarse en España, por lo que las turbinas de vapor no constituyen una alternativa viable en el sector residencial español. El sistema genera menos energía eléctrica (mecánica) por unidad de combustible que su equivalente con turbina de gas; sin embargo el rendimiento global de la instalación es superior.

Dependiendo de la presión de salida del vapor de la turbina se clasifican en turbinas a contrapresión, en donde esta presión está por encima de la

atmosférica, y las turbinas a condensación, en las cuales ésta está por debajo de la atmosférica y han de estar provistas de un condensador. En ambos casos se puede disponer de salidas intermedias, extracciones, haciendo posible la utilización en proceso a diferentes niveles de presión.

1.4. Pilas de combustible

Se trata de sistemas de conversión directa de energía por medios electroquímicos. Son por tanto dispositivos capaces de transformar la energía química del combustible en electricidad sin necesidad de recurrir a un ciclo termodinámico.

Las pilas de combustible prometen llegar a ser un sistema limpio, silencioso y eficaz de generación de energía y tiene un gran futuro en la cogeneración, incluso en usos residenciales. Sin embargo, la tecnología no está aún madura y se carece de experiencia en cuanto a su durabilidad y fiabilidad. Esto hace que los costes de adquisición sean aún altos, los servicios de apoyo escasos y el riesgo tecnológico difícil de cuantificar.

Hay múltiples tipos con características de funcionamiento y eficiencia muy distintas, por lo que permiten ofrecer soluciones a una amplia gama de demandas.

1.5. Elección del sistema

A la hora de elegir un determinado sistema de cogeneración, habrá que plantearse, las necesidades energéticas, las horas de utilización y el número de paradas al que se va a someter, la disponibilidad del combustible, etc.

A continuación se presenta en la Tabla 2 un resumen para las 3 principales tecnologías:

<i>Opciones tecnológicas en cogeneración</i>	<i>Turbina vapor</i>	<i>Turbina gas</i>	<i>Motores de combustión interna</i>
Potencia eléctrica (MWe)	0,5 a 100 Mejor > 10	0,1 a 200 Mejor de 2 a 50	0,005 a 50 Mejor < 10
Combustible	Todo tipo, mejor combustibles de desecho	Líquidos y gaseosos, limpios y caros	Líquidos y gaseosos, líquidos pesados
Ahorro energía primaria (%) ¹	10 a 25	20 a 40	15 a 30
Calidad del calor	Vapor de 100 a 300°. Latente	Gases a 400 600°. Sensible	Gases 400° Agua 90° Aceite 80°

Tabla 2. Resumen de las características de las distintas opciones de cogeneración. (Elaboración propia).

1.6. Resumen

En resumen la cogeneración es una buena solución como sistema de conversión de energía ya que posee un elevado rendimiento energético global por lo que se ahorra energía primaria y contribuye por tanto a la independencia energética de España. Además se favorece la diversificación energética, y las compañías eléctricas pueden rebajar la potencia de reserva.

La cogeneración genera energía eléctrica dentro del concepto de generación distribuida, que significa que el generador ya no es una gran

¹ Los valores que se presentan son más elevados de lo que se obtienen ya que se refieren a otra manera de determinar este índice.

central eléctrica lejos del consumidor, sino que una serie de consumidores producen menores cantidades de electricidad cerca del resto de consumidores. Este nuevo esquema presenta varias ventajas para el sistema eléctrico, como son la reducción de las pérdidas de transporte, la disminución del impacto ambiental de las líneas de transporte a grandes distancias y el efecto de redundancia y seguridad ante fallos de las grandes centrales.

Al cogenerador le reporta beneficios económicos y le permite ser independiente del suministro eléctrico exterior, ya que pueden trabajar en isla.

Como contrapartida el usuario ve incrementada la complejidad de su producción energética, algo que en principio es ajeno a él. También depende de la legislación vigente y por tanto le supone un riesgo económico. En cuanto a la localización se pueden crear ciertos problemas en la regulación de la red eléctrica al existir varios equipos en paralelo.

2. Paneles solares

La otra tecnología que se plantea en el proyecto es la solar. Un colector solar es un tipo especial de conversor térmico que transforma radiación solar en energía térmica utilizable. Se basa en la captación de energía mediante cuerpos expuestos a la radiación, preferentemente de color oscuro con el fin de mejorar la conversión. Usualmente, el dispositivo se utiliza para calentar un fluido que circulando por el colector transfiere la energía a un sistema de almacenamiento para el uso final en el momento de la demanda.

2.1. Funcionamiento

El funcionamiento se basa en el efecto invernadero; la radiación solar atraviesa en su mayor parte la cubierta que puede ser de vidrio o material plástico y llega al absorbedor, que es la parte del colector, generalmente metálica, en donde se efectúa la conversión de energía, éste se calienta y

por tanto emite a su vez otra radiación con una longitud de onda mayor que la solar. Para ese tipo de radiación menos energética la cubierta es opaca, lo que quiere decir que dichas ondas electromagnéticas son reflejadas constantemente y quedan atrapadas en el interior del colector. El vidrio también se calienta y empieza a emitir, aproximadamente la mitad de la radiación se difunde al exterior y la otra mitad vuelve al interior y contribuye a calentar aún más el absorbedor.

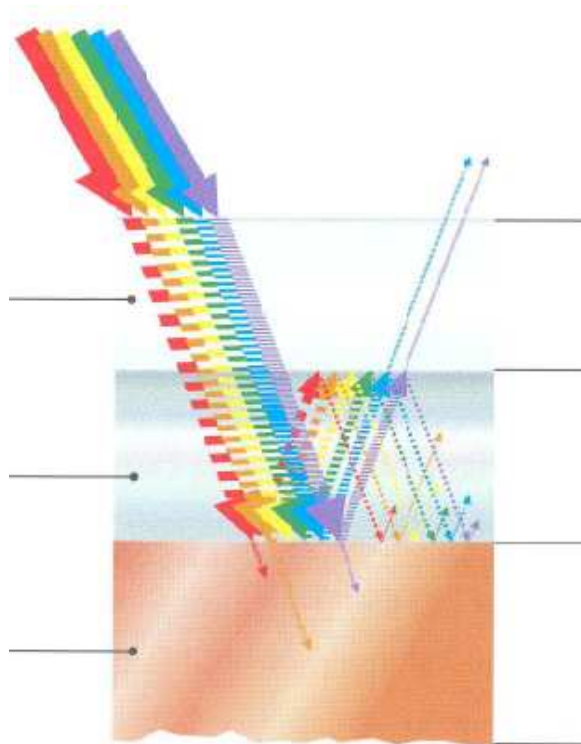


Ilustración 6. Radiación incidente y absorción en un colector solar. (CENS02)

Para conseguir que se produzca bien dicho efecto la cubierta debe cumplir ciertas cualidades físicas: alto coeficiente de transmisión de la radiación solar, baja transmisividad para longitudes de onda más larga y un bajo coeficiente de conductividad térmica para que dificulte el paso de calor desde la superficie interior hacia la exterior y así mejorar el rendimiento.

2.2. El colector de placa plana

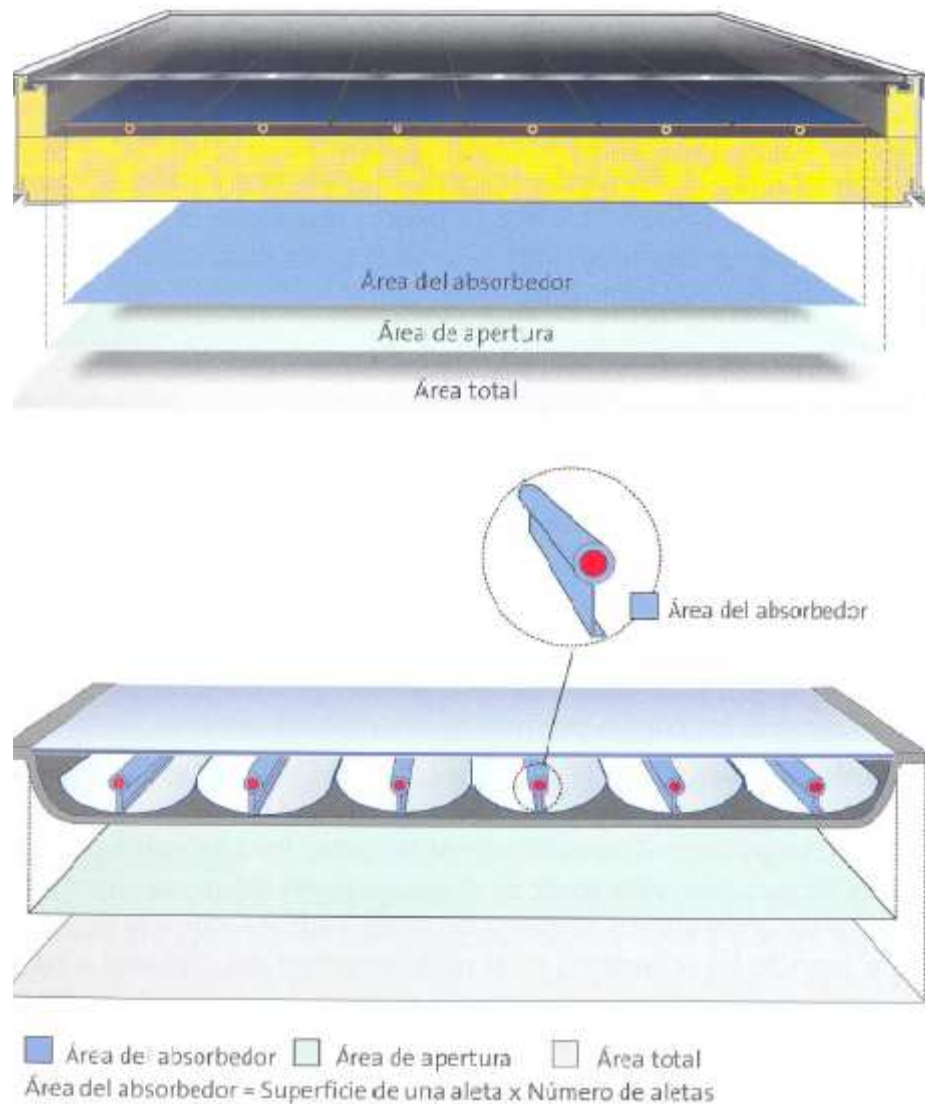


Ilustración 7. Colector solar de placa plana (CENS02)

Los colectores de placa plana son habituales en aplicaciones donde se requiere disponer de energía térmica a temperaturas moderadas. Aprovechan tanto la radiación difusa como la directa y requieren un mantenimiento prácticamente nulo.

Para intentar disminuir las pérdidas se pueden colocar cubiertas doble o incluso aplicar un tratamiento selectivo a éstas que puede consistir en dar un tratamiento anti-reflejante sobre la superficie exterior u otro para que refleje la radiación de gran longitud de onda sobre la interior, que son las que emite los cuerpos calientes, e impida el paso de la radiación de onda

corta. Otro modo es optar por tubos de vacío en los que las pérdidas por convección son prácticamente nulas.

2.3. El colector de tubo de vacío

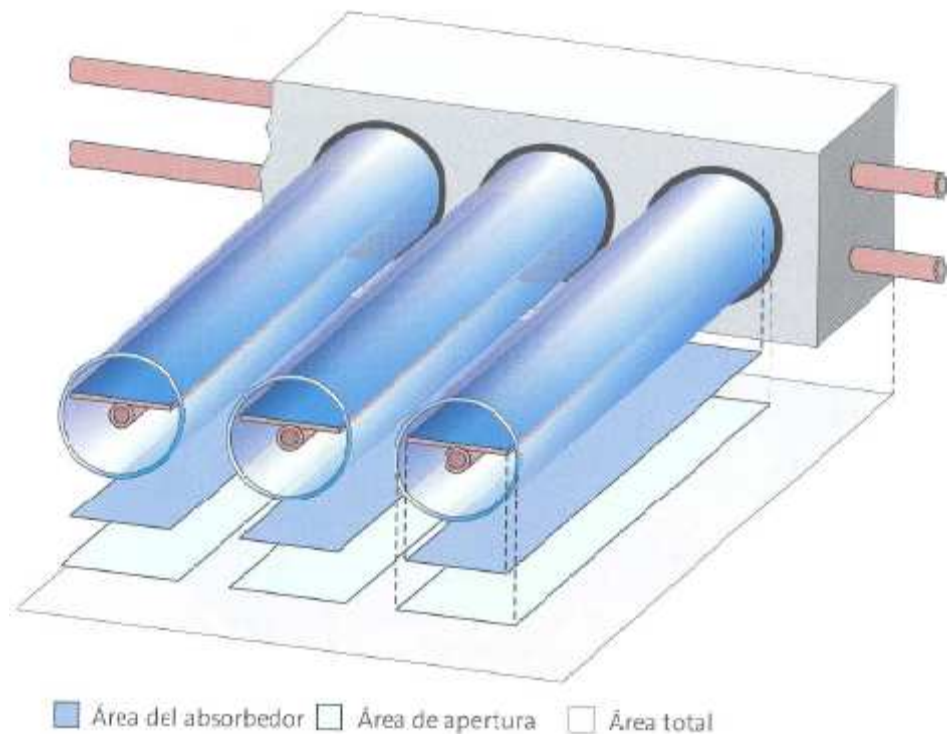


Ilustración 8. El colector solar de tubo de vacío. (CENS02)

Los colectores de tubo de vacío tienen como componente básico, un doble tubo cilíndrico de vidrio; uno de ellos actúa como superficie captadora y el otro como cubierta. El aire de los tubos es parcialmente evacuado. Estos colectores habitualmente incorporan un absorbedor selectivo de alto nivel.

Este tipo de captador se usa en sistemas de temperaturas medias y en lugares fríos con diferencias elevadas entre la temperatura del colector y el ambiente, donde la mejora sustancial del rendimiento del sistema puede compensar el aumento de coste. Su reducido coeficiente de pérdidas los hace especialmente aptos para el aprovechamiento de la radiación difusa.

Debido al vacío en su interior, este tipo de colectores son cilíndricos en vez de planos para disminuir los esfuerzos por la presión exterior, esto tiene también ciertas ventajas como:

- Permite una incidencia siempre en ángulos rectos de los rayos del Sol, minimizando las pérdidas por reflexión.
- Facilita una homogeneidad en la radiación incidente sobre el absorbente que permanece para los tubos prácticamente constante desde media mañana hasta media tarde.

<i>Colector</i>	<i>Rango T (° C)</i>	<i>F_{opt} (%)</i>	<i>F_{perd} (W/m².° C)</i>
Sin cubierta	10-40	90	15-25
Cubierta simple	10-60	80	7
Cubierta doble	10-80	70	5
Superficie selectiva	10-80	80	5
Tubos de vacío	10-130	65	2

Tabla 3. Características de distintos tipos de colectores solares. (Elaboración propia)

2.4. Rendimiento

El rendimiento de un colector viene dado por las pérdidas térmicas y ópticas. Las pérdidas ópticas son responsables de que sólo una parte de la radiación recibida sea absorbida por la placa metálica y consecuentemente transferible al fluido caloportador. Las pérdidas térmicas del colector hacia sus alrededores implican que un porcentaje de la energía absorbida es cedida al entorno del colector y no al fluido.

La expresión del rendimiento del colector viene dado como:

$$\eta_{\text{colector}} = F_{\text{opt}} - F_{\text{perd}} \cdot \left(\frac{T_{\text{placa}} - T_{\text{amb}}}{I} \right)$$

Donde:

F_{opt} : Rendimiento óptico del colector.

F_{perd} : Factor de pérdidas térmicas.

T_{placa} : Temperatura media de la placa.

T_{amb} : Temperatura ambiente.

$\eta_{colector}$: Radiación incidente total sobre el colector por unidad de superficie, es decir intensidad radiante.

La Ilustración 9 muestra el rendimiento del colector que se usará en los cálculos. Como puede apreciarse, conviene tener la máxima irradiancia para poder tener saltos térmicos mayores para un mismo rendimiento.

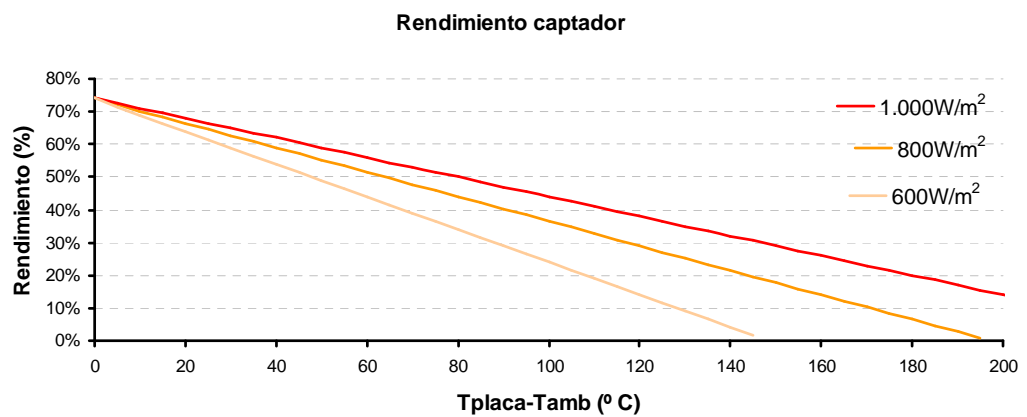


Ilustración 9. Rendimiento de un colector solar. (Elaboración propia)

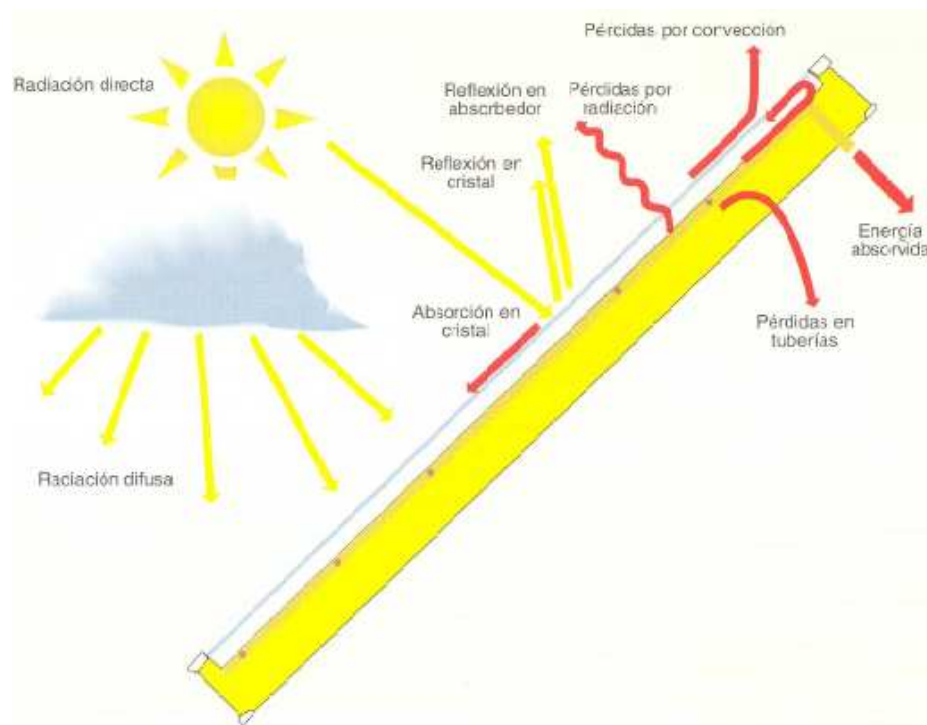


Ilustración 10. Balance de energía en un colector (VGR_04)

2.5. Resumen

La tecnología solar para la producción de ACS es uno de los mejores procedimientos por las temperaturas que se manejan. Además no emite ningún tipo de gas de efecto invernadero contribuyendo muy activamente en la prevención del cambio climático. Tienen una alta durabilidad, más de 20 años y apenas necesitan mantenimiento.

Al igual que se explicó en la cogeneración ahorra mucha energía primaria y esto favorece al país entero reduciendo su dependencia energética.

Capítulo 3 MARCO LEGAL

1. Código Técnico de la Edificación

El Código Técnico de la Edificación (CTE) en su sección HE-4 sobre Ahorro de Energía explica que el documento es aplicable a los edificios de nueva construcción y rehabilitación de edificios existentes de cualquier uso en los que exista una demanda de ACS y/o climatización de piscina cubierta.

Dependiendo de la demanda de agua caliente y la localidad se determinan unos porcentajes mínimos de contribución solar. Dicho aporte energético también puede ser cubierto por la cogeneración o mediante energías renovables.

Se ha dividido a España en 5 zonas climáticas dependiendo de la irradiación solar global media diaria que recibe anualmente sobre una superficie horizontal. En la Tabla 4 y la Ilustración 11 se muestran los valores y cómo está distribuida España según este criterio.

<i>Zona Climática</i>	<i>MJ/m²</i>	<i>kWh/m²</i>
I	$H < 13,7$	$H < 3,8$
II	$13,7 \leq H < 15,1$	$3,8 \leq H < 4,2$
III	$15,1 \leq H < 16,6$	$4,2 \leq H < 4,6$
IV	$16,6 \leq H < 18$	$4,6 \leq H < 5$
V	$H \geq 18$	$H \geq 5$

Tabla 4. Zonas climáticas según la irradiación solar. (CTE HE 4)

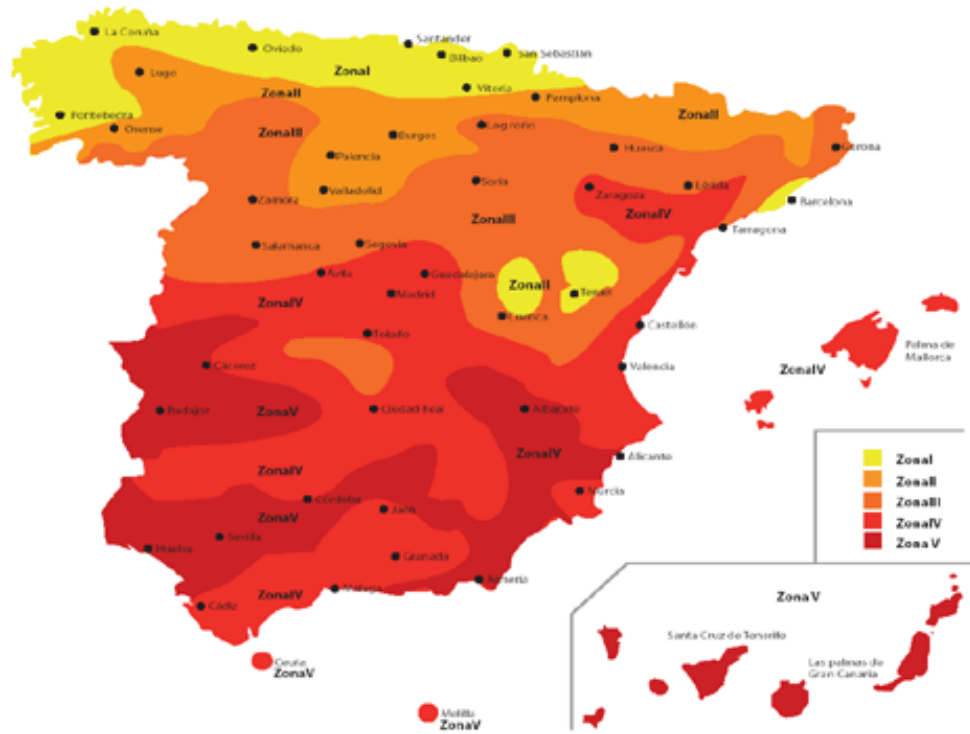


Ilustración 11. Mapa de España con las zonas climáticas. (CTE HE 4)

La Tabla 5 muestra el porcentaje mínimo que se debe cubrir, en cada zona para una temperatura de uso de 60° C dependiendo del nivel de consumo.

Demanda total ACS (l/día)											
	50-5.000	5.000-6.000	6.000-7.000	7.000-8.000	8.000-9.000	9.000-10.000	10.000-12.500	12.500-15.000	15.000-17.500	17.500-20.000	>20.000
I					30				35	45	52
II	30	30	35	45	52	55	65		70		
III	50	55	61	63	65			70			
IV	60	65					70				
V						70					

Tabla 5. Contribución solar mínima en % (CTE HE 4).

El dimensionado de la instalación estará limitado por el cumplimiento de la condición de que en ningún mes del año la energía producida por la instalación podrá superar el 110% de la demanda energética y en no más de tres meses consecutivos el 100% y a estos efectos no se tomarán en consideración aquellos periodos de tiempo en los cuales la demanda energética se sitúe un 50% por debajo de la media correspondiente al resto del año, tomándose medidas de protección.

Estas medidas pueden ser: dotar a la instalación de la posibilidad de disipar los excedentes o tapar parte del campo de colectores.

2. Real Decreto 661/2007

Si se opta por instalar una planta de cogeneración se debe acudir al Real Decreto 661/2007, en el que se fijan unos requisitos mínimos de eficiencia y se establece el marco económico del Régimen Especial.

El RD 661/2007 establece unas condiciones económicas ventajosas para la cogeneración. Estas medidas quedarían agotadas una vez se alcanzasen 9.215 MWe instalados de cogeneración en España (habiendo entorno a 6.000 en 2006). En todo caso, las tarifas, primas y complementos “se revisarían en 2010 atendiendo a los costes asociados a cada una de estas tecnologías, al grado de participación del Régimen Especial en la cobertura de la demanda y a su incidencia en la gestión técnica y económica del sistema, garantizando siempre unas tasas de rentabilidad razonables con referencia al coste del dinero en el mercado de capitales. Cada cuatro años, a partir de entonces, se realizaría una nueva revisión manteniendo los criterios anteriores²”.

El Real Decreto ofrece la posibilidad de usar la energía eléctrica producida y así autoabastecerse o por el contrario venderla en su totalidad, esta última opción es nueva en este RD ya que anteriormente se exigía

² Artículo 44.3 del RD 661/2007.

consumir un porcentaje mínimo, como se comentará posteriormente esto supone un gran cambio en el dimensionado de las plantas. En cuanto a la opción de venta, se puede entrar en el mercado diario, obteniendo cada día una tarifa distinta a la que se le añade una prima o vender la energía a una tarifa regulada.

<i>a.1.1</i>	<i>Potencia (MW)</i>	<i>Tarifa regulada (€/MWh)</i>	<i>Prima (€/MWh)</i>
Cogeneración con GN	$P \leq 0,5$	141,012	-
	$0,5 < P \leq 1$	115,714	-
	$1 < P \leq 10$	91,994	38,519
	$10 < P \leq 25$	87,363	31,795
	$25 < P \leq 50$	83,065	28,367

Tabla 6. Tarifas y primas de la venta de energía eléctrica con cogeneración. (ITC-3802-2008)

Como puede apreciarse los sistemas de microcogeneración ($P \leq 50 \text{kWe}$) y de cogeneración de pequeña escala ($P \leq 1 \text{MWe}$), no tienen prima para incentivar que la opción de venta sea a tarifa fija evitando que existan muchos pequeños ofertantes en el mercado diario de la energía y así sea más fácil regularlo.

En el año 2008 el precio medio de la energía fue de $64,48 \text{€/MWh}$ (MITC), lo que quiere decir que la tarifa de cogeneración es más del doble sin tener en cuenta el complemento por eficiencia.

Una de las innovaciones del RD 661/2007 frente a su antecesor el RD 436/2004 está en el impulso a cambiar la forma de dimensionar los sistemas de cogeneración, con objeto de favorecer el máximo ahorro de energía primaria y por otra parte facilitar la rentabilidad de las instalaciones.

El RD exige, dependiendo de la tecnología y del combustible a emplear, un rendimiento eléctrico equivalente mínimo. Este rendimiento viene dado como:

$$REE = \frac{E}{Q - \frac{V}{0,9}}$$

E : Energía eléctrica generada medida en bornes del alternador.

Q : Consumo de energía primaria, medida por el PCI del combustible.

V : Energía térmica útil, que no supere la demanda de calor.

<i>Tipo de combustible</i>	<i>REE mínimo (%)</i>	
	<i>P>1MW</i>	<i>P≤1MW</i>
Combustibles líquidos en motores térmicos	56	46
Gas natural y GLP en motores térmicos	55	45
Gas natural y GLP en turbinas de gas	59	49
Otras tecnologías y/o combustibles	59	49

Tabla 7. Rendimiento eléctrico mínimo según combustible y potencia. (RD 661/2007)

El marco legislativo además fomenta dimensionar las instalaciones para trabajar con la máxima eficiencia. Para ello se establece un complemento por eficiencia que se suma a la tarifa y que crece conforme más grande es el rendimiento eléctrico equivalente logrado. Este complemento toma como base el coste de la materia prima del gas natural (Cmp) que a 1 de enero de 2008 fue de 21,927 €/MWh³. De este modo:

$$\text{Com_efi} = 1,1 \cdot \left(\frac{1}{\text{REE}_{\min}} - \frac{1}{\text{REE}} \right) \cdot \text{Cmp}$$

³ Este coste ya no es público, por lo que para el estudio se ha supuesto que ha aumentado un 5%, es decir, se ha tomado 23,023 €/MWh.

La Ilustración 12 muestra cómo evoluciona dicho complemento según el REE, se prima más la eficiencia en las pequeñas potencias ya que el REE mínimo exigible es menor.

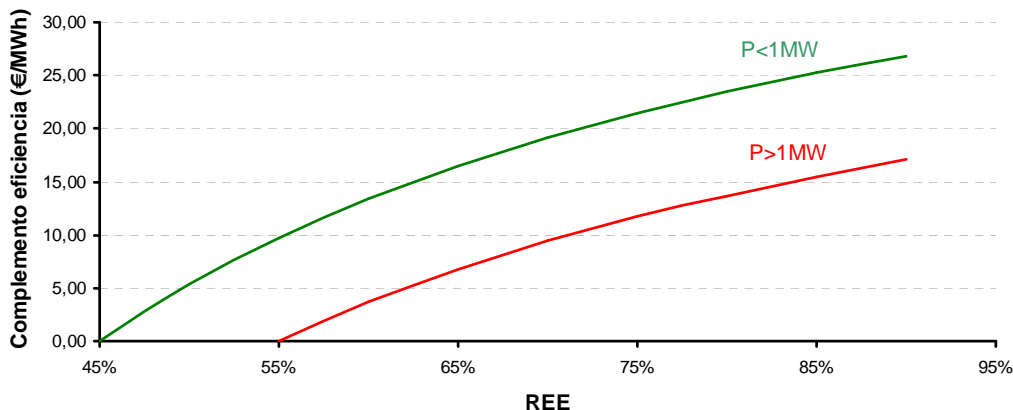


Ilustración 12. Complemento por eficiencia en cogeneración. (Elaboración propia)

Además de los incentivos para dimensionar el sistema de cogeneración correctamente el RD 661/2007 introduce otra novedad: la actualización automática de tarifas. Así, conscientes de que el parón de la cogeneración en el año 2000 estuvo provocado por las rápidas subidas del precio del gas natural ahora se introduce un elemento de protección frente a ellas, estableciendo en el caso del gas natural una actualización trimestral automática en función tanto del IPC como del precio del combustible.

La expresión de la actualización viene dada por:

$$\frac{P_{V_{i+1}}}{P_{V_i}} = (1 + r_{\text{inflacion}_i}) \left\{ 1 + A \cdot \underbrace{\left(\frac{1 + r_{\text{combustible}_i}}{1 + r_{\text{inflacion}_i}} - 1 \right)}_{r_{\text{real_combustible}_i}} + B \frac{\Delta r_{\text{inflacion}_i}}{r_{\text{inflacion}_{i-1}}} \right\}$$

donde:

$P_{V_{i+1}}$: Tarifa en el trimestre i+1.

P_{V_i} : Tarifa en el trimestre i.

A : Constante dependiente del combustible y de la potencia. Para gas natural y potencia eléctrica menor de 1MW vale 0,5405.

B : Similar a "A". Para gas natural y potencia eléctrica menor de 1MW vale -0,0402.

$r_{\text{inflacion}_i}$: Tasa de inflación trimestral (IPC) en el trimestre i .

$r_{\text{inflacion}_i}$: Tasa de crecimiento nominal trimestral del gas natural en el trimestre i .

r_{real_i} : Tasa de crecimiento real trimestral del gas natural en el trimestre i .

$\Delta r_{\text{inflacion}_i}$: Incremento del IPC en el trimestre i ($r_{\text{inflacion}_i} - r_{\text{inflacion}_{i-1}}$).

Desde el punto de vista de planificación, es decir, cuando se lleva a cabo un análisis de rentabilidad de un proyecto se suele suponer una tasa de inflación y de crecimiento del precio del gas natural constantes, con lo que el término afectado por el coeficiente B es nulo.

Por tanto el factor de actualización trimestral queda:

$$\frac{Pv_{i+1}}{Pv_i} = f_{\text{actualizacion}} = (1 + r_{\text{inflacion}_i}) + A \cdot (r_{\text{combustible}_i} - r_{\text{inflacion}_i})$$

3. Ayudas económicas

Los problemas del abastecimiento de energía y la preocupación por las cuestiones relacionadas con el medio ambiente han generado un interés creciente por la racionalización del consumo energético y por la utilización de fuentes de energía renovables. En este sentido, se vienen desarrollando diversas iniciativas por parte de las Administraciones Públicas orientadas al fomento de las energías renovables y del uso eficaz de los recursos disponibles.

En el caso concreto de La Comunidad de Madrid tiene atribuidas competencias en relación con el fomento de las energías renovables, y establece programas para promover e incentivar la diversificación, el ahorro energético y la utilización de energía renovables.

La orden 2389 regula las ayudas para la promoción de energías renovables.

Como unos de los posibles beneficiarios de las ayudas están las comunidades de propietarios o agrupaciones de las mismas, y personas físicas salvo para instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial, es decir el sector al que este proyecto va dirigido.

A la hora de conceder las ayudas se establece unas preferencias según la tecnología a emplear. Dentro del primer grupo estaría en primer lugar la solar térmica de baja temperatura y la cogeneración se situaría en el segundo grupo, siendo mucho menos probable obtener una ayuda para este tipo de instalación.

Dentro de la energía solar de baja temperatura se especifica que se requiere un factor global de pérdidas del captador inferior a $9W/^{\circ}C.m^2$ y no se considerará subvencionable las aplicaciones de energía solar térmica o la parte correspondiente que se instalen de forma obligatoria en virtud de lo establecido en el código técnico de la edificación. Para poder recibir la ayuda económica todos los equipos deben cumplir la normativa vigente y el pliego de condiciones técnicas del IDAE.

En cuanto a la cantidad de las ayudas, para los Ayuntamientos en los que la población empadronada sea inferior a 10.000 habitantes ascenderá al 50 por cien de la inversión subvencionable. Para los demás casos la solar térmica tiene una ayuda de 200€/m² de superficie útil de captación y si la aplicación es de refrigeración esta cifra sube hasta los 300. En cualquier caso, como regla general la cuantía de la subvención no puede ser superior a 300.000€ por beneficiario con carácter general y de 200.000€ cuando se trate de una persona física.

Capítulo 4 MODELO

1. Demanda energética

Para determinar la demanda de ACS se usan los valores suministrados por el CTE en el que las cifras están referenciadas a una temperatura de 60° C (para el caso de viviendas multifamiliares el consumo es de 22 litros por persona). En el estudio presente se ha elegido dicha temperatura ya que es el mínimo exigido por la Organización Mundial de la Salud, OMS (VGR_04) para este tipo de instalaciones. Esta temperatura está fijada para evitar la contaminación de los consumidores por Legionela. La intoxicación no viene provocada por la ingesta de la bacteria sino por respirar el vapor de agua que la contiene.

La Ilustración 13 muestra el comportamiento de la bacteria en distintos rangos de temperatura.

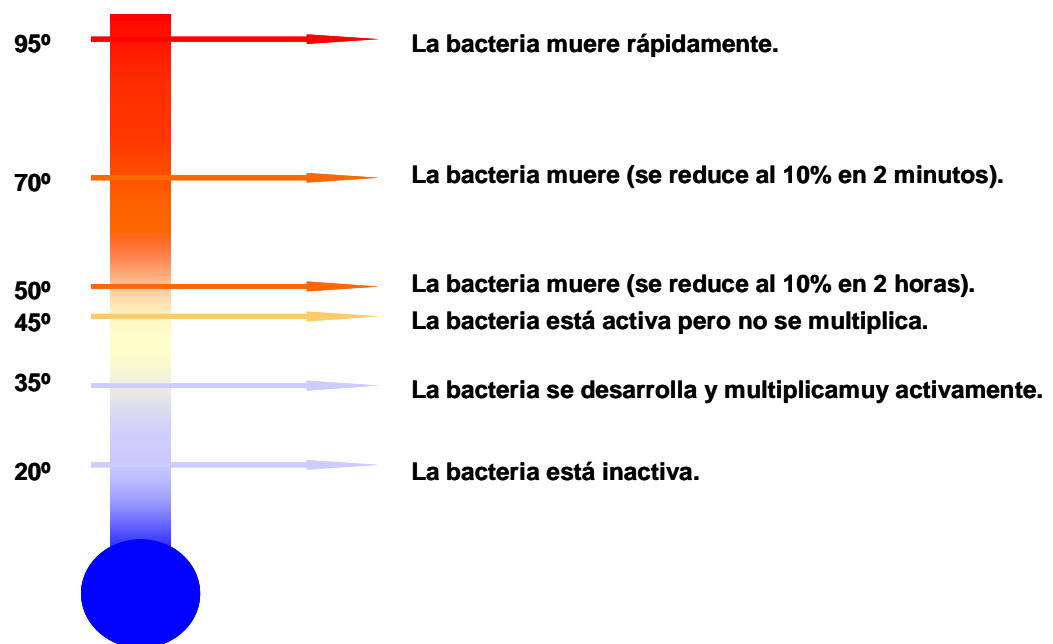


Ilustración 13. Actividad de la Legionella según temperatura. (ITE 02-09)

Por tanto el consumo diario de ACS será:

$$C_{\text{diario}} = N \cdot \text{personas_casa} \cdot \text{Consumo} = 85 \cdot 3 \cdot 22 = 5.610 \text{ litros}$$

Se ha elegido una ocupación por vivienda de 3 personas, que es lo que el CTE exige como mínimo para una casa de 2 dormitorios.

Como se indicó anteriormente, el perfil de consumo de ACS no es constante por lo que se necesita suponer la evolución de la demanda a lo largo del día. Aquí se ha optado por dividir el día en 24 horas, en las que puede haber un consumo punta, valle o nulo.

En la Ilustración 14 se puede ver el perfil que se ha fijado para todos los días de la semana, puede observarse que las puntas se producen en los momentos de las comidas y durante la noche no existe consumo alguno. Un consumo de similar figura en un documento publicado por el ministerio de obras públicas (MOPU).

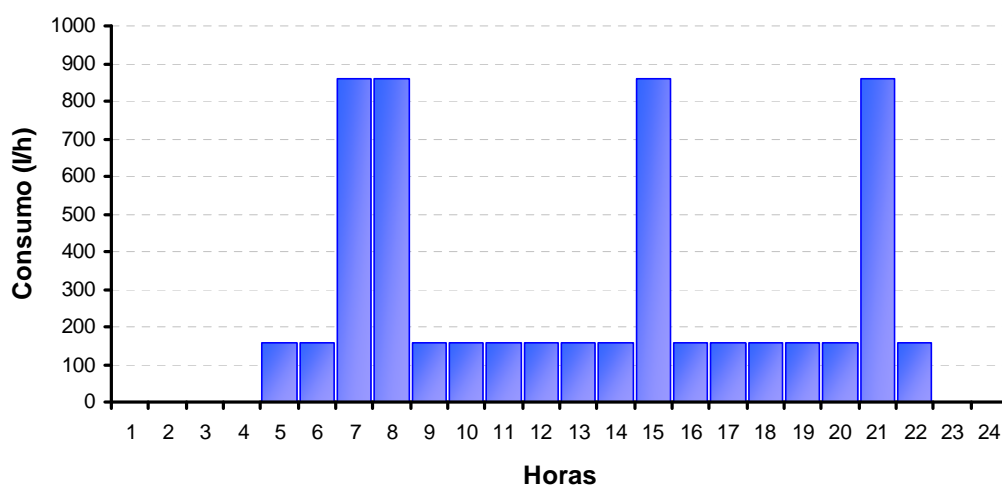


Ilustración 14. Perfil del consumo de ACS.

La relación entre el consumo punta y el consumo diario, llamado factor de simultaneidad, es función del número de viviendas. Cuantas menos personas haya más se notará en el perfil que hay varios consumidores demandando ACS al mismo tiempo, mientras que al coexistir un número elevado de estos, dichos picos se suavizan. El documento ITIC del RD 1618/1980 define unos factores de simultaneidad entre 0,1 y 0,25.

Para realizar un estudio paramétrico se ha supuesto una variación de dicho factor y se ha fijado que a partir de 200 viviendas (unas 600 personas) el factor se satura tal y como puede apreciarse en la Ilustración 15.

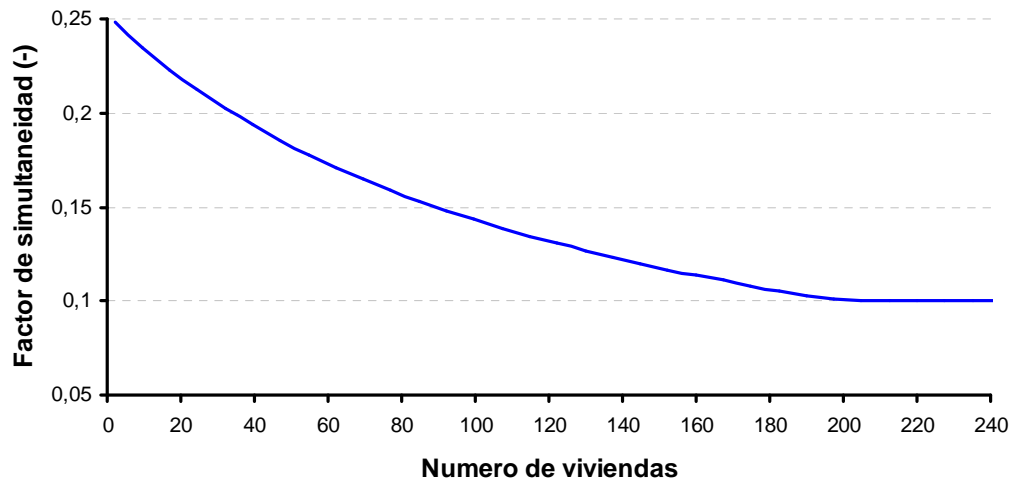


Ilustración 15. Factor de simultaneidad.

La ecuación que regula este factor viene dado a continuación:

$$\frac{C_{punta}}{C_{diario}} = \begin{cases} \frac{(N_{max} - 1) \cdot 0,1 \cdot T_{valles}}{0,1 \cdot T_{puntas} \cdot T_{valles} \cdot (N_{max} - 1) + T_{valles} \cdot (N - 1) \cdot (1 - 0,1 \cdot T_{puntas})} & N \leq N_{max} \\ 0,1 & N > N_{max} \end{cases}$$

que para el perfil dado que se va a fijar y el número de viviendas queda:

$$\frac{C_{punta}}{C_{diario}} = 0,153$$

Donde:

C_{punta} : Caudal en los periodos de punta.

C_{valle} : Caudal en los periodos de valle.

N_{\max} : Número máximo de viviendas a partir de la cual el factor de simultaneidad se satura (se ha fijado en 200).

T_{puntas} : Suma de todas las horas punta del día.

T_{valles} : Suma de todas las horas valle del día.

Para saber el caudal valle se plantea la siguiente ecuación:

$$C_{punta} \cdot T_{puntas} + C_{valle} \cdot T_{valles} = C_{diario}$$

Por tanto los caudales son los siguientes:

$$C_{punta} = 858l/h \quad C_{valle} = 155l/h \quad C_{diario} = 5.610l/dia$$

Una vez determinado el perfil y la cantidad de ACS se halla la demanda térmica, es decir la cantidad de energía necesaria para calentar el agua de red, que depende de la localidad en estudio, a la temperatura de uso, que se ha supuesto en 60° C.

$$KWh_demandada = C_{diario} \cdot C_p \cdot (Tu - Te) \cdot Dias \cdot Ocupacion$$

donde:

$KWh_demandada$: Energía final demandada.

C_{diario} : Consumo total diario de ACS.

C_p : Calor específico del agua.

Tu : Temperatura de utilización del agua.

Te : Temperatura del agua de red.

La Tabla 8 muestra los resultados mensuales para el caso de Madrid.

<i>Mes</i>	<i>Días</i>	<i>Te (° C)</i>	<i>Ocupación (%)</i>	<i>Energía Demandada (kWh)</i>
Enero	31	6	100	10.930
Febrero	28	7	100	9.690
Marzo	31	9	100	10.323
Abril	30	11	100	9.598
Mayo	31	12	100	9.716
Junio	30	13	100	9.206
Julio	31	14	100	9.311
Agosto	31	13	20	1.903
Septiembre	30	12	100	9.402
Octubre	31	11	100	9.918
Noviembre	30	9	100	9.990
Diciembre	31	6	100	10.930

Tabla 8. Ocupación y demanda de ACS mensual.

Nótese que se ha elegido una ocupación del 20% en el mes de agosto, simulando que en el verano gran parte de los ocupantes estarán de vacaciones en otra geografía.

2. Cogeneración

2.1. Modelo Técnico

A la hora de diseñar el sistema de cogeneración se realiza para que no se disipe energía, ya que esto penaliza mucho en el rendimiento eléctrico equivalente y por tanto el complemento que se recibe por eficiencia. Por tanto para elegir el motor se diseña con la temperatura de red más elevada, que corresponde con la mínima energía demandada.

Siguiendo con el ejemplo de Madrid se obtiene:

$$KWh_min_diario = C_{diario} \cdot C_p \cdot (Tu - Te_max) = 5610 \cdot \frac{4,19}{3600} \cdot (60 - 14) = 300,4$$

Se elige el motor de modo que su calor residual sea capaz de suministrar toda esa energía.

$$Q_{motor} = \frac{KWh_min_diario}{24horas} = \frac{300,4}{24} = 12,51KW_{termicos}$$

Una vez obtenido el calor residual necesario del motor, la potencia eléctrica y el combustible necesario quedan fijados, y por tanto también el rendimiento eléctrico del sistema.

$$E_{motor} = 0,2895 \cdot Q_{motor}^{-0,2137} KWe$$

$$C_{motor} = 4,1539 \cdot E_{motor}^{0,9352} KWe$$

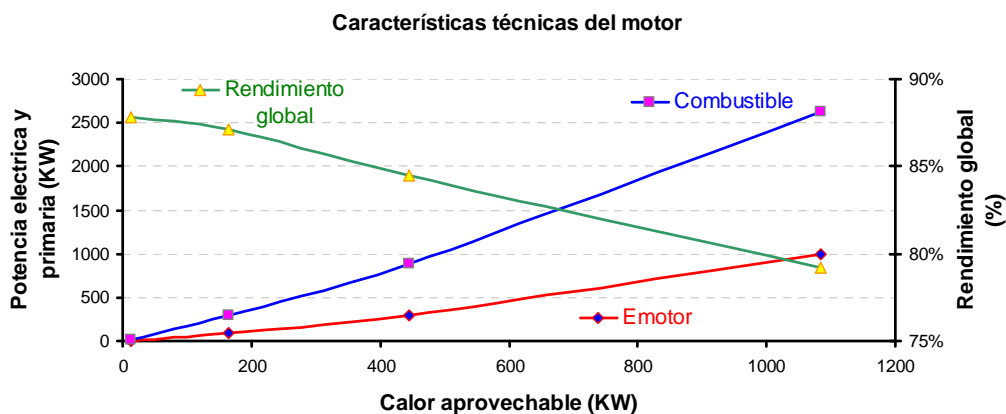


Ilustración 16. Características técnicas de diversos motores de cogeneración. (Elaboración propia)

Las expresiones que se muestran junto con la Ilustración 16 son las correlaciones obtenidas de la tabla de motores que se ha presentado anteriormente en el capítulo de tecnología.

$$E_{motor} = 5,33KW \quad : \text{Potencia eléctrica del motor.}$$

$$C_{motor} = 19,87KW \quad : \text{Consumo de potencia primaria (gas natural).}$$

$$REE = \frac{E_{motor}}{C_{motor} - \frac{Q_{motor}}{0,9}} = \frac{5,33}{19,87 - \frac{12,51}{0,9}} = 89,37\%$$

El volumen del acumulador se asigna de una tabla según el número de viviendas. Esa capacidad se halló de forma paramétrica para que la disipación en el mes más cálido no superase el 1% de la energía entregada por el motor.

A continuación se puede ver la relación entre el volumen de acumulación por persona según el número de personas totales a las que el sistema suministra ACS. Puede apreciarse que a partir de 600 personas el volumen se satura debido al factor de simultaneidad explicado anteriormente.

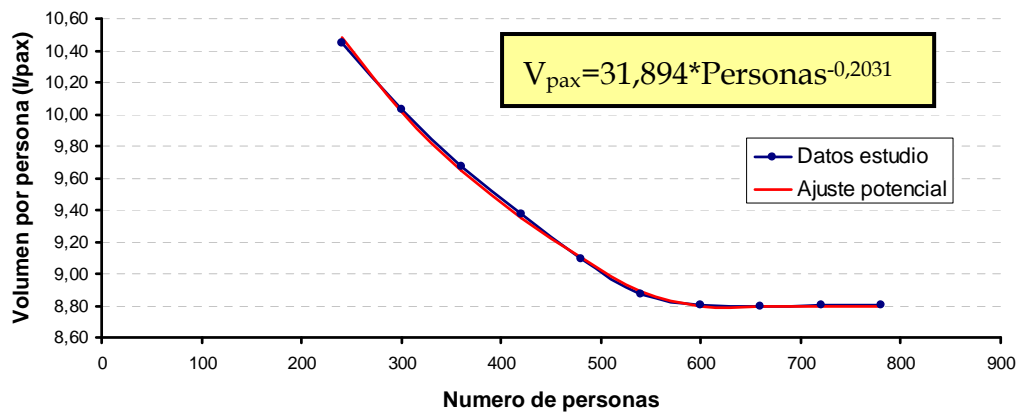


Ilustración 17. Volumen de acumulación por persona en cogeneración.

$$V_{pax} = 10,29 \text{ litros} / pax \Rightarrow V_{acumulador} = 10,29 \cdot 85 \cdot 3 = 2.624 \text{ litros}$$

Una vez definido el motor y el acumulador el resto de cálculos son prácticamente inmediatos.

$$KWh_{electri\ cos} = E_{motor} \cdot Horas_{totales}$$

$$KWh_{aprovechada} = Q_{motor} \cdot Horas_{totales}$$

$$KWh_{combustible_motor} = C_{motor} \cdot Horas_{totales}$$

$$KWh_{caldera} = KWh_{demandada} - KWh_{aprovechada}$$

$$KWh_{incrementoGN} = \left(KWh_{combustible_motor} + \frac{KWh_{caldera}}{\eta_{caldera}} \right) - \frac{KWh_{demandada}}{\eta_{caldera}}$$

Las horas totales, son todas las horas del trimestre en cuestión en las que el motor está funcionando.

Como durante el mes de agosto la demanda es muy pequeña, se opta por parar el motor y así aprovechar para realizar las labores de mantenimiento. Además, también se ha supuesto que durante el mes de marzo se vuelva a parar un día para hacer otro mantenimiento, con el fin de realizar una revisión cada 6 meses. La Tabla 9 recoge todos los datos en cada trimestre.

<i>Energías (kWh)</i>	<i>Horas</i>	<i>Demanda</i>	<i>Aprovechada</i>	<i>Caldera</i>	<i>Eléctrica</i>	<i>Combustible motor</i>	<i>Incremento GN</i>
Ene-Mar	2.136	30.943	26.731	4.211	11.388	42.445	12.743
Abr-Jun	2.184	28.520	27.332	1.188	11.644	43.398	13.029
Jul-Sep	1.464	20.616	18.322	2.294	7.806	29.091	8.734
Oct-Dic	2.208	30.838	27.632	3.206	11.772	43.875	13.172
TOTAL	7.992	110.918	100.018	10.900	42.611	158.809	47.679

Tabla 9. Flujos de energía trimestral en cogeneración.

En la Ilustración 18 se comprueba la contribución a la demanda de calor.

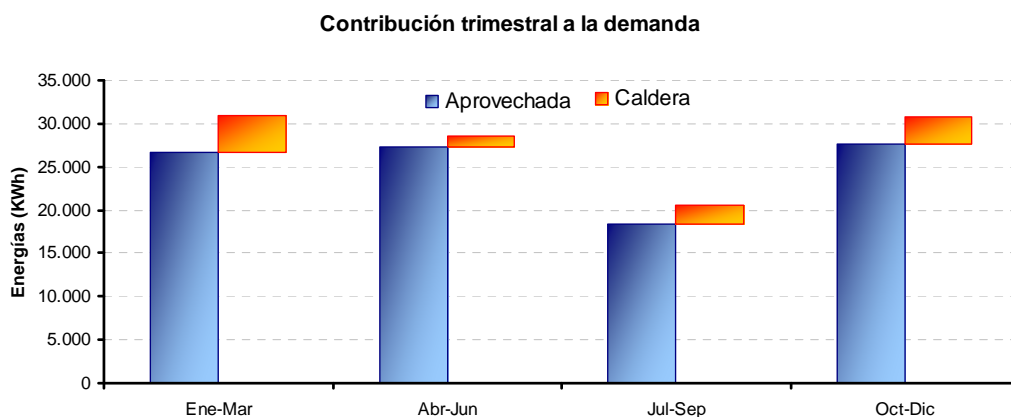


Ilustración 18. Contribución trimestral a la demanda en cogeneración.

La cobertura anual queda por tanto:

$$Cobertura = \frac{Energia_{aprovechada}}{Energia_{demandada}} = \frac{100.018}{110.918} = 90,17\%$$

En cogeneración cabe la posibilidad de hallar un índice que también mide en modo alguno la eficiencia del sistema, a parte del rendimiento eléctrico equivalente. Dicho índice mide el ahorro en energía primaria que supone el instalar el sistema, y se expresa de la siguiente manera:

$$IAF = \frac{EP_{sin} - EP_{cogeneracion}}{EP_{sin}}$$

EP_{sin} : Energía primaria sin cogeneración, es decir, todo el gas necesario, para suplir la demanda de calor que la cogeneración aporta y la parte de energía eléctrica producida.

$EP_{cogeneracion}$: Energía primaria necesaria para que funcione el motor de cogeneración.

$$EP_{sin} = \frac{Energia_{aprovechada}}{\eta_{caldera}} + \frac{Energia_{electrica}}{\eta_{central}} = 100.018/0,9 + 42.611/0,525$$

$$EP_{cogeneracion} = KWh_{combustible} = 158.809$$

$$IAF = \frac{192.294 - 158.809}{192.294} = 17,41\%$$

Para gas natural se emplea como rendimiento de referencia para la producción separada de electricidad 52,5% (el habitual de los ciclos combinados) y para producción separada de calor 90% (frecuente en calderas)⁴

Para calcular las emisiones de CO2 evitadas, hay que tener en cuenta los 3 aspectos que intervienen en la cogeneración: el aprovechamiento de calor,

⁴ Para otros combustibles consultar la Decisión de la Comisión 2007/74/CE, de 21 de diciembre.

la generación eléctrica y el consumo del motor. Sabiendo que un 1KWh (PCI) genera 204 gr de CO2.

$$Tn_{CO_2}^{Calor} = \frac{Energia_{aprovechada} \cdot 204 \cdot 10^{-6}}{\eta_{caldera}} = 100.018 \cdot 204 \cdot 10^{-6} / 0,9 = 22,67 Tn/año$$

$$Tn_{CO_2}^{Electrica} = \frac{Energia_{electrica} \cdot 204 \cdot 10^{-6}}{\eta_{central}} = 42.611 \cdot 204 \cdot 10^{-6} / 0,525 = 16,56 Tn/año$$

$$Tn_{CO_2}^{Motor} = KWh_{combustible} \cdot 204 \cdot 10^{-6} = 158.809 \cdot 204 \cdot 10^{-6} = 32,40 Tn/año$$

$$Tn_{CO_2}^{TOTAL} = Tn_{CO_2}^{Calor} + Tn_{CO_2}^{Electricidad} - Tn_{CO_2}^{Motor} = 22,67 + 16,56 - 32,40 = 6,83 Tn/año$$

Los rendimientos que se han usado en el cálculo de las emisiones de generación eléctrica y de cal es un rendimiento de referencia para la producción separada de electricidad (el habitual de los ciclo combiandos).

2.2. Análisis económico

Para el estudio económico se divide cada año en trimestres con el fin de actualizar la tarifa eléctrica según lo indicado en el capítulo anterior, la del gas se actualiza anualmente. Los índices de valoración pasan por obtener previamente el flujo de caja anual, para ello se definen primeros los parámetros económicos.

Las tasas anuales de inflación, subida del combustible, incremento del coste de la operación y mantenimiento y el WACC se muestran a continuación.

$$r_{inflacion} = 4\%$$

$$r_{combustible} = 5\%$$

$$r_{O\&M} = 2,5\%$$

$$r_{impuestos} = 36\%$$

$$WACC = 3\%$$

Para obtener la tasa en un trimestre:

$$r_{xxxx_T} = (1 + r_{xxxx})^{1/4} - 1$$

Para el análisis de viabilidad es necesario conocer la inversión que se debe realizar y los gastos de operación y mantenimiento. Estos valores son conocidos una vez que se elige el motor. Estas expresiones también están sacadas del motor Dachs presentado en el capítulo 2.

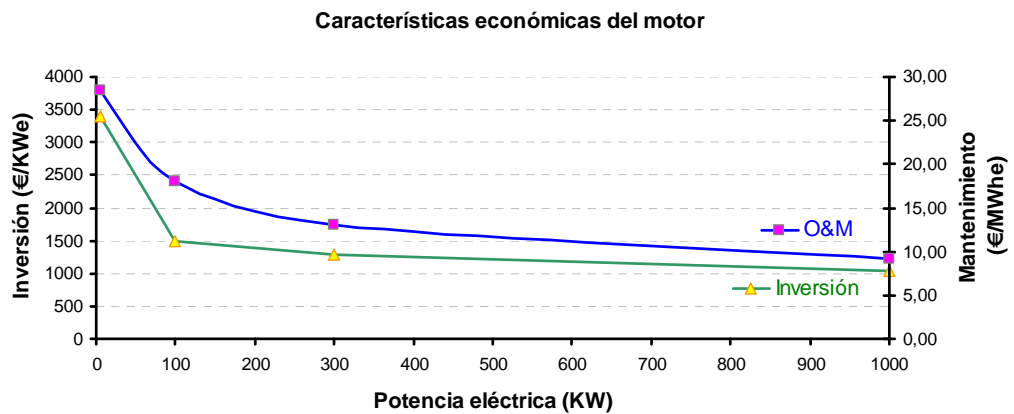


Ilustración 19. Características económicas del motor de cogeneración. (Elaboración propia)

$$Inversion = (4.772,8 \cdot E^{-0,2296}) \cdot E = 17.328€$$

$$Mantenimiento = 43,231 \cdot E^{-0,2137} = 30,23€/ MWe$$

Se recuerda que la tarifa eléctrica se actualiza mediante la siguiente expresión, que viene dada en el RD661/2007.

$$Tarifa_{electrica_i} = Tarifa_{electrica_i-1} \cdot f_{actualizacion}^{i-1}$$

$$f_{actualizacion} = (1 + r_{inf\ lacion_T}) + A \cdot (r_{combustible_T} - r_{inf\ lacion_T}) = 1,011$$

donde:

$Tarifa_{electrica_i}$: Tarifa eléctrica en el trimestre i . El valor de la tarifa para el 1 de enero de 2009 viene dado en la orden ITC 3801 del 26 de diciembre de 2008, esta es 141,012 €/MWh.

A : Constante dependiente del combustible y de la potencia. Para gas natural y potencia eléctrica menor de 1MW vale 0,5405.

En cada trimestre se calculan los ingresos por venta de energía eléctrica, los gastos por compra de gas natural y de operación y mantenimiento. Al gasto de gas se le debe quitar el coste que supondría si no se instala un sistema de preparación de ACS, se hace así ya que la tarifa de gas puede diferir de un consumo a otro.

En la venta de la energía eléctrica se debe tener en cuenta el complemento por eficiencia, que también se actualiza trimestralmente. Dicho complemento se suma a la tarifa establecida.

$$Venta_{elec_i} = (Tarifa_{electrica_i} + Complemto_{eficiencia_i}) \cdot KWh_{elec_i}$$

A su vez en el gasto por compra de combustible, la tarifa de gas se aplica a kWh PCS, por lo que queda como:

$$Gasto_{gas_i} = Tarifa_{gas_i}^{CON} \cdot KWh_{combustible_i} \cdot \frac{PCS}{PCI} - Tarifa_{gas_i}^{SIN} \cdot \frac{Energia_{demandada}}{\eta_{caldera}} \cdot \frac{PCS}{PCI}$$

El margen bruto queda por tanto:

$$MB = Venta_{elec_i} - (Gasto_{gas_i} + Mantenimiento_i)$$

El beneficio antes de impuestos se obtiene quitando la amortización, que es la misma para todos los trimestres.

$$BAIT_i = MB_i - Amortizacion$$

La amortización se ha calculado de manera que toda la inversión se amortiza durante toda la vida útil del proyecto.

Para calcular el beneficio neto se descuentan los impuestos.

$$BN_i = BAIT_i \cdot \left(1 - \frac{r_{impuestos}}{100}\right)$$

Y finalmente para determinar el flujo de caja se añade la amortización.

$$FC_i = BN_i + Amortizacion$$

Se debe indicar que la variable trimestres, i , se mueve entre 0 y 4 veces el número de años de estudio. $i = 0$ representa el primer trimestre, en el que sólo se realiza la inversión y se monta el sistema, por lo que no existe ningún tipo de ingreso ni de gasto ese trimestre.

Una vez que se determinan todos los flujos de caja se halla el periodo de retorno (PR) y la tasa interna de rentabilidad (TIR). Para estimar el valor actual neto (VAN) al cabo de los años de estudio se actualizan los flujos de caja mediante el WACC.

$$FC_{normalizado_i} = \frac{FC_i}{\left(1 + \frac{WACC}{100}\right)^i}$$

El WACC que se ha fijado es más bajo de lo normal, la cogeneración es una aplicación industrial y a este tipo de inversiones se les suele exigir una rentabilidad mínima del 10%. Se ha fijado un 3% para poder comparar con la energía solar térmica a la que se le debe exigir en torno al 3 ó 4%.

A continuación se muestra el análisis económico.

Año	Trimestre	Tarifa Electrica €/MWh	Energía Electrica MWh	Comp. Eficiencia €/MWh	Ingresos €	Tarifa Gas €/MWh	Consumo Gas MWh	O&M €/año	MB €	BN €	FC €
0	0	-	-	-	-17.328	-	-	-	-	-	17.328
1	1	141	11,39	27,94	7.332	39,21	14,02	1288,4	3.987,2	1443,2	3176
	2	142,8	11,64	28,28			14,33				
	3	144,6	7,81	28,63			9,61				
	4	146,4	11,77	28,98			14,49				
2	1	148,2	11,39	29,34	7.705	41,17	14,02	1320,4	4.225,4	1595,2	3328
	2	150,1	11,64	29,7			14,33				
	3	151,9	7,81	30,06			9,61				
	4	153,8	11,77	30,43			14,49				
3	1	155,8	11,39	30,81	8.098	43,22	14,02	1353,6	4.477,7	1756,2	3489
	2	157,7	11,64	31,18			14,33				
	3	159,7	7,81	31,57			9,61				
	4	161,7	11,77	31,95			14,49				
4	1	163,7	11,39	32,35	8.508	45,39	14,02	1387,2	4.740,3	1925,2	3658
	2	165,8	11,64	32,74			14,33				
	3	167,8	7,81	33,14			9,61				
	4	169,9	11,77	33,55			14,49				
5	1	172,1	11,39	33,96	8.940	47,66	14,02	1422	5.018,4	2103,2	3836
	2	174,2	11,64	34,38			14,33				
	3	176,4	7,81	34,8			9,61				
	4	178,6	11,77	35,23			14,49				
6	1	180,8	11,39	35,66	9.395	50,04	14,02	1457,6	5.313,0	2292,2	4025
	2	183,1	11,64	36,1			14,33				
	3	185,4	7,81	36,54			9,61				
	4	187,7	11,77	36,99			14,49				

7	1	190,1	11,39	37,44	9.873	52,54	14,02	1494	5.623,5	2490,2	4223
	2	192,4	11,64	37,9			14,33				
	3	194,8	7,81	38,37			9,61				
	4	197,3	11,77	38,84			14,49				
8	1	199,7	11,39	39,32	10.376	55,17	14,02	1531,2	5.951,4	2699,2	4432
	2	202,2	11,64	39,8			14,33				
	3	204,8	7,81	40,29			9,61				
	4	207,3	11,77	40,78			14,49				
9	1	209,9	11,39	41,28	10.903	57,93	14,02	1569,6	6.295,2	2920,2	4653
	2	212,6	11,64	41,79			14,33				
	3	215,2	7,81	42,3			9,61				
	4	217,9	11,77	42,82			14,49				
10	1	220,6	11,39	43,35	11.456	60,82	14,02	1608,8	6.657,4	3152,2	4885
	2	223,4	11,64	43,88			14,33				
	3	226,2	7,81	44,42			9,61				
	4	229	11,77	44,96			14,49				

Tabla 10. Análisis económico del sistema de cogeneración.

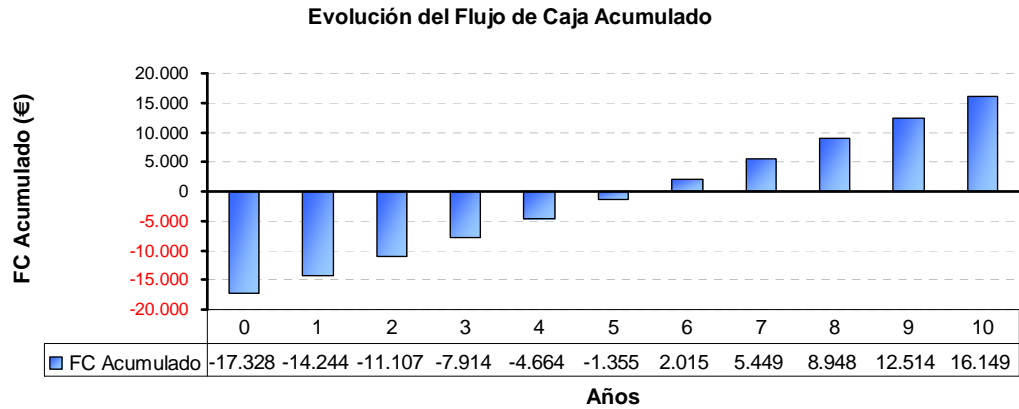


Ilustración 20. Flujos de caja acumulado en cogeneración.

Finalmente, los índices de rentabilidad se obtienen como:

$$VAN = \sum_{i=0}^{Años-4} FC_{normalizado_i} \quad 0 = \sum_{i=0}^{Años-4} \frac{FC_i}{\left(1 + \frac{TIR}{100}\right)^i} \quad 0 = \sum_{i=0}^{PR} FC_{normalizado_i}$$

$$VAN = 16.149€$$

$$TIR = 17,12\%$$

$$PR = 6años$$

donde:

VAN : Valor actual neto.

TIR : Tasa interna de rentabilidad.

PR : Periodo de retorno.

Años : Número de años de estudio.

3. Solar

3.1. Modelo Técnico

El diseño del sistema solar se realiza según el método aconsejado por el IDAE, este es el F-Chart [PCBT02], procedimiento que se basa en datos mensuales meteorológicos medios y relaciones obtenidas de manera experimental. Este método está ampliamente aceptado como un proceso de cálculo suficientemente exacto para largas estimaciones.

Una vez que se elige el panel y el número de colectores, se calculan dos variables adimensionales, X e Y, para cada mes, y con estas se obtiene la cobertura mensual, f, y por consiguiente el aporte solar.

$$X = \frac{A \cdot \text{colectores} \cdot F_{\text{perd}} \cdot (100 - T_{\text{amb}}) \cdot \text{Dias} \cdot 24 \cdot 3600}{\text{Demanda}}$$

$$Y = \frac{A \cdot \text{colectores} \cdot F_{\text{opt}} \cdot 0,96 \cdot 0,95 \cdot \text{Irradiacion} \cdot \text{Correccion} \cdot \text{Dias} \cdot 1000000}{\text{Demanda}}$$

donde:

A : Área del colector (m²).

Colectores : Número de paneles instalados.

F_{opt} : Rendimiento óptico del colector (p.u.).

F_{perd} : Factor lineal de pérdidas del panel (W/m².K).

T_{amb} : Temperatura ambiente media del mes (°C).

Dias : Número de días del mes en consideración.

Demanda : Energía demandada en el mes (J).

Irradiacion : Irradiación horizontal solar en el mes de cálculo (J/m².dia).

Correccion : Factor de corrección de la irradiación según latitud e inclinación del colector (p.u.).

Para elegir la inclinación del panel se debe tener en cuenta cuál es el periodo de utilización. Si la demanda es constante, la inclinación coincide con la latitud geográfica. En cambio si la demanda es preferentemente en invierno o verano la inclinación es igual a la latitud +10° o -10° respectivamente. Esto es debido a que durante el verano el Sol está más alto y por tanto para aprovechar mejor la radiación el panel se debe colocar más plano. El mismo razonamiento es aplicable para los meses de invierno. En cuanto a la orientación del colector, la mejor es la sur en el

hemisferio norte, para que en todo momento el panel esté mirando al Sol. En este estudio el azimut se fija en 0° , es decir siempre se sitúan en la orientación óptima.

El factor de corrección de cada mes se elige de las tablas suministradas por el IDAE [PCBT02] entrando en ellas con la latitud de la localidad y la inclinación del panel que además en el presente proyecto coincide. (Las tablas se suministran en los Anexos)

La expresión para el cálculo de la variable X está dada para sistemas de calefacción y ACS conjuntamente, siendo el consumo de ACS inferior al 20% del consumo total. Para el este proyecto que sólo contempla producción de ACS se debe corregir dicha variable de la siguiente manera.

$$X' = X \cdot \frac{11,6 \cdot 1,18 \cdot T_p + 3,86 \cdot T_{red} - 2,32 \cdot T_{amb}}{100 - T_{amb}}$$

Siendo:

X' : La variable X corregida.

T_p : La temperatura de preparación del agua ($^\circ\text{C}$).

T_{red} : La temperatura del agua de red.

Además también se debería corregir en el caso de que el volumen de acumulación fuese distinto a 75 litros por metro cuadrado de captador solar. En este caso se ha elegido dicha proporción ya que es lo que se aconseja en el método. De todos modos la siguiente expresión se debe usar si el volumen es distinto.

$$X'' = X' \cdot 3,081 \cdot \left(\frac{V_{acumulador}}{A \cdot colectores} \right)^{-0,2598}$$

Finalmente se determina la fracción solar como:

$$f = 1,029 \cdot Y - 0,065 \cdot X'' - 0,245 \cdot Y^2 + 0,0018 \cdot X''^2 + 0,0215 \cdot Y^3$$

y con esta, el aporte solar:

$$Q_{solar} = f \cdot Demanda$$

En la Tabla 11 se recogen todos los datos obtenidos en cada mes siguiendo el proceso que se acaba de explicar. Se ha calculado para 44 paneles del modelo EURO-C20/HTF de la marca Wagner, que tiene las siguientes características:

$$F_{opt} = 0,74$$

$$F_{perd} = 3W / m^2 \cdot K$$

$$A = 2,37m^2$$

Mes	X	X'=X''	Y	f (%)	Qsolar (KWh)
Enero	1,998	1,955	0,5176	34,97	3.829
Febrero	1,994	1,977	0,7741	53,83	5.221
Marzo	2,007	2,073	0,9313	63,62	6.567
Abril	2,043	2,232	1,198	78,21	7.502
Mayo	1,966	2,093	1,242	81,30	7.891
Junio	1,866	1,947	1,38	89,02	8.186
Julio	1,802	1,796	1,612	100,10	9.312
Agosto	9,73	1,696	1,48	95,09	9.036
Septiembre	1,894	1,925	1,28	84,24	7.913
Octubre	1,996	2,123	0,9723	65,88	6.529
Noviembre	2,007	2,073	0,6651	45,53	4.548
Diciembre	1,977	1,906	0,4865	32,78	3.588

Tabla 11. Fracciones solares mensuales.

Al tener el aporte solar mensual se puede determinar la cobertura anual:

$$Cobertura = \frac{Energia_{solar}}{Energia_{demandada}} = \frac{72.973}{110.918} = 65,80\%$$

Una vez obtenida la fracción solar anual, se debe comparar con el requerimiento mínimo exigido según la situación geográfica y el consumo de ACS. En el caso de que fuese menor habría que aumentar el número de colectores a instalar o quizás elegir otro panel. Si por el contrario la cobertura es mayor se debe comprobar que no se sobrepasa el límite impuesto en el CTE; este es que en ningún mes la energía producida podrá superar el 110% de la demanda y en no más de 3 meses consecutivos el 100%.

También se puede calcular aquí el índice de ahorro de energía primaria del mismo modo que se hizo en cogeneración.

$$IAF = \frac{EP_{\sin} - EP_{solar}}{EP_{\sin}}$$

$$EP_{\sin} = \frac{Energia_{demandada}}{\eta_{caldera}} = 110.918 / 0,9 = 123.242 KWh$$

$$EP_{solar} = \frac{Energia_{demandada} - Energia_{solar}}{\eta_{caldera}} = \frac{110.918 - 72.973}{0,9} = 42.161 KWh$$

$$IAF = \frac{123.242 - 42.161}{123.242} = 65,80\%$$

Nótese que debido a que en esta tecnología no se produce otra energía a parte del calor, el índice de ahorro de energía primaria es igual a la cobertura que ofrezca el sistema.

Para calcular la separación entre filas de colectores

$$D = K \cdot h = \frac{1}{\tan(61 - lat)} \cdot (H_{col} \cdot \sen(lat)) = 3,62m$$

$$Distacia_{filas} = D + H_{col} \cdot \cos(lat) = 3,62 + 2,1 \cdot \cos(40,4) = 5,22m$$

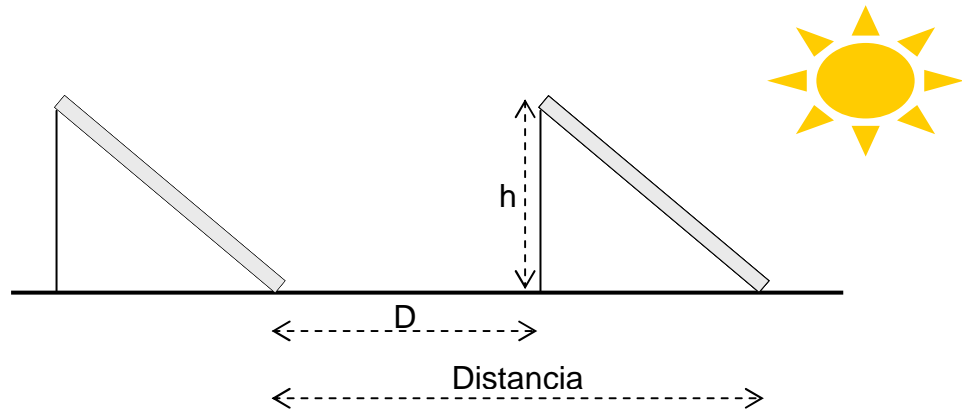


Ilustración 21. Colocación de los colectores solares.

donde:

lat : Latitud del emplazamiento.

H_{col} : Altura del colector 2,1 m.

W_{col} : Anchura del colector 1,2 m.

Esta distancia es necesaria para que no existan muchas pérdidas por sombras.

Además también se puede aproximar cuál es el espacio necesario para instalar los paneles solares. Se calcula un área mínima que correspondería a colocar todos los colectores en una misma fila y una máxima que supondría colocar cada colector en una fila diferente.

$$Area_{min} = W_{col} \cdot H_{col} \cdot \cos(lat) \cdot colectores \cdot 1,1 = 92,88m^2$$

$$A_{max} = [(colectores - 1) \cdot D + colectores \cdot H_{col} \cdot \cos(lat)] \cdot W_{col} \cdot 1,05 = 284,8m^2$$

Para calcular las emisiones evitadas se debe considerar únicamente la energía que se suple por el Sol por tanto:

$$Tn_{co_2}^{TOTAL} = \frac{Energia_{aprovechada} \cdot 204 \cdot 10^{-6}}{\eta_{caldera}} = \frac{94.011 \cdot 204 \cdot 10^{-6}}{0,9} = 21,31 Tn/año$$

3.2. Análisis Económico

El análisis económico que se realiza es idéntico que el del sistema de cogeneración en cuanto a los parámetros indicativos de viabilidad que se calculan: VAN, TIR y PR. En cuanto el proceso de cálculo es más sencillo ya que no requiere una actualización trimestral sino sólo anual.

Se han considerado los mismos parámetros económicos.

En este caso no existen ingresos, sino un ahorro de energía primaria, por lo que tanto tampoco hay que pagar impuestos, así que el flujo de caja anual queda muy simplificado.

$$FC_i = \text{Ahorro}_{\text{gas}_i} - \text{Mantenimiento}_i$$

Donde el ahorro de gas en cada año se evalúa como:

$$\text{Ahorro}_{\text{gas}_i} = \frac{\text{Energía}_{\text{aprovechada}}}{\eta_{\text{caldera}}} \cdot \frac{\text{PCS}}{\text{PCI}} \cdot \text{Tarifa}_{\text{gas}_i}$$

Y finalmente se actualizan los flujos de caja como se ha hecho antes:

$$FC_{\text{normalizado}_i} = \frac{FC_i}{\left(1 + \frac{\text{WACC}}{100}\right)^i}$$

La Tabla 12 recoge todos los valores anuales del análisis económico.

Año	Tarifa Gas €/MWh	Ahorro Gas (PCS) MWh	Ahorro Económico €	O&M €/año	MB €	FC €
0	-	-	-62.568	-	-	-62.568
1	44,89	89,19	4.004	500	3.504	3.504
2	47,14	89,19	4.204	512,5	3.692	3.692
3	49,5	89,19	4.415	525,3	3.890	3.889
4	51,97	89,19	4.635	538,4	4.097	4.097
5	54,57	89,19	4.867	551,9	4.315	4.315
6	57,3	89,19	5.111	565,7	4.545	4.545
7	60,16	89,19	5.366	579,8	4.786	4.786
8	63,17	89,19	5.634	594,3	5.040	5.040
9	66,33	89,19	5.916	609,2	5.307	5.307
10	69,64	89,19	6.211	624,4	5.587	5.587
11	73,13	89,19	6.522	640	5.882	5.882
12	76,78	89,19	6.848	656	6.192	6.192
13	80,62	89,19	7.190	672,4	6.518	6.518
14	84,65	89,19	7.550	689,3	6.861	6.861
15	88,89	89,19	7.928	706,5	7.222	7.221
16	93,33	89,19	8.324	724,1	7.600	7.600
17	98	89,19	8.741	742,3	7.998	7.998
18	102,9	89,19	9.178	760,8	8.417	8.416
19	108	89,19	9.633	779,8	8.853	8.856
20	113,4	89,19	10.114	799,3	9.315	9.319
21	119,1	89,19	10.623	819,3	9.803	9.805
22	125,1	89,19	11.158	839,8	10.318	10.315
23	131,3	89,19	11.711	860,8	10.850	10.852
24	137,9	89,19	12.299	882,3	11.417	11.416
25	144,8	89,19	12.915	904,4	12.010	12.009

Tabla 12. Análisis económico del sistema de energía solar.

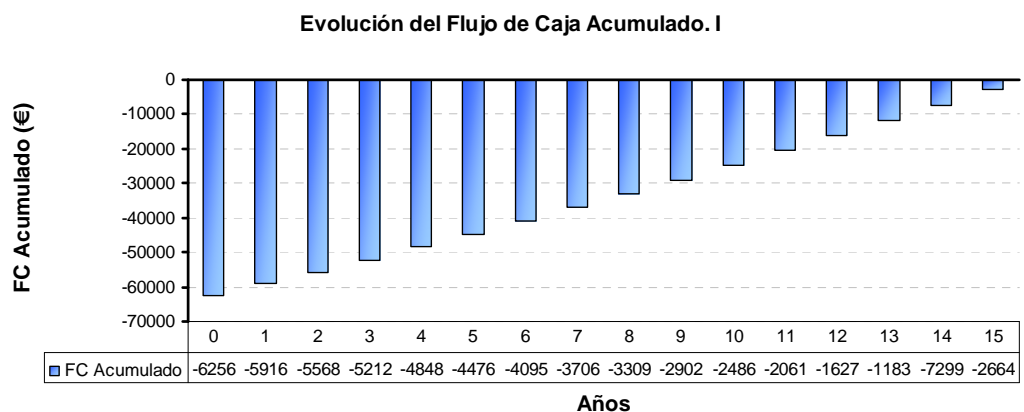


Ilustración 22. Flujos de caja acumulado los 15 primeros años en solar.

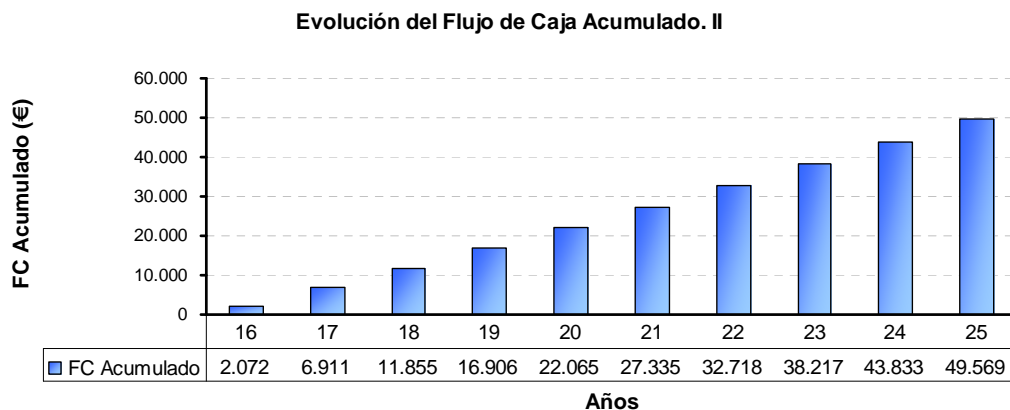


Ilustración 23. Evolución de los flujos de caja los 10 últimos años en solar.

Con los flujos de caja se obtienen los siguientes índices económicos:

$$VAN = 49.569\text{€}$$

$$TIR = 7,74\%$$

$$PR = 16\text{años}$$

Como se puede observar la TIR es menor del 10% es por ello que si se hubiese fijado un WACC del 10% en ambas tecnologías se obtendría un VAN negativo, lo que viene a decir que no sería rentable.

4. Simulación del sistema

Para visualizar como evoluciona el sistema solar diseñado mediante el procedimiento F-Chart, se simula durante una semana en intervalos de 10 minutos. Los datos de radiación y temperatura se cogen del programa Meteonorm el cual los aporta de manera horaria, por lo que se interpola de manera lineal entre horas.

El flujo másico del circuito primario, el de los colectores, se estima en 60 Kg/h.m2, el fluido que circula es agua con etilenglicol para evitar la congelación de este en las noches de invierno, al estar la bomba parada y la temperatura muy baja. El flujo del secundario se ha fijado para que el intercambiador de calor trabaje equilibrado.

$$m_1 \cdot N_{colectores} \cdot Cp_1 = m_2 \cdot Cp_2$$

Se ha supuesto que todos los paneles están conectados en paralelo, para que así trabajen con mayores rendimientos.

El proceso de cálculo en cada intervalo de tiempo es el siguiente:

1. Se compara la irradiancia de ese momento con la mínima que se considera necesaria para que pueda calentar sensiblemente el fluido.
2. En el caso de que la irradiancia sea menor que la mínima, la bomba de circulación estaría parada y la temperatura del acumulador descendería ya que existe un consumo y no se aporta agua caliente.
3. Si la irradiancia es superior caben dos opciones dependiendo de la diferencia de temperatura entre el acumulador y la temperatura del agua que se introduzca al mismo.
4. Si dicha diferencia es menor de 2°C o está entre 2 y 7°C y la bomba estaba parada anteriormente, la bomba se para o continua parada, según proceda, con el consiguiente aumento de la temperatura del fluido del primario ya que no intercambia calor y la temperatura del acumulador disminuye en el caso de que exista consumo.
5. Si la diferencia es mayor que 7°C o está entre 2 y 7°C pero la bomba en el intervalo anterior estaba encendida, la bomba se pone en funcionamiento o continúa encendida, según proceda. Se produciría el intercambio de calor con el consiguiente aumento de temperatura en el acumulador en el caso en el que la demanda de ACS fuese inferior a la energía que se introduce.

A continuación se presenta el esquema que se ha supuesto y el listado de ecuaciones que lo rigen y permiten determinar la temperatura del acumulador en cada momento.

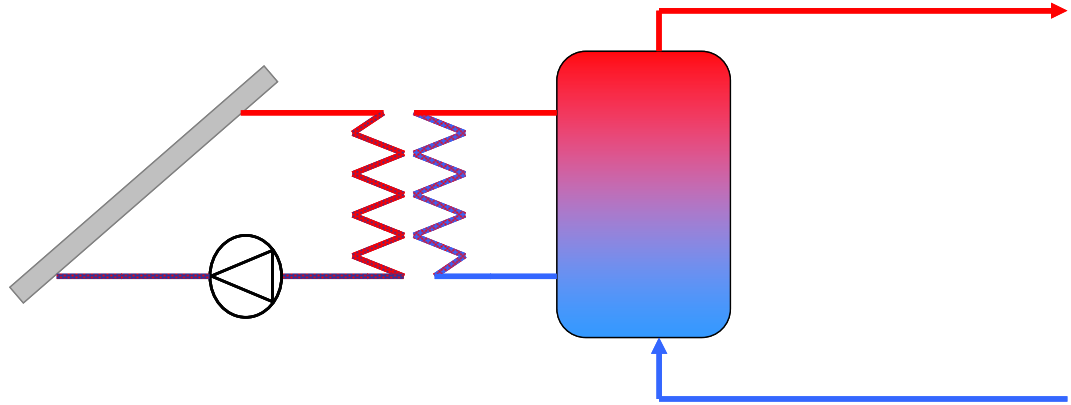


Ilustración 24. Esquema para la simulación del sistema de ACS.

$$Q_{colector} = I_i \cdot A \cdot N_{colectores} \cdot \eta_{colector}$$

$$\eta_{colector} = F_{opt} - F_{perd} \cdot \frac{\left(\frac{Tce_i - Tcs_i - T_{amb_i}}{2} \right)}{I_i}$$

$$Q_{colector} \cdot \Delta t = V_{colector} \cdot N_{colectores} \cdot Cp_1 \cdot (Tce_i - Tcs_{i-1})$$

$$\dot{m}_1 \cdot N_{colectores} \cdot Cp_1 = \dot{m}_2 \cdot Cp_2$$

$$Q_{max} = \min \left[\dot{m}_1 \cdot N_{colectores} \cdot Cp_1 \cdot (Tce_i - Tacum_{i-1}) \quad ; \quad \dot{m}_2 \cdot Cp_2 \cdot (Tce_i - Tacum_{i-1}) \right]$$

$$Q_{inter} = \varepsilon \cdot Q_{max}$$

$$Q_{inter} = \dot{m}_1 \cdot N_{colectores} \cdot Cp_1 \cdot (Tce_i - Tcs_i)$$

$$Q_{inter} = \dot{m}_2 \cdot Cp_2 \cdot (T2s_i - Tacum_{i-1})$$

$$\begin{aligned} & \left(\dot{m}_2 \cdot Cp_2 \cdot T2s + \dot{m}_{consumo} \cdot Cp_2 \cdot T2s_i \right) \cdot \Delta t = \\ & = \left(\dot{m}_{consumo_i} \cdot Cp_2 \cdot Tacum_{i-1} + \dot{m}_2 \cdot Cp_2 \cdot Tacum_{i-1} \right) \cdot \Delta t + Macum \cdot Cp_2 \cdot (Tacum_i - Tacum_{i-1}) \end{aligned}$$

Donde:

$Tacum_i$: Temperatura del acumulador en el instante i .

$Macum$: Masa del acumulador.

Tce_i : Temperatura de entrada al colector en el instante i .

Tcs_i : Temperatura de salida del colector en el instante i .

$T2s_i$: Temperatura de salida del secundario en el instante i .

Q_{inter} : Calor en el intercambiador en el instante i .

ε : Eficiencia del intercambiador.

Q_{max} : Máximo calor teórico intercambiable en el instante i .

$\dot{m}_{consumo_i}$: Flujo másico de ACS consumido en el instante i .

\dot{m}_1 : Flujo másico del circuito primario.

\dot{m}_2 : Flujo másico del circuito secundario.

Δt : Incremento de tiempo entre dos instantes consecutivos.

$Q_{colector}$: Calor absorbido en el campo solar en el instante i .

Cp_1 : Calor específico del circuito primario.

Cp_2 : Calor específico del circuito secundario.

$\eta_{colector}$: Rendimiento del colector en el instante i .

I_i : Irradiancia incidente total sobre el colector en el instante i .

Para la simulación el Δt se ha fijado en 10 minutos, tiempo suficiente para que la integración quede suave. La eficiencia del intercambiador se ha considerado constante para cualquier temperatura de trabajo, suponiendo que esté diseñado en el punto de saturación de un intercambiador de placas cuya relación de capacidad de calor es la unidad. Como simplificación se ha supuesto que en cada instante todo el volumen del acumulador alcanza la misma temperatura, no produciéndose la estratificación.

Capítulo 5 HERRAMIENTA DESARROLLADA

Con el fin de realizar el estudio comparativo entre ambas tecnologías se ha desarrollado una interfaz para cada una de ellas. Esta herramienta además facilita la comprensión de los resultados principales y el cambio de los parámetros para la simulación de distintos casos.

1 Cogeneración

Las entradas al programa son:

4 variables para la situación y dimensionado de la zona a simular, esto implica: elección de cualquier capital de provincia de España, el número de viviendas, las personas por casa y el consumo de agua de cada una de ellas.

3 variables para fijar las temperaturas y la caldera: estas son las temperaturas de uso y preparación, además se debe señalar el rendimiento de la caldera.

5 variables económicas: $r_{inf\ lacion}$; $r_{combustible}$; $r_{O\&M}$; $r_{impuestos}$; $WACC$.

Las salidas son:

Las energías tanto anuales como en cada trimestre.

La cobertura anual.

Las emisiones evitadas en la producción de cada energía y las toneladas totales.

El ahorro de energía primaria,

Las características del motor y del acumulador.

Inversiones, gasto de mantenimiento y los índices de rentabilidad.

Además también se muestra en 2 gráficas cómo es la evolución de la generación de energía eléctrica, de la demanda y del calor útil que es aprovechado a lo largo de los trimestres.

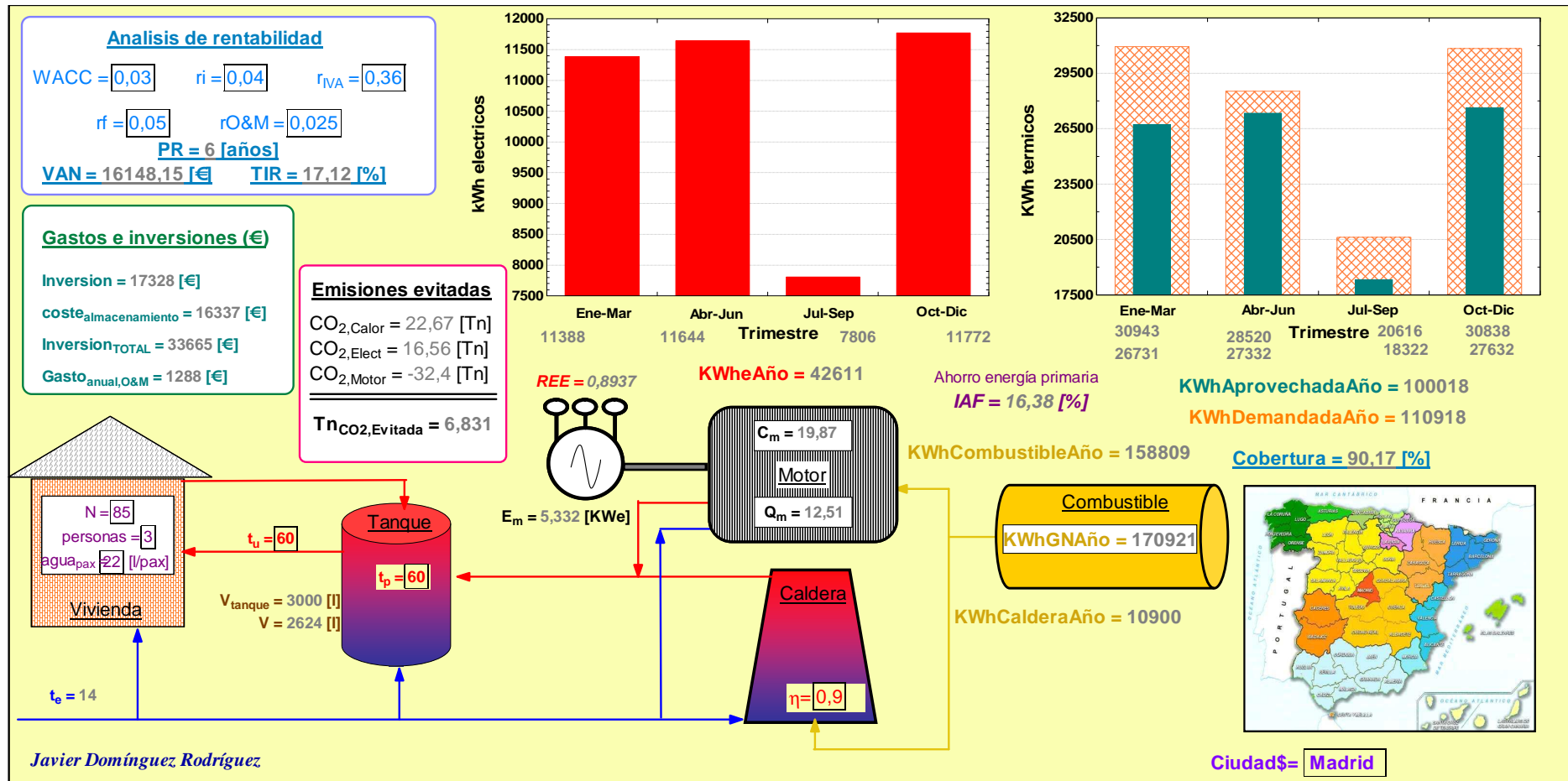


Ilustración 25. Interfaz desarrollada para sistemas de cogeneración.

2 Solar

Las entradas al programa son:

4 variables para la situación y dimensionado de la zona a simular, esto implica: elección de cualquier ciudad de España, el número de viviendas, las personas por casa y el consumo de agua de cada una de ellas.

3 variables para fijar los parámetros del colector: se debe elegir un colector de entre una lista o bien cabe la opción de elegir el modo manual y determinar los parámetros del panel, también se debe indicar las cotas del captador con el fin de saber el espacio requerido para la instalación.

En el caso de insertar los valores manualmente se debe colocar la lista desplegable en manual y posteriormente pulsar el botón valores que te dirige a una pantalla como la que se muestra en la Ilustración 26.

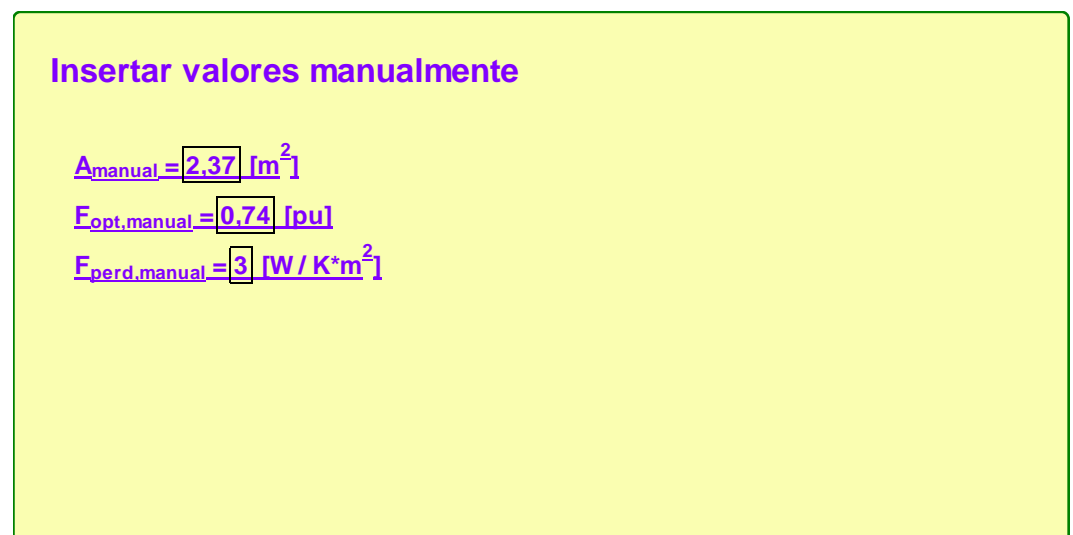


Ilustración 26. Inserción de valores manualmente de un panel.

6 variables económicas: que son las tasas anuales de subida del precio de gas y el mantenimiento, el WACC y el coste de instalación por m², el mantenimiento anual y el número de años de estudio

económico. En este modelo, a diferencia del otro se ha dado la posibilidad de cambiar el número de años de estudio económico, ya que se ha supuesto que una instalación solar puede durar incluso más de 25 años.

1 variable que es la que se va variando para dimensionar esta es el número de colectores.

Las salidas son:

Un resumen del caso simulado, es decir su latitud, la zona geográfica, y la cobertura mínima solar.

Las energías demandada y aportada total, junto con la cobertura.

Las toneladas de CO₂ evitadas cada año.

El área total de colectores su inclinación, la separación entre filas y la superficie necesaria mínima y máxima necesaria para la colocación del campo solar.

Inversiones y los índices de rentabilidad.

Volumen de almacenamiento y parámetros del colector elegido.

Además también se muestran en 2 gráficas: la primera de ellas representa la demanda y el aporte energético en cada mes con la correspondiente cobertura. La segunda es un análisis económico de sensibilidad, en el que se varía la cobertura anual, para ver si conviene aumentarla.

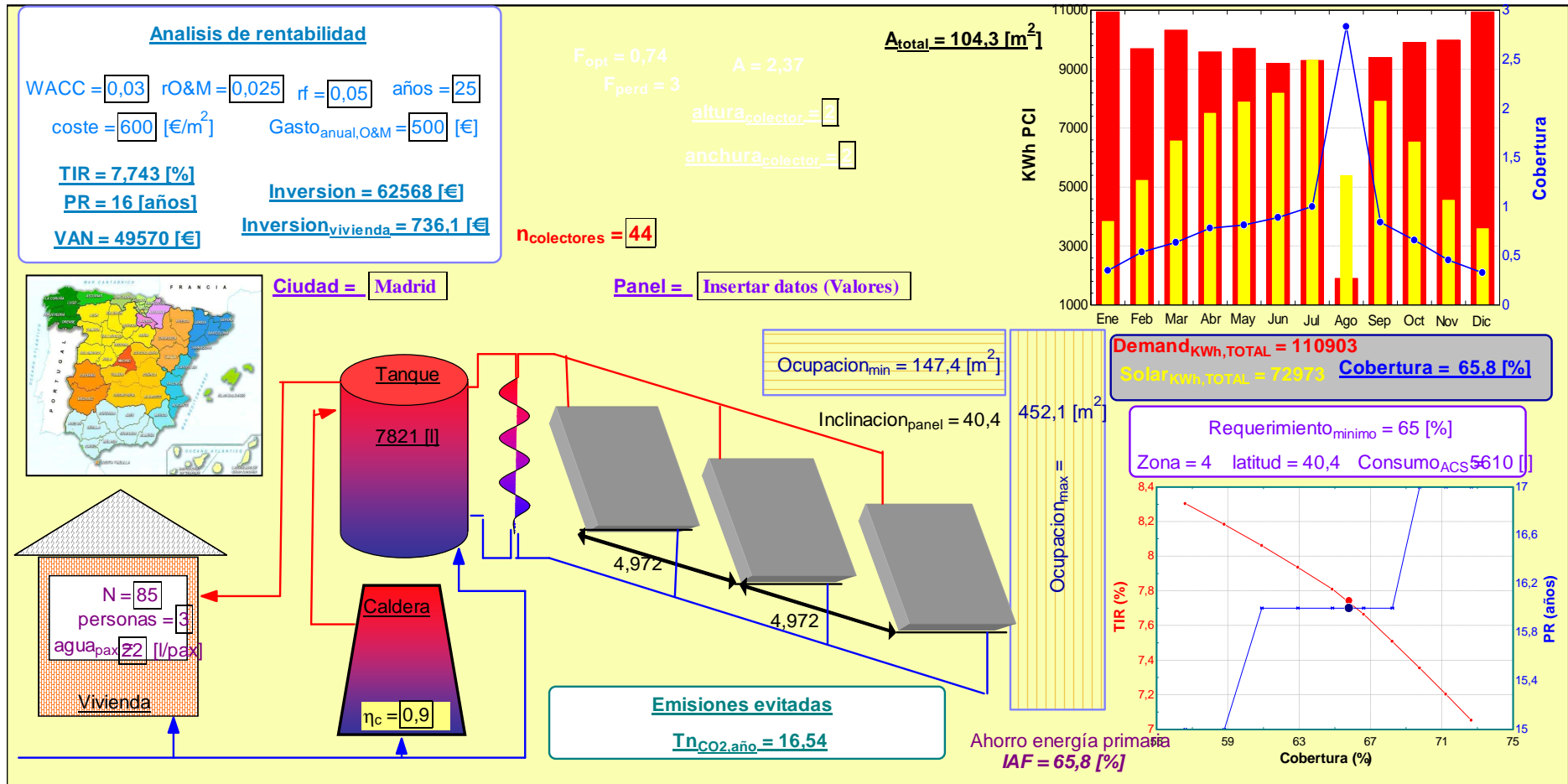


Ilustración 27. Interfaz desarrollada para es sistema solar de ACS.

Capítulo 6 RESULTADOS

1 Comparativa entre ciudades tipo

Para realizar un análisis comparativo entre las dos tecnologías se ha optado por elegir una ciudad importante, en cuanto a número de habitantes, de cada zona geográfica de España. Los parámetros que se han usado para compararlas son los índices de rentabilidad TIR, VAN y PR, las inversiones por vivienda y la inversión por tonelada de dióxido de carbono evitada así como las emisiones y el ahorro de energía primaria.

Para realizar el cálculo se han seguido las siguientes hipótesis:

- El WACC se ha fijado en un 3% en ambas tecnologías para poder comparar mejor, a pesar de que en cogeneración se suele fijar un 10%, por ser una tecnología de uso industrial.
- Los años de estudio son diferentes ya que cada tecnología tiene una vida útil distinta; para cogeneración son 10 mientras que para solar son 25.
- Durante el mes de agosto la ocupación es de un 20%, por lo que el motor en ese mes se para. Además se realiza otra parada de un día en marzo.
- El número de viviendas se ha fijado en 85 y con 3 personas por casa. Con un consumo de 22 litros por habitante.
- Las tasas de inflación, subida del precio del combustible y del mantenimiento es la misma que la empleada en los cálculos.

Se ha querido también comparar dentro de la tecnología solar, si conviene ceñirse al requerimiento mínimo exigido en el CTE, o si por el contrario aumentar la cobertura hasta lo máximo posible.

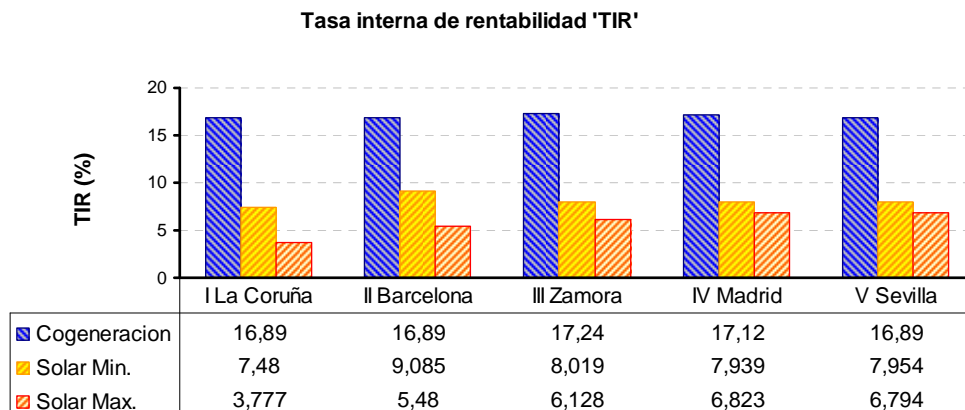


Ilustración 28. Comparativa de la TIR en función de las zonas y tecnologías.

A pesar de que la TIR es función del número de años de la vida útil, se aprecia que la cogeneración ofrece mejores rentabilidades que la tecnología solar, entre dos y tres veces dependiendo de la zona y de la opción de diseño. Además dado que la cogeneración apenas es dependiente de la zona climática, esta mantiene una rentabilidad casi fija en torno al 17%. En cuanto a la energía termosolar se aprecia que siempre es mejor diseñar el sistema para cumplir la mínima fracción solar, además la cobertura exigida para cada zona está impuesta de modo que se obtengan rentabilidades muy parecidas, estas varían entre 7,5 y un 9%, tendiendo siempre al 8%.

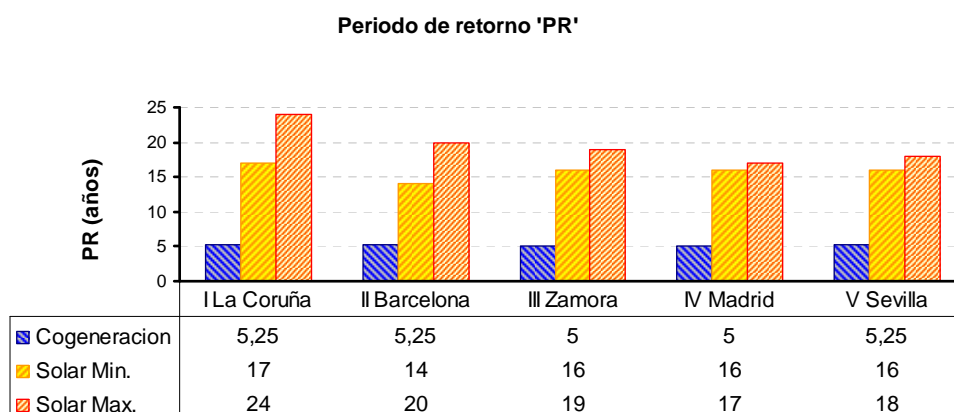


Ilustración 29. Comparativa del PR en función de las zonas y tecnologías.

El año en el que se consigue obtener toda la inversión realizada varía mucho entre ambas opciones, mientras que con la cogeneración se tarda 5

años, con los colectores solares se necesitan unos 16 años como mínimo y unos 20 si se desea aumentar al máximo la cobertura. Si se compara el periodo de retorno con la vida útil, la cogeneración arroja un 50%, es decir, en la primera mitad de la vida del motor los ingresos son para amortizar la inversión y la otra mitad todo son beneficios para la comunidad de vecinos. El ratio de la opción solar es mayor, en torno al 65%, por lo que en este aspecto la cogeneración también es mejor.

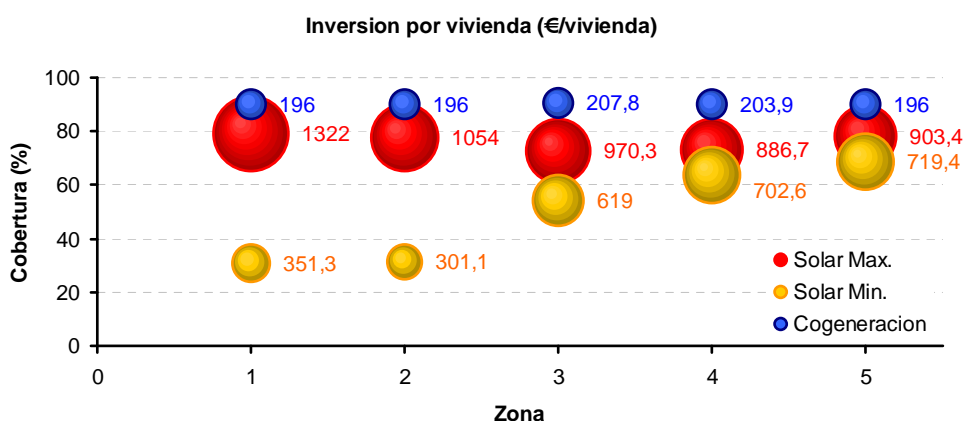


Ilustración 30. Comparativa de la inversión por vivienda en función de las zonas y tecnologías.

La inversión por vivienda necesaria para instalar un sistema de cogeneración ronda los 200€ para una cobertura del 90% mientras que en la tecnología solar esta cifra se sitúa en los 300€ para una cobertura del 30% y los 700€ para el 70%. Se concluye que la cogeneración es una opción mucho más barata y que además proporciona mayor cobertura.

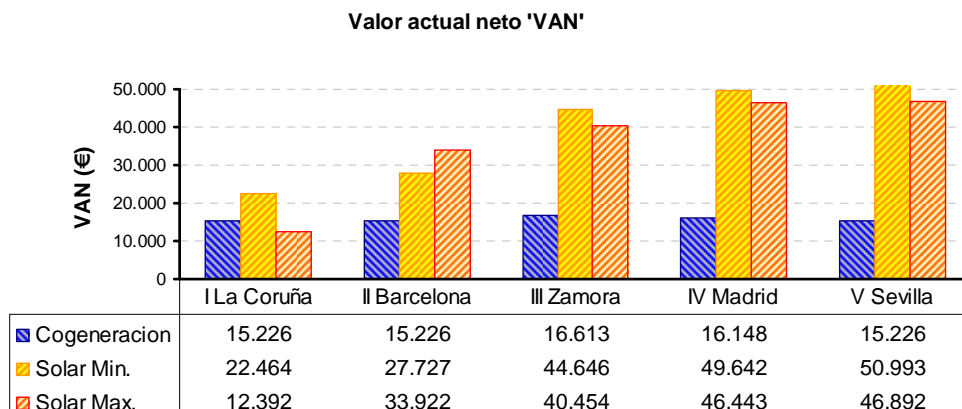


Ilustración 31. Comparativa del VAN en función de las zonas y tecnologías.

En cuanto al dinero que se espera ganar al final, la tecnología solar genera más, no obstante hay que tener en cuenta que el VAN es función de inversión y de los años. Como los captadores requieren más capital y su vida útil es mayor, es por eso por lo que las cantidades son mucho mayores que en cogeneración.

La cogeneración aporta unos 15.000€ al final de los 10 años en cualquier localización, mientras que la opción solar es muy dependiente de dónde se sitúe ya que también varía el requerimiento mínimo y por tanto la inversión. La cifra se sitúa entre 22.000 y 50.000€, para la mínima fracción solar, también se desprende que no es bueno diseñar para aumentar la cobertura por encima de lo exigido.

En un análisis más profundo de las cifras se puede concluir que con todos los ingresos obtenidos se podría volver a instalar el mismo sistema de ACS ya sin coste alguno para los consumidores. La cogeneración reporta algo menos de 200€ por vivienda que es lo necesario para la instalación. Sin embargo con la opción solar es deficitaria para una nueva inversión en el futuro.

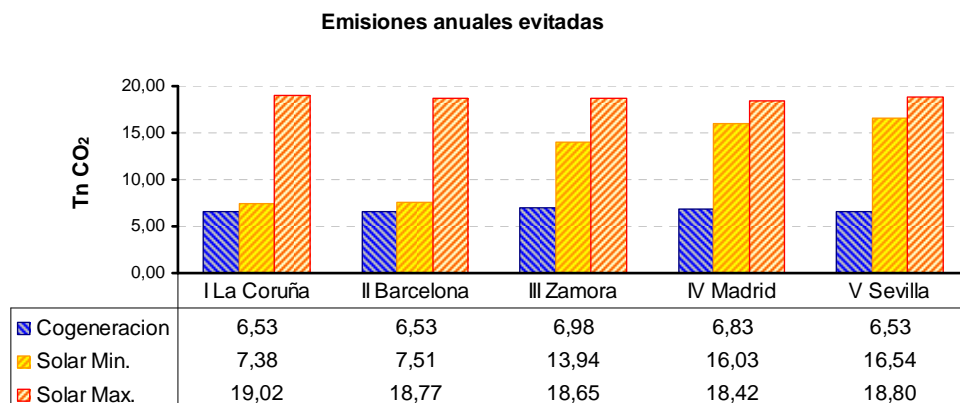


Ilustración 32. Comparativa de las emisiones de CO₂ en función de las zonas y tecnologías.

En cuanto a las emisiones evitadas, obviamente la tecnología solar es la ganadora ya que no necesita de ningún aporte de energía primaria a diferencia de la cogeneración. Esta es capaz de evitar entre 6 y 7 toneladas de CO₂ al año frente a la solar que está en el rango de 7 a 17 dependiendo

de la zona. Si se opta por aumentar la fracción solar la cifra aumenta hasta casi las 20 toneladas para cualquier localidad.

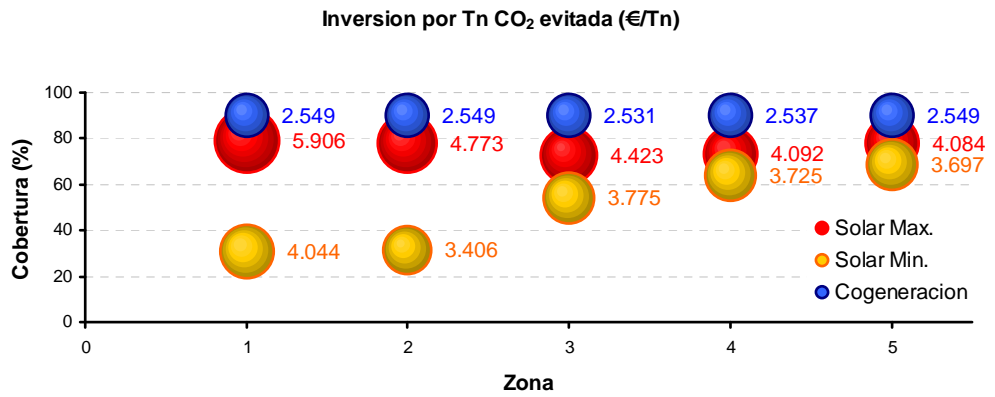


Ilustración 33. Comparativa de la inversión por Tn de CO₂ en función de las zonas y tecnologías.

Si se mide lo que supone económicamente evitar una tonelada de CO₂ la cogeneración vuelve a ganar, 2.500 frente a casi 4.000€/Tn. Estos valores son casi independientes de la zona y de la cobertura anual. También en este caso la opción de aumentar la fracción solar supone incrementar la inversión.

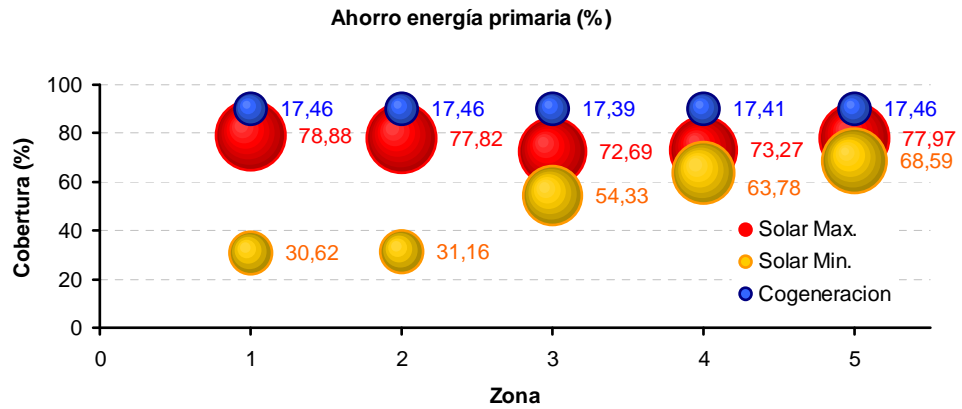


Ilustración 34. Comparativa del ahorro en energía primaria en función de las zonas y tecnologías.

Finalmente se presenta el ahorro porcentual en energía primaria que se consigue con cada una de las tecnologías. La solar, como se indicó anteriormente es exactamente igual que la cobertura, por tanto a mayor fracción solar aportada mayor porcentaje, el rango en el que se mueve

entonces es entre un 30 u un 80%. En el caso de la cogeneración el ahorro es independiente de la zona y se sitúa entre el 17 y el 18%.

2 Madrid

Aquí se realiza un estudio en una única ciudad, Madrid, variando el número de viviendas entre 85 y 200 a intervalos de 5 en 5. Todos los demás parámetros económicos y de ocupación son iguales que los que se han indicado antes. En el caso de la tecnología solar sólo se tiene en cuenta el dimensionado según el requerimiento mínimo.

El fin de este análisis es ver cómo cambian las rentabilidades y las emisiones según el número de consumidores y saber qué tecnología resulta mejor.

En la Tabla 13 se recogen valores de la TIR y de la inversión necesaria por vivienda para algún número de viviendas.

<i>Resumen económico en función del número de viviendas.</i>	<i>TIR (%)</i>		<i>Inversión/vivienda (€)</i>	
	<i>Cogeneración</i>	<i>Solar</i>	<i>Cogeneración</i>	<i>Solar</i>
85	17,12	7,74	203,9	736,1
100	18	7,08	200,2	782,1
125	19,25	6,54	195,3	784,9
150	20,31	6,69	191,3	777,4
175	21,24	6,76	188	780,1
200	22,07	6,81	185,3	782,1

Tabla 13. Evolución de la TIR y la inversión según el número de viviendas.

A continuación se muestran las gráficas para ambas tecnologías para visualizar mejor la evolución de estos índices.

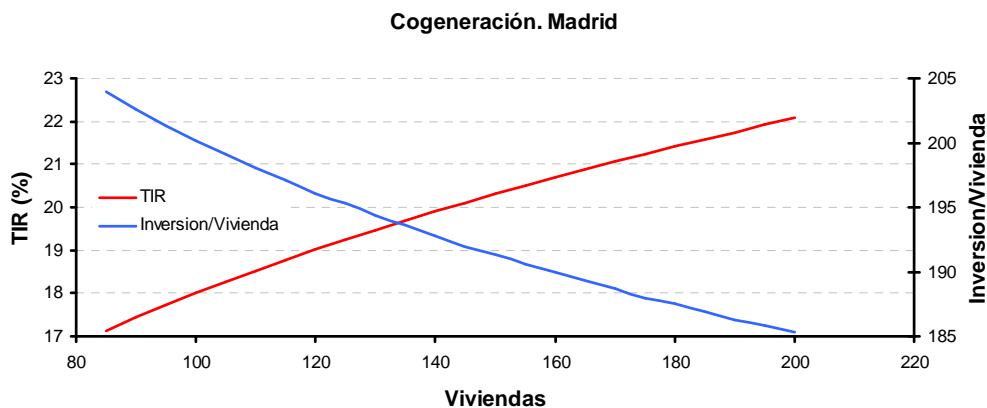


Ilustración 35. Evolución de la TIR y de la inversión en cogeneración con el número de viviendas.

La rentabilidad de un sistema de cogeneración aumenta con el número de viviendas, esto ocurre debido a que al ir a motores más potentes el precio del KWe disminuye, esto también se aprecia en la otra curva que representa la inversión por vivienda. La inversión varía desde un máximo de algo más de 200€, que correspondería al motor comercial más pequeño, hasta unos 185€ para 200 viviendas. En cuanto a la rentabilidad varía hasta 5 puntos porcentuales, siendo el mínimo obtenible un 17%.

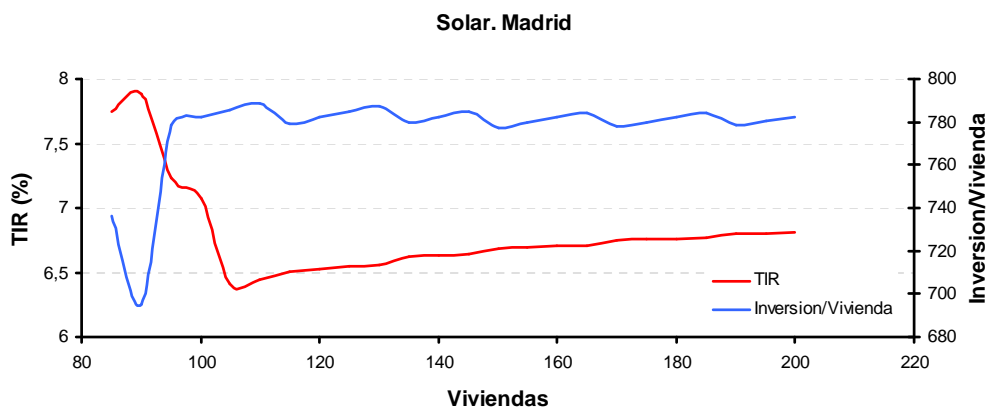


Ilustración 36. Evolución de la TIR y de la inversión en solar con el número de viviendas.

La rentabilidad en un sistema solar apenas es sensible al número de viviendas, excepto cuando ocurre un salto en la contribución mínima exigida debido al aumento de consumo de ACS. Cuanto más pequeña sea la fracción solar, la rentabilidad es mayor, y para un mismo requerimiento

la TIR aumenta muy ligeramente, menos de medio punto porcentual, con las viviendas.

Con la inversión por vivienda ocurre algo parecido, es necesario menos capital cuanto menos fracción solar, y fijada esta, el aumento de viviendas no supone ningún abaratamiento para la instalación estando fijo en 780€/vivienda. Esto se debe a que esta tecnología no está afectada por las economías de escala, es decir el coste de instalación de un metro cuadrado de colectores es fijo, unos 600€/m².

En la Tabla 14 se recogen valores de las emisiones de CO₂ evitadas anualmente y de la inversión por vivienda que se debe realizar para evitarlas.

<i>Resumen de emisiones y su inversión en función del número de viviendas.</i>	<i>Tn CO₂ (Tn)</i>		<i>Inversión/Tn CO₂ (€)</i>	
	<i>Cogeneración</i>	<i>Solar</i>	<i>Cogeneración</i>	<i>Solar</i>
85	6,83	16,54	2.537	3.783
100	8,04	20,17	2.490	3.877
125	10,07	25,27	2.425	3.883
150	12,11	30,15	2.370	3.868
175	14,17	35,24	2.323	3.873
200	16,24	40,34	2.281	3.877

Tabla 14. Evolución de las emisiones y su inversión según el número de viviendas.

También se muestran a continuación las gráficas para ver su comportamiento.

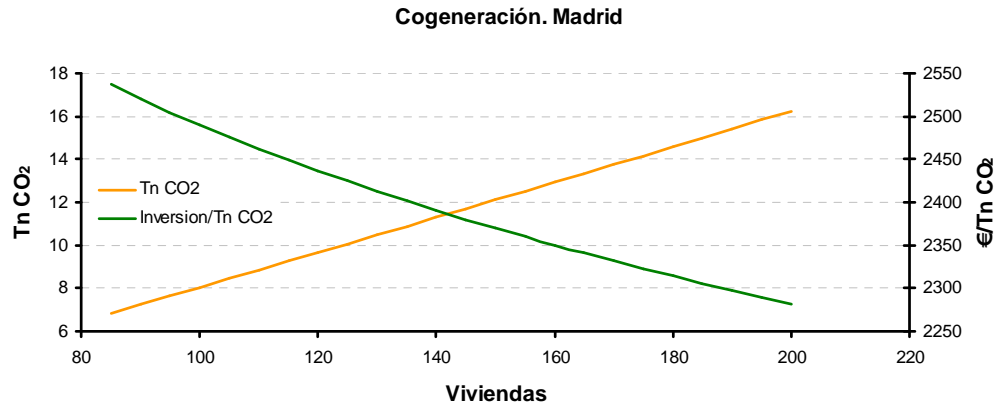


Ilustración 37. Evolución de las emisiones y de la inversión por tonelada en cogeneración con el número de viviendas.

Las emisiones evitadas anualmente lógicamente aumentan con el número de viviendas, a una tasa de unos 80Kg/vivienda, y la inversión que hay que hacer por tonelada disminuye desde 2.500 a 2.300€/vivienda, porque como se ha señalado antes se ve afectada por la economía de escala.

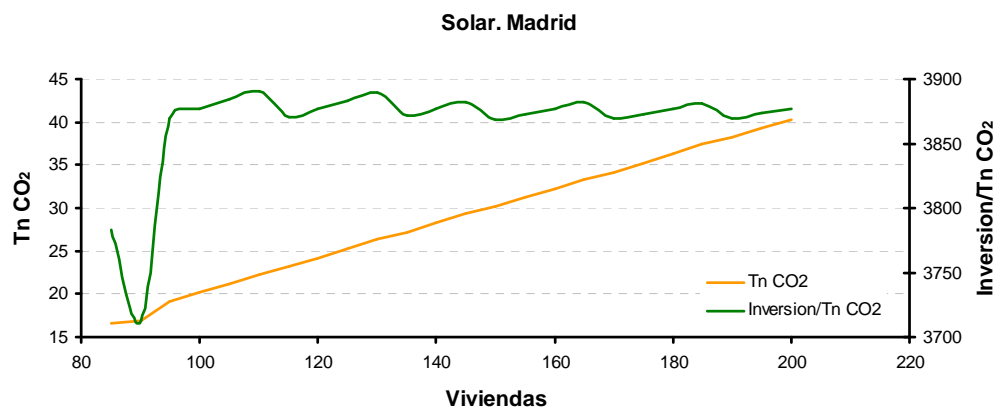


Ilustración 38. Evolución de las emisiones y de la inversión por tonelada en solar con el número de viviendas.

En el caso de la tecnología termosolar, la tasa de aumento de las emisiones evitadas es de unos 200Kg/vivienda. En cuanto a la inversión necesaria, es menor cuanto más pequeña sea la cobertura mínima y para un mismo requerimiento la inversión es independiente del número de vecinos, siendo 3.870€/vivienda el coste.

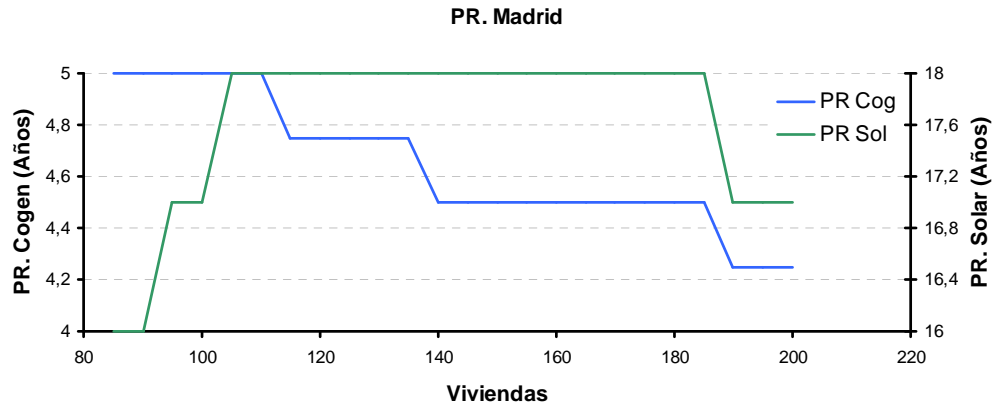


Ilustración 39. Evolución del periodo de retorno con el número de viviendas.

El periodo de retorno en cogeneración disminuye desde los 5 a los 4,2 años, lo que como se ha visto implica mayores rentabilidades y un menor riesgo en la inversión pues se exigen menos horas de funcionamiento al motor. En solar el PR aumenta al aumentar la contribución mínima, y para un mismo requerimiento este se mantiene constante en 18 años y a partir de las 190 viviendas baja a los 17 años.

3 Análisis de sensibilidad

Se muestra a continuación cómo variarían los principales índices económicos, TIR y VAN al modificarse la inflación y la tasa de aumento del precio del gas natural. El escenario elegido para realizar este análisis es Madrid, con 85 viviendas y la ocupación de los anteriores casos.

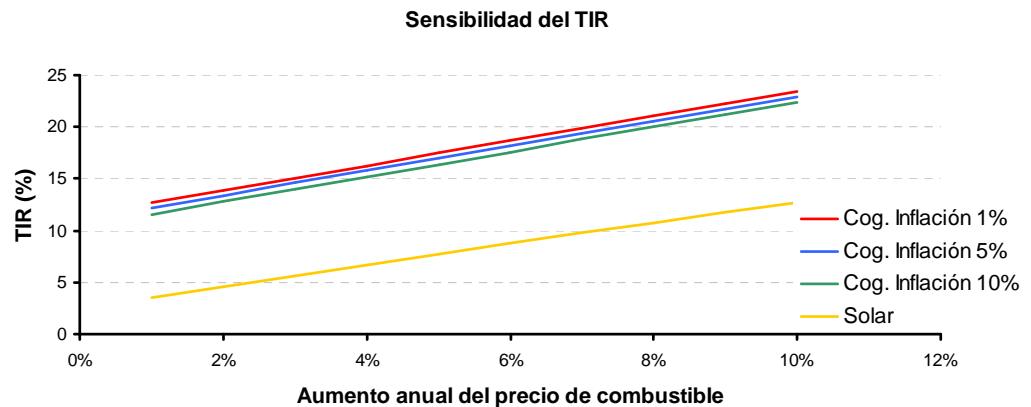


Ilustración 40. Sensibilidad de la TIR al aumento anual del precio de combustible y de la inflación.

La Tabla 15 recoge alguno de los datos que se muestran en la gráfica Ilustración 40.

<i>Sensibilidad de la TIR según la inflación y la subida del precio de combustibles</i>	<i>Cogeneración</i>		<i>Solar</i>	
	<i>Inflación</i>			
	<i>1%</i>	<i>5%</i>	<i>10%</i>	<i>i</i>
<i>Combustibles 2%</i>	13,88	13,39	12,80	4,58
<i>Combustibles 4%</i>	16,29	15,81	15,21	6,71
<i>Combustibles 6%</i>	18,68	18,20	17,60	8,77
<i>Combustibles 8%</i>	21,05	20,56	19,97	10,78
<i>Combustibles 10%</i>	23,41	22,92	22,32	12,76

Tabla 15. Sensibilidad de la TIR según la inflación y de la subida de los combustibles.

Para la cogeneración, el aumento de la inflación en 5 puntos a penas supone una disminución de medio punto porcentual en la rentabilidad para una tasa de subida del combustible fija. En la parte de solar, debido a como se ha desarrollado el modelo, la inflación no supone cambio alguno en la rentabilidad. En realidad esto no es así ya que el precio del combustible se ve afectado por la inflación.

Como se puede apreciar en las figuras, la rentabilidad es muy sensible a la tasa anual de subida del precio de gas natural. En ambos caso dicho aumento supone una mejora en la TIR. En solar, el ahorro en energía primaria continúa siendo el mismo pero supone mayores ingresos por ser más cara. La modificación de la actualización de la tarifa eléctrica en cogeneración permite, como se explicó en capítulos anteriores, que aunque el precio del combustible aumente la tecnología siga siendo viable, no como ocurría años antes con el antiguo real decreto.

La TIR aumenta por cada punto de subida de la tasa de combustibles, para cogeneración y solar, un 1,2 y 1 punto respectivamente.

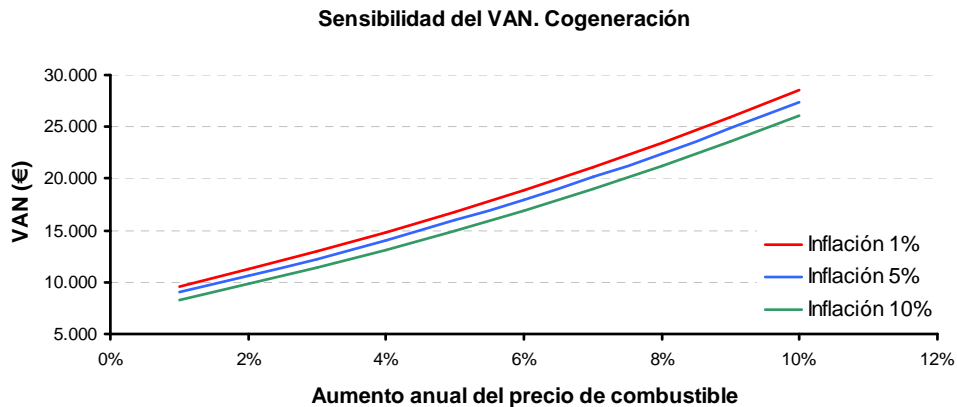


Ilustración 41. Sensibilidad del VAN al aumento anual del precio de combustible y de la inflación en cogeneración.

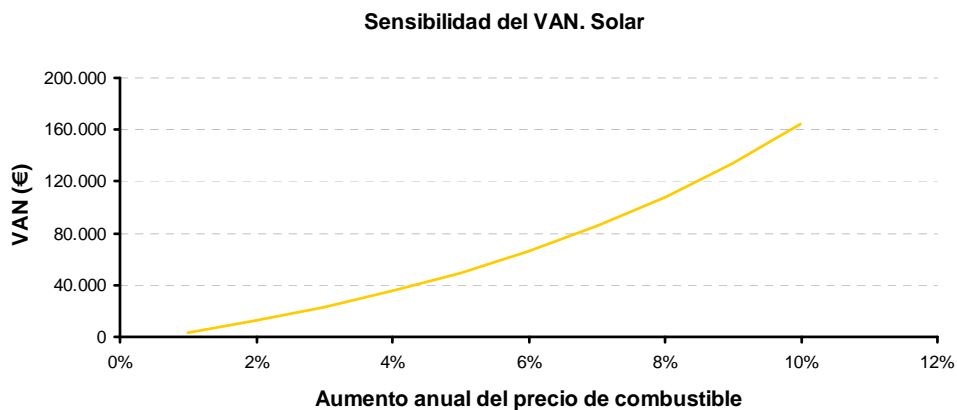


Ilustración 42. Sensibilidad del VAN al aumento anual del precio de combustible en solar.

A diferencia de las gráficas de la TIR aquí se ha decidido no poner las dos tecnologías juntas para poder apreciar mejor la tendencia de las curvas, ya que se mueven en rangos muy distintos. Se recuerda que el VAN depende mucho de la inversión y en solar esta es muy superior a la cogeneración.

La siguiente tabla recoge alguno de los principales valores.

<i>Sensibilidad del VAN según la inflación y la subida del precio de combustibles</i>	<i>Cogeneración</i>		<i>Solar</i>	
	<i>Inflación</i>			
	<i>1%</i>	<i>5%</i>	<i>10%</i>	<i>i</i>
<i>Combustibles 2%</i>	11.241	10.574	9.787	12.639
<i>Combustibles 4%</i>	14.809	14.045	13.145	35.374
<i>Combustibles 6%</i>	18.846	17.972	16.943	66.094
<i>Combustibles 8%</i>	23.416	22.415	21.238	107.829
<i>Combustibles 10%</i>	28.585	27.441	26.095	164.772

Tabla 16. Sensibilidad del VAN según la inflación y de la subida de los combustibles.

Inspeccionando las gráficas del VAN se puede sacar la misma conclusión. Pero la opción solar es más sensible que la cogeneración, ya que los beneficios finales en el caso más favorable superan los 160.000€ y en el peor no se consigue llegar a 5.000€. En cogeneración el rango es mucho más estrecho, entre 10.000 y 30.000€, es decir un aumento del 200% respecto del peor escenario, comparado con un 4.500% en solar.

4 Modificaciones en la tarifa eléctrica

En el siguiente punto se estudia cómo varía la rentabilidad de un sistema de cogeneración al bajar la tarifa de venta de energía eléctrica, el escenario escogido es Madrid pero dado que este tipo de tecnología apenas está afectada por la geografía en la que se instala se puede extrapolar a toda España.

Se pretende determinar cuál debería ser la tarifa del Real Decreto 661/2007, para que la rentabilidad (TIR) del sistema de cogeneración fuera la misma que la del solar, es decir, de un 8%.

En la Ilustración 43, se ha elegido un edificio de 85 viviendas, que es el más pequeño posible para usar micro-cogeneración y por tanto la tarifa

eléctrica que arroja la TIR del 8%, 103,7€/MWh, sería la mínima exigible para conseguir rentabilidades iguales.

La evolución de la rentabilidad varía prácticamente de forma lineal con la tarifa eléctrica, curva en rojo.

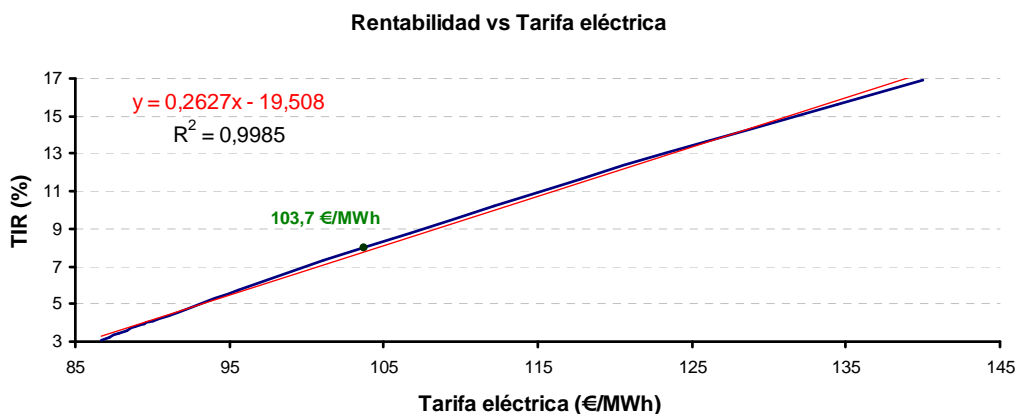


Ilustración 43. Rentabilidad de la cogeneración al modificar la tarifa eléctrica.

La Tabla 17 recoge alguno de los datos más significativos de la tarifa eléctrica necesaria en función del número de viviendas para obtener una TIR del 8%, y también la rentabilidad que se obtendría si la tarifa que se fijase es la hallada anteriormente, es decir 103,7€/MWh.

Evolución de la tarifa eléctrica y de la rentabilidad en función del número de viviendas.	Tarifa eléctrica (€/MWh)	TIR (%)
	(TIR 8%)	(Tarifa eléctrica 103,7€/MWh)
85	103,7	8
100	101,5	8,62
125	98,6	9,50
150	96,32	10,25
175	94,5	10,91
200	92,92	11,50

Tabla 17. Evolución de la tarifa eléctrica y de la rentabilidad en función del número de viviendas.

En la Ilustración 44 se muestran ambas graficas para apreciar mejor su evolución.

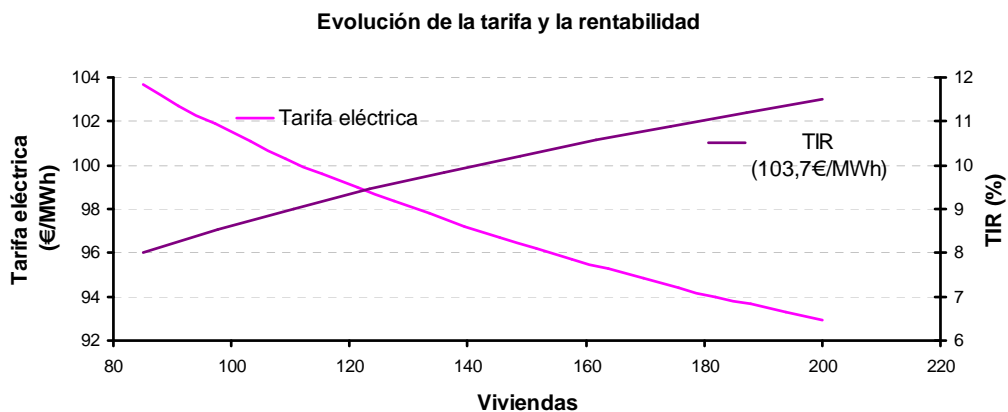


Ilustración 44. Evolución de la tarifa eléctrica y rentabilidad según las viviendas.

Para la tarifa fija de 103,7€/MWh la evolución de la rentabilidad es menos acusada que como se mostraba anteriormente, subiendo 3,5 puntos porcentuales en vez de 5.

En cuanto a las tarifas necesarias se pueden disminuir como mínimo un 26% para el caso de 85 viviendas y como máximo un 34% para grandes urbanizaciones lo que supondría una TIR de aproximadamente 5% para el peor caso.

5 Simulación sistema solar

Para visualizar más detalladamente cómo evoluciona el sistema solar, en particular la temperatura del acumulador. Se muestran las siguientes gráficas.

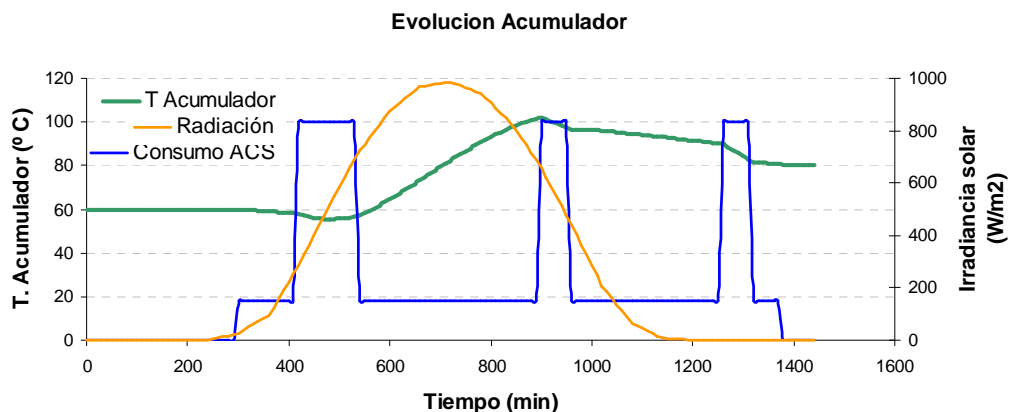


Ilustración 45. Evolución de la temperatura del acumulador en un día.

La Ilustración 45 muestra la evolución durante 24 horas, en un día de verano. Se recuerda que no existen pérdidas térmicas en el acumulador ni en el intercambiador. El escenario empleado para la simulación es un conjunto de 85 viviendas en Madrid, en el que se ha usado el número de colectores y el volumen previamente calculado, es decir, 44 paneles y 7.821 litros de volumen del acumulador. Como capacidad del captador se ha fijado 5,2 litros por unidad, este valor es superior al especificado en sus características técnicas, pero se ha aumentado para tener en cuenta los volúmenes de tuberías y del intercambiador.

La línea que representa el consumo de agua, se debe entender que cuando hay un consumo punta el porcentaje es el 100% por lo que si se quiere leer se debe usar el eje "Y" del lado izquierdo.

Se aprecia, como era de esperar que durante la noche, la temperatura del acumulador permanece constante ya que no hay consumo de ACS. A primera hora de la mañana la radiación es demasiado pequeña como para compensar la energía absorbida, por lo que la temperatura empieza a descender. Se puede distinguir, que la tasa de disminución se acusa más cuando se produce el consumo punta. Al terminar la primera punta el, la temperatura se eleva rápidamente ya que es cuando hay más radiación. Este aumento se frena y empieza a disminuir a partir de este punto ya que

se produce otra punta de consumo y posteriormente la radiación es muy débil.

A continuación en la figura Ilustración 46, se quiere mostrar como evoluciona la temperatura del acumulador en las 4 estaciones del año. La simulación se ha realizado durante una semana en el mismo escenario que antes.

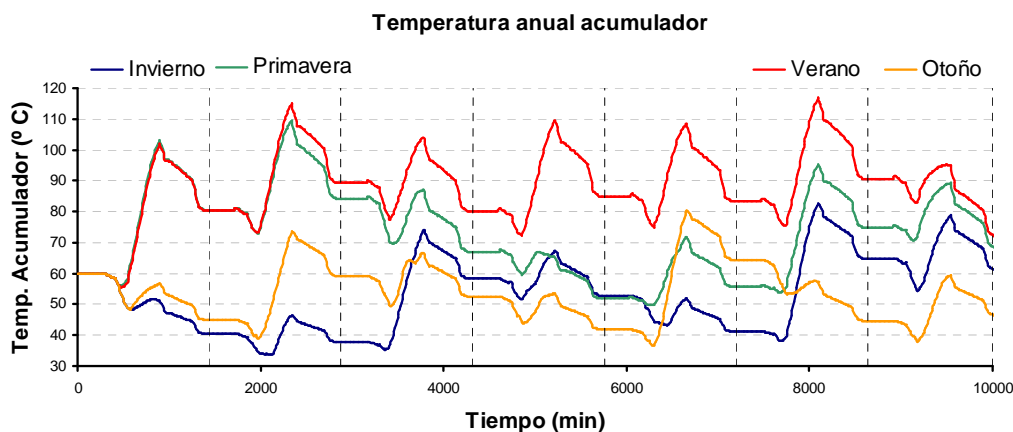


Ilustración 46. Evolución semanal de la temperatura del acumulador en las 4 estaciones del año.

Se puede observar la gran dependencia que existe con la radiación solar, ya que las curvas no son periódicas y tienen tendencias hacia abajo algunos días, probablemente por ser un día nublado o lluvioso.

Durante el verano además de que la temperatura alcanzable es la máxima, 120° C, también cabe esperar que la temperatura tenga menos desviación respecto a la media. Durante el invierno la temperatura media desciende de los 90 a los 55° C, habiendo días en que la mínima puede llegar a descender a los 30° C.

Capítulo 7 CONCLUSIONES

El proyecto pretende comparar las tecnologías de cogeneración y solar para la obtención de ACS en el sector residencial, y así determinar cuál de las dos es la más conveniente según distintos criterios.

Pues bien, como primera conclusión se obtiene que hoy en día, con los motores comerciales de gas natural que existen, no es posible la cogeneración para edificios o urbanizaciones en la que el número de viviendas sea inferior a 85 o 90, con una media de 3 personas por vivienda. Para este volumen de consumidores el motor necesario es el más pequeño, unos 5,5 kWe. Por tanto, cuando se tengan viviendas unifamiliares aisladas o conjuntos de viviendas que la suma total de estas no supere dicha cifra se deberá instalar un sistema de energía solar térmica.

En el caso de sectores residenciales en el que el número de de viviendas sobrepase las 85, la opción de la cogeneración es más barata que la solar sin importar la zona climática en la que se vaya a instalar el sistema de ACS. Esto se hace todavía más patente cuantas más viviendas haya, ya que el factor de la economía de escala hace efecto sólo en la cogeneración.

En lo que a cobertura anual se refiere, la cogeneración no tiene rival, ya que se consigue hasta un 90%, con una inversión de unos 200€/vivienda. En cambio para un sistema de energía solar que se diseñe para cubrir el requerimiento mínimo exigido, esta cobertura nunca será superior al 70%, y en el mejor caso la inversión es de 700€/vivienda. Es decir, para instalar menos cobertura necesito más de 3 veces más de capital.

La rentabilidad en la cogeneración es en torno a un 17%, en el peor de los casos pudiendo aumentar hasta un 22% para grandes urbanizaciones donde el número de viviendas ronde las 200. La energía solar, en cambio ofrece una TIR nunca superior al 8%.

Cualquier aumento en la fracción solar supone una disminución de la rentabilidad del sistema mientras que en cogeneración se diseña para conseguir la máxima cobertura.

En cuanto a las emisiones anuales evitadas, la energía solar supera a la cogeneración al no existir un consumo de energía primaria. Los valores manejados son de 7Tn para cogeneración y de unas 3 veces más para solar, es decir 20Tn, pero el coste de evitar esas emisiones es muy superior en solar, más de 4.000€/Tn frente a 2.500€/Tn en cogeneración.

En cuanto a la vida útil y al mantenimiento de las instalaciones, la cogeneración ofrece una vida útil más corta, 10 años, y un mantenimiento más complejo debido a todas sus partes móviles, cambios de aceite, bujías, alternador lo que también supone menos fiabilidad que un sistema estático como un colector. La opción solar, en cambio, tiene una vida de 25 años, un mantenimiento más sencillo, y mayor fiabilidad.

Un sistema solar ofrece una mayor independencia del exterior, exceptuando su necesidad de que el día esté despejado. La cogeneración, en cambio, depende en cierto grado del suministro de combustible, sin embargo tiene la posibilidad de suministrar energía eléctrica, cosa que la solar no lo permite. En el caso de casas muy aisladas o si ocurre un corte en el suministro de gas desde los países del exteriores, la opción solar ofrecería una cobertura mayor que la cogeneración.

La cogeneración requiere de mucho menos espacio tanto para el motor como para el volumen de almacenamiento, en el que se debe remarcar que este es igual que el empleado en edificios sin sistema de preparación de ACS. La energía solar en cambio necesita mucha superficie en el tejado y un volumen de los tanques de más de 3 veces mayor. De aquí se puede deducir que siempre que se vaya a rehabilitar un edificio, la cogeneración supondrá menos problemas para instalarse.

Si se decide instalar energía solar, se debe remarcar que las zonas I y II al tener una menor exigencia de fracción solar requieren menos de la mitad de la inversión que la de las zonas con mayor radiación.

En la tabla siguiente se pretende resumir todos los puntos que se han comentado y evaluarlos de manera cualitativamente con hasta 3 + si es muy bueno y, al final se suman y se ve la tecnología n el caso de que todos los criterios se ponderen de la misma manera.

Comparativa entre tecnologías.	Cogeneración	Solar
Cobertura	+++	+
Inversión	+++	
Rentabilidad	+++	++
Mantenimiento	+	+++
Independencia	+	+
Ocupación	+++	
TOTAL	14	7

Tabla 18. Resumen comparativo de las dos tecnologías.

Se puede concluir finalmente, que siempre que se pueda se debe optar por la cogeneración ya que ofrece mayores rentabilidades con una menor inversión, lo que supone un menor riesgo económico. Además la cobertura que es capaz de ofrecer puede ser completa con una ligera pérdida de rentabilidad.

Capítulo 8 BIBLIOGRAFÍA

- [JMSL94] José María Sala Lizarraga, *Cogeneración, aspectos termodinámicos, tecnológicos y económicos*, 1994, p 32-35.
- [PEUS05] Dr. Felix A. Peuser, Karl-Heinz Remmers, Martin Schnauss, *Sistemas solares térmicos. Diseño e instalación*, 2005, p.3-13.
- [MIP_05] M. Ibáñez Plana, J. R. Rosell Polo, J. I. Rosell Urrutia, *Tecnología solar*, 2005, p 93-130.
- [JMFD08] José María Fernández Salgado, *Compendio de energía solar: fotovoltaica, térmica y termoeléctrica*. Editorial Mundi-Prensa.Madrid,2008.
- [IEA_07] Internacional Energy Agency, *World Energy Outlook 2007*, <http://www.iea.org/Textbase/npsum/WEO2007SUM.pdf>
- [IEA_08] Internacional Energy Agency, *Key World Energy Statistics 2008*, http://www.iea.org/Textbase/publications/free_new_Desc.asp?PUBS_ID=1199
- [OCDE08] *Energy Efficiency Requirements in Buildings Codes*, Energy Efficiency for Policies for New Buildings. IEA, Lautsen, 2008.
- [LINA09] José Ignacio Linares Hurtado, *Guía sobre micropoligeneración en el sector residencial*. Editorial ATECYR, Madrid, 2009 (en edición).
- [IIDS09] *El ingeniero del ICAI y el desarrollo sostenible*. Asociación Nacional de Ingenieros del ICAI, Madrid, 2009.
- [IDAE07] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). *Guía práctica de la energía, consumo eficiente y responsable*. -2º Edición. Madrid. IDAE, 2007.
- [KLEI_] Klein S.A. "EES, Engineerin Equation Solver" Software.
- [CENS02] *Instalaciones de energía solar. Sistemas de aprovechamiento térmico I*. Tomo III. Editorial Progensa, Sevilla, 2002. Sexta Edición.
- [VGR04] Vicente Gallardo Rodríguez y José María Fernández. *Integración de los sistemas solares térmicos en la edificación*. Ferroli e Isofotón. 2004.

- [MITC] Ministerio de industria, turismo y comercio. www.mityc.es
- [PCBT02] *Pliego de condiciones técnicas de baja temperatura*. Octubre 2002
- [METE__] *Meteornorm* Versión 6.0. Software

Capítulo 9 ANEXOS

1. Tablas

<i>Barcelona</i>	<i>T ambiente</i> (° C)	<i>T red</i> (° C)	<i>Radiación Horizontal</i> (MJ/m ² .día)	<i>Corrección</i> (-)
Enero	11	8	6,5	1,412
Febrero	12	9	9,5	1,306
Marzo	14	11	12,9	1,18
Abril	17	13	16,1	1,048
Mayo	20	14	18,6	0,956
Junio	24	15	20,3	0,923
Julio	26	16	21,6	0,956
Agosto	26	15	18,1	1,061
Septiembre	24	14	14,6	1,225
Octubre	20	13	10,8	1,411
Noviembre	16	11	7,2	1,536
Diciembre	12	8	5,8	1,514

<i>La Coruña</i>	<i>T ambiente</i> (° C)	<i>T red</i> (° C)	<i>Radiación Horizontal</i> (MJ/m ² .día)	<i>Corrección</i> (-)
Enero	12	8	5,4	1,452
Febrero	12	9	8	1,337
Marzo	14	11	11,4	1,197
Abril	14	13	12,4	1,06
Mayo	16	14	15,4	0,964
Junio	19	15	16,2	0,927
Julio	20	16	17,4	0,964
Agosto	21	15	15,3	1,077
Septiembre	20	14	13,9	1,25
Octubre	17	13	10,9	1,458
Noviembre	14	11	6,4	1,592
Diciembre	12	8	5,1	1,568

<i>Madrid</i>	<i>T ambiente</i> (° C)	<i>T red</i> (° C)	<i>Radiación Horizontal</i> (MJ/m ² .día)	<i>Corrección</i> (-)
Enero	6	6	6,7	1,396
Febrero	8	7	10,6	1,294
Marzo	11	9	13,6	1,166
Abril	13	11	18,8	1,042
Mayo	18	12	20,9	0,952
Junio	23	13	23,5	0,921
Julio	28	14	26	0,952
Agosto	26	13	23,1	1,052
Septiembre	21	12	16,9	1,213
Octubre	15	11	11,4	1,395
Noviembre	11	9	7,5	1,51
Diciembre	7	6	5,9	1,49

<i>Zamora</i>	<i>T ambiente</i> (° C)	<i>T red</i> (° C)	<i>Radiación Horizontal</i> (MJ/m ² .día)	<i>Corrección</i> (-)
Enero	6	5	5,4	1,414
Febrero	7	6	8,9	1,307
Marzo	11	8	13,2	1,181
Abril	13	10	17,3	1,049
Mayo	16	11	22,2	0,956
Junio	21	12	21,6	0,923
Julio	24	13	23,5	0,956
Agosto	23	12	22	1,062
Septiembre	20	11	17,2	1,227
Octubre	15	10	11,1	1,413
Noviembre	10	8	6,7	1,539
Diciembre	6	5	4,6	1,516

<i>Sevilla</i>	<i>T ambiente</i> (° C)	<i>T red</i> (° C)	<i>Radiación Horizontal</i> (MJ/m ² .día)	<i>Corrección</i> (-)
Enero	11	8	7,3	1,344
Febrero	13	9	10,9	1,249
Marzo	14	11	14,4	1,139
Abril	17	13	19,2	1,024
Mayo	21	14	22,4	0,943
Junio	25	15	24,3	0,915
Julio	29	16	24,9	0,945
Agosto	29	15	23	1,034
Septiembre	24	14	17,9	1,176
Octubre	20	13	12,3	1,335
Noviembre	16	11	8,8	1,436
Diciembre	12	8	6,9	1,426

	<i>Latitud</i>	<i>Zona</i>
La Coruña	43,4	I
Barcelona	41,4°	II
Zamora	41,5°	III
Madrid	40,4°	IV
Sevilla	37,4°	V

2. Código fuente

2.1. Cogeneración

El siguiente programa realiza el cálculo de la demanda de ACS, dimensiona el sistema de cogeneración y hace el análisis de viabilidad.

```
PROCEDURE T_red (Ciudad$:t_e)
duplicate i=1;12
t_e[i]=lookup('Datos';i;Ciudad$)
end
t_e=max(t_e[1..12]) {Temperatura del mes mas calido(para no disipar
energia)}
END
```

```
PROCEDURE energia (S;EA_max:EA;ED;EQ)
if (S<0) then
    EQ=-S
    EA=0
    ED=0
else
    if (S>EA_max) then
        ED=S-EA_max
        EA=EA_max
        EQ=0
    else
        ED=0
        EQ=0
        EA=S
    endif
endif
END
```

```
PROCEDURE caudales
(N_max;N;personas;agua_persona;TValles;TPuntas :Ratio;Cd)

Cd=N*personas*agua_persona {Consumo total diario de ACS (litros)}
if ((N<N_max) and (N>1)) then
Ratio=((N_max-1)*((TValles*0,1)/(1-TPuntas*0,1)))/(N-1) {Ratio=Cp/Cv}
else
Ratio=(TValles*0,1)/(1-TPuntas*0,1)
endif
END
```

```
PROCEDURE motor(Q_m:E;C;Inversion;O&M)
E=0,2895*Q_m^1,1529 {Potencia electrica del motor (KW)}
if E<4 then
CALL ERROR('La potencia eléctrica del motor es mucho menor de 5KWe
y no se fabrican motores tan pequeños, por lo que debe desestimarse el
```

uso de cogeneración. Se debe optar por una instalación de paneles solares')

```
else
endif
C=4,1539*E^0,9352 {Combustible necesario (KW)}
Inversion=(4772,8*E^(-0,2296))*E {Inversion necesaria}
O&M=43,231*E^(-0,2137) {O&M necesaria €/MWh}
END
```

PROCEDUREmes

```
(Ciudad$;Cd;t_u;Q_m;E_m;C_m;Agosto:KWhdemand[1..12];KWhaprovechable[1..12];KWHextra[1..12];KWhfuera[1..12];KWHelectricos[1..12];KWhcombustible[1..12];KWhdisponible[1..12])
```

```
duplicate i=1;12
```

```
t_e[i]=lookup('Datos';i;Ciudad$)
```

```
dias[i]=lookup('Datos';i;'Dias')
```

```
horas[i]=lookup('Datos';i;'Horas')
```

```
horas_funcionando[i]=lookup('Datos';i;'Horas funcionamiento')
```

```
{Energia demandada por meses}
```

```
if i=8 then
```

```
KWhdemand[i]=(Cd*4,19*(t_u-t_e[i])/3600)*dias[i]*Agosto {En Agosto se demanda mecha menos energia}
```

```
else
```

```
KWhdemand[i]=(Cd*4,19*(t_u-t_e[i])/3600)*dias[i]
```

```
endif
```

```
KWhdisponible[i]=Q_m*horas_funcionando[i] {Aprovechamos la energia del motor}
```

```
if (KWhdemand[i]>=KWhdisponible[i]) then
```

```
KWHextra[i]=KWhdemand[i]-KWhdisponible[i] {Energia de apoyo al sistema en el mes}
```

```
KWhfuera[i]=0 {Energia disipada en el mes}
```

```
KWhaprovechable[i]=KWhdisponible[i]
```

```
else
```

```
KWHextra[i]=0
```

```
KWhfuera[i]=KWhdisponible[i]-KWhdemand[i]
```

```
KWhaprovechable[i]=KWhdemand[i]
```

```
endif
```

```
KWHelectricos[i]=E_m*horas_funcionando[i] {Energia electrica producida en el mes}
```

```
KWhcombustible[i]=C_m*horas_funcionando[i] {Energia del combustible necesaria en el mes}
```

```
end
```

```
END
```

PROCEDURE almacenamiento (v:coste_almacenamiento;V_tanque)

```
duplicate i=1;10
```

```

dif[i]=abs(v-lookup('Tanque';i;'Volumen')) {Tabla del documento de
Linares}
end
k=min(dif[1..10])

duplicate i=1;10
if dif[i]=k then
  Vaux_MIN=lookup('Tanque';i;'Volumen')
  Caux_MIN=lookup('Tanque';i;'Coste')
  Vaux_MAX=lookup('Tanque';i+1;'Volumen')
  Caux_MAX=lookup('Tanque';i+1;'Coste')
  if Vaux_MIN>=v then
    V_tanque=Vaux_MIN
    coste_almacenamiento=Caux_MIN
  else
    V_tanque=Vaux_MAX
    coste_almacenamiento=Caux_MAX
  endif
endif
end
END

```

```

PROCEDURE volumen (N;N_max;personas:Vol_pers;Vol)
if N<N_max then
Vol_pers=11,625-0,0157*N {Sacado de Excel para disipación de 1%}
else
Vol_pers=8,80
endif
Vol=Vol_pers*N*personas
END

```

```

PROCEDURE economica
(años;Tarifa_electrica;Tarifa_gas;ri;rf;rO&M;r_IVA;Ratio_PCI.PCS;Gasto_
anual_O&M;REE_min;REE;Cmp;inversion;kWheTrimestre[1..4];KWhGNin
crementoTrimestre[1..4];WACC;Flujos_normales[0..años];VAN;FC_Año[0..
años];PR)

```

```

Trimestres=años*4 {Numero de trimestres para el analisis economico}
amortizable=inversion
ri_T=(1+ri)^0,25-1 {Tasa trimestral de la inflacion}
rf_T=(1+rf)^0,25-1 {Tasa trimestral de la subida de combustibles}
f_actualizacion=1+ri_T+Ratio_PCI.PCS*(rf_T-ri_T) {Actualizacion de la
tarifa electrica}
contador=1
Tarifa_gas[0]=Tarifa_gas
Mantenimiento[0]=Gasto_anual_O&M/4
Amortizacion=amortizable/Trimestres {Amortizamos a los años del analisis
economico}

```

```

duplicate i =1;Trimestres
Tarifa_elec[i]=Tarifa_electrica*f_actualizacion^(i-1)
Complemento[i]=1,1*(1/REE_min-1/REE)*Cmp*(1+rf_T)^(i-1)
if contador = 5 then
contador=1
Tarifa_gas[i]=Tarifa_gas[i-4]*(1+rf)
Mantenimiento[i]=Mantenimiento[i-4]*(1+rO&M)
else
Tarifa_gas[i]=Tarifa_gas[i-1]
Mantenimiento[i]=Mantenimiento[i-1]
endif
contador=contador + 1
end

aux=1
duplicate j=1;Trimestres
if aux =1 then
Venta_elec[j]=(Tarifa_elec[j]+Complemento[j])*kWheTrimestre[1]/1000
Gasto_gas[j]=Tarifa_gas[j]*KWhGNincrementoTrimestre[1]*Ratio_PCI.PC
S/1000
else
if aux=2 then
Venta_elec[j]=(Tarifa_elec[j]+Complemento[j])*kWheTrimestre[2]/1000
Gasto_gas[j]=Tarifa_gas[j]*KWhGNincrementoTrimestre[2]*Ratio_PCI.PC
S/1000
else
if aux=3 then
Venta_elec[j]=(Tarifa_elec[j]+Complemento[j])*kWheTrimestre[3]/1000
Gasto_gas[j]=Tarifa_gas[j]*KWhGNincrementoTrimestre[3]*Ratio_PCI.PC
S/1000
else
Venta_elec[j]=(Tarifa_elec[j]+Complemento[j])*kWheTrimestre[4]/1000
Gasto_gas[j]=Tarifa_gas[j]*KWhGNincrementoTrimestre[4]*Ratio_PCI.PC
S/1000
aux=0
endif
endif
endif
aux=aux+1
end

duplicate k=1;Trimestres
Margen_bruto[k]=Venta_elec[k]-Gasto_gas[k]-Mantenimiento[k] {Calculo
del margen bruto}
end

duplicate k=1;Trimestres
BAIT[k]=Margen_bruto[k]-Amortizacion {Beneficio antes de impuestos}
end

```

```

duplicate k=1;Trimestres
BN[k]=BAIT[k]*(1-r_IVA) {Beneficio neto}
end

```

```

{Calculo por años y por trimestres}
FC_Año[0]=-inversion
suma=0
cont=0
year=0
duplicate k=1;Trimestres
FC[k]=BN[k]+Amortizacion {Flujo de caja}
suma=suma+FC[k]
cont=cont+1
if cont=4 then
cont=0
year=year+1
FC_Año[year]=suma
suma=0
else
endif
end

```

```

{Flujos normalizados al año de la inversion para hallar el VAN}
Flujos_normales[0]=-inversion
duplicate k=1;años
Flujos_normales[k]=FC_Año[k]/(1+WACC)^k
end

```

```

FC_Acumulado[1]=FC[1]-Inversion
duplicate k=2;Trimestres
FC_Acumulado[k]=FC_Acumulado[k-1]+FC[k] {Flujo de caja acumulado}
end
VAN=sum(Flujos_normales[0..años])
{Para hallar el payback}
k=0
repeat
k=k+1
until (FC_Acumulado[k]>0) or (k>Trimestres)
PR=k/4 {Para pasarlo a años}
END

```

{PARAMETROS DE ENTRADA}

```

{N=190} {Numero de viviendas en el edificio}
N_max=200 {Numero maximo de viviendas para que el factor de
simultaneidad f sea constante = 0,1}
{personas=3} {Numero de personas por vivienda}
{agua_persona=22} {Litros de agua por persona y dia a una temperatura
de 60}
{t_u=60} {Temperatura de uso}

```

{t_p=60} {Temperatura de preparacion}
 {t_e=maxlookup('Datos';'t_e';1;12)} {Temperatura del mes mas calido(para no disipar energia)}
 Agosto=0,2 {En el mes de agosto la demanda es de solo el 20% de lo que seria en realidad}
 {eta=0,9} {Rendimiento de la caldera}

refH=0,9 {Rendimiento para el calculo del REE}
 {Ciudad\$='Zamora'}

{Perfil de consumo de ACS}

Tp1=2

Tp2=1

Tp3=1

T1=5

T2=9

T3=16

T4=22

T5=23

{Parametros economicos}

años=10 {Numero de años de analisis economico}

{ri=0,04} {Inflacion anual}

{rf=0,05} {Subida de los combustibles}

rO&M=0,025} {Subida de los gastos de operacion y mantenimiento}

WACC=0,1} {Porcentaje que el inversor quiere como minimo de rentabilidad}

r_IVA=0,36} {Porcentaje para hacienda sobre los beneficios}

{Parametros del Real Decreto}

REE_min=0,55-0,1 {Minimo REE para instalaciones de cogeneracion con motores de GN}

Cmp=21,927*1,05 {€/MWhPCS para hallar el complemento por eficiencia}

Tarifa_electrica=141,012 {€/MWh}

Tarifa_gas=39,20614 {€/MWh Hay que hacerlo sobre el PCS}

Ratio_PCI.PCS=1,1 {Para 1MWh real necesitamos comprar 1,1}

A=0,5404 {Parametro para la actualizacion de la tarifa electrica}

{FIN DE ENTRADAS}

{Horas totales de punta y de valle}

TPuntas=Tp1+Tp2+Tp3

TValles=TValle_1+TValle_2+TValle_3+TValle_4

TValle_1=T2-Tp1-T1

TValle_2=T3-Tp2-T2

TValle_3=T4-Tp3-T3

TValle_4=T5-T4

Tnoche=24-T5+T1

CALL T_red(Ciudad\$:t_e)

{Calculo de caudales de valle y punta en (litros por segundo)}

CALL caudales

(N_max;N;personas;agua_persona;TValles;TPuntas:Ratio;Cd)

$C_p = \text{Ratio} * C_v$

$C_p * TPuntas + C_v * TValles = Cd$ {Cp y Cv en litros por hora}

$f = C_p / Cd$ {factor de simultaneidad}

$kWhDEMANDADOS = Cd * 4,19 * (t_u - t_e) / 3600$ {Energia demandada en un dia en el mes de calculo}

{Es la minima energia demandada ya que se hace el diseño para el mes mas calido}

{Eleccion del motor}

$Q_mMEDIO * 24 = kWhDEMANDADOS$ {Se elige el motor mas pequeño para no disipar nunca}

$Q_m = \alpha * Q_mMEDIO$

$\alpha = 1$

{ $\alpha = 1$ para evitar tener disipacion cero} "parámetro para variar el tamaño del motor"

{Se juega con el volumen del acumulador para conseguir que todo lo que genera el motor no se pierda nada}

{Con la potencia calorifica aprovechable del motor hallamos el combustible necesario y la potencia electrica}

CALL motor($Q_m;E_m;C_m;Inversion;O\&M$)

$REE = E_m / (C_m - Q_m / refH)$

{Halla volumen por persona y total para una disipacion aproximada de 1%}

CALL volumen (N;N_max;personas:Vol_pers;V)

{Eleccion del almacenamiento}

$Q_mMEDIO * Tnoche = EA_maxMEDIO$

$EA_max = EA_maxMEDIO * \beta$

{ β se deja libre para la optimizacion} "parámetro para variar el tamaño del acumulador"

$EA_max = 4,19 * V * (t_p - 0,4 * t_u - 0,6 * t_e) / 3600$

{Hace los calculos de las energias: la que se recupera, la que se necesita, la que se vende...}

CALL

mes(Ciudad\$;Cd;t_u;Q_m;E_m;C_m;Agosto:KWhdemand[1..12];KWhaprovechable[1..12];KWhextra[1..12];KWhfuera[1..12];KWhelectricos[1..12];KWhcombustible[1..12];KWhdisponible[1..12])

duplicate i=1;12

$Gasto_O\&M[i] = KWhelectricos[i] / 1000 * O\&M$

end

Gasto_anual_O&M=sum(Gasto_O&M[i]; i=1;12)

{Elegimos un tanque de una tabla segun el volumen necesario}

CALL almacenamiento (v:coste_almacenamiento;V_tanque)

Inversion_TOTAL=coste_almacenamiento+inversion

{Separamos en trimestres para el analisis economico, por la actualizacion de la tarifa}

{Energia electrica vendida en cada trimestre}

kWheTrimestre[1]=sum(KWhelectricos[i]; i=1;3)

kWheTrimestre[2]=sum(KWhelectricos[i]; i=4;6)

kWheTrimestre[3]=sum(KWhelectricos[i]; i=7;9)

kWheTrimestre[4]=sum(KWhelectricos[i]; i=10;12)

KWheAño=sum(KWheTrimestre[i]; i=1;4)

kWheTrimestre[6]=sum(KWheTrimestre[i]; i=1;4)

{Esto es toda la energia que debo comprar para cubrir la demanda, se compone del combustible y de la caldera}

KWhqTrimestre[1]=sum(KWhcombustible[i]; i=1;3)+sum(KWhextra[i]; i=1;3)/eta

KWhqTrimestre[2]=sum(KWhcombustible[i]; i=4;6)+sum(KWhextra[i]; i=4;6)/eta

KWhqTrimestre[3]=sum(KWhcombustible[i]; i=7;9)+sum(KWhextra[i]; i=7;9)/eta

KWhqTrimestre[4]=sum(KWhcombustible[i]; i=10;12)+sum(KWhextra[i]; i=10;12)/eta

KWhGNAño=sum(KWhqTrimestre[i]; i=1;4)

KWhqTrimestre[6]=sum(KWhqTrimestre[i]; i=1;4)

{Energia para la caldera}

KWhCalderaTrimestre[1]=sum(KWhextra[i]; i=1;3)

KWhCalderaTrimestre[2]=sum(KWhextra[i]; i=4;6)

KWhCalderaTrimestre[3]=sum(KWhextra[i]; i=7;9)

KWhCalderaTrimestre[4]=sum(KWhextra[i]; i=10;12)

KWhCalderaAño=sum(KWhextra[i]; i=1;12)

KWhCalderaTrimestre[6]=sum(KWhextra[i]; i=1;12)

{Energia demandada para el ACS}

KWhdemandTrimestre[1]=sum(KWhdemand[i]; i=1;3)

KWhdemandTrimestre[2]=sum(KWhdemand[i]; i=4;6)

KWhdemandTrimestre[3]=sum(KWhdemand[i]; i=7;9)

KWhdemandTrimestre[4]=sum(KWhdemand[i]; i=10;12)

KWhDemandadaAño=sum(KWhdemandTrimestre[i]; i=1;4)

KWhdemandTrimestre[6]=sum(KWhdemandTrimestre[i]; i=1;4)

{Energia calorifica que aprovechamos del motor}

KWhaproveTrimestre[1]=sum(KWhaprovechable[i]; i=1;3)

KWhaproveTrimestre[2]=sum(KWhaprovechable[i]; i=4;6)

```

KWnaproveTrimestre[3]=sum(KWnaprovechable[i]; i=7;9)
KWnaproveTrimestre[4]=sum(KWnaprovechable[i]; i=10;12)
KWnaprovechadaAño=sum(KWnaproveTrimestre[i]; i=1;4)
KWnaproveTrimestre[6]=sum(KWnaproveTrimestre[i]; i=1;4)

```

{Combustible que debemos comprar para que funcione el motor de cogeneracion}

```

KWnaproveTrimestre[1]=sum(KWnaprovechable[i]; i=1;3)
KWnaproveTrimestre[2]=sum(KWnaprovechable[i]; i=4;6)
KWnaproveTrimestre[3]=sum(KWnaprovechable[i]; i=7;9)
KWnaproveTrimestre[4]=sum(KWnaprovechable[i]; i=10;12)
KWnaprovechadaAño=sum(KWnaproveTrimestre[i]; i=1;4)
KWnaproveTrimestre[6]=sum(KWnaproveTrimestre[i]; i=1;4)

```

```
duplicate j=1;4
```

{Calculo lo que tengo que comprar de mas por tener cogeneracion}

```

KWnaprovechadaTrimestre[j]=KWnaprovechadaTrimestre[j]-
KWnaprovechadaTrimestre[j]/eta
REETrimestre[j]=KWnaprovechadaTrimestre[j]/(KWnaprovechadaTrimestre[j]-
(KWnaprovechadaTrimestre[j]/refH))
end
KWnaprovechadaTrimestre[6]=sum(KWnaprovechadaTrimestre[j];
j=1;4)

```

```
Cobertura=(KWnaprovechadaAño/KWnaprovechadaAño)*100
```

CALL economica

```

(años;Tarifa_electrica;Tarifa_gas;ri;rf;rO&M;r_IVA;Ratio_PCI.PCS;Gasto_
anual_O&M;REE_min;REE;Cmp;inversion;kWnaprovechadaTrimestre[1..4];KWnaprovechadaTrimestre[1..4];WACC;Flujos_normales[0..años];VAN;FC_Año[0..
años];PR)

```

{Calculo del TIR}

```

duplicate i=1;años
FC_TIR[i]=FC_Año[i]/((1+TIR/100)^i)
end
FC_TIR[0]=-inversion
sum(FC_TIR[0..10])=0

```

{Toneladas de CO2 evitadas al año}

```

Tn_CO2_Evitada=CO_2_Calor+CO_2_Elect+CO_2_Motor
CO_2_Calor=KWnaprovechadaAño*204/(1000000*eta)
CO_2_Elect=KWnaprovechadaAño*204/(1000000*0,525)
CO_2_Motor=-KWnaprovechadaAño*204/1000000

```

```

T$[1]='Ene-Mar'
T$[2]='Abr-Jun'
T$[3]='Jul-Sep'
T$[4]='Oct-Dic'

```

2.2. Solar

El siguiente programa realiza el cálculo de la demanda de ACS, dimensiona el sistema solar y hace el análisis de viabilidad.

"-----Metodo F-Chart-----"

\$Warnings on

PROCEDURE caudales

(N_max;N;personas;agua_persona;TValles;TPuntas:Ratio;Cd)

Cd=N*personas*agua_persona {Consumo total diario de ACS (litros)}
 if ((N<N_max) and (N>1)) then
 Ratio=((N_max-1)*((TValles*0,1)/(1-TPuntas*0,1)))/(N-1) {Ratio=Cp/Cv}
 else
 Ratio=(TValles*0,1)/(1-TPuntas*0,1)
 endif
 END

PROCEDURE datospanel

(colector\$;A_manual;F_perd_manual;F_opt_manual:A;F_perd;F_opt)

R=lookup\$row('Colectores';'Captador';colector\$)
 if R=17 then
 A=A_manual
 F_perd=F_perd_manual
 F_opt=F_opt_manual
 else
 A=lookup('Colectores';R;'Area')
 F_perd=lookup('Colectores';R;'Factor perdidas')
 F_opt=lookup('Colectores';R;'Factor optico')
 endif
 END

PROCEDURE demanda (Cd;t_p;Ciudad\$:Demanda[1..12])

i=1

repeat

Demanda[i]=Cd*lookup('Año';i;'Dias')*lookup('Año';i;'Ocupacion')*Cp(Water
 ;T=lookup(Ciudad\$;i;'T red');x=0)*(t_p-lookup(Ciudad\$;i;'T red'))*1000

i=i+1

until (i>12)

END

PROCEDURE fchart

(V_acumulador;F_perd;F_opt;A;D[1..12];t_p;n_colectores;Ciudad\$;c[1..12]
 :f[1..12];Q_s[1..12])

i=1

repeat

```

X[i]=(A*n_colectores*F_perd*(100-lookup(Ciudad$;i;'T
amb'))*lookup('Año';i;'Dias')*24*60*60)/D[i]
Y[i]=(A*n_colectores*F_opt*0,96*0,95*lookup(Ciudad$;i;'Radiacion')*c[i]*1
000000*lookup('Año';i;'Dias'))/D[i]
{Correccion de X segun el porcentaje de ACS}
X_cc[i]=X[i]* ( (11,6+1,18*t_p+3,86*lookup(Ciudad$;i;'T red')-
2,32*lookup(Ciudad$;i;'T amb'))/(100-lookup(Ciudad$;i;'T amb')) )
{Correccion de X segun el volumen de almacenamiento}
X_c[i]=X_cc[i]*3,081*(V_acumulador/(A*n_colectores))^-0,2598

f[i]=1,029*Y[i]-0,065*X_c[i]-0,245*Y[i]^2+0,0018*X_c[i]^2+0,0215*Y[i]^3
Q_s[i]=f[i]*D[i]
i=i+1
until (i>12)
END

```

```

PROCEDURE cobertura
(Demand_KWh[1..12];Solar_KWh[1..12]:Cobertura_anual;Demand_KWh_
TOTAL;Solar_KWh_TOTAL)

```

```

Demand_KWh_TOTAL=0
Solar_KWh_TOTAL=0
{Si hay algun mes en el que se pasa de la demanda ese exceso no se
tiene en cuenta en la cobertura}
i=1
repeat
if Solar_KWh[i] <= Demand_KWh[i] then
Demand_KWh_TOTAL=Demand_KWh_TOTAL+Demand_KWh[i]
Solar_KWh_TOTAL=Solar_KWh_TOTAL+Solar_KWh[i]
else
Demand_KWh_TOTAL=Demand_KWh_TOTAL+Demand_KWh[i]
Solar_KWh_TOTAL=Solar_KWh_TOTAL+Demand_KWh[i]
endif
i=i+1
until (i>12)
Cobertura_anual=(Solar_KWh_TOTAL/Demand_KWh_TOTAL)*100
END

```

```

PROCEDURE fchart2
(V_acumulador;F_perd;F_opt;A;D[1..12];t_p;n_colectores;Ciudad$c[1..12]
:Cobertura_anual_2;Solar_KWh_TOTAL)

```

```

i=1
repeat
X[i]=(A*n_colectores*F_perd*(100-lookup(Ciudad$;i;'T
amb'))*lookup('Año';i;'Dias')*24*60*60)/D[i]
Y[i]=(A*n_colectores*F_opt*0,96*0,95*lookup(Ciudad$;i;'Radiacion')*c[i]*1
000000*lookup('Año';i;'Dias'))/D[i]
{Correccion de X segun el porcentaje de ACS}

```

```

X_cc[i]=X[i]*( (11,6+1,18*t_p+3,86*lookup(Ciudad$;i;'T red')-
2,32*lookup(Ciudad$;i;'T amb'))/(100-lookup(Ciudad$;i;'T amb')) )
{Correccion de X segun el volumen de almacenamiento}
X_c[i]=X_cc[i]*3,081*(V_acumulador/(A*n_colectores))^(0,2598)

f[i]=1,029*Y[i]-0,065*X_c[i]-0,245*Y[i]^2+0,0018*X_c[i]^2+0,0215*Y[i]^3
Q_s[i]=f[i]*D[i]
Demand_KWh[i]=D[i]/3600000
Solar_KWh[i]=Q_s[i]/3600000
i=i+1
until (i>12)

Demand_KWh_TOTAL=0
Solar_KWh_TOTAL=0
{Si hay algun mes en el que se pasa de la demanda ese exceso no se
tiene en cuenta en la cobertura}
i=1
repeat
if Solar_KWh[i] <= Demand_KWh[i] then
Demand_KWh_TOTAL=Demand_KWh_TOTAL+Demand_KWh[i]
Solar_KWh_TOTAL=Solar_KWh_TOTAL+Solar_KWh[i]
else
Demand_KWh_TOTAL=Demand_KWh_TOTAL+Demand_KWh[i]
Solar_KWh_TOTAL=Solar_KWh_TOTAL+Demand_KWh[i]
endif
i=i+1
until (i>12)
Cobertura_anual_2=(Solar_KWh_TOTAL/Demand_KWh_TOTAL)*100
END

PROCEDURE corregir (lat;i:c)
lat_min=floor(lat)
columna=LookupCol('Correccion';1;lat_min)
c_min=lookup('Correccion';i+1;columna)
c_max=lookup('Correccion';i+1;columna+1)
c=(c_max-c_min)*(lat-lat_min)+c_min
END

PROCEDURE avisos (V;V_min;V_max;R_min;C:Vol$;Panel$)
if V<V_min then
Vol$='Se necesita mayor volumen'
else
if V>V_max then
Vol$='Volumen demasiado grande'
else
Vol$='OK'
endif
endif

if C<R_min then

```

```

    Panel$='Se necesitan mas paneles'
else
    Panel$='OK'
endif
END

```

```

PROCEDURE economica
(años;Tarifa_gas;rf;rO&M;Ratio_PCI.PCS;Gasto_anual_O&M;inversion;So
lar_KWh_TOTAL;WACC;eta_c;Flujos_normales[0..años];VAN;FC_Año[0..
años];FC_Acumulado[0..años];PR)

```

```

amortizable=inversion
Amortizacion=amortizable/años {Amortizamos a los años del analisis
economico}

```

```

FC_Año[0]=-inversion
Flujos_normales[0]=-inversion
FC_Acumulado[0]=-inversion
VAN=-inversion
k =1
repeat
if k=1 then
Tarifa_gas[k]=Tarifa_gas
Mantenimiento[k]=Gasto_anual_O&M
else
Tarifa_gas[k]=Tarifa_gas[k-1]*(1+rf)
Mantenimiento[k]=Mantenimiento[k-1]*(1+rO&M)
endif

```

```

Ahorro_gas[k]=Tarifa_gas[k]*Solar_KWh_TOTAL*Ratio_PCI.PCS/(1000*eta_c) {Ahorro anual, el 0,9 es el rendimiento de la caldera}
Margen_bruto[k]=Ahorro_gas[k]-Mantenimiento[k] {Calculo del margen bruto}
BAIT[k]=Margen_bruto[k]-Amortizacion {Beneficio antes de impuestos}
BN[k]=BAIT[k] {Beneficio neto}
FC_Año[k]=BN[k]+Amortizacion {Flujo de caja}
Flujos_normales[k]=FC_Año[k]/(1+WACC)^k {Flujos normalizados al año de la inversion para hallar el VAN}
VAN=VAN+Flujos_normales[k]
FC_Acumulado[k]=FC_Acumulado[k-1]+Flujos_normales[k] {Flujo de caja acumulado}
k=k+1
until (k>años)

```

```

k=0
repeat
if(FC_Acumulado[k]>0) then
    PR=k
    sal=1
else

```

```

    sal=0
  endif
  k=k+1
  until ((k>años) or (sal>0))
  if(sal<1) then
    PR=años+1
    CALL WARNING('El periodo de retorno supera el tiempo de los años
  en estudio. PR > años')
  endif
  END

```

```

PROCEDURE avisoPR(PR:avi)
  if PR=30 then
    avi=1
    CALL ERROR('El periodo de retorno supera el tiempo de los años en
  estudio. PR > años')
  else
    avi=0
  endif
  END

```

```

PROCEDURE economica2
  (years_analisis;Tarifa_gas;rf;rO&M;Ratio_PCI.PCS;Gasto_anual_O&M;inv
  ersion;Solar_KWh_TOTAL;WACC;eta_c:PR;FC_Año[0..years_analisis])
  amortizable=inversion
  Amortizacion=amortizable/years_analisis {Amortizamos a los años del
  analisis economico}

```

```

  FC_Año[0]=-inversion
  Flujos_normales[0]=-inversion
  FC_Acumulado[0]=-inversion
  VAN=-inversion
  k =1
  repeat
  if k=1 then
    Tarifa_gas[k]=Tarifa_gas
    Mantenimiento[k]=Gasto_anual_O&M
  else
    Tarifa_gas[k]=Tarifa_gas[k-1]*(1+rf)
    Mantenimiento[k]=Mantenimiento[k-1]*(1+rO&M)
  endif

```

```

  Ahorro_gas[k]=Tarifa_gas[k]*Solar_KWh_TOTAL*Ratio_PCI.PCS/(1000*eta_c) {Ahorro anual}
  Margen_bruto[k]=Ahorro_gas[k]-Mantenimiento[k] {Calculo del margen
  bruto}
  BAIT[k]=Margen_bruto[k]-Amortizacion {Beneficio antes de impuestos}
  BN[k]=BAIT[k] {Beneficio neto}
  FC_Año[k]=BN[k]+Amortizacion {Flujo de caja}

```

```

Flujos_normales[k]=FC_Año[k]/(1+WACC)^k {Flujos normalizados al año
de la inversion para hallar el VAN}
VAN=VAN+Flujos_normales[k]
FC_Acumulado[k]=FC_Acumulado[k-1]+Flujos_normales[k] {Flujo de caja
acumulado}
k=k+1
until (k>years_analisis)

```

```

k=0
repeat
if(FC_Acumulado[k]>0) then
    PR=k
    sal=1
else
    sal=0
endif
k=k+1
until ((k>years_analisis) or (sal>0))
if(sal<1) then
    PR=years_analisis+1
endif
END

```

```

PROCEDURE ocupación
(altura;anchura;n_col;lat:A_min;A_max;Distancia)
D=1/tan(61-lat)*altura*sin(lat)
A_max=((n_col-1)*D+n_col*altura*cos(lat))*anchura*1,05
A_min=altura*cos(lat)*anchura*n_col*1,1
Distancia=D+altura*cos(lat)
END

```

{PARAMETROS DE ENTRADA}

```

{N=85} {Numero de viviendas en el edificio}
N_max=200 {Numero maximo de viviendas para que el factor de
simultaneidad f sea constante = 0,1}
{personas=3} {Numero de personas por vivienda}
{agua_persona=22} {Litros de agua por persona y día a una temperatura
de 60}
t_u=60 {Temperatura de uso}
t_p=60 {Temperatura de preparacion}
{t_e=maxlookup('Datos';'t_e';1;12)} {Temperatura del mes mas calido(para
no disipar energia)}
{En el mes de agosto la demanda es de solo el 20% de lo que seria en
realidad}
TValles=14 {Mismos tiempos que en el programa de cogeneracion}
TPuntas=4
{Ciudad$='Madrid'}
{colector$='Viessmann Vitosol S 2.5'}
{coste=600} {Primera suposicion para la inversion en euros/m2}

```

```

{n_colectores=36}
{altura_colector=1}
{anchura_colector=2}
{A_manual=1}
{F_perd_manual=1}
{F_opt_manual=1}
{eta_c=0,9} {Rendimiento de la caldera}

{Entradas para el calculo economico}
{rf=0,05}
{rO&M=0,025}
years_analisis=25
{años=25}
{Tarifa_gas €/MWht Hay que hacerlo sobre el PCS. El valor lo obtiene de
una tabla}
Ratio_PCI.PCS=1,1 {Para 1MWht real necesitamos comprar 1,1}
{WACC=0,03}
{Gasto_anual_O&M=486}
{FIN DE ENTRADAS}

```

```

{Calculo de caudales de valle y punta en (litros por segundo)}
CALL caudales
(N_max;N;personas;agua_persona;TValles;TPuntas:Ratio;Cd)
Cp=Ratio*Cv
Cp*TPuntas+Cv*TValles=Cd {Cp y Cv en litros por hora}
f=Cp/Cd {factor de simultaneidad}

```

```

{Calculo de la demanda energetica mensual (KJ)}
CALL demanda (Cd;t_p;Ciudad$:Demanda[1..12])

```

```

{Procedimiento f-chart}
call fchart
(V_acumulador;F_perd;F_opt;A;Demanda[1..12];t_p;n_colectores;Ciudad$
;c[1..12]:f[1..12];Q_solar[1..12])

```

```

duplicate i=1;12
Demand_KWh[i]=Demanda[i]/3600000
Solar_KWh[i]=Q_solar[i]/3600000
Apoyo[i]=Demand_KWh[i]-Solar_KWh[i]
end

```

```

KWh_Sol_Trimestre[1]=sum(Solar_KWh[1..3])
KWh_Sol_Trimestre[2]=sum(Solar_KWh[4..6])
KWh_Sol_Trimestre[3]=sum(Solar_KWh[7..9])
KWh_Sol_Trimestre[4]=sum(Solar_KWh[10..12])

```

```

KWh_Demanda_Trimestre[1]=sum(Demand_KWh[1..3])
KWh_Demanda_Trimestre[2]=sum(Demand_KWh[4..6])
KWh_Demanda_Trimestre[3]=sum(Demand_KWh[7..9])

```

```
KWh_Demanda_Trimestre[4]=sum(Demand_KWh[10..12])
```

```
duplicate i=1;4
```

```
Cobertura_Trimestre[i]=KWh_Sol_Trimestre[i]/KWh_Demanda_Trimestre[i]*100
```

```
end
```

```
call cobertura
```

```
(Demand_KWh[1..12];Solar_KWh[1..12]:Cobertura_anual;Demand_KWh_TOTAL;Solar_KWh_TOTAL)
```

```
{Factores de correccion de la radiacion, por estar los paneles inclinados}
```

```
latitud=lookup(Ciudad$;1;'Latitud')
```

```
duplicate i=1;12
```

```
call corregir (latitud;i:c[i])
```

```
CALL
```

```
datospanel(colector$;A_manual;F_perd_manual;F_opt_manual:A;F_perd;F_opt)
```

```
{Relaciones entre acumulador y paneles}
```

```
V_acumulador=A_total*75 {Volumen recomendado en el CCC, tambien se aconseja igual al consumo diario}
```

```
V_min=50*A_total
```

```
V_max=180*A_total
```

```
A_total=A*n_colectores
```

```
{Requerimiento minimo}
```

```
Zona=lookup('Ciudad$';1;'Zona')
```

```
Requerimiento_minimo=lookup('Contribucion';ceil(lookuprow('Contribucion';1;Cd));Zona+1)
```

```
{Avisos, tanto del acumulador como de la cobertura}
```

```
call avisos
```

```
(V_acumulador;V_min;V_max;Requerimiento_minimo;Cobertura_anual:Volumen$;Panel$)
```

```
{Calculo de la inversion}
```

```
Inversion=coste*A_total
```

```
Inversion_vivienda=Inversion/N
```

```
Demanda_KWh_TOTAL_PCS=Solar_KWh_TOTAL*Ratio_PCI.PCS
```

```
Tarifa_gas=lookup('Tarifa_GN';LookupRow('Tarifa_GN';'Consumo';Demanda_KWh_TOTAL_PCS);'Tarifa')
```

```
call economica
```

```
(años;Tarifa_gas;rf;rO&M;Ratio_PCI.PCS;Gasto_anual_O&M;Inversion;Solar_KWh_TOTAL;WACC;eta_c;Flujos_normales[0..años];VAN;FC_Año[0..años];FC_Acumulado[0..años];PR)
```

```
{Calculo del TIR, aparece en porcentaje}
```

```
FC_TIR[0]=-Inversion
```

```

duplicate i=1;años
FC_TIR[i]=FC_Año[i]/((1+TIR/100)^i)
end
year_TIR=años
sum(FC_TIR[0..year_TIR])=0

```

{Ocupacion de los paneles solares}

```

CALL ocupacion
(altura_colector;anchura_colector;n_colectores;latitud:Ocupacion_min;Oc
upacion_max;Distancia_filas)

```

{Toneladas de CO2 evitadas al año}

```

Tn_CO2_año=(Solar_KWh_TOTAL/eta_c)*204/1000000

```

```

CALL avisoPR (PR:avi)

```

{años}

```

duplicate i=0;años
año[i]=i
end

```

{meses}

```

mes$[1]='Ene'
mes$[2]='Feb'
mes$[3]='Mar'
mes$[4]='Abr'
mes$[5]='May'
mes$[6]='Jun'
mes$[7]='Jul'
mes$[8]='Ago'
mes$[9]='Sep'
mes$[10]='Oct'
mes$[11]='Nov'
mes$[12]='Dic'

```

{trimestres}

```

Trimestre$[1]='Ene-Mar'
Trimestre$[2]='Abr-Jun'
Trimestre$[3]='Jul-Sep'
Trimestre$[4]='Oct-Dic'

```

{Para comprobar si es mejor cubri mas o menos demanda}

```

n1=floor(n_colectores*0,8)
n2=ceil(n_colectores*1,2)
incred_n=(n2-n1)/9

```

```

duplicate i=1;10
n_colec[i]=n1+incred_n*(i-1)
Inversion[i]=A*n_colec[i]*coste

```

```

Gasto_anual_O&M[i]=Gasto_anual_O&M {Suponemos no cambia la
O&M}
call fchart2
(V_acumulador;F_perd;F_opt;A;Demanda[1..12];t_p;n_colec[i];Ciudad$;c[
1..12];Cobertura2[i];Solar_KWh_TOTAL[i])
call economica2
(years_analisis;Tarifa_gas;rf;rO&M;Ratio_PCI.PCS;Gasto_anual_O&M[i];I
nversion[i];Solar_KWh_TOTAL[i];WACC;eta_c;PR[i];FC_Año[0..years_ana
lisis;i])
end
i=11
n_colec[i]=n_colectores
Inversion[i]=A*n_colec[i]*coste
Gasto_anual_O&M[i]=n_colec[i]/n_colectores*Gasto_anual_O&M
call fchart2
(V_acumulador;F_perd;F_opt;A;Demanda[1..12];t_p;n_colec[i];Ciudad$;c[
1..12];Cobertura2[i];Solar_KWh_TOTAL[i])
call economica2
(years_analisis;Tarifa_gas;rf;rO&M;Ratio_PCI.PCS;Gasto_anual_O&M[i];I
nversion[i];Solar_KWh_TOTAL[i];WACC;eta_c;PR[i];FC_Año[0..years_ana
lisis;i])

duplicate k=1;11
  duplicate i=0;years_analisis
    FC_TIR[i;k]=FC_Año[i;k]/((1+TIR[k]/100)^i)
  end
  sum(FC_TIR[0..years_analisis;k])=0
end

{Índice de ahorro en energía primaria}
IAF=(Demand_KWh_TOTAL/eta_c-(Demand_KWh_TOTAL-
Solar_KWh_TOTAL)/eta_c)/(Demand_KWh_TOTAL/eta_c) *100

```

3. Datos técnicos



MONTAJE Y PUESTA EN MARCHA DEL Dachs

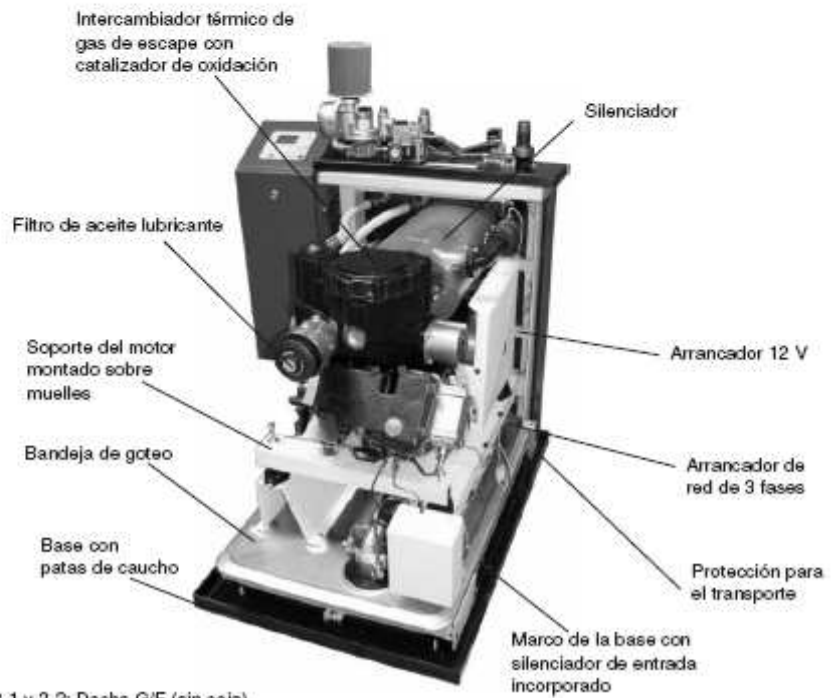
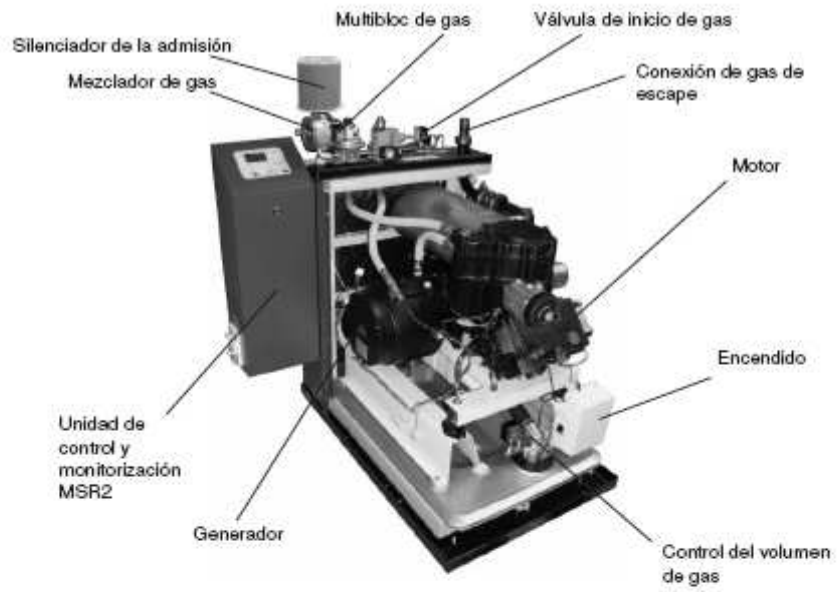
2 Especificaciones técnicas

2.1 Dachs G/F

2

Versión:	HKA G/F 5.5 / 5.0 ¹⁾
Fabricante:	SenerTec GmbH Carl - Zeiß - Str. 18 97424 Schweinfurt, Alemania
Potencia:	5 ¹⁾ hasta 5,5 kW eléctrica 12,3 ¹⁾ hasta 12,5 kW térmica
Consumo de energía por hora	
5,5 kW:	hasta 20,5 kWh _{neto}
5 kW:	19,6 kWh _{neto} ¹⁾
Motor:	1 cilindro cuatro tiempos 578 cm ³ motor de mezcla pobre velocidad de régimen 2.450 r.p.m.
Combustible:	Propano resp. gas natural (contenido de propano de al menos 95%) categoría de gas: II _{2H2}
Generador:	Asíncrono 92% eficiencia a 70 °C máx. temperatura de caudal de retorno de agua de calefacción
Funcionamiento:	En paralelo con la red pública Demanda de calor como variable controlada Modo de funcionamiento corriente optimizado opcional
Ruido:	52 - 56 dB(A) conforme a DIN 45635 T1
Dimensiones:	Anchura = 72 cm Profundidad = 106 cm Altura = 100 cm
Zona de ubicación:	0,76 m ² de espacio de instalación 3,5 m ² de espacio de acceso para el mantenimiento
Peso:	530 kg
Presión admisible de funcionamiento:	5 bares
Circuito de calefacción con conexión roscada:	R 1"
Conexión roscada de gas	R 1/2"
Presión del suministro de gas	20 - 50 mbares
Temperatura de gas de escape:	Salida Dachs aprox. 160 °C,
Volumen de gas de escape:	42 m ³ /h
(Modificaciones técnicas reservadas)	

¹⁾ Versión Dachs G 5.0 con emisión reducida de gas de escape



Figuras 2-1 y 2-2: Dachs G/F (sin caja)

EURO-C20/HTF/AR Captador solar



Figura 1 El Euro-C20 - un captador altamente eficaz que se instala rápidamente

Las ventajas más destacadas

Rendimiento elevado por la perfección en el detalle

El vidrio solar de seguridad, con una composición purísima llega a un factor de transmisión del 91%, el vidrio antirreflejante Sunarot® del EURO-C20 AR, gracias al tratamiento especial de su superficie, alcanza incluso el 96%! Los absorbedores súper selectivos recubiertos en vacío, minimizan la radiación emitida y tanto el aislamiento térmico trasero de 60 mm de espesor como el aislamiento lateral, sin huecos, minimizan las pérdidas de calor.

Materiales de alta calidad

El marco de perfil anodizado, la pared trasera de chapa de aluminio estable, el recubrimiento de vidrio de seguridad supertransparente, el perfil hermético de EPDM con unión de esquina vulcanizada y el absorbedor de cobre soldado por ultrasonidos permiten un uso fiable durante décadas.

Relación calidad-precio extraordinaria

Calidad certificada según DIN solar (DIN 4757) y el Instituto Federal de Energía de Suiza. Resultados extraordinarios del "StiftungWarentest" (Test de calidad/precio de la asociación de consumidores de Alemania) y recomendación de la Asociación de Ingenieros Alemanes VDI con la clasificación "captador muy bueno con tecnología aprobada. Mejor relación calidad-precio de su clase." (datos publicados en el periódico "VDI-Nachrichten", de junio del año 2000)

Montaje sencillo y rápido

A través de los kits de montaje estandarizados, las Instrucciones de montaje con ilustraciones y los sistemas de conexión al circuito solar sin soldaduras.

Variedad en colocación y agrupación

- Montaje sobre el tejado
Sin quitar las tejas, los captadores se fijan de manera horizontal o vertical a través de perfiles de montaje y grapas de tejado. Nuestra gama de producto incluye tres diferentes tipos de grapas para varios tipos de cubiertas. Así se puede conectar hasta cuatro captadores en serie. Tubos flexibles de acero inoxidable perfectamente aislados sirven para la conexión y la compensación de dilataciones. No es necesario utilizar conductos distribuidores encima del tejado.
- Montaje integrado en el tejado
Este atractivo kit de montaje integrado está disponible para todos los tipos de tejado a partir de un ángulo de inclinación de 27°. En este caso, los captadores se instalan de manera vertical con las conexiones en la parte superior. Las chapas de zinc-titanio y de plomo plisado se pueden unir sin soldaduras.
- Montaje sobre estructura de apoyo
Los captadores se instalan de manera horizontal o vertical, pudiendo formar ángulos diferentes. El anclaje se realiza en el suelo o a paredes verticales. Para tejados planos están disponibles chapas de aluminio sobre las que se coloca una capa de grava como lastre con el peso suficiente.

Datos técnicos

Características	EURO C20-HTF	EURO-C20-AR
Superficie de captador	Superficie de abertura 2,39 m ² según DIN 4757 / superficie bruta 2,61 m ²	
Dimensiones	2151 x 1215 x 110 mm (Largo x Ancho x Alto)	
Rendimiento de captador	$\eta_0 = 81,8 \%$ $k_1 = 3,47 \text{ W/m}^2\text{K}$ $k_2 = 0,0101 \text{ W/m}^2\text{K}^2$ Factores de corrección de ángulo: $k_{dir} = 94 \%$, $k_{diff} = 88 \%$ Producción anual de captador 485 kWh/m ² a (ITW 5 m ²)	$\eta_0 = 85,4 \%$ $k_1 = 3,37 \text{ W/m}^2\text{K}$ $k_2 = 0,0104 \text{ W/m}^2\text{K}^2$ Factores de corrección de ángulo: $k_{dir} = 97 \%$, $k_{diff} = 94 \%$ Producción anual de captador 546 kWh/m ² a (ITW 5 m ²)
Carcasa de captador	Aluminio con aislamiento lateral y trasero de 60 mm de espesor; capacidad calorífica 4,7 kJ/(m ² K)	
Recubrimiento de vidrio	Vidrio solar de seguridad de 4 mm de espesor, Transmisión $\zeta = 91 \%$	Vidrio solar de seguridad de 4 mm de espesor, recubrimiento antirreflejante Sunarc®, Transmisión, $\zeta = 96 \%$
Absorbedor	Chapa de conducción térmica y tubo de cobre, presión máxima de servicio 10 bar	
Recubrimiento del absorbedor	Recubrimiento del absorbedor Recubrimiento en vacío altamente selectivo, $\alpha = 95 \%$, $\zeta = 5 \%$	
Contenido del absorbedor/ líquido caloportador	1,3 l / DC20 (Propilenglicol con inhibidores y biodegradable)	
Temperatura de inactividad	227 °C	232 °C
Conexión del captador	Tubo flexible de acero inoxidable con unión roscada de 1/2", diámetro interior de la vaina de inmersión para el sensor de temperatura 6 mm	
Contraseña de certificación del MINISTERIO DE INDUSTRIA	NPS-2004	NPS-1904
Marcado CE	TÜV-CERT 0036, registro tipo según 97/23 CE (módulo B)	
Peso en vacío	48 kg	

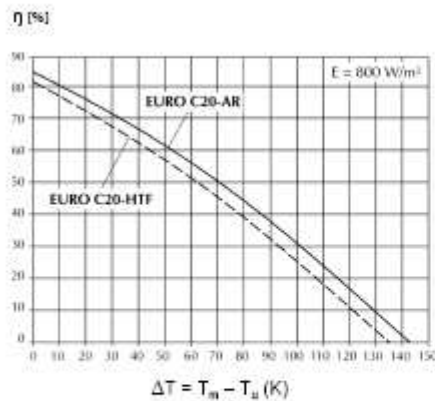


Figura 2 Curvas de rendimiento del EURO-C20, EURO-C20-HTF y EURO-C20-AR en función de $T_m - T_a$ ($E=800 \text{ W/m}^2$), medidas del TÜV Bayern y el IGFH Hameln según DIN/UNE EN 12975. T_m = temperatura media del captador, T_a = temperatura ambiental

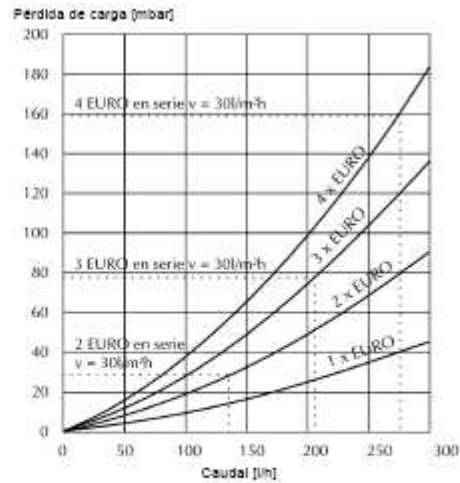


Figura 3 Pérdida de carga del EURO-C20 en función del caudal y el número de captadores conectados en serie. Líquido caloportador: 40% glicol / 60 % agua a 30 °C.