

# RECUPERACIÓN DEL CALOR DE REFRIGERACIÓN DE UN MOTOR DE GAS NATURAL MEDIANTE CICLO ORC

**Autor: Diago López, Maite.**

Directores: Linares Hurtado, José Ignacio; Moratilla Soria, Beatriz Yolanda.

## RESUMEN DEL PROYECTO

El presente proyecto evalúa tanto el diseño como el análisis de viabilidad económica de un ciclo de Rankine orgánico, también denominado ORC, como ciclo de cola para la recuperación de la energía residual del agua de refrigeración de motores industriales de 3MWe empleados para cogeneración.

Las bajas temperaturas características de tales calores (de 90°C a 110°C) impiden su recuperación mediante el ciclo de Rankine clásico de vapor, más adecuado para la recuperación de calores de alta temperatura. Esto conduce al empleo de otros fluidos de carácter orgánico cuyas propiedades los hacen adecuados para tales calores de media y baja temperatura. Dichos fluidos permiten emplear equipos más compactos gracias a su alto salto entálpico por unidad de volumen, así como no requieren sobrecalentamiento en la caldera dado que la pendiente de la curva de vapor saturado en el T-s resulta nula o positiva, por lo que entrando en condiciones de saturación en la turbina siempre se sale de ella como vapor sobrecalentado. Igualmente, no es preciso emplear un desgasificador si se elige el fluido adecuado el cual condense a presiones superiores a la ambiente.

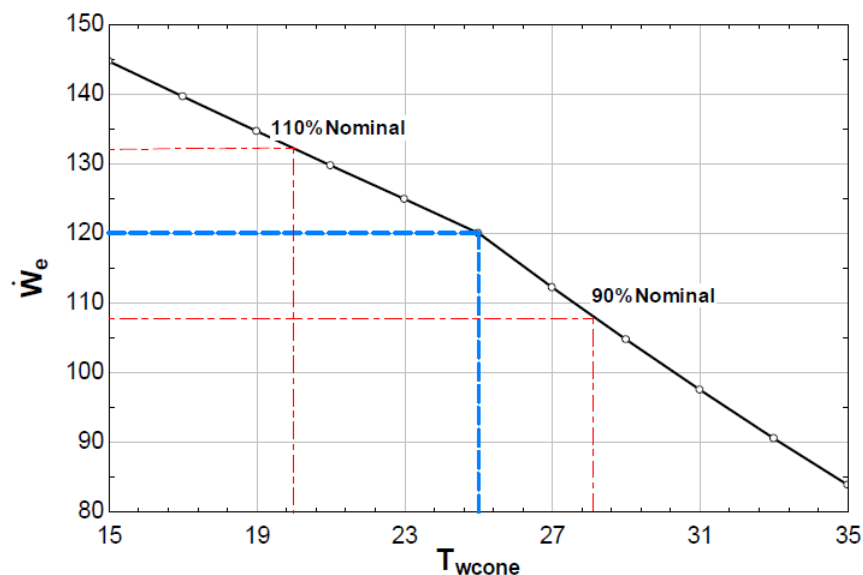
Para simular el motor de gas se han empleado los parámetros de un motor real de 3MW de potencia eléctrica, modelo JMS 620 GS-N.L. del fabricante Jenbacher. El calor de refrigeración supone una potencia de 1502 kWt, enfriándose el agua de refrigeración en la caldera desde 90°C hasta 80°C.

El aprovechamiento del calor residual se realiza mediante un ciclo ORC empleando isobutano (R600a) como fluido de trabajo. Este fluido ha demostrado ser el más competitivo en cuanto a rendimiento del ciclo al igual que en términos económicos. Una vez definido el ciclo, se modela su funcionamiento en el punto de diseño, así como fuera de él para diferentes grados de carga. Tales modelos han sido implementados mediante el soporte informático *Engineering Equation Solver* (EES), ampliamente utilizado para el modelado de ciclos termodinámicos

gracias a su extensa base de datos referente a fluidos y sus propiedades termofísicas.

El diseño se realiza para una temperatura nominal de retorno del agua de la torre de refrigeración de 25°C. Para dicho punto de funcionamiento se obtiene un rendimiento del ciclo del 8% lo cual implica una generación eléctrica de 120kWe. Esto se traduce en un incremento del 1,7% del rendimiento eléctrico global del conjunto motor más ciclo ORC, y del 2,2% en términos de rendimiento eléctrico equivalente. La incorporación del ciclo a la instalación de cogeneración ya existente supone un ahorro de energía primaria del 9%, cifra ya muy cercana al 10% mínimo exigido para considerarse cogeneración de alta eficiencia.

En el proyecto se evalúan diferentes escenarios de operación, simulando la implantación en seis ciudades repartidas por el territorio español. Para cada uno se estima la energía generada anualmente como suma de las generadas hora a hora durante el tiempo de funcionamiento de la instalación, energía que dependerá de la temperatura de retorno del agua de la torre, relacionándose potencia eléctrica y temperatura como se muestra en la gráfica siguiente. Se establece un rango de funcionamiento permitido para potencias entre el 90% y el 110% de la potencia nominal como criterio de protección para los equipos.



El tiempo de funcionamiento de la instalación establecido es de 4046 horas anuales, con paradas los fines de semana, el mes de agosto y el turno nocturno de 00.00 a 08.00. En esas condiciones se obtiene una energía eléctrica que oscila entre los 513 MWh y los 532 MWh anuales según el escenario de implantación,

estimándose por tanto una variación máxima entre ciudades de implantación posibles del 3,7%.

Respecto a la viabilidad económica, se realiza un análisis de rentabilidad teniendo en cuenta la regulación establecida en el RD 661/2007 para las instalaciones acogándose al Régimen Especial de generación eléctrica, por el cual se establece que a la tarifa eléctrica se le añadirá un complemento por eficiencia en función del REE de la instalación. De las diferentes publicaciones oficiales se extrae el valor de la Tarifa eléctrica para cogeneraciones de gas natural con potencia entre 1 y 10MW a 1 de enero de 2010, 81,381 €/MWh; y el coste de la materia prima de gas natural para el primer trimestre del mismo año, 18,133 €/MWh. El análisis recoge los resultados para valores de la inversión de 800 €/kW, 1400 €/kW y 2000 €/kW para Madrid y Las Palmas por ser las ciudades con valores más extremos en lo relativo a la energía generada.

El análisis determina unos buenos resultados para el proyecto, saliendo rentable para todos los escenarios analizados y devolviendo un VAN al final de sus 15 años de vida útil en un rango entre 147 k€ y 288 k€ según el escenario y la inversión inicial. La comparación entre escenarios demuestra que en términos económicos, la diferencia de rentabilidad obtenible varía simplemente en un 4,6% para una inversión de 1400 €/kW, lo cual permite concluir que la elección del lugar de implantación no sería un factor determinante.

Igualmente, dentro de los ingresos obtenidos se distingue un 70% debido a la venta de la energía del ciclo, y un 30% debido a la mejor remuneración percibida por la energía eléctrica del motor gracias al incremento del complemento por eficiencia, lo cual resulta un factor importante a tener en cuenta dado el gran peso del mismo en los ingresos.

En términos climatológicos, el análisis realizado sugiere la posibilidad de realizar una adaptación del punto de diseño a temperaturas inferiores, ya que para el conjunto de los escenarios analizados, a excepción de las Islas Canarias por su situación particular, las maquinas se encontrarían trabajando al 110% de su capacidad la mayor parte del tiempo de funcionamiento.

Los resultados obtenidos permiten concluir que se ha realizado un diseño viable tanto técnica como económicamente, adaptado a la regulación vigente correspondiente al Régimen Especial para generación eléctrica, proporcionando buenos beneficios tanto energéticos como económicos.

# RECOVERY OF A NATURAL GAS ENGINE'S COOLING HEAT THROUGH ORC

**Author: Diago López, Maite.**

Directors: Linares Hurtado, José Ignacio; Moratilla Soria, Beatriz Yolanda.

## PROJECT SUMMARY

This project evaluates both the design and economic feasibility of an organic Rankine cycle, also called ORC, employed as a bottom cycle for the recovery of the waste heat of the cooling water of 3MWe industrial engines used for combined heat and power.

The low temperatures characteristic of this waste heat (90°C to 110°C) prevent its recovery by the classical Rankine cycle, more suitable for the recovery of high temperature heat. This leads to the use of organic fluids, whose properties make them more suitable for heat of medium and low temperature.

Such fluids permit the use of more compact equipment thanks to their high enthalpy rise per volume, and require no superheating in the boiler as the slope of the saturated steam in the T-s diagram is zero or positive, so entering in conditions of saturation in the turbine always returns as superheated steam. Furthermore, there is no need to use a deaerator if the correct fluid is chosen, one that condenses at pressures above ambient.

To simulate the gas engine the parameters used were those in a real engine of 3MW of electrical power, model JMS 620 GS-NL from Jenbacher. Cooling water heat amounts to 1502 kWt, the temperature of the cooling water decreasing from 90°C to 80°C in the boiler.

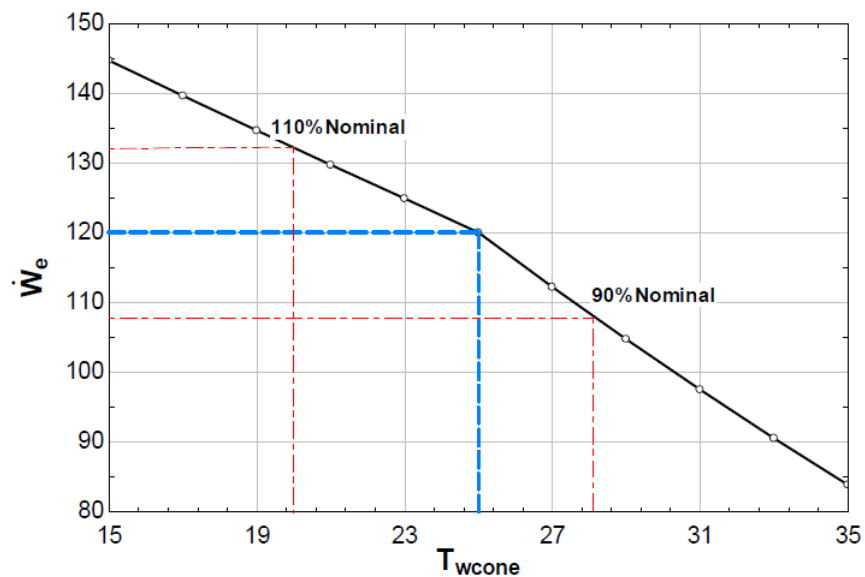
The use of waste heat is carried out by an ORC cycle using isobutane (R600a) as working fluid. This fluid has proved to be the most competitive in terms of cycle efficiency as well as in economic terms.

Having defined the cycle, its operation is modeled on the design point, as well as outside of it for different load levels. Such models have been implemented in *Engineering Equation Solver* (EES), software widely used for modeling thermodynamic cycles thanks to its extensive database concerning fluids and their thermophysical properties.

The design is performed for a nominal temperature of return water from the cooling tower of 25°C. For this operating point it is obtained a cycle efficiency of 8% which implies 120 kWe of electricity generation. This results in an increase of 1,7% of the overall electrical efficiency of the engine plus ORC, and 2,2% in terms of equivalent electrical efficiency.

The integration of the cycle with the already existing cogeneration plant implies primary energy savings of 9%, which is already very close to 10% minimum required to be considered high-efficiency cogeneration.

The project evaluates different operating scenarios, simulating the presence in six cities spread throughout the Spanish territory. For each one the annual energy generated is estimated by adding the hourly generation during the operating time of the installation, which will depend on the return temperature of the tower's water, relating electrical power and temperature as shown in graph below. Operation will only be allowed for power between 90% and 110% of full load as a criterion for equipment protection.



The operating time set for the installation is 4046 hours per year, with stops at the weekend, the month of August and the night shift from 00.00 to 08.00. Under these conditions it is obtained an annual power of between 532MWh to 513MWh depending on the scenario, therefore estimating a maximum variation between cities of 3,7%.

Regarding the economic feasibility, the project carries out a cost-benefit analysis taking into account the rules laid down in Royal Decree 661/2007 for installations

under the *Régimen Especial* of power generation, by which states that the electricity tariff will be added by a supplement for efficiency according to the installation's REE. Of some official publications are extract the value of the electricity tariffs for natural gas cogeneration with power between 1 and 10MW to January 1, 2010, 81,381 €/MWh; and the cost of natural gas feedstock for the first quarter the same year, 18,133 €/MWh. The analysis shows the results for values of the investment of 800 €/kW, 1400 €/kW and 2000 €/kW for Madrid and Las Palmas as being the cities with more extreme values in terms of power generated. The analysis determines a successful outcome for the project, resulting profitable for all the scenarios examined and returning a VAN at the end of its 15 year life span in a range between 147 k€ and 288 k€ depending on the scenario and the initial investment. The comparison of scenarios shows that in financial terms, the difference of profitability varies just 4,6% for an investment of 1400 € / kW, which means that the choice of the location would not be a decisive factor.

Also, the income is composed by 70% due to the sale of the cycle's power, and 30% due to better remuneration perceived for the engine electric power thanks to the increasing of the supplement for efficiency, which is an important factor to consider given the great weight in the revenues.

In terms of climate, the analysis suggests the possibility of an adaptation of the design point to lower temperatures, since for all the scenarios examined, with the exception of the Canary Islands for their particular location, the machines would be working at 110 % capacity most of the time of operation.

The results obtained indicate that there has been realized a viable design, both technically and economically, adapted to existing regulations for the *Régimen Especial* for electricity generation, thus providing good energy and economic benefits.