

# TECNOLOGIA PARA RECUPERACION DE CALOR RESIDUAL EN ESTACIONES COMPRESORAS DE GAS NATURAL: CICLO RANKINE ORGANICO

*Víctor José Manrique Moreno*

*Grupo de investigación en Fluidos y Energía GIFE. Corporación Centro de Desarrollo Tecnológico del Gas. Parque Tecnológico UIS Guatiguará, km 2 vía El Refugio. Piedecuesta. Santander. Colombia.*

**Resumen:** Las estaciones compresoras son una parte fundamental de la infraestructura de transporte de gas natural. Si bien existen diversas tecnologías de compresión, en general, las estaciones utilizan turbinas o motores de combustión interna como fuerza motriz. Debido a que los motores de las estaciones compresoras son relativamente grandes (potencias entre los 1000-6000HP) y además tienen eficiencias relativamente bajas (<38%). Como resultado, desperdician grandes cantidades de energía en forma de gases calientes que son arrojados a la atmósfera. Un motor de 3500 HP de potencia, por ejemplo, en ocho horas de operación a 100% de capacidad, habrá arrojado a la atmósfera hasta 20 MWh de energía térmica de media temperatura (~450°C).

En este artículo se presenta la tecnología de Ciclo Rankine Orgánico (ORC) como una alternativa disponible y probada para la recuperación de energía térmica residual, aplicable a estaciones compresoras de gas natural. Si bien es cierto que existen barreras operativas, financieras y regulatorias, ante la creciente necesidad de aumentar la eficiencia energética y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, la recuperación de energía puede ser una alternativa relevante para el sector gas colombiano.

**Palabras clave:** *Motor de combustión interna, Recuperación de calor energía, Ciclo Rankine Orgánico, Estación compresora de gas natural, Gasoducto, Eficiencia Energética*

**Abstract:** Gas compression stations play an important role in the gas transmission infrastructure. There are several compression technologies, but all of them are based on turbines, or on internal combustion engines as prime driver. Engines and turbines release to the atmosphere several amounts of thermal energy (as "waste heat") because they are relatively big (power between 1000 to 6000 horsepower), and they have relatively poor efficiencies (lower than 38%). As result, a 3500HP engine, will release until 20 MWh of medium-temperature (~450°C) thermal energy, after 8 hours running with rating of 100%. This paper presents the Organic Rankine Cycle (ORC) as a proven and available technology for waste heat recovery in gas compression stations. Despite of there are operational, financial and regulatory barriers, there are a growing pressure for increasing energy efficiency, and reducing greenhouse gas emissions, and of course, reducing cost. For that objective, organic Rankine cycle may be a solution for the Colombian natural gas industry

Energía del combustible  
100%





## INTRODUCCIÓN.

Las Estaciones Compresoras de Gas - ECG son una de las facilidades más importantes en toda red de transporte de gas natural por gasoductos, pues permiten aumentar la presión del gas para transportarlo a través de largas distancias. Si bien existen diferentes tecnologías de compresión, una de las más utilizadas en Colombia, y en todo el mundo, son los compresores reciprocantes, impulsados por Motores de Combustión Interna - MCI (Ver Fig. 1). Los MCI de las ECG utilizan gas natural como combustible. [1]

Los gasoductos en Colombia tienen capacidades de transporte de hasta 260 millones de pies cúbicos por día (MPCD). Por esta razón, las estaciones compresoras requieren unidades de compresión relativamente grandes (entre 1000 - 5000 HP), en estaciones de hasta 17000 HP. Dado que los MCI son una tecnología inherentemente ineficiente (<38%), diariamente se generan pérdidas de energía térmica equivalentes al 30-40% de la energía utilizada como combustible.

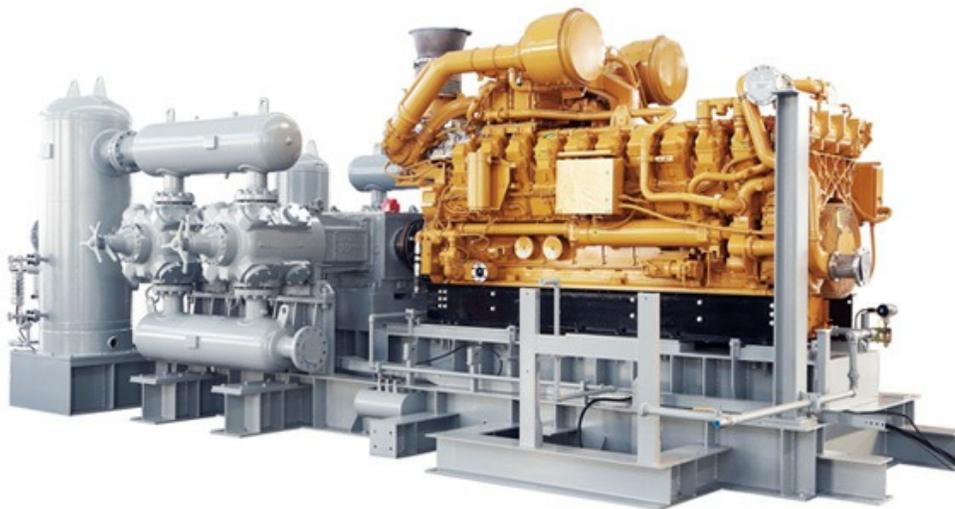
Esta energía residual, en forma de gases de combustión de media temperatura (400-450°C), es una fuente aprovechable que puede ser utilizada para la generación de energía eléctrica. Sin embargo, en el

país esta tecnología no es utilizada y existen algunos retos tecnológicos, regulatorios, y económicos para su implementación. [2]

### *Balance energético de los Motores de Combustión Interna*

Los MCI comúnmente utilizados en estaciones compresoras de gas, son sistemas mecánicos basados en el Ciclo Otto, que aprovechan la energía liberada por la combustión del gas natural (gas combustible) para generar trabajo sobre un eje. Este eje acciona un compresor reciprocante, que permite aumentar la presión del gas que está siendo comprimido.

El MCI trabaja en un ciclo de cuatro tiempos (admisión - compresión - combustión - escape) pero solamente se realiza trabajo sobre el pistón tras la etapa de combustión. Como resultado, solamente una fracción de la energía liberada tras la combustión es efectivamente convertida en trabajo. Adicionalmente, el motor tendrá pérdidas de energía por fricción, y pérdidas por el calor que es necesario retirar a través del sistema de enfriamiento, para evitar su sobrecalentamiento. La Fig. 2 presenta a manera de ejemplo, el balance energético de un motor CAT G3612 de 3550 HP, típicamente utilizado en las estaciones compresoras de gas



**Figura 1.** Unidad Compresora: Motor de combustión Interna y Compresor Reciprocante (Imagen de <http://www.keruigroup.com/>)

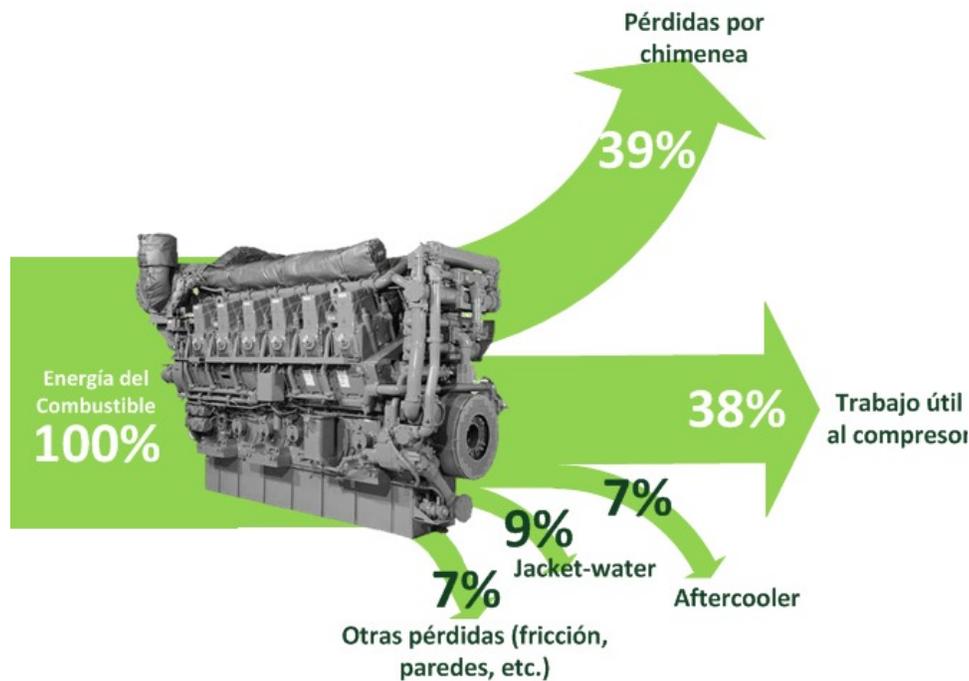


Figura 2. Balance energético de un motor de combustión interna CAT G3612 DM5310-06 de 3550 HP. Fuente: <http://catoilandgas.cat.com>

natural en Colombia. Como se observa en esta Figura, la cantidad de energía perdida con los gases de combustión, ¡es prácticamente equivalente a la energía mecánica entregada al compresor! Este motor libera energía térmica a una tasa de 2,6 MW y en 8 horas de operación continua, habrá liberado hasta 10,6 MWh de energía térmica al ambiente.[3]

### Energía disponible.

Si bien los MCI liberan una gran cantidad de energía térmica residual, la "disponibilidad" de esta energía para ser aprovechada está relacionada directamente con la temperatura a la cual se liberan los gases de combustión. Así mismo, no es conveniente extraer calor de los gases de combustión hasta reducir su temperatura por debajo del punto de condensación del vapor de agua presente en los propios gases (punto de rocío). Esto causaría efectos no deseados como la corrosión del ducto de escape.

En general, el caudal de gases de combustión y su temperatura varían de acuerdo al régimen de operación y carga del motor. Tomando como

ejemplo un motor CAT G3612 DM5310-06, de 3550HP de potencia, se encuentra que libera un caudal entre 18000-23800 ft<sup>3</sup>/min (509-674 m<sup>3</sup>/min) de gases, a temperaturas entre 460-480°C. La Tabla 1 resume el balance energético del motor a dos condiciones de operación: 75% y 100%

A pesar de que la tasa de liberación de energía residual está entre 2,1 a 2,6 MW, como ya se mencionó, esto no significa que toda esta energía esté disponible para ser recuperada. En realidad la energía disponible está limitada por el propio ciclo termodinámico, pero además por las eficiencias de la tecnología utilizada para el proceso de recuperación de calor. En general, la energía disponible en los gases de combustión puede determinarse mediante la siguiente ecuación:

$$E = m \cdot C_p \cdot (T_1 - T_2)$$

Donde:

E = Energía (kW)

m = flujo másico de gases de combustión (kg/s)

	Rating de operación		
	75%	100%	
Potencia útil	1985	2647	kW
Consumo de combustible*	19334	24723	MJ/h
Consumo de Aire	392454	681867	m <sup>3</sup> /h condiciones normales
Caudal de los gases de combustión	1057350	1784607	m <sup>3</sup> /h condiciones normales
Temp. de los gases de combustión	480	459	°C
Pérdida de energía por el exhosto	2132	2664	kW
Pérdida de energía por el Aftercooler	252	468	kW
Pérdida de energía por el radiador	546	639	kW
Otras pérdidas (fricción, convección)	455	449	kW

\*ISO 3046/1

**Tabla 1.** Balance de energía motor CAT G3612 -3550HP [3]

$C_p$ = Calor específico de los gases de combustión (en función de la temperatura) (KJ/kg/K)

$T_1$ = temperatura de salida de los gases de combustión del motor (K)

$T_2$  = temperatura de salida del recuperador de calor (K)

### **Ciclo Rankine Orgánico**

Existen varias tecnologías que permiten recuperar y aprovechar calor residual - de cualquier fuente - para generación eléctrica, de frío, o incluso de trabajo mecánico. Estas tecnologías incluyen generadores termoeléctricos (TEG), Ciclo Rankine Orgánico, motores de seis tiempos, y turbocargadores. A continuación se profundizará en el Ciclo Rankine Orgánico, el cual es una tecnología bien establecida, desarrollada y disponible, que además ofrece una buena relación entre simplicidad, bajo costo de componentes y eficiencia energética.[4]

#### • **El Ciclo Rankine**

Uno de los ciclos termodinámicos más utilizados para generación de electricidad a partir de combustibles, es el ciclo Rankine. Las

plantas termoeléctricas convencionales utilizan carbón, gas natural -u otro combustible disponible- para generar vapor de agua en calderas. Este vapor -sobrecalentado - es expandido luego en una turbina, en donde el trabajo realizado permite mover un generador eléctrico. El vapor a baja presión que sale de la turbina, se condensa, y se bombea para regresar a la Caldera, y así reiniciar el ciclo.

El Ciclo Rankine basado en vapor de agua, requiere operar con vapor sobrecalentado, para evitar que se produzca condensación del vapor durante la etapa de expansión en la turbina, lo cual podría generar problemas operativos y daños mecánicos sobre la misma. Generalmente las temperaturas requeridas son mayores a las disponibles en las corrientes residuales de gases de combustión de motores, por ejemplo.

#### • **Cambiando el fluido de trabajo.**

Una alternativa para operar con ciclo Rankine, a temperaturas más bajas, es cambiar el fluido de trabajo. Así es posible utilizar fluidos

orgánicos (hidrocarburos como pentano, refrigerantes como R134a, R22, R123, R245fa etc.) debido a que su calor de vaporización es menor que el agua, y permiten aprovechar fuentes de menor temperatura. Debido a que utilizan un fluido orgánico, generalmente se le llama Ciclo Rankine Orgánico u ORC (Organic Rankine Cycle).

La selección del fluido de trabajo tiene un rol determinante en la eficiencia del ciclo. Además en su selección se deben considerar aspectos como las condiciones de operación, los costos, el impacto ambiental, entre otros. [5]

• ***Eficiencia energética.***

El objetivo del ORC es maximizar la energía eléctrica que se puede extraer a partir de la energía térmica disponible en los gases de combustión. Así, la eficiencia energética del proceso de recuperación de calor mediante ORC se define como:

$$\eta = \frac{\text{Energía eléctrica obtenida}}{\text{Energía disponible en los gases de combustión}}$$

Esta expresión no solo considera la eficiencia del ciclo termodinámico, sino además las eficiencias de los intercambiadores de calor (evaporador y condensador), de la turbina y del generador eléctrico, así como pérdidas en tuberías, más el consumo energético de la bomba de retorno etc. las cuales limitan la eficiencia real del ciclo.

En general, con los avances en turbomaquinaria, materiales, automatización del proceso, etc. y las investigaciones en fluidos térmicos y su desempeño, es posible obtener eficiencias globales entre 12-22%. Si bien estas eficiencias son relativamente bajas, es necesario considerar que la fuente que aporta el calor requerido para el proceso, prácticamente es

gratis, y si no se recupera, en todo caso se perderá sin aportar ningún valor adicional. [5]

A manera de ejemplo, la siguiente Tabla presenta las cifras para un proyecto de recuperación de calor residual de una turbina en TransGas (Canadá), mediante ORC. Como se observa, la instalación del sistema ORC permitió aumentar en un 25% la eficiencia global de la turbina, obteniendo hasta 865 kW eléctricos adicionales a los 3500kW mecánicos que la turbina entrega al compresor.

***Experiencia en Estados Unidos***

De acuerdo con la Energy Information Administration EIA, el sistema de transporte de gas natural en Estados Unidos está compuesto por una red de más de 482000 km de gasoductos interestatales e intraestatales, más de 1400 estaciones de compresión, 5000 puntos de entrada y 11000 puntos de entrega. En las estaciones compresoras hay aproximadamente 5400 motores de combustión interna de los cuales el 60% tienen potencias entre 1000-3500HP. Por otra parte, existen aproximadamente 1000 turbinas de gas, en 473 estaciones de compresión, con potencias promedio de 6600 HP. [7]

Un reporte de la Interstate Natural Gas Association of America INGAA de 2009 encontró al menos 6 proyectos de recuperación de calor en estaciones compresoras basadas en turbinas. Ante la necesidad de incrementar la eficiencia y reducir las emisiones, se creó una iniciativa voluntaria entre los operadores de gasoductos para ayudar a acelerar el proceso de desarrollo de proyectos de recuperación de calor en estaciones compresoras.

Esta iniciativa estaba dirigida a identificar oportunidades de recuperación de calor mediante ORC, en estaciones de compresión con más de 15000 HP de potencia instalada y al menos 5200 horas de operación al año (60% de ocupación). El

modelo de negocio elegido fue el outsourcing, en donde un tercero se encargaba de la implementación, operación y mantenimiento de la instalación ORC. El operador del ORC establecía acuerdos a largo plazo con empresas locales de distribución de energía eléctrica, y pagaba al operador del gasoducto por la disponibilidad del calor y el uso de la tierra.[8]

En el siguiente año de lanzada la iniciativa, el número de instalaciones ORC se incrementó, con la entrada en operación de unos 9 proyectos más, impulsados además por los incentivos tributarios establecidos en la Energy Improvement and Extension Act de 2008 (EIEA) e incentivos de financiación, a través de la American Recovery and Reinvestment Act de 2009 (ARRA). [9]

### **Potencial en Colombia**

#### **• Sistema de transporte de gas natural por gasoductos**

El sistema de transporte de gas natural de Colombia está compuesto por una red de gasoductos troncales y ramales que permiten llevar el gas natural desde los principales centros de producción (La Guajira y Los Llanos Orientales), hasta las diferentes regiones (costa atlántica e interior del país). [1]

La red actual está conformada por más de 7600 km de gasoductos (entre troncales y ramales) y 17 estaciones compresoras (Ver Fig. 3) con un estimado de 195000 HP de potencia instalada. A la fecha, no se ha encontrado proyectos de recuperación de calor residual basados en ORC en Colombia.

- TGI cuenta con 12 estaciones compresoras (Hato Nuevo, La Jagua del Pilar, Casacará, Curumaní, Noreán, San Alberto, Barrancabermeja, Vasconia, Puente Guillermo, Miraflores, Mariquita, y Padua) con una potencia instalada total de más de 150.000 HP (60 unidades compresoras). Cada ECG cuenta

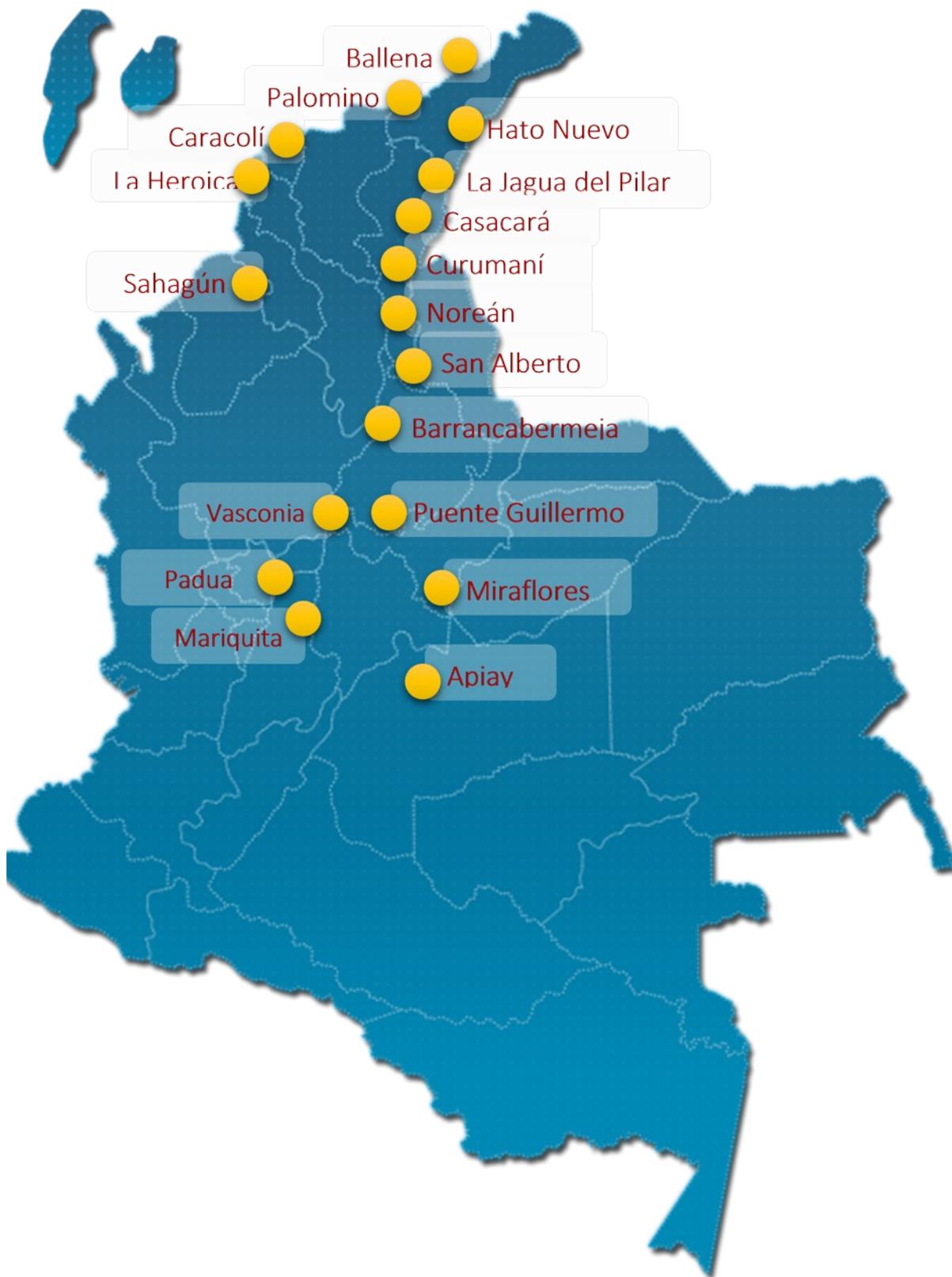
con potencias instaladas entre los 10000 a 17000 HP, con compresores reciprocantes Ariel y Gemini, impulsados por motores CAT y Waukesha. El 60% de los motores tienen una potencia mayor a 2000 HP. Recientemente TGI inauguró la ECG La Sabana, la cual es pionera en Colombia en el uso de tecnología MOPICO. [10]

- PROMIGAS cuenta con 4 estaciones compresoras, con una potencia instalada de unos 40.000 HP. Las estaciones Palomino y Caracolí cuentan con compresores centrífugos impulsados por turbinas, de más de 6000 HP cada una. Las estaciones Cartagena y Sahagún cuentan cada una con dos unidades de compresión recíprocante, con motores CAT de 2200 HP, para una potencia instalada de MCI de 8.800 HP. [11]
- PACIFIC cuenta con una (1) estación compresora en el gasoducto La Creciente. La estación cuenta con unidades de compresión reciprocantes Ariel JGE-4 impulsadas por motores CAT G3516 de 1340 HP cada uno, para una potencia instalada de 4.020 HP.[12]

#### **• Disponibilidad de la potencia instalada de compresión**

Fuente de Energía	Solar Turbines Centaur 40
Potencia nominal	3500 kW (4700HP)
Energía térmica residual disponible	4,5 MW
Planta ORC	Turboden 10 HR
Salida neta eléctrica	865 kW
Eficiencia del ciclo ORC	19%
Incremento de la salida neta de energía	25%
Reducción de emisiones de GEI	25%

**Tabla 2.** Proyecto ORC TransGas - Canadá [6]



*Figura 3. Ubicación de las principales estaciones compresoras*

Solamente una parte de la capacidad de compresión instalada, opera de forma regular a lo largo del año. En 2013, TGI contaba con una capacidad instalada para transportar 730 Millones de pies cúbicos por día (MMPCD), y transportó 454 MMPCD. Esto representa un índice de ocupación de 62% de la capacidad de transporte. En 2014, Promigas contaba con una capacidad instalada para transportar 613 MMPCD, y transportó 367,7 MMPCD, lo cual representa un índice de utilización del 60% de su infraestructura. En promedio, se ocupa el 60% de la capacidad de transporte instalada, lo cual implica que la disponibilidad de calor residual no esté disponible en una base uniforme, estable o continua. [10] [11]

### **Potencial de generación eléctrica.**

En general, se cuenta con una potencia instalada de compresión de aproximadamente 195000 HP, que en promedio, se ocupa a un 60% de su disponibilidad, es decir, unas 5200 horas/año.

Esto implica que en Colombia se utilizan anualmente alrededor 860 millones de HP-h/año de energía mecánica para compresión de gas natural (con un factor de carga promedio de 85%). Como se planteó inicialmente, una cantidad similar de energía térmica se desecha en forma de gases de combustión, por lo cual el potencial teórico se puede estimar en una cantidad similar a la potencia mecánica aprovechada, es decir: 860 millones de HP-h/año (642 GWh/año térmicos).

Considerando una eficiencia neta de Ciclo Rankine Orgánico de 22%, se podría obtener unos 123GWh eléctricos al año. Esta energía eléctrica es equivalente a la que se obtendría con una central generadora de 15 MW operando de forma continua todo el año.

Ahora bien, es necesario considerar que no todas las estaciones compresoras, y no todos los tamaños de motores instalados, son apropiados para

recuperación de energía por Ciclo Rankine Orgánico. Tomando como referencia el criterio de INGAA (estaciones con una capacidad instalada de 15000HP, y una ocupación de más de 5200 horas/año), en Colombia, un número limitado de estaciones cumplirían con este criterio, por ejemplo:

Estación Compresora	Potencia de compresión instalada [HP]	Energía eléctrica teóricamente recuperable por ORC [GW-h/año]	Emisiones de GEI reducibles [tonCO <sub>2</sub> e/año]
Noreán	15545	11,4	2028
Miraflores	17320	12,6	2260
Puente Guillermo	16590	12	2165

**Tabla 3.** Potencial de algunas grandes estaciones compresoras

**NOTA:** Estimado con un rating promedio de 85%, un porcentaje de ocupación del 60% (5200 horas/año) y una eficiencia de ORC del 22%. Emisiones GEI con un factor de emisión de 0,18 tonCO<sub>2</sub>/MWh eléctrico [13]

### **Otras circunstancias a tener en cuenta en Colombia para la implementación de ORC en ECG.**

- Debido a la topología lineal ramificada de la red de transporte de gas natural, las estaciones están distribuidas a lo largo de toda la red. De igual forma, la energía térmica residual disponible está dispersa a lo largo de la red, y del país. Frente a esta circunstancia, se requieren soluciones integradas de pequeña y micro escala que permitan una implementación rápida, y a la medida para pequeñas estaciones compresoras.
- Se presenta una mayor demanda de compresión durante las temporadas de sequía, para suplir los requerimientos de las Plantas Termoeléctricas a gas. Es decir, la operación de las unidades compresoras - y la disponibilidad de energía térmica residual, no

es constante a lo largo del año. Sin embargo, existe complementariedad entre la mayor demanda de gas y la energía eléctrica generada mediante ORC que resulta favorable en escenarios de baja oferta hidroeléctrica.

- Si bien la ley 1715 de 2014 en su artículo 8 "autoriza a los generadores a pequeña y gran escala a entregar sus excedentes a la red de distribución y/o transporte" aún está pendiente la reglamentación definitiva por parte de la Comisión Reguladora de Energía y Gas (CREG). [14] Sin embargo, la Resolución 281 del 05 de junio de 2015 Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) ya ha definido el límite máximo de potencia de autogeneración a pequeña escala en un (1) MW que corresponde a la capacidad instalada del sistema de generación, e igualmente se ha definido la regulación para la autogeneración a gran escala (Resolución 024 del 13 de marzo de 2015 de la CREG).[15] [16]

### ***Oportunidades en Colombia para la implementación de ORC en ECG***

- Existen incentivos tributarios para proyectos de inversión en manejo y control ambiental (Art. 158-2 Estatuto Tributario). De acuerdo con la Resolución 563 de 2012 de la UPME, una de las medidas posibles, que además contribuye a las metas PROURE, es la recuperación de calor



**Figura 4.** Nuevo motor eléctrico para compresores de gas

residual de sistemas de combustión. De esta forma, es posible deducir anualmente de la renta líquida gravable el 100% de las inversiones en recuperación de calor, certificadas por la autoridad ambiental, sin que la deducción supere el 20% de la renta líquida del contribuyente.

- Recientemente han sido presentada una nueva línea de motores eléctricos, de propósito específico para unidades de compresión de gas. A mediano y largo plazo las empresas transportadoras de gas pueden considerar estos motores eléctricos para la ampliación o renovación de sus estaciones actuales, o para futuras estaciones. [17]

De esta forma, la energía recuperada de las unidades existentes, puede utilizarse para impulsar nuevas unidades basadas en motores eléctricos. Lo anterior, bajo un esquema de autogeneración, con la posibilidad de entregar los excedentes a la red de acuerdo a la Ley 1715 de 2014, la Resolución 024 de 2015 -CREG, y la Resolución 281 de 2015 de la UPME.

Por ejemplo, a partir de dos motores de 3550HP del ejemplo inicial, es posible recuperar hasta 1 MW eléctrico, mediante ORC (rating de 100% en el motor y eficiencia ORC de 19%). Es decir, sin necesidad de un consumo adicional de gas natural, se obtendría el 35% de la energía requerida para accionar una tercera unidad compresora de 3550HP basada en motor eléctrico.

### **CONCLUSIONES.**

- La recuperación de calor residual en las estaciones compresoras de gas natural, es una alternativa tecnológica para aumentar su eficiencia energética, reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, y contribuir a brindar confiabilidad al sistema eléctrico

colombiano. En general, con la implementación de ORC en una ECG se pueden lograr incrementos de la eficiencia en el uso de gas combustible (y reducción de emisiones) de hasta un 25%.

- La tecnología de Ciclo Rankine Orgánico ha demostrado ventajas para su aplicación en recuperación de calor residual. Si bien su eficiencia es relativamente baja (<22%) hay que considerar que la fuente de energía primaria es prácticamente gratis. A pesar de ser una tecnología probada y disponible, se requiere continuar con Investigación y desarrollo dirigidos a mejorar su eficiencia energética, a establecer condiciones óptimas de operación, y al desarrollo de soluciones flexibles y de menor escala que permitan la transferencia de esta tecnología al sector de transporte de gas natural colombiano.
- Un esquema posible para la implementación de proyectos de recuperación de calor de estaciones compresoras, basados en ORC u otra tecnología, es que las transportadoras de gas utilicen la energía eléctrica obtenida mediante ORC para su autoconsumo en nuevas unidades compresoras basadas en motores eléctricos. Lo anterior con la posibilidad de entregar los excedentes de energía a la red eléctrica nacional, de acuerdo con la Ley 175 de 2014, y las Resoluciones 024 de 2015 de la CREG, y 281 de 2015 de la UPME, y aprovechando además los incentivos tributarios definidos en la resolución 536 de 2012 de la UPME, y el estatuto tributario.

## REFERENCIAS

- [1] Promigas SA ESP, "Informe del sector gas natural, 2013", 2013.
- [2] J. Fox, "Organic Rankine Cycle Waste Heat Solutions And Opportunities In Natural Gas Compression.", COMPRESSOR TECH 2., may-2015.
- [3] CAT, "G3612 LE Gas Petroleum Engine".
- [4] R. Saidur, M. Rezaei, W. K. Muzammil, M. H. Hassan, S. Paria, y M. Hasanuzzaman, "Technologies to recover exhaust heat from internal

combustion engines", *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, n.o 8, pp. 5649-5659, oct. 2012.

[5] C. Sprouse y C. Depcik, "Review of organic Rankine cycles for internal combustion engine exhaust waste heat recovery", *Appl. Therm. Eng.*, vol. 51, n.o 1-2, pp. 711-722, mar. 2013.

[6] K. Confrancesco y M. Ronzello, "Organic Rankine Cycle Waste Heat Power Generation - Pratt & Whitney Power Systems ORC Solutions".

[7] US Energy Information Administration, "ELA - Natural Gas Pipeline Network - Transporting Natural Gas in the United States". [En línea]. Disponible en:

[http://www.eia.gov/pub/oil\\_gas/natural\\_gas/analysis\\_publications/ngpipeline/index.html](http://www.eia.gov/pub/oil_gas/natural_gas/analysis_publications/ngpipeline/index.html). [Accedido: 17-jun-2015].

[8] B. Hedman, "Waste Energy Recovery Opportunities for Interstate Natural Gas Pipelines", *Interstate Natural Gas Association of America INGAA*, 2008.

[9] B. Hedman, "Status of Waste Heat to Power Projects on Natural Gas Pipelines", *Interstate Natural Gas Association of America INGAA*, Arlington, Virginia, 2009.

[10] Transportadora de Gas Internacional TGI SA ESP, "Informe de gestión sostenible 2013.", 2014.

[11] Promigas SA ESP, "Informe anual de gestión y sostenibilidad. 2014", 2014.

[12] Ariel Corporation - arielcorp.com, "Estación de recolección La Creciente, Colombia". [En línea]. Disponible en: <http://es.arielcorp.com/templates/NoTitleSplitWithMiddle.aspx?cid=6442452810&pageid=6442453163&rd=true&LangType=1034>. [Accedido: 17-jun-2015].

[13] Unidad de Planeación Minero Energética UPME, "Informe mensual de variables de generación y del mercado eléctrico colombiano.", 2014.

[14] Congreso de la República de Colombia, Ley 1715 de 2014. Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional. 2014.

[15] Comisión de Regulación de Gas y Energía CREG, Resolución 024 de 2015 - Por la cual se regula la actividad de autogeneración a gran escala en el sistema interconectado nacional (SIN) y se dictan otras disposiciones. 2015.

[16] Unidad de Planeación Minero Energética UPME, Resolución 281 de 2015 - Por la cual se define el límite máximo de potencia de autogeneración a pequeña escala. 15d. C.

[17] B. Haight, "Caterpillar goes electric.", *COMPRESSOR TECH 2.*, abr-2015.