PETROTECNIA

Revista del **Instituto Argentino del Petróleo y del Gas** | Registro DNDA Nº RL-2025-80108250-APN-DNDA#MJ - AÑO LXVI - 1 | **2026**

Tecnología y sustentabilidad en Refinación

Media sponsor de:

6° Congreso de Integridad y Corrosión en la Industria del Petróleo y del Gas IPG

14° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos

AOG Patagonia

Jornada de Procesamiento y Transporte de Gas
20 de octubre de 2026 | Hotel Casino, Neuquén

4° Jornada de Seguridad de Procesos en la Industria de Oil & Gas IPG
21 y 22 de Octubre 2026, Neuquén

Jornadas de Medición en Upstream y Downstream de Petróleo y Gas IPG
Noviembre de 2026

Ya 2025 quedó en el pasado y amerita un breve balance de una industria de los hidrocarburos que volvió a demostrar su asombrosa fortaleza: comenzando por los aumentos significativos de la producción de petróleo y de gas.

Por primera vez se superó el pico de producción de petróleo de final de la década de los 90's. Asimismo, hubo importantes incrementos en las exportaciones de crudo y de gas. A esto hay que sumarle una reducción del orden del 45% en las importaciones de gas, motivado por el aumento de la producción y el aumento de la capacidad de transporte.

Todo esto arrojará un saldo de la balanza comercial de más de 7.000 millones de dólares en 2025, 26% mayor que el año anterior. Y estamos en camino a que esta cifra casi se triplique en pocos años.

Se han ampliado las redes de transporte de gas natural y revirtiendo el Gasoducto Norte, lo que, en algún momento, permitirá ampliar la actual exportación de gas a Brasil. Se terminó la ampliación del sistema de transporte de crudo de Oldelval y hay otro proyecto más en cartera. Se está construyendo el oleoducto Vaca Muerta Sur, con un nuevo puerto de carga de petróleo, que le dará más flexibilidad al país como exportador.

También están en marcha, en distintas etapas, dos proyectos de GNL, uno liderado por PAE y el otro por YPF. Con ellos se prevén alcanzar exportaciones escalables por hasta 30 millones de toneladas anuales para 2030.

A tal efecto, se han otorgado permisos de exportación de gas de largo plazo, por 30 años, hecho que no ocurría en el país desde la década de los 90's. Por su parte, la SEC está trabajando en restablecer los mercados mayoristas de gas y electricidad, tema importante si queremos terminar con las distorsiones del pasado.

Con gran esfuerzo se han estado liquidando deudas del Estado, contraídas en el pasado.

Hace tiempo que venimos hablando de que Vaca Muerta puede llegar a producir 1.5 MBOD de petróleo y duplicar su producción de gas. Pues bien, estamos en carrera para lograr ese objetivo. Es y va a ser una tarea compleja y extremadamente demandante.

Para entender la dimensión de lo que estamos hablando, voy a dar algunas cifras que arroja nuestro estudio basado en escenarios de crecimiento de la actividad: se deberán utilizar entre 20 y 30 millones de m^3 de áridos, entre 2 y 3 millones de m3 de cemento y hormigón, de 4 a 6 millones de toneladas de acero, de 120 a 170 mil kilómetros de ductos y entre 20 y 30 millones de HP.

En el pico, se van a necesitar entre 30.000 y 36.000 trabajadores en exploración y producción, y entre 180.000 y 240.000 en construcción. Y todo esto con la participación de una extensa cadena de valor de la Industria que, a la vez, también generará inversión y empleo, a lo largo y a lo ancho del país.

Para entender que significamos con una extensa cadena de valor, las 37 principales empresas del sector son abastecidas por cerca de 10.000 empresas, de las cuales 78% son PYMES que emplean más de 220.000 personas. Y para ver su dimensión, estos proveedores facturaron entre 2019 y 2021 un promedio de 4.000 millones de dólares al año.

El mercado interno está más que abastecido. Por lo que, todo lo que hoy se está haciendo y lo que se hará en el futuro, solo se justifica como un proyecto puro de exportación de gas y de petróleo.

Toda nuestra la cadena de valor, se orienta entonces, a este proyecto de exportación, desde la perforación y terminación de los pozos a la infraestructura para el transporte y la carga en los respectivos buques o ductos de exportación. Para poder mantener las exportaciones actuales y aumentarlas en el futuro, habrá que perforar 1.000 pozos por año, además de nuevas instalaciones e infraestructura.

Estamos hablando de inversiones del orden de los 20.000 a 30.000 millones de dólares anuales. Y necesariamente, toda esta tarea, pozos, plantas, ductos, va a requerir del acceso al financiamiento internacional, ya sea corporativo o del sistema financiero externo. Gracias al RIGI se han logrado financiar proyectos como el VMOS.

Debemos entonces, seguir trabajando en establecer condiciones generales o especiales para el sector, que permitan el acceso a este financiamiento para el resto de las inversiones mencionadas.

Vamos a enfrentar escenarios de precios bajos en los próximos años. Se han incrementado notablemente la cantidad de fracturas por mes y se espera que esta tendencia continúe el año que viene, hecho que se ha logrado con poca incorporación de equipos, lo que muestra el grado de eficiencia alcanzado por la industria.

Sin embargo, aún estamos con costos superiores a los del Permian estadounidense, debido en gran parte a la rigidez laboral, la carga impositiva y los costos de importación. Estamos en carrera en lo que respecta al desarrollo de nuestros recursos, pero también entendamos que estamos en carrera contra otros proyectos similares en el mundo.

Por eso hay que continuar dándole al sector las condiciones necesarias para un desarrollo sustentable y competitivo a nivel internacional. Tenemos que evitar exigirle a nuestra actividad cosas que no le competen, o que las distraen de sus objetivos de invertir de una manera eficiente en el desarrollo de nuestros recursos. De no ser asi, muy probablemente quedemos relegados en esta carrera, y perder tiempo puede significar perder una oportunidad de crecimiento para el país.

Tenemos todas las esperanzas en que vamos por el buen camino. Sigamos así.

¡Hasta el próximo número!

Ing. Ernesto A. López Anadón

Estadísticas

07 **Los números del petróleo y del gas**

Tema de tapa

08 **Transición energética. Producción de *e-fuels* para los sectores de aviación y marítimo**
Frente al desafío de desfosilizar actividades difíciles de electrificar, los e-fuels emergen como una alternativa estratégica para la aviación y el transporte marítimo. La nota recorre su producción, regulación y las oportunidades que se abren para Argentina.
Por Chantiri Bárbara y Jaworski María Angélica (Y-TEC)

24 **Modelización de emisiones de GHG en la planificación de la refinería**
Un desarrollo orientado a incorporar la proyección de emisiones de GHG scope 1 en el modelo de planificación de refinería, integrando esta variable al análisis de escenarios y al proceso de optimización operativa y económica.
Por Vanina Raffo y Yago Vidal (Raízen Argentina)

28 **Un enfoque paso a paso para reducir la huella de CO_2 a través de unidades SRU**
A partir de casos industriales, el trabajo analiza cómo la tecnología WSA (Wet gas Sulfuric Acid) en unidades SRU (Sulfur Recovery Unit) permite aprovechar mejor el calor del proceso, generar más vapor de alta presión y avanzar en la reducción de emisiones de CO_2 en refinerías.
Por Juan A. Ruquet (Topsoe A/S)

36 **Implementación de tecnología de gemelo digital como sistema de manejo de la energía en refinería campana**
A través de una herramienta que modela en tiempo real el comportamiento de los servicios indus-

Sumario

1 - 2026

triales de la planta, Refinería Campana incorporó una nueva capacidad para optimizar consumos, identificar desbalances y mejorar su desempeño energético.
Por Fernando Díaz Falu, Javier Saavedra, Federico Bollati, Florencia Zapata Soto (Pan American Energy), Nicolás Carrara, Andrea Herrera, Sergio Yapur (KBC Advanced Technologies)

46 **Eficiencia energética en la remoción de gases ácidos mediante solventes formulados**
A partir de simulaciones, pruebas piloto y una conversión en línea en refinería, el estudio demuestra que los solventes formulados con aminas pueden reducir el consumo de energía y mejorar la recuperación de hidrocarburos en procesos de remoción de gases ácidos.
Por Diego E. Cristancho, Jason Binz, Bala Sreedhar, Michelle Valenzuela y Andrés F. Porras Giraldo, (Dow)

Notas Técnicas

52 **Gas, eficiencia y seguridad energética: cómo Argentina puede liberar gas para el mundo**
En un escenario internacional atravesado por tensiones geopolíticas y volatilidad en los mercados energéticos, el artículo analiza cómo la eficiencia energética puede ayudar a reducir los picos de demanda interna, fortalecer la seguridad energética y liberar más gas argentino para la exportación sostenible.
Por Leila Iannelli (UNSAM y ENERGAS), Roberto Prieto y Salvador Gil (Escuela de Ciencia y Tecnología de la UNSAM)

58 **Recupero de lodo obm del cutting de perforación**
Un proyecto desarrollado en Fortín de Piedra que evaluó alternativas para reducir la humectación de lodo OBM en los cuttings de perforación, optimizar su recupero y mejorar la eficiencia operativa en pozos no convencionales.
Por Adolfo Raed; Cecilia María Carreño Venegas; Luis Velasco (Tecpetrol).

Breves

62 **Congresos y jornadas.**
Los que fueron. Los que vendrán.

64 **Noticias de la Industria**

70 **Noticias del IAPG**
La 31ª Olimpíada de Energía y Ambiente ya tiene fecha y convoca a estudiantes de todo el país

71 **IAPG Houston**
IAPG Houston reunió a referentes del sector para analizar el desarrollo del GNL y el futuro energético argentino

Petrotecnia es el órgano de difusión del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas.
Maipú 639, (C1006ACG) - Buenos Aires, Argentina
Tel./fax: (54-11) 5277 IAPG (4274)
prensa@iapg.org.ar / www.petrotecnia.com.ar

x.com/IAPG_ENERGIA www.instagram.com/iapg_argentina/ www.facebook.com/IAPGinfo www.linkedin.com/company/iapg/

Staff

Director: *Ernesto A. López Anadón*

Editor general: *Martín L. Kaindl*
Editora: *Guisela Masarik, prensa@petrotecnia.com.ar*
Asistentes del Departamento de Comunicaciones y Publicaciones: *Mirta Gómez y Romina Schommer*
Departamento Comercial: *Daniela Calzetti y Graciela Nubile*
publicidad@petrotecnia.com.ar
Estadísticas: *Roberto López – Mayra Pollano*

Comisión de Publicaciones
Presidente: *Eduardo Fernández*
Miembros: *Jorge Albano, Silvia Barredo, Jorge M. Buciak, Rubén Caligari, Carlos Casares, Martín L. Kaindl, Alberto Khatchikian, Guisela Masarik, Vicente Serra Marchese, Gabino Velasco*

Diseño, diagramación y producción gráfica integral
María de los Ángeles Cruz

PETROTECNIA se edita los meses de marzo, junio, agosto y noviembre, y es gratuita para las empresas relacionadas con las industrias del petróleo y del gas asociadas al **Instituto Argentino del Petróleo y del Gas** y a sus asociados personales.

Año LXV Nº 1 - 2026
Registro DNDA N° RL-2025-80108250-APN-DNDA#MJ

Los trabajos científicos o técnicos publicados en *Petrotecnia* expresan exclusivamente la opinión de sus autores.
Agradecemos a las empresas por las fotos suministradas para ilustrar el interior de la revista.

Adherida a la Asociación de Prensa Técnica Argentina.
Registro de la Propiedad Intelectual Nº 041529.
© Hecho el depósito que marca la Ley 11.723.
Permitida su reproducción parcial citando a *Petrotecnia*.

Premio Apta-Rizzuto

- 1º Premio a la mejor revista de instituciones 2006, 2014
- 1º Premio a la mejor nota técnica-CONICET 2011, 2012, 2015, 2018
- 1º Premio a la mejor nota científica 2010, 2011
- 1º Premio al mejor aviso publicitario 2010, 2011
- 1º Premio a la mejor nota técnica-INTI 2018, 2010, 2008, 2007
- 1º Premio a la mejor revista técnica 1993 y 1999
- Accésit 2003, 2004, 2008, 2012, 2015, en el área de producto editorial de instituciones
- Accésit 2005, en el área de diseño de tapa
- Accésit 2008, 2012, 2013, nota periodística
- Accésit 2009, 2013, 2014, en el área publicidad
- Accésit 2009, nota técnica
- Accésit 2010, 2011, 2012, 2013, 2018 notas de bien público
- Accésit 2010, 2012, 2013, 2014, 2015, 2018 notas técnicas-INTI
- Accésit 2011, notas técnicas-CONICET
- Accésit 2014, notas científicas
- 2º Accésit 2010, 2011, 2012, notas de bien público
- 2º Accésit 2010, en el área de revistas pertenecientes a instituciones
- 2º Accésit 2018, notas científicas
- 2º Accésit 2018, avisos publicitarios

Comisión Directiva 2025-2027

Cargo	Empresa	Nombres
Presidente	Socio Personal	Ernesto A. López Anadón
Vicepresidente	YPF S.A.	Ana Laura Torok
VicePte.upstream petróleo y gas	Chevron Argentina	Ricardo L. Seeber
VicePte.downstream de petróleo	Raizen Argentina	Andrés Cavallari
VicePte.downstream de gas	Naturgy Ban	Gerardo N. Gómez
VicePte.perforación y terminación de pozos	Schlumberger Argentina S.A	David Caballero Jordan
VicePte.de servicios de pozos	Pecom Servicios Energía	Andrés M. Ponce
VicePte.de fabricación de equipos y materiales	SIDERCA	Diego A. Schabes
Secretario	Pan American Energy S.L.(PAE)	Rodolfo E. Berisso
Pro secretario	Pampa Energía	María Inés Sainz
Tesorero	Total Austral	Gonzalo M. López
Pro tesorero	Shell Argentina	Verónica L. Staniscia
Vocales titulares	Pluspetrol	Matías D. Szapiro
	Transportadora de Gas del Sur	Oscar J.Sardi
	Transportadora de Gas del Norte	Daniel A. Ridelener
	Tecpetrol	Daniel F. Gargiulo
	Harbour Energy	Alfonso Torres Mayorga
	Metrogas	Sebastián M. Mazzucchelli
	Camuzzi Gas Pampeana	Mauricio Cordiviola
	CAPSA/CAPEX	Adolfo F. Storni
	Compañía General Combustibles	Pablo A. Chebli
	Excelerate Energy	Gabriela Aguilar
	Halliburton Argentina	Miguel H. Pettinato
	Weatherford International de Argentina	Diego Martínez
	Spark Energy Solutions	Margarita P. Esterman
	Petroquímica Comodoro Rivadavia	Lucas Mendez Trongé
	Equinor Argentina	Emilio J. Cafoncelli
	Cía. Mega	Tomás M. Córdoba
Vocales suplentes	Litoral Gas	Dante A. Dell'Elce
	Phoenix Global Argentina	Sofía Carballo Raimondi
	Rafael Albanesi	Jorge H. Schneider
	Motomecánica Argentina	Juan M. Maldonado
	Petrolera Aconcagua Energía S.A.	Juan M. Crespo
	San Antonio International	Ricardo Saúl
Revisores de cuenta titulares	Socio Personal	Carlos A. Williams
	Socio Personal	Daniel A. Santamarina
	Socio Personal	Daniel O. Ragazzini
Revisores de cuenta suplentes	Socio Personal	Muriel L. Miller
	Electrificadora del Valle (EDVSA)	Edy L.Girata Martín

LOS NÚMEROS DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

Producción de petróleo *versus* importación y exportación

Producción de gas natural *versus* importación y exportación

Ventas de los principales productos

Precio del petróleo de referencia WTI

Cantidad de equipos en perforación

Pozos perforados

Frente al desafío de desfosilizar actividades difíciles de electrificar, los e-fuels emergen como una alternativa estratégica para la aviación y el transporte marítimo. La nota recorre su producción, regulación y las oportunidades que se abren para Argentina.

Transición energética

Producción de e-fuels para los sectores de aviación y marítimo

Este trabajo fue seleccionado del 7º Congreso Latinoamericano y del Caribe de Refinación del IAPG.

Por ***Chantiri Bárbara*** y ***Jaworski María Angélica*** (Y-TEC)

Los e-fuels, o combustibles sintéticos renovables de origen no biológico (RFNBO, según la Unión Europea) se producen principalmente utilizando electricidad renovable como fuente de energía y podrían convertirse en la solución a futuro para la descarbonización de sectores del transporte difíciles de electrificar en el marco de la transición energética.

La aviación y el transporte marítimo se encuentran entre los modos de transporte más difíciles de descarbonizar. La alta densidad de energía de los combustibles fósiles que utilizan permite a los barcos y aviones viajar largas distancias sin la necesidad de repostar en ruta. Viajar largas distancias intercontinentales en aviones o embarcaciones eléctricas es imposible debido a la baja densidad de energía y el alto peso de las tecnologías de baterías existentes que ofrecen un alcance limitado.

Para hacer posible la descarbonización del transporte aéreo y marítimo se requieren combustibles bajos en carbono y de alta densidad energética.

Los e-fuels se producen principalmente utilizando electricidad como fuente de energía y podrían reducir significativamente las emisiones en estos sectores difíciles de descarbonizar.

Hay dos familias de e-fuels. La primera son los PTL (power to liquid) o PTG (power to gas) a base de carbono, como el e-jet o e-querosén y el e-metano. Se pueden hacer compatibles con los vehículos y la infraestructura existentes con modificaciones relativamente menores. Los beneficios en su uso aguas abajo contrastan con los desafíos en su producción aguas arriba.

Para que se consideren bajos en carbono, los e-fuels basados en carbono deben producirse con materias primas renovables, hidrógeno y carbono provenientes de la atmósfera o de fuentes biogénicas. Las materias primas de carbono alternativas pueden obtenerse de fuentes puntuales industriales, pero solo ofrecen un beneficio de descarbonización limitado y a corto plazo. Estos factores significan que otras formas de combustibles líquidos bajos en carbono, como los biocombustibles sostenibles, probablemente serán una solución más rentable durante la transición. Sin embargo, incluso los biocombustibles sostenibles tienen cuotas de mercado bajas en las industrias del transporte marítimo y la aviación. Los combustibles de aviación sostenibles, por ejemplo, solo representan el 0,3% del uso del combustible para aviación en la actualidad. Los biocombustibles sostenibles también se enfrentan a la demanda competitiva de muchos otros sectores y a la limitación a futuro en su materia prima.

La segunda familia de e-fuels son combustibles que no se basan en el carbono, como el hidrógeno y el amoníaco. Estos combustibles son relativamente fáciles de producir en comparación con los e-fuels a base de carbono y también más baratos. Sin embargo, son mucho más difíciles de manejar en uso e incompatibles con las tecnologías existentes de embarcaciones y aeronaves. Para convertirse en una opción viable, los combustibles no basados en carbono requieren un transporte y reabastecimiento complejos en infraestructura y necesitarán avances tecnológicos con respecto a los sistemas de propulsión y almacenamiento del combustible. Por todo esto es probable que su adopción sea lenta, ya que depende de la disponibilidad del combustible y la rotación de la flota de vehículos.

El hidrógeno requiere un transporte dedicado y tanques de combustible altamente especializados a bordo. El amoníaco evita algunas de estas desventajas y, por lo tanto, podría ser más adecuado como combustible para barcos. Los beneficios de las emisiones de CO_2 que evita el uso del amoníaco podrían compensarse por completo con las emisiones de nitrógeno reactivo de su combustión. Evitar esto requiere tecnologías de postratamiento altamente efectivas y la minimización de emisiones fugitivas. El amoníaco también podría causar accidentes ambientales en caso, por ejemplo, de un derrame, por lo que se requieren estrictas pautas de seguridad.

Los aviones de hidrógeno deben cumplir requisitos muy estrictos de seguridad y rendimiento para convertirse en una opción viable. Los estudios de factibilidad

sugieren que podrían servir para vuelos de corta a media distancia. Los fabricantes de aeronaves han anunciado planes para introducir aeronaves que utilicen esta tecnología en la década de 2030. Sin embargo, se necesita un desarrollo tecnológico adicional.

Hoy en día, la producción de e-fuels bajos en carbono aún no ha alcanzado una escala comercialmente significativa. Los costos son altos y la tecnología se encuentra en una etapa relativamente temprana. Para reemplazar cantidades significativas del uso de combustibles fósiles en el transporte marítimo y la aviación, los volúmenes de producción deberán aumentar rápidamente y esto solo sucederá con el apoyo específico de los gobiernos. La generación de electricidad renovable debe aumentar para mantenerse al día con la demanda de los nuevos proyectos de producción de combustibles sustentables. Las tecnologías de electrolizadores y captura de carbono deben avanzar para reducir los costos y permitir fuentes genuinamente renovables de materias primas de carbono a partir de la captura directa del aire o fuentes biogénicas de CO2.

Se necesitará al menos una década para lograr un nivel significativo de uso de e-fuels. Incluso eso dependerá de un sólido apoyo político para reducir la brecha de precios con los combustibles fósiles convencionales. Es probable que los e-fuels sigan siendo un recurso escaso a mediano plazo, dados los plazos necesarios para ampliar la capacidad de producción. Mientras tanto, los gobiernos y las empresas no deben descuidar las iniciativas para reducir los viajes evitables, mejorar la eficiencia energética de los buques y aeronaves y cambiar la demanda de transporte a modos más eficientes desde el punto de vista energético.

Desarrollo

Mercado y Regulaciones

Regulaciones sector aéreo

Muchos gobiernos han lanzado programas para promover el uso de combustibles sustentables. Estas iniciativas están impulsando la expansión del mercado de e-querosén e hidrógeno. Sin embargo, se espera que la cuota de mercado del e-querosén siga siendo muy reducida en el corto plazo. Los marcos de políticas para promover combustibles alternativos y tecnologías eficientes en la aviación tienden a ser menos estrictos que otros modos de transporte. La ICAO (International Civil Aviation Organization), cuyos países miembros son Alemania, Australia, Brasil, Canadá, China, Estados Unidos, Rusia, Francia, Italia, Japón y Reino Unido, es responsable de la reglamentación de la aviación internacional, incluidas las cuestiones ambientales y los objetivos del sector. En 2010, los estados miembros de la ICAO adoptaron los objetivos de lograr mejoras promedio en la eficiencia del combustible del 2 % por año entre 2020 y 2050 y un crecimiento del sector neutral en carbono entre 2020 y 2040. La 41.ª Asamblea de la ICAO, celebrada en septiembre-octubre de 2022, adoptó una meta global a la que se aspira a largo plazo para que la aviación internacional alcance emisiones netas de CO2 cero para 2050. La misma reconoce al SAF (sustainable aviation fuel) como una medida esencial para la reducción de emisiones en el sector.

El SAF es un combustible sustentable de aviación que reduce las emisiones de GEI (gases de efecto invernadero) en al menos un 70% respecto de las emisiones que genera un combustible de aviación fósil convencional, según la ICAO.

Los instrumentos de la ICAO para lograr un crecimiento neutro en carbono a partir de 2020 son: mejoras operativas, tecnología de aeronaves, despliegue de bioenergía SAF y una medida basada en el mercado denominada Plan de reducción y compensación de carbono para la aviación internacional (CORSIA).

CORSIA: Las aerolíneas en los mercados que participan en CORSIA pueden compensar el crecimiento de las emisiones por encima del umbral comprando créditos o compensaciones de carbono negociables o implementando combustibles elegibles para CORSIA con baja intensidad de carbono. CORSIA fue diseñado para implementarse en fases, con un período piloto (2021-23), una primera fase (2024-26) no obligatoria y una segunda fase (2027-2035) que será obligatoria para los países con mayor % de emisiones de GEI. Argentina no tendrá obligatoriedad ya que sus emisiones están por debajo de lo requerido según el plan CORSIA.

La Unión Europea (UE) es el primer gran mercado de aviación con una elaborada estrategia SAF que promueve explícitamente los e-fuels. La propuesta de política de aviación de ReFuelEU, publicada por la Comisión Europea en 2021, prevé un objetivo de combinación de SAF que aumenta gradualmente. Este incluye objetivos secundarios para los e-fuels que se aplicarían a los vuelos nacionales e internacionales que salen de los aeropuertos de la UE.

El mandato blending de SAF entró en vigencia el 1 de enero del corriente año 2025, especificando una cuota del 2 % de SAF de todo el combustible de aviación suministrado en todos los aeropuertos dentro de la UE, aumentando al 6 % en 2030 y alcanzando el 70 % en 2050. Los combustibles sintéticos tienen cuotas asignadas dentro del objetivo general de mezcla SAF, comenzando desde un 1,2% para 2030 y alcanzando el 35% para 2050.

En la actualidad, mayo 2025, la producción de SAF representa aproximadamente el 0,3% del consumo global de combustible de aviación, mostrando una brecha significativa con el objetivo de alcanzar el 2% para este año. Esto marca un desafío muy grande para todos los productores de SAF y para todas las aerolíneas si desean cumplir con el objetivo sin tener que pagar penalidades. Es por esto que a principios de año, la Comunidad Europea decidió dar flexibilidad a esta normativa, permitiendo a todos los operadores y aerolíneas promediar sus cargas de SAF dentro de todos los aeropuertos de la Unión Europea. Estará vigente desde 2025 hasta principios de 2035 y tiene como objetivo que las aerolíneas y empresas proveedoras de combustible, no tengan que afrontar el pago de penalidades, y promover así las inversiones necesarias para poder tener el combustible en todos los aeropuertos de la U.E. a futuro y poder así cumplir con las cuotas de SAF que se van requiriendo en los próximos 30 años.

A continuación, se muestran en el gráfico adjunto la proyección de la demanda de SAF vs la oferta teniendo

Figura 1.
Fuente: European E-Fuels Conference. Nordic Electrofuels. Alemania 2024.

Figura 3. **Proyección de las penalidades asignadas al no cumplimiento de las cuotas de SAF.**
Fuente: Elaboración propia según tabla de arriba de penalidades para proveedores de combustible.

en cuenta todos los proyectos que se encuentran en diferentes etapas de desarrollo para la U.E. (Fig. 1)

Figura 2. **Cuotas de SAF según ReFuel EU Aviation.** Fuente: ReFuelAviation.

En la Fig. 2 que se muestra a continuación es posible observar las cuotas de SAF que estarán obligadas las aerolíneas en la U.E. a incorporar a partir de 2025, aumentando dichas cuotas cada 5 años.

También a continuación en el siguiente gráfico puede verse un ejemplo de la proyección de las penalidades que se asignarán al no cumplimiento de las cuotas de SAF definidas para la UE según las regulaciones (Fig. 3, https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2023/11/NOW-Factsheet_ReFuelEU-Aviation-Regulation.pdf).

Cabe destacar que, para el siguiente gráfico, se utilizó un precio promedio actual de cada tipo de combustible y se proyectaron tanto los costos del blending como las penalidades, con el único propósito de ilustrar el impacto de estas penalidades en comparación con el costo de cumplir con las cuotas anuales de SAF

Entidad	Multa
Proveedores de combustible	2 veces la diferencia entre el precio y el queroseno convencional por tonelada, multiplicado por la cantidad de combustible que no cumple con la cuota.
Aeropuertos de la UE	Multas definidas y estructuradas por los Estados miembros.
Operadores de aeronaves	2 veces el precio promedio anual del combustible de aviación por tonelada, multiplicado por la cantidad no abastecida.

Regulaciones sector marítimo

El sector marítimo se enfrenta al desafío de reducir sus emisiones GEI y cumplir con las metas establecidas por la Organización Marítima Internacional (OMI). La adopción de tecnologías y combustibles energéticamente eficientes se presenta como una solución clave para acelerar la descarbonización y garantizar un transporte marítimo sostenible.

La organización ha propuesto adoptar en 2018 dos medidas obligatorias para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero procedentes de buques, en virtud del tratado para prevenir la contaminación del mar (Convenio MARPOL): el Índice de eficiencia energética del proyecto (EEDI) de carácter obligatorio para los buques nuevos y el Plan de gestión de la eficiencia energética del buque (SEEMP).

En 2018, la OMI adoptó la Estrategia inicial para reducir los GEI, definiendo así una visión que demuestra el compromiso de la organización de reducir las emisiones de GEI procedentes del transporte marítimo internacional. Dicha estrategia fue reversionada en junio de 2023.

La OMI también está ejecutando proyectos mundiales de cooperación técnica para reforzar la capacidad de los Estados Miembros, especialmente los países en desarrollo, con vistas a implantar y apoyar la eficiencia energética del sector.

El MEPC 74 (Comité de Protección del Medio Marino, mayo 2019) adoptó la resolución por la que invita a los Estados Miembros a fomentar la cooperación voluntaria entre los sectores portuarios y del transporte marítimo para contribuir a la reducción de las emisiones de GEI procedentes de los buques.

La Alianza Global de la Industria (GIA, Global Industry Alliance) ha apoyado al sector marítimo de bajo carbono que opera bajo los auspicios del proyecto GloMEEP (Global Maritime Energy Efficiency Partnerships) de la OMI y ha reconocido el papel clave de los puertos en la descarbonización del transporte marítimo. En particular, la operación de barcos justo a tiempo (JIT, Just in time) tiene el potencial de reducir las emisiones. La GIA ha estado acumulando experiencia de puertos que han implantado JIT con éxito y sin éxito, ha estado analizando barreras; y ha estado estudiando medidas concretas para eliminar estas barreras a la adopción a gran escala de JIT.

En junio de 2023 se revisó la estrategia inicial de la OMI, con alta aceptación de todos sus miembros.

Los niveles de ambición que rigen la Estrategia de GEI de la OMI para 2023 son los siguientes:

1- Disminución de la intensidad de carbono del buque mediante una mejora de la eficiencia energética de los buques nuevos.
2- Disminución de la intensidad de carbono del transporte marítimo internacional, reduciendo las emisiones de CO2 por trabajo de transporte, como promedio en el transporte marítimo internacional, en al menos un 40 % para 2030, en comparación con 2008.
3- Adopción de tecnologías, combustibles y/o fuentes de energía con emisiones de GEI nulas o casi nulas.
4- Reducir las emisiones de GEI del transporte marítimo internacional para llegar a cero neto (net zero) en 2050, considerando las diferentes circunstancias nacionales, mientras se realizan esfuerzos para eliminarlas gradualmente como se exige en la Visión de conformidad con el objetivo de temperatura a largo plazo establecido en el artículo 2 del Acuerdo de París.

Los puntos de control indicativos para alcanzar cero emisiones netas de GEI del transporte marítimo internacional son:

1- Reducir las emisiones anuales totales de GEI del transporte marítimo internacional en al menos un 20 %, esforzándose por alcanzar el 30 %, para 2030, en comparación con 2008 (el nivel de ambición es llegar a un 40% de reducción para 2030).
2- Reducir las emisiones anuales totales de GEI del transporte marítimo internacional en al menos un 70%, esforzándose por alcanzar el 80%, para 2040, en comparación con 2008.

Próximos pasos acordados:

La Estrategia 2023 establece un cronograma para la adopción de las medidas candidatas para la reducción de GEI y la adopción de la Estrategia de GEI de la OMI actualizada para 2028 (año en el que se volverá a revisar) sobre la reducción de las emisiones de GEI de los buques.

En paralelo y concordancia a la iniciativa de la OMI, la Unión Europea definió un paquete de medidas claves para la descarbonización de los diferentes sectores, este paquete de regulaciones es el “Fit for 55”, donde se encuentra la FuelEU Maritime. La misma es una iniciativa clave dentro del paquete legislativo “Fit for 55”, que busca reducir las emisiones netas de gases de efecto invernadero (GEI) en al menos un 55 % para 2030, en comparación con los niveles de 1990. Esta regulación se centra en descarbonizar el sector marítimo mediante la promoción de combustibles renovables y de baja emisión de carbono.

Objetivos del FuelEU Maritime:

El principal objetivo del FuelEU Maritime es disminuir la intensidad de GEI de la energía utilizada a bordo de los buques que operan en la UE, promoviendo el uso de combustibles renovables y de baja emisión de carbono. La regulación establece una incorporación progresiva de combustible sustentables en los buques de más de 5000 toneladas, comenzando con un 2 % en 2025 y alcanzando hasta un 80 % en 2050.

Al igual que para el sector aviación, con la ReFuel Aviation, la Comunidad Europea aprobó a principios del corriente año 2025 flexibilizaciones en la FuelEU Maritime.

Para este 2025 se propone la incorporación de 2% de combustible sustentable, según la regulación original, un desafío importante, teniendo en cuenta que como para el sector aviación, el combustible sustentable no se encuentra distribuido de manera homogénea en la Unión Europea, su costo es mucho mayor que el del combustible fósil tradicional, y muchos puertos no cuentan con la infraestructura necesaria para su abastecimiento. Teniendo en cuenta estas barreras, se flexibilizó la incorporación de combustible sostenible, a través del «pooling», el cual permite promediar entre todos los buques de una flota de una misma empresa de transporte marítimo, este 2% de incorporación de combustible sustentable.

Otras acciones que la Fuel EU Maritime definió es la incorporación en todos los puertos de OPS, suministro eléctrico desde tierra, a partir de 2030. Esto permitirá a los buques apagar sus motores mientras estén parados en puerto sin emitir y sin dejar de estar energizados.

Corredores verdes, proyección a futuro:

Un corredor de navegación verde es una ruta de navegación entre dos o más centros portuarios importantes, en la que se despliegan barcos con cero emisiones de carbono y otros programas de reducción de emisiones, y las reducciones de emisiones se miden y habilitan a través de acciones y políticas públicas y privadas. La creación de Corredores Verdes ofrece la oportunidad de acelerar la fase emergente de la transición del transporte marítimo.

Hitos que están marcando el rumbo. Acciones concretas:

- El buque propulsado por metanol Stena Germanica, fue el primer no petrolero del mundo, en ser alimentado con metanol de barco a barco (ship-to-ship). La primera operación de bunkering de metanol del mundo se llevó a cabo en el puerto de Gotemburgo, Suecia durante enero de 2023.
- El primer buque portacontenedores verde alimentado con metanol, propiedad de A.P. Moller-Maersk, zarpó de Corea del Sur en julio 2023.

Se ha determinado que los barcos impulsados por metanol con opciones de combustible dual cuestan entre un 10% y un 12% más que los barcos convencionales,

Figura 4. **Combustibles sustentables para la flota marítima: período de implementación y principales ventajas y desventajas. European E-Fuels Conference. MCM and UnitedWaterways. Alemania 2024.**

Figura 5. **Cuotas de combustible sustentable en el sector marítimo.**
Fuente: FuelEU Maritime.

Figura 6. **Acciones definidas por la OMI.**
Fuente: DW Maritime Forecast 2050-Energy Transition.

pero la diferencia de precio debería volverse insignificante a largo plazo una vez que los desarrolladores logren economías de escala.

A continuación, en la figura 4, se observa un gráfico con los posibles combustibles sustentables que pueden usarse en la flota marítima para reducir su huella la carbono. En el mismo se incluyen los años en los cuales se promoverá su uso y las ventajas/desventajas de uso.

En las figuras 5 y 6 pueden verse las cuotas de combustible sustentable marítimo a incorporar a partir de 2025 para alcanzar paulatinamente la reducción de emisiones de CO2 y lograr el Net Zero en 2050 según Fuel EU Maritime. (Fig. 5) y según diversas normas internacionales (Fig. 6).

Sustentabilidad

En este apartado se analizarán los requisitos de sustentabilidad que se están visualizando para el SAF en aviación o para el e-metanol en el transporte marítimo, criterios sobre fuentes aceptadas de producción de H2 y CO2 y criterios como huella de carbono total incluyendo emisiones en los procesos de producción.

La sostenibilidad ambiental de SAF debe verificarse a través de un análisis de sostenibilidad. Si el análisis considera que el combustible cumple con los requisitos, los lotes de este combustible deben ir acompañados de la documentación adecuada, a la que se hace referencia en un «certificado de sostenibilidad» (CoS, Certificate of Sustainability), hasta el destino final. Por lo general, es emitido por una organización acreditada que certifica que SAF de un origen específico y producido utilizando una vía de procesamiento específica cumple con los criterios de un estándar de sostenibilidad dado.

El simple uso de SAF no necesariamente reduce las emisiones totales de carbono; un SAF debe demostrar una reducción neta de carbono a través de un análisis del ciclo de vida (LCA), que es un elemento esencial de la certificación de sostenibilidad en al menos un 70% respecto del combustible fósil.

La evaluación del ciclo de vida (LCA) de un e-fuel es un enfoque establecido para evaluar y comparar el impacto ambiental a lo largo del ciclo de vida de un producto o proceso. Se puede utilizar para determinar si el cambio, por ejemplo, de un combustible fósil a un e-fuel estaba justificado por razones ambientales.

Hay múltiples criterios que se tienen en cuenta al determinar la sostenibilidad de un combustible. Algunas métricas típicas de sostenibilidad son las siguientes:

- Emisiones de carbono del ciclo de vida
- Cambio directo e indirecto del uso de la tierra
- Categorías de tierras autorizadas
- Consideraciones sobre el agua, el aire y el suelo
- Gestión de fertilizantes y plaguicidas
- Gestión de residuos
- Controles de especies invasoras

Las fuentes de dióxido de carbono que pueden ser utilizadas para la producción de e-fuels pueden ser: fuentes industriales como plantas de energía y fábricas, fuentes geológicas, fuentes biogénicas como plantas de biogás, bioetanol o quema de biomasa o bien capturado directamente del aire (DAC). Sin embargo, para que un combustible pueda ser certificado como sostenible, la fuente de CO2 de origen es fundamental. A continuación, un gráfico donde puede verse una línea de tiempo y las diferentes fuentes de CO2 que aplican para la certificación de un combustible. (Fig. 7).

Como puede observarse en la Fig. 7, las fuentes aceptadas de CO2 de origen para el período actual y hasta 2050, e incluso más allá son las biogénicas y la captura directa del aire. Otras fuentes presentan restricciones temporales que comprometen su elegibilidad para la certificación de combustibles sostenibles en el mediano y largo plazo. Esta delimitación responde a los criterios establecidos por el paquete regulatorio Fit for 55 de la Unión Europea, particularmente en el marco de la iniciativa ReFuelEU Aviation, que establece requisitos estrictos sobre el origen del carbono utilizado en la producción de combustibles sostenibles para la aviación.

Otro aspecto importante para determinar la susten-

Figura 7. **Fuentes aceptadas de CO2 para e-fuels según ReFuelEU Aviation.**
Fuente: European E-Fuels Conference. Nordic Electrofuels. Alemania 2024.

Figura 8. **Matriz de sustentabilidad comparativa entre distintos tipos de combustible (elaboración propia).**

tabilidad de un combustible es poder garantizar que cualquier generación de electricidad renovable utilizada sea «adicional» y no la reclame otro sector de la economía. Tener «criterios de adicionalidad» estrictos es vital para garantizar que se instale capacidad de generación de electricidad renovable dedicada para producir e-fuels.

A continuación, se muestra una matriz comparativa de los diferentes tipos de combustibles y sus aspectos de sustentabilidad (Fig. 8).

Los criterios de sustentabilidad para los combustibles bio y sintéticos de origen no biológico son:

Emisiones GEI: las emisiones totales de los combustibles se expresan como la suma de componentes diferentes:

1. Emisiones procedentes de la extracción o cultivo de materias primas.
2. Emisiones anualizadas derivadas de los cambios en las reservas de carbono causados por el cambio en el uso de la tierra.
3. Emisiones procedentes de la transformación.
4. Emisiones procedentes del transporte y la distribución.
5. Emisiones procedentes del combustible en uso.
6. Reducción de las emisiones derivadas de la acumulación de carbono en el suelo mediante la mejora de la gestión agrícola.
7. Reducción de las emisiones derivadas de la captura y el almacenamiento geológico de carbono.
8. Ahorro de emisiones por exceso de electricidad procedente de la cogeneración.

Demanda de agua. La demanda de agua para los e-fuels como el e-queroseno es de alrededor de 1,4 litros de agua por litro de combustible lo cual es varios órdenes de magnitud más bajo en comparación con las demandas de agua para la producción de biocombustibles y para la produccion de combustibles fósiles.

Uso de la tierra: La disponibilidad de tierras es un indicador clave a la hora de evaluar el rendimiento comparativo de la sostenibilidad de los combustibles alternativos.

Existen dos conceptos para el cálculo de la demanda de superficie, la demanda bruta y la demanda neta de superficie de tierra.

La *superficie bruta del terreno* es relevante, para el cálculo de cuánta superficie se necesita en total para producir una cantidad determinada de combustible. Por ejemplo, en el caso de energía eólica, considera la distancia que debe haber entre las turbinas de un molino para evitar la sombra.

La *superficie neta del terreno* es relevante para la cuestión de cuánta tierra está ocupada por la instalación y no puede utilizarse para otros fines.

El rendimiento por área de combustible específico para la generación de energía renovable para los combustibles sintéticos es generalmente alto y superior a los rendimientos logrados con los biocombustibles.

Eficiencia y uso de la energía eléctrica: Las directivas de la UE en lo referente a la generación y uso de energía renovable para la producción de e-fuels son más estrictas que para los combustibles de origen fósil y bio. La energía eléctrica es el principal insumo para la fabricación de combustibles sintéticos, en particular para la producción de H2 verde a partir de agua (proveniente de lagos, subterránea, de mar). Por lo tanto, el origen de la electricidad (renovable) y su integración en el sistema eléctrico son factores decisivos para determinar cumplir con las normativas de la UE. Dos características son de vital importancia: la renovabilidad y la adicionalidad.

- Renovabilidad. Para que los productos y procesos de combustibles sintéticos se consideren sostenibles, deben ser libres de combustibles fósiles y producidos con electricidad procedente de fuentes renovables, como la energía eólica, solar, hidráulica o geotérmica.
- Adicionalidad. La energía utilizada para la producción de combustibles sintéticos debe provenir de capacidad renovable adicional dedicada explícitamente a la producción de los mismos. De lo contrario, la producción de combustibles sintéticos basada en energías renovables conduciría, a un aumento en el uso de energía de origen fósil en otros segmentos del mercado.

Garantías de origen. Rastreo de la electricidad renovable desde su punto de generación hasta su uso final.

Impacto social: Las refinerías generan importantes impactos ambientales y sociales, especialmente a través de emisiones atmosféricas, residuos sólidos y efluentes

líquidos que contienen hidrocarburos, materia orgánica y metales pesados. En cuanto a los biocombustibles utilizados en el transporte, presentan ciertas desventajas ambientales, como el uso intensivo de fertilizantes y pesticidas que contribuyen a la emisión de óxidos de nitrógeno (NOx) y a la contaminación del agua. Además, su producción puede implicar un cambio en el uso del suelo, desplazando cultivos alimentarios, y requiere grandes volúmenes de agua para el riego. Por otro lado, los combustibles sintéticos, cuya producción depende de electricidad generada a partir de fuentes renovables, requieren una planificación cuidadosa de la infraestructura. Esta planificación debe considerar políticas de participación ciudadana, especialmente de las comunidades locales que puedan verse afectadas por los proyectos.

Materias primas para e-fuels: Para la producción de combustibles sintéticos líquidos, se emplean carbono, hidrogeno y energía renovable como materias primas. Son materias primas renovables e ilimitadas.

A partir de la matriz es posible observar que los e-fuels, o combustibles sintéticos renovables de origen no biológico, son los que se presentan como más sustentables: las emisiones de GEI son menores, y el LCA es más sustentable que el resto de los combustibles evaluados (fósil y de origen biológico), adicionalmente, cuentan con una demanda de agua menor que el resto de los combustibles, tienen un uso menor de la tierra, el impacto social es menor, y las materias primas para su producción al igual que la energía son de origen renovable. Sin embargo, en estos combustibles la demanda de energía eléctrica es superior a los otros combustibles y debe ser generada y usada en el momento de la producción de los mismos.

Como conclusión los e-fuels presentan claras ventajas en sostenibilidad: generan menores emisiones de GEI, requieren menos agua y tierra, y utilizan materias primas renovables. Además, su impacto social es reducido en comparación con los combustibles fósiles y bio, aunque demandan una alta cantidad de energía eléctrica renovable y el costo de su producción es mayor que los otros dos.

Tecnologías de síntesis de e-fuels

Los combustibles líquidos sintéticos se han fabricado durante muchas décadas a través de a) la síntesis de metanol y b) el proceso Fischer-Tropsch, ambos utilizando fuentes fósiles de carbono. Para ambos procesos, el punto de partida es la conversión del combustible fósil (carbón, petróleo o gas natural) en gas de síntesis, que es una mezcla de monóxido de carbono, dióxido de carbono e hidrógeno.

Proceso de producción de metanol y su posterior conversión a combustibles sintéticos líquidos:

El metanol tradicionalmente se produce haciendo reaccionar gas de síntesis (H2 y CO) a una presión y temperatura relativamente altas utilizando un catalizador de cobre. Luego, el metanol se puede convertir en combustible líquido sintético mediante el empleo de catalizadores para formar alquenos, un proceso que actualmente se opera comercialmente, y los productos se pueden usar como precursores de combustibles líquidos sintéticos como gasolina (procesos MtG) o jet para aviación (Proceso MtJ).

La tecnología para la etapa de síntesis de e-metanol empleando CO2 y H2 es muy similar a la de la producción de metanol a partir de gas de síntesis a base de gas natural origen fósil. El catalizador tradicional de CuO/ZnO/Al2O3 utilizado solo tiene que modificarse ligeramente para adaptarse a la generación de mayores cantidades de agua durante la síntesis de e-metanol. La reacción se realiza a temperaturas entre 200 °C y 300 °C y presiones de 50-100 bar. También se están desarrollando catalizadores capaces de funcionar en condiciones más suaves de reacción.

El metanol es un producto almacenable y transportable, y también se puede utilizar directamente como combustible o como mezcla de combustibles. Una desventaja del metanol como combustible o para aplicaciones de transporte es su baja densidad energética en comparación con la gasolina, el diésel o el querosén.

A continuación, la reacción de síntesis del metanol y propiedades del producto, Fig. 9:

Figura 9. **Proceso de síntesis del metanol.**
Fuente: Sustainable synthetic carbon-based fuels for transport. 2019. The Royal Society.

A partir del metanol se han desarrollado tecnologías, desde la desarrollada en los años ´70 por parte de Exxon Mobil, MtG (Methanol to Gasoline) en lecho fijo, luego modificada y patentada por parte del mismo tecnólogo en lecho fluidizado. A continuación, una imagen sobre el proceso MtG por parte de Exxon Mobil, y la estequiometría de las reacciones que se producen, Fig 10:

Por otro lado, en vistas de las exigencias en el sector aéreo se ha desarrollado por parte de varios tecnólogos, el proceso MtJ (Methanol to jet), para producción de jet sintético. En la figura 11 puede verse el proceso MtJ: El mismo consta de varias etapas, en la primera etapa el metanol sintetizado y purificado ingresa en un reactor MTO (Methanol to olefins), para generar olefinas livianas, este proceso utiliza catalizador del tipo Zeolítico. Posteriormente se ingresan dichas olefinas en un reactor donde se produce la oligomerización, generando olefi-

Figura 10. **Proceso MTG.** Fuente: Exxon Mobil

nas de cadena larga (C8 a C16), longitud del querosén o jet sintético. Luego estas olefinas de cadenas más largas pasan a un proceso de hidrogenación, donde las olefinas se convierten en parafinas de cadenas de longitud del jet. Así se realiza un upgrading del producto final, y se obtiene finalmente el jet sintético para aviación.

Proceso de producción de combustibles sintéticos líquidos Fisher-Tropsch

El proceso de síntesis Fischer-Tropsch produce una amplia variedad de hidrocarburos lineales (saturados e insaturados), con números de carbonos que rondan en-

Figura 12. **Productos obtenidos en la síntesis de Fischer-Tropsch.**
Fuente: Concawe 2024

tre 1 a 44, conociéndose como crudo FT, crudo sintético o "syncrude". Este proceso parte de gas de síntesis: H2 y CO. Para obtener el gas de síntesis, previamente se debe pasar por un proceso previo de reacción denominado RWGS (Reverse Water Gas Shift), en este proceso ingresan H2 y CO2, y a partir de un proceso catalítico a elevadas temperaturas (entre 800 y 1000 °C), se obtiene el gas de síntesis. Este gas de síntesis sirve como alimentación al reactor del proceso catalítico Fisher-Tropsch.

La distribución de hidrocarburos obtenidos en el crudo Fisher-Tropsch dependerá del catalizador y las condiciones de reacción (Fig. 3). El producto final debe ser refinado mediante procesos de refino convencionales como hidrocraqueo, reformado, isomerización, alquilación, destilación, entre otros.

Además de alcanos, se forman algunos alquenos, alcoholes y ácidos carboxílicos. Para todos los productos, la relación molar del gas de síntesis es de aproximadamente 2 mol H2 a 1 mol CO. Los distintos productos generados por Fischer-Tropsch están influenciados predominantemente por la temperatura y el catalizador, lo que en promedio da como resultado hidrocarburos más ligeros para altas temperaturas (320-350 °C) e hidrocarburos más pesados para bajas temperaturas (190-250 °C).

A continuación, se muestran las ecuaciones que resumen la obtención de petróleo sintético a través de Fischer-Tropsch:

Reverse Water-Gas Shift (RWGS) $CO_2+H_2 \rightarrow CO+H_2O$

Fischer-Tropsch $12CO+25H_2 \rightarrow C_{12}H2_6+12H_2O$

Reacción global simplificada $nCO+(2n+1)H_2 \rightarrow H(CH_2)H+2H_2O \quad \Delta H0=-152KJm/ol$

Figura 11. **Proceso MtJ.**
Fuente: Sustainable synthetic carbon-based fuels for transport. 2019. The Royal Society.

Diagrama de flujo de producción de Syncrude Fischer-Tropsch **Diagrama de flujo de refinación de FT syncrude**

Figura 13. **Proceso Fischer-Tropsch**.
Fuente: Sustainable synthetic carbon-based fuels for transport. 2019. The Royal Society.

Figura 14. **Vías de síntesis de e-fuels, proceso Fischer-Tropsch y metanol.**

En la figura 13 se puede ver el proceso Fisher-Tropsch y sus etapas.

En la figura 14 se muestran las rutas resumidas de síntesis de e-fuels con los productos obtenidos, donde se observa la selectividad de la vía metanol. Esta es altamente selectiva a la generación de gasolina (para el proceso MTG) o jet (para el proceso MTJ).

La norma ASTM D7566 establece las tecnologías y materias primas autorizadas para producir combustible sintético de aviación. Entre las rutas de síntesis aprobadas se encuentra el proceso Fischer-Tropsch, que permite mezclar hasta un 50% de combustible sintético con combustibles fósiles convencionales como Jet A o Jet A-1.

El combustible de aviación siempre deberá cumplir

con las especificaciones definidas en la norma ASTM D1655, en la cual se definen todos los requisitos y especificaciones fisicoquímicas que debe alcanzar el jet de aviación, cualquiera sea su origen.

Proyectos de producción de combustibles renovables en el mundo

Identificando los sectores objetivo como la aviación y el sector marítimo, se están desarrollando en el mundo y puntualmente en América Latina, numerosos proyectos y pilotos de producción de e-SAF y otros e-fuels. En este apartado se mostrarán algunos proyectos principales en la región y el mundo.

América Latina se está consolidando como una región estratégica para el desarrollo de combustibles sintéticos gracias a su abundancia de recursos renovables y su creciente compromiso con la descarbonización. A continuación, se detallan los principales proyectos en curso.

Chile se posiciona como el país más avanzado en la región en cuanto a producción de e-fuels, con varios proyectos entre los que se destacan:

Proyecto Haru Oni (Región de Magallanes): Desarrollado por HIF Global en colaboración con Siemens Energy y Porsche, planta demostrativa produce metanol y gasolina sintética a partir de energía eólica y CO2 capturado. Su capacidad inicial es de 130.000 litros anuales, con planes de expansión industrial y el desarrollo de jet sintético.

Proyectos de Air Liquide y Linde: En 2021, la agencia estatal CORFO (Chile) adjudicó seis proyectos de hidrógeno verde a empresas como Air Liquide, Linde, Enel, INERATEC y Engie. Estas iniciativas, ubicadas en las regiones de Antofagasta, Valparaíso, Biobío y Magallanes, suman una capacidad de electrólisis de 388 MW y una inversión estimada de 1.000 millones de dólares. Se espera que entren en operación antes de 2030 y produzcan más de 45.000 toneladas de hidrógeno verde anualmente.

HIF Global, anunció su primer proyecto en Brasil, tras firmar hoy un contrato de reserva de suelo con el Puerto de Açu, uno de los principales puertos de Brasil, para

Figura 15. **Principales proyectos de producción de e-fuels en el mundo.** Fuente: e-fuels Alliance.

Figura 16. **Proyectos de producción de e-fuels en la región.**

desarrollar una instalación que producirá hasta 800.000 toneladas anuales de de e-Metanol. Por su parte, la empresa SEMPEN y el Puerto de Açu firmaron un acuerdo de reserva de área para la instalación de una planta de producción de amoníaco verde. El proyecto se ubicará en el polo de hidrógeno bajo en carbono del complejo portuario-industrial, en el norte del estado de Río de Janeiro. La planta tendrá una capacidad de producción de un millón de toneladas por año y la decisión final de inversión (FID) está programada para 2027-2028, con operación a partir de 2030.

En Argentina, en la región patagónica, se están explorando oportunidades para la producción de e-fuels aprovechando el alto potencial eólico. El proyecto Eco Refinerías del Sur (avalado por el gobierno de Chubut) proyecta una producción inicial de 100.000 toneladas de SAF al año, volumen suficiente para abastecer grandes

aeropuertos empleando energía renovable de la Patagonia. Por su parte, el Proyecto Gaucho (Santa Cruz) de RP Global lanzó a finales de 2024 formalmente la puesta en marcha de su proyecto para instalar 3 GW de capacidad de electrólisis a partir de la generación eólica, en la provincia de Santa Cruz, como parte de la primera fase de su proyecto para generar amoniaco verde. La iniciativa utilizará un parque eólico de 4.2 GW para alimentar electrolizadores, generando más de 21.340 GWh de electricidad al año y produciendo hasta 1.7 millones de toneladas de amoníaco verde anuales, principalmente para exportar a Europa.

Análisis del potencial de Argentina para la producción y exportación de combustibles sintéticos renovables de origen no biológico

Argentina se caracteriza por una amplia gama de recursos energéticos. Cuenta con una de las reservas de gas y petróleo no convencionales más grandes del mundo. El gas natural es la principal fuente de energía del país. Sin embargo, Argentina también posee un gran potencial para convertirse en un actor relevante en la producción y exportación de combustibles sintéticos renovables, gracias a su abundante disponibilidad de recursos de energía limpia.

El Atlas Global PtX (Power-to-X) encuentra que el 80 % del área global identificada con potencial para producir PtX se concentra en solo 10 países. Argentina tiene el tercer potencial más grande del mundo, después de Estados Unidos y Australia. Este potencial se ha identificado con respecto no solo a las energías renovables, sino también a la disponibilidad de agua, que es clave en la etapa de electrólisis para la producción de hidrógeno renovable.

El país cuenta con un escenario favorable para la producción de combustibles sintéticos por la alta capacidad para producir energía eléctrica renovable a un menor costo que otros mercados del mundo como el europeo, lo cual implica una ventaja competitiva a la hora de producir e-fuels para uso interno o para exportación.

En lo referente a la exportación de e-fuel y su transporte, en Argentina se cuenta con refinerías para los procesos de Downstream, contando con infraestructura para transporte de combustibles, o instalaciones para procesos de upgrading. También el país cuenta con puertos, zonas francas por donde estos combustibles pueden ser transportados en buques o barcazas y exportados a su destino final. O bien, los cruceros o grandes barcos pueden abastecerse de combustible ship-to-ship en el mismo puerto, lo cual disminuiría el costo de que el vehículo cargue e-fuel en otro puerto extranjero.

Es interesante el potencial que tiene Argentina, y la región para la producción y exportación de este tipo de combustibles, que serán claves a futuro en el marco de la transición energética.

La demanda europea será clave para la visualización de oportunidades de negocio en esta industria.

A continuación, en la Fig. 17, pueden verse los principales sitios de producción de energía eléctrica renovable en Argentina.

Las fuentes de CO2 biogénico disponibles teniendo en cuenta proyectos de producción de bioetanol o de biogás en Argentina se observan en la figura 18.

La figura 19 detalla la ubicación de puertos y zonas francas del país, lugares estratégicos para la importación de insumos, maquinaria y tecnología para la producción

Energía eólica **Energía hidráulica** **Energía solar**

Figura 17. **Mapa de Energías Renovables en Argentina.**
Fuente: Fundación YPF (https://energiasdemipais.educ.ar/sistema-energetico)

Localización de las plantas de bioetanol por insumos utilizados, incluyendo nuevos proyectos.

Mapa de disponibilidad de fuentes biogénicas de CO2 por provincia

Figura 18. **Mapa de Argentina con proyectos de producción de bioetanol.**
Fuente: https://www.crea.org.ar/wp-content/uploads/2020/08/Grafico1.png, Fuentes de CO2 para la producción de PtX en Argentina. International Power-to-X Hub. 2024 (https://ptx-hub.org/carbon-sources-map-argentina).

Figura 19. **Zonas francas.** Fuente: Ministerio de Economía (https://www.argentina.gob.ar/puertos-vias-navegables-y-marina-mercante/Mapa-de-Puertos-Argentinos)

de este tipo de combustibles y la exportación del producto final terminado.

En el siguiente enlace que se adjunta, se muestran los oleoductos y gasoductos con los que cuenta Argentina. Es importante destacar la gran cantidad de gasoductos y oleoductos que posee el país, interconectados con las refinerías y los centros más grandes de procesamiento de crudo, una ventaja para transportar y procesar los crudos sintéticos.

Gasoductos y Oleoductos y logística de combustibles en Argentina. Fuente: Secretaría de Energía (http://datos.energia.gob.ar/dataset/mapas-de-transporte-de-hidrocarburos).

Para finalizar, en la figura 20 se muestra Argentina en el Global PtX Atlas del Fraunhofer IEE, un atlas interactivo que muestra el potencial global para la producción de combustibles. Este atlas analiza factores como:

- Potencial de generación de energía renovable (solar y eólica).
- Costos de producción de combustibles PtX.
- Viabilidad socioeconómica y geográfica.
- Posibilidades de exportación, especialmente hacia la Unión Europea

En el caso de Argentina, el mapa muestra:

Zonas con alto potencial solar y eólico, especialmente en regiones como la Patagonia, Cuyo y partes del NOA.

Áreas costeras e interiores que podrían ser aptas para instalaciones de producción de hidrógeno verde y otros combustibles sintéticos.

Evaluaciones de costos que indican que Argentina podría ser competitiva en la producción de PtX, gracias a sus recursos naturales y disponibilidad de espacio.

Capacidad de exportación hacia Europa, lo que posiciona al país como un actor potencial en el mercado internacional de energías limpias.

Figura 20. **Atlas de potencial producción de e-fuels en Argentina.**
Fuente: Fraunhofer IEE y Universidad de Kassel (https://maps.iee.fraunhofer.de/ptx-atlas/)

Conclusiones

Los e-fuels emergen como una solución estratégica ante las regulaciones internacionales cada vez más exigentes, como FuelEU Maritime para la U.E. y la IMO en el sector marítimo, y ReFuelEU Aviation en la U.E. o el plan CORSIA en el sector aéreo. Estos sectores (aviación y marítimo) son los que estarán más comprometidos a mediano y largo plazo con la descarbonización, y son difícilmente electrificables. En este contexto, solo la incorporación de combustible sustentable podrá viabilizar el alcance del objetivo Net Zero a 2050. Proyectos en desarrollo a nivel global consolidan su papel clave en la descarbonización del transporte aéreo y marítimo.

Argentina, y la región tienen un importante potencial para la producción de e-fuels. Argentina en particular cuenta con recursos naturales como agua, grandes extensiones de tierra, energía eléctrica renovable a precio muy competitivo y fuentes de CO2 biogénicas. También cuenta con zonas francas habilitadas para la exportación de combustibles, y también cuenta con una importante red logística de tuberías para transporte de hidrocarburos a lo largo de todo el país.

Por otra parte, la Unión Europea ya proyecta que, para el sector aviación, tendrá que importar parte del SAF a incorporar para cumplir con sus regulaciones a futuro.

Esto deja a la luz una importante oportunidad de negocio para Argentina y toda la región para poder ser proveedores de ese SAF que será requerido a mediano y largo plazo.

Hoy los biocombustibles son la respuesta ante el escenario de transición energética en los procesos y actividades, estos cuentan con una alta maduración de las tecnologías para su producción y un precio competitivo, sin embargo, los bio-combustibles tienen limitaciones, por ejemplo con la materia prima ya que la misma, en muchos casos compite con la producción de alimentos, y por lo tanto, las regulaciones serán a futuro cada vez más restrictivas en los tipos de materias primas para su producción. Por lo tanto, los e-fuels serán clave para la transición energética ya que serán complementarios a los bio-combustibles para el cumplimiento de las regulaciones y alcanzar en 2050 el objetivo de Net Zero emisiones.

Bibliografía

1. Sustainable synthetic carbon-based fuels for transport: Policy briefing Issued: September 2019 DES6164 ISBN: 978-1-78252-422-9 © The Royal Society
2. https://www.icao.int/Newsroom/Pages/First-sustainable-aviation-fuel-batches-certified-under-CORSIA.aspx
3. IRENA AND METHANOL INSTITUTE (2021), Innovation Outlook : Renewable Methanol, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
4. A look into the role of e-fuels in the transport system in Europe (2030–2050). https://www.concawe.eu/wp-content/uploads/E-fuels-article.pdf
5. e-Methanol. A universal green fuel. Siemmens Energy (https://www.siemens-energy.com/global/en/home/publications/whitepaper/download-e-methanol-white-paper.html)
6. https://www.exxonmobil.com/en/aviation/knowledge-library/resources/mtj-a-new-route-to-saf
7. https://www.topsoe.com/our-resources/knowledge/our-products/process-licensing/mtjet-process
8. https://uop.honeywell.com/en/industry-solutions/renewable-fuels/efining
9. Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente Vol. 25, pp. 426-436, 2021 ISSN 2796-8111 TRANSICIÓN ENERGÉTICA Y DESARROLLO PRODUCTIVO LOCAL. COGENERACIÓN A PARTIR DE BIOMASA EN LA INDUSTRIA AZUCARERA EN TUCUMÁN S. Garrido
10. http://www.minagri.gob.ar/sitio/areas/bioenergia/biogas/
11. Ref https://www.magyp.gob.ar/sitio/areas/bioenergia/informes/bioetanol.php
12. IRENA (2020), Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
13. https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2022/698900/EPRS_BRI(2022)698900_EN
14. Atlas de potencial global Power-to-X de Fraunhofer IEE y la Universidad de Kassel. https://maps.iee.fraunhofer.de/ptx-atlas/
15. Generación renovable variable. Energías Renovables, Integración y Despacho. Cammesa, actualizado septiembre 2023. https://cammesaweb.cammesa.com/
16. Mapa elaborado por Ignacion Romero. https://www.google.com/maps/d/viewer?mid=1UysUb8FChApZinkp6a30jq6G08-IBnPM&ll=-40.24984353816575%2C-58.88606313261141&z=4
17. https://www.santafe.gob.ar/ms/enerfe/2021/05/21/bioenergias/
18. https://www.seedsenergygroup.com/plantas
19. https://www.casarosada.gob.ar/informacion/actividad-oficial/9-noticias/41163-entro-en-operaciones-la-planta-de-biogas-san-pedro-verde-en-santa-fe
20. https://www.crea.org.ar/wp-content/uploads/2020/08/Grafico1.png
21. https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/listado_plantas_de_energia_renovable_0.pdf
22. Potencia Instalada. Generación renovable alcanzada por el Régimen de Fomento contemplado en la Ley N° 26.190 sus modificatorias y/o complementarias. Potencia Instalada por Región y Tecnología. https://cammesaweb.cammesa.com/potencia-instalada/?doing_wp_cron=1701087058.9500749111175537109375
23. Análisis del potencial de replicabilidad y transferibilidad del proyecto LIFE CO2IntBio. Plan de replicabilidad. PROYECTO CO2IntBIO LIFE 18 CCM/ES/001094 Junio 2022 http://www.lifeco2intbio.eu/sites/default/files/2023-06/Plan%20de%20Replicabilidad.pdf
24. Ref: H2B2 company
25. https://www.cac-synfuel.com/en/kerosene
26. European e-fuels Conference 2023/2024.

IAPG

AAOG

ARGENTINA OIL&GAS

PATAGONIA

19 - 22 OCT 26

Espacio DUAM
Neuquén

www.aogpatagonia.com.ar

Organiza:

IAPG
INSTITUTO ARGENTINO DEL PETROLEO Y DEL GAS

Realiza:

messe frankfurt

IAPG INSTITUTO ARGENTINO DEL PETROLEO Y DEL GAS

Maipú 639 (C1006ACG) - Buenos Aires, Argentina
Tel: (54 11) 5277 IAPG (4274) - www.iapg.org.ar

Shale en ARGENTINA
www.shaleenargentina.org.ar

OFFSHORE EN ARGENTINA
offshoreenargentina.com.ar

Modelización de emisiones de GHG en la planificación de la refinería

Por ***Vanina Raffo*** y ***Yago Vidal*** (Raízen Argentina)

Un desarrollo orientado a incorporar la proyección de emisiones de GHG scope 1 en el modelo de planificación de refinería, integrando esta variable al análisis de escenarios y al proceso de optimización operativa y económica.

Este trabajo fue seleccionado del 7º Congreso Latinoamericano y del Caribe de Refinación del IAPG.

Este trabajo presenta el desarrollo de una herramienta para integrar el cálculo de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en el modelo de planificación de una refinería utilizando AUP. El objetivo es incorporar la capacidad de estimar las emisiones scope 1 a partir del consumo energético de cada unidad, permitiendo evaluar diferentes escenarios operativos y optimizar los planes de operación considerando las emisiones como una variable más del modelo.

Cabe aclarar que, en el marco de este trabajo, toda mención a emisiones GEI hace referencia exclusivamente a aquellas correspondientes al alcance 1 (scope 1).

Desarrollo

Procedimientos previos

Antes de iniciar el proceso de modelado, se llevó a cabo una serie de tareas fundamentales para asegurar la representatividad de los datos y la consistencia del modelo con el funcionamiento real de la refinería. Estas tareas comprendieron principalmente el mapeo de consumos energéticos y el cálculo de coeficientes y factores de emisión, que permitieron caracterizar de forma adecuada los consumos de combustible y vapor en cada una de las plantas.

Mapeo de consumo de combustible y vapor

Se realizó un mapeo del consumo de combustibles y vapor en cada planta, con el objetivo de establecer coeficientes de consumo específicos que pudieran ser utilizados en el modelo. Para ello, se definió un coeficiente de consumo de combustible, calculado como la razón entre el combustible consumido y la carga procesada en cada unidad. De manera análoga, se estableció un coeficiente de consumo de vapor, calculado como la relación entre el vapor utilizado y el combustible consumido.

En la figura 1, se puede observar que la unidad de craqueo catalítico es la que más gases de efecto invernadero emite, seguida de la columna de destilación, la turbina de gas y la usina. Esto estableció un orden de importancia para las plantas en términos de emisión. Si bien la metodología es la misma para todas las unidades, en estas en particular se priorizó su modelado.

Supuestos adoptados para el cálculo de CO_2 equivalente

Figura 1. **Toneladas emitidas de CO_2 equivalente por planta**

Para estimar las emisiones totales de gases de efecto invernadero (GEI) en la refinería, se utilizó la siguiente fórmula para calcular las toneladas de CO_2 equivalente (CO_2e):

$$CO_2e = 1 \times CO_2 + 21 \times CH_4 + 303 \times NO_x$$

Sin embargo, al analizar los resultados, se observó que las emisiones de metano (CH_4) y óxidos de nitrógeno (NO_x) eran despreciables en comparación con las de dióxido de carbono (CO_2). La Figura 2 muestra esta comparación, evidenciando el claro predominio del CO_2 en el total de emisiones. En consecuencia, se decidió simplificar el modelo y calcular únicamente las toneladas reales de CO_2 emitidas, asumiendo que estas representan una muy buena aproximación de las emisiones totales expresadas en CO_2 equivalente.

Figura 2. **Comparación entre toneladas emitidas de CO_2 y CO_2 equivalente**

Cálculo de factores de emisión

Se procedió de la siguiente manera según el tipo de combustible:

- Fuel Oil (FO): Se utilizó un valor teórico de factor de emisión obtenido de la *API Compendium of Greenhouse Gas Emissions Methodologies for the Oil and Natural Gas Industry (agosto de 2009)*
- Coke: El cálculo del factor de emisión (EF) se basó en la fracción de carbono presente en el sólido y la estequiometría de la reacción completa de oxidación del carbono a dióxido de carbono. La fórmula utilizada fue:

$$EF_{COKE} = \frac{44}{12} * f_c$$

  donde fc representa la fracción másica de carbono en el coke, 44 es el peso molecular del CO_2, y 12 el del carbono. En este caso en particular, asumimos que el coke es 100% carbono, por lo que Fc=1.
- Fuel Gas (FG): Se mapeó la composición real del fuel gas y se calcularon los factores de emisión individuales de cada uno de sus componentes. A partir de estos valores, se determinó el factor de emisión total del fuel gas mediante un promedio ponderado según la proporción molar calculada por el modelo de cada componente en la mezcla.

$$EF_{FG} = \sum x_i * EF_i$$

$$EF_i = \frac{C_i * PM_{CO2}}{PM_i}$$

Siendo:
X_i la fracción másica del componente
EFi el factor de emisión del componente
Ci relación estequiométrica CO2-Componente
PMj el peso molecular del componente

Gas Natural (GN): Se asumió una composición de 95 % metano y 5 % etano, por lo que el factor de emisión se calculó como un promedio ponderado entre ambos componentes.

Modelado de emisiones Scope 1

Figura 3. **Diagrama de flujo del modelado de emisiones.**

Modelado de la red de Fuel Gas

Dado que la composición del fuel gas no es constante a lo largo del tiempo, fue necesario introducir una modificación al modelo para permitir el cálculo dinámico de su factor de emisión.

La estimación del factor de emisión del fuel gas se realiza en dos etapas recursivas. En primer lugar, se calcula su composición promedio a partir de los aportes de las distintas corrientes. Luego, mediante una segunda recursión, se multiplica la fracción de cada componente por su respectivo factor de emisión, obteniendo así un factor de emisión total para el fuel gas en función de la carga total requerida en la refinería.

El uso de recursividad implica que el modelo de planificación, al ejecutarse, ajusta iterativamente los valores hasta alcanzar una solución consistente. Una vez determinado, el factor de emisión queda almacenado y disponible para ser utilizado por las unidades consumidoras de FG, permitiendo estimar las emisiones de CO_2 de manera alineada con el modelo general.

Modelado de unidades de proceso

Habiendo alineado previamente el consumo de combustible de la unidad con los valores observados en planta, se procedió a la implementación del modelo de emisiones.

Para incorporar este cálculo al modelo, fue necesario modificar la estructura de AUP, agregando a la matriz una serie de ecuaciones matemáticas. Estas permiten, en primer lugar, determinar el consumo total de fuel gas de cada planta, calculado a partir de su carga operativa y su requerimiento específico de este combustible. Luego, ese valor se multiplica por el factor de emisión correspondiente para estimar las emisiones de CO_2 generadas. Finalmente, estas emisiones son transferidas al modelo general, donde se consolida la información de todas las unidades de la refinería.

2.2.1 *Modelado de plantas que consumen Fuel Oil*

Dentro del modelo de emisiones, se contemplan las diferencias asociadas al uso de fuel oil como combustible. En este caso, se emplea un factor de emisión constante.

La lógica utilizada es la misma que se detalló previamente para el cálculo de emisiones por consumo de fuel gas. Dado que el factor de emisión del fuel oil se considera constante, ya no se requiere un submodelo específico. En cambio, este factor se integra directamente en la matriz principal como un coeficiente, producto del requerimiento de fuel oil por unidad y su correspondiente factor de emisión.

Modelado de plantas que consumen Fuel Gas y Gas Natural

En las unidades que también consumen gas natural en los hornos, modelamos el consumo de la unidad como si fuese todo fuel gas. Esto es debido a que el fuel gas producido internamente resulta insuficiente y es necesario inyectar habitualmente gas natural para cubrir la demanda total. Al incorporar el consumo real de gas natural dentro del balance de fuel gas, el modelo refleja correctamente el aumento de la proporción de gas natural en la red. Esta mayor proporción se traduce, automáticamente, en una modificación del factor de emisión aplicado.

Servicios esenciales

En cuanto a la usina, no se discrimina el consumo ni las emisiones por caldera individual, sino que todas fueron representadas como un conjunto, considerando el consumo total de combustible. Para alinear dicho consumo con los valores reales, se ajustaron las eficiencias de producción de vapor de media presión. En lo que respecta al modelado, se mantuvo la misma estructura que se desarrolló anteriormente.

Modelado de las columnas de destilación

Las unidades de destilación se modelaron distinto, ya que están modeladas a través del esquema ASSAY. La configuración interna de este archivo no resulta compatible con la lógica de cálculo de emisiones desarrollada.

Para resolver esta limitación, se implementó una estrategia basada en la utilización del modelo de swing cuts. Se incorporó en el ASSAY una lógica que permite trasladar el requerimiento de combustible de la unidad

de destilación hacia el modelo de swing cuts. Una vez integrado el dato de consumo, se aplicó la misma estructura de cálculo de emisiones previamente descripta. Para cada unidad de destilación, se replicó el bloque de cálculo correspondiente y se incorporó dentro de su ASSAY.

Adicionalmente, se consideró que, aunque ocasionalmente estas unidades consumen fuel oil, la naturaleza esporádica y no constante de esta alimentación llevó a la decisión de no contemplar su impacto en las emisiones del modelo. Desde el punto de vista de la planificación, siempre se va a priorizar el consumo de fuel gas en las unidades de destilación, la situación esporádica de consumo de fuel oil será un desvío de emisiones contra el plan.

Modelado de la turbina de gas

En el caso de la turbina, que utiliza exclusivamente gas natural, las emisiones se estiman directamente aplicando el factor de emisión correspondiente a este combustible. Para ello, se incorporó dicho factor al modelo siguiendo el mismo criterio utilizado previamente para el fuel oil.

Submodel CO_2

Se desarrolló un modelo específico con el objetivo de consolidar las emisiones totales de Alcance 1 (Scope 1) de toda la refinería en un único punto. Este modelo recopila y suma las emisiones calculadas en cada uno de los submodelos de planta, permitiendo así una visualización rápida y global del impacto ambiental. Además, en este modelo es posible incorporar restricciones de capacidad de emisiones de CO_2, habilitando el análisis de distintos escenarios y decisiones orientadas a la limitación de emisiones dentro del proceso de optimización.

Resultados de la herramienta

Para probar la funcionalidad del modelo, se decidió restringir las emisiones totales de la refinería entre 2000 y 3000 toneladas de CO_2e por día. En respuesta, el modelo eligió primero reducir la carga de las unidades de destilación, lo que provocó una disminución en las unidades de alto vacío, las hidrodesulfuradoras y la hidrotratadora (es decir, unidades aguas abajo). Luego, comenzó a disminuir la carga del cracking catalítico, lo cual se explica por una cuestión de márgenes: en cierto punto, resulta más eficiente reducir la carga en el cracking que seguir afectando otras unidades. En una etapa posterior, como última opción, se redujo la carga de aquellas plantas en las que el margen es mayor.

Figura 4. **Impacto de las restricciones a las emisiones sobre la función objetivo**

Finalmente, al intentar restringir aún más las emisiones, el modelo deja de funcionar: se alcanza un límite en el que ya no es posible seguir disminuyendo las emisiones sin comprometer la viabilidad operativa del sistema.

En la Figura 4, se observa el impacto de las restricciones sobre la función objetivo del modelo. A medida que se limitan progresivamente las emisiones, la función disminuye, lo cual resulta coherente con la lógica del proceso: para reducir emisiones es necesario disminuir el consumo de combustible, lo que implica bajar la carga de planta y, en consecuencia, reducir la producción.

Todo esto demuestra que el modelo responde de manera coherente y esperada ante restricciones en las emisiones.

Conclusiones

La incorporación del cálculo de emisiones de gases de efecto invernadero al modelo de planificación permitió dotar a la herramienta de una funcionalidad adicional clave: cuantificar y evaluar las emisiones scope 1 asociadas a cada plan operativo.

Además, el comportamiento del modelo ante restricciones de emisiones demostró ser coherente con la lógica operativa de la refinería, validando tanto la metodología como los supuestos adoptados. Esta herramienta abre la posibilidad de incluir restricciones ambientales dentro del proceso de optimización, fortaleciendo el análisis de escenarios en la toma de decisiones de planificación.

Bibliografía

Aspen Technology, Inc. (2023). *GHG emissions reporting: Scopes 1, 2, and 3 for refinery planning using Aspen PIMS-AO*. Aspen Technology. https://greet.es.anl.gov/

A partir de casos industriales, el trabajo analiza cómo la tecnología WSA (*Wet gas Sulfuric Acid*) en unidades SRU (*Sulfur Recovery Unit*) permite aprovechar mejor el calor del proceso, generar más vapor de alta presión y avanzar en la reducción de emisiones de CO_2 en refinerías.

Un enfoque paso a paso para reducir la huella de CO_2 a través de unidades SRU

Por ***Juan A. Ruquet*** (Topsoe A/S)

Este trabajo fue seleccionado del 7º Congreso Latinoamericano y del Caribe de Refinación del IAPG.

La urgencia de descarbonizar los procesos industriales está en el centro de las agendas globales. Una solución viable radica en un enfoque paso a paso, donde cada etapa contribuye a reducciones acumulativas en las emisiones de CO_2. Este artículo explora una de esas etapas para la industria de refinación: el aumento de la producción de vapor de alta presión en las Unidades de Recuperación de Azufre (SRU, de sus siglas en inglés), evitando o reduciendo así el uso de combustibles fósiles.

El artículo analiza el proceso de maximizar la producción de vapor de alta presión aprovechando las reacciones exotérmicas involucradas en la oxidación del sulfuro de hidrógeno (H_2S) a ácido sulfúrico (H_2SO_4). Este proceso genera casi cuatro veces más calor de reacción en comparación con la producción de azufre elemental, lo que representa un método de producción de energía altamente eficiente. Se destaca la probada tecnología WSA, que hace posibles estos procesos. Esta tecnología puede instalarse como la única SRU, añadirse a SRUs existentes para aumentar la capacidad y conversión global, tratar gases que contienen amoníaco o servir como tratamiento de gases residuales de una SRU existente.

A través de una serie de estudios de caso industriales, el artículo ilustra las ventajas de este enfoque para reducir la huella total de CO_2 de la refinería. Estos estudios de caso sirven como evidencia convincente del potencial de las estrategias de descarbonización para impactar las emisiones de carbono.

Desarrollo

El panorama de la descarbonización

La industria global de refinación sigue siendo un contribuyente significativo a las emisiones totales de Gases de Efecto Invernadero (GHG, de sus siglas en inglés). Sin una acción rápida y decisiva, se proyecta que las emisiones permanezcan elevadas en el futuro previsible. Los objetivos nacionales de descarbonización exigen reducciones ambiciosas, con Estados Unidos apuntando a una disminución del 35% en las emisiones de producción de refinación para 2030 y una ambiciosa reducción del 90% para 2050[1]. De manera alentadora, una reducción del 20% para mediados de la década de 2030 parece alcanzable mediante la implementación de medidas económicas actuales, sin necesidad de apoyo gubernamental adicional.

Las refinerías ofrecen oportunidades únicas para los esfuerzos de descarbonización. Una refinería típica con una capacidad de 10 millones de toneladas de crudo por año (MTA) puede generar aproximadamente 2 millones de toneladas (Mt) de CO_2 equivalente (CO_2eq) en emisiones de Alcance 1 y 2[2]. Estas emisiones pueden mitigarse de manera efectiva mejorando la eficiencia energética general tanto de los procesos principales como de los auxiliares dentro de la infraestructura existente de la refinería. Las tecnologías actuales y los procedimientos establecidos ofrecen una vía hacia reducciones significativas de CO_2, con las SRU desempeñando potencialmente un papel importante.

Figura 1. **Emisiones de producción química y de refinación bajo escenarios de cero emisiones netas para la industria química y de refinación de EE. UU. (MT CO2).**

Prácticas establecidas: el proceso Claus predomina

El panorama moderno de la refinación depende en gran medida del proceso Claus modificado para la recuperación de azufre. Esta tecnología ampliamente establecida utiliza una serie de etapas catalíticas para convertir el sulfuro de hidrógeno (H_2S) en azufre elemental. Sin embargo, aunque el proceso Claus ofrece una solución confiable, presenta limitaciones en cuanto a la maximi-

zación de la captura de energía y la reducción del impacto ambiental.

Los avances técnicos ofrecen un camino hacia un mejor desempeño ambiental. En 1980, Topsoe introdujo un proceso revolucionario de recuperación de azufre: la tecnología WSA. Inicialmente considerado como una solución rentable para el tratamiento de gases residuales con bajo contenido de azufre, el proceso WSA demostró rápidamente su aplicabilidad más amplia.

El proceso de conversión directa de H_2S a ácido sulfúrico, el producto final para gran parte del azufre recuperado, surgió como un desafío para la tecnología Claus modificada. Sin embargo, aunque la industria reconocía el potencial de mejorar la rentabilidad y reducir el impacto ambiental mediante la producción de ácido sulfúrico, las limitaciones logísticas, principalmente relacionadas con la demanda local, dificultaron su adopción generalizada. Es importante destacar que, en ese momento, ni los procesos WSA ni Claus se consideraban comúnmente como soluciones de descarbonización.

Dando un giro: ventajas termodinámicas de la tecnología WSA

El potencial de descarbonización para una refinería determinada al pasar del proceso Claus al proceso WSA para la recuperación de azufre depende del contenido de azufre del crudo específico que se utiliza como materia prima. La diferencia en la termodinámica de estos dos procesos desempeña un papel crucial en la determinación de la producción total de energía.

Al convertir H_2S en azufre elemental, el azufre pasa del estado de oxidación -2 al estado de oxidación 0. Este es un proceso exotérmico, que genera aproximadamente 222 kJ por mol de H_2S procesado. Al convertir H_2S en ácido sulfúrico, el azufre pasa en dos etapas del estado de oxidación -2 primero al estado de oxidación +4 y finalmente al estado de oxidación +6. Las reacciones involucradas también son exotérmicas, pero con un salto de entalpía casi cuatro veces mayor, generando en total aproximadamente 804 kJ por mol de H_2S procesado.

Las diferentes entalpías de reacción de los procesos Claus y WSA, como se muestra en la Figura 2, resultan en una producción de energía sustancialmente mayor en una planta WSA en comparación con una planta Claus. Al aprovechar esta energía exotérmica liberada durante el proceso en forma de vapor de alta presión, las refinerías pueden reducir significativamente su huella total de CO_2.

Figura 2. **Entalpías estándar de reacción para la producción de azufre y ácido sulfúrico a partir de sulfuro de hidrógeno.**

Impulsando la descarbonización: la ventaja del crudo ácido

Las refinerías que procesan crudos ácidos, caracterizados por un mayor contenido de azufre, son las que pueden obtener los beneficios más significativos al pasar al proceso WSA. La Tabla 1 presenta un desglose del potencial teórico de recuperación de energía y de las reducciones asociadas de CO_2 equivalente entre los procesos Claus y WSA, asumiendo la conversión completa de H_2S a azufre elemental o a ácido sulfúrico, respectivamente.

	Sulfur route			Sulfuric acid route		
Wt. % of sulfur in the crude oil	0,5	1,0	3,0	0,5	1,0	3,0
Theoretical energy recovery, MWD	275	551	1'652	997	1'994	5'982
Theoretical scope 1 CO2eq reduction, MTPA [1]	23'588	47'175	141'525	85'425	170'850	512'550
Theoretical scope 2 CO2eq reduction, MTPA [1]	19'271	38'542	115'625	69'792	139'583	418'750

Tabla 1. **Theoretical energy recovery potencial and associated CO_2 equivalent reductions.**

Si bien el rendimiento energético teórico de la ruta del ácido es considerable, obviamente existen limitaciones prácticas. La captura total de energía a partir de la conversión de H_2S en azufre o ácido es inalcanzable. Además, la sustitución total de las plantas Claus existentes por unidades WSA parece logística y financieramente impracticable.

No obstante, recuperar incluso el 90% de la energía liberada durante la producción de ácido sulfúrico representa un argumento convincente para una transición gradual. Los procesos Claus modernos requieren el uso de reboilers en las Unidades de Tratamiento de Gases Residuales (TGTU, por sus siglas en inglés) basadas en aminas, los cuales consumen una cantidad significativa de vapor de baja presión. Este consumo de vapor de baja presión limita el potencial de descarbonización de la ruta del azufre, ya que el vapor de baja presión producido dentro del proceso Claus es insuficiente para satisfacer la demanda de la TGTU.

Reemplazar o modernizar plantas Claus antiguas con nuevas unidades WSA surge como una estrategia sólida para reducir las emisiones de carbono en comparación con la construcción de unidades Claus completamente nuevas. Un cambio progresivo de la producción de azufre a la producción de ácido brinda a las refinerías una valiosa experiencia en el manejo de ácido y facilita el establecimiento de acuerdos sólidos de venta a largo plazo. A medida que las refinerías incrementan gradualmente la asignación de gases ácidos desde la producción de azufre, menos eficiente energéticamente, hacia la producción de ácido, más eficiente, la huella de carbono total de la refinería disminuye.

Estudios de caso

2.1. Estudio de Caso 1

Para resaltar los beneficios de este enfoque, se realizó un estudio de caso comparando el desempeño ambiental del proceso WSA con el de un proceso Claus modificado y una configuración de TGTU basada en aminas. Ambos sistemas fueron diseñados para lograr una recuperación de azufre del 99,9%.

El estudio de caso se centró en unidades de recuperación de azufre (SRU) de una refinería de petróleo nueva (greenfield), procesando gas ácido de aminas con un 90% molar de H_2S y gases residuales de la despojadora de aguas ácidas (SWS), produciendo 270 toneladas por día (TPD) de azufre y 800 TPD de ácido sulfúrico. El análisis comparó las emisiones directas de CO_2 provenientes de los gases de combustión y las emisiones indirectas de CO_2 asociadas a la producción y consumo de servicios auxiliares.

Los datos de consumo y producción de servicios auxiliares para la unidad Claus y la WSA muestran diferencias significativas atribuibles a los distintos diseños de proceso y configuraciones de equipos. A continuación, se presenta un análisis detallado de estas diferencias:

Figura 3. **Esquemas de flujo simplificados de una SRU Claus (arriba) y una SRU WSA (abajo).**

	Claus + Amine Based TGTU*	WSA + H2O2-based TGTU
Consumption	Consumption/h	
BFW, tons	50	90
Electric power, kWh	1,850	2,000
Natural gas, Nm3	535	0
LP steam, tons	10	0
Cooling water, m3	0	300
Production	Production/h	
HP steam, tons	30	88
LP steam, tons	10	0

** Henceforth, the information regarding the Claus SRU case will be sourced from: https://www.hydrocarbonprocessing.com/magazine/2023/january-2023/process-optimization/new-state-of-the-art-in-sulfur-recovery-part-2-environmental-benefits/*

Tabla 2. **Basic utility consumption and production.**

2.1.1. Energía Eléctrica.

El proceso WSA tiene un consumo eléctrico mayor que el proceso Claus, principalmente debido al mayor caudal de gas y al uso de un condensador de ácido enfriado por aire. Las tasas de flujo volumétrico de gas en los procesos Claus y WSA difieren principalmente por los métodos de combustión empleados. El proceso Claus utiliza oxidación parcial, lo que da como resultado un volumen específico de gas. En cambio, el proceso WSA emplea combustión completa, lo que genera volúmenes de gas de proceso más elevados.

2.1.2. Gas Natural.

A diferencia del proceso Claus, que requiere el consumo de gas natural en el incinerador para eliminar los compuestos residuales de azufre, el proceso WSA no necesita combustible externo para la combustión. Si bien el incinerador garantiza el cumplimiento ambiental al evitar la emisión de contaminantes, al mismo tiempo contribuye al aumento de las emisiones de CO_2.

2.1.3. BFW (agua de alimentación de caldera) y Vapor.

Los reboilers de la TGTU requieren una cantidad considerable de vapor de baja presión, que supera la generación de vapor del proceso Claus. Por otro lado, el proceso WSA genera una gran cantidad de vapor de alta presión sobrecalentado sin necesidad de aporte de vapor de baja presión.

2.1.4. Agua de Enfriamiento.

El proceso WSA incorpora una etapa de enfriamiento para el ácido sulfúrico, utilizando agua de recirculación. Si bien la huella de carbono directa del suministro y tratamiento de agua para este proceso no fue cuantificada, probablemente sea mayor que la del proceso Claus debido al aumento en la demanda de agua. Sin embargo, el proceso WSA elimina la generación de aguas residuales y el uso de productos químicos, lo que podría compensar el impacto de carbono asociado al consumo de agua.

2.1.5. Conclusión sobre las diferencias

Estos hallazgos preliminares indican que el proceso WSA ofrece ventajas potenciales en términos de eficiencia energética y reducción de emisiones de carbono en comparación con el proceso Claus modificado. Sin embargo, es necesario realizar un análisis más completo, que incluya balances de energía y masa, para cuantificar plenamente el alcance de estos beneficios.

En la siguiente sección, profundizaremos en los resultados de los estudios de caso, examinando los datos de consumo energético y emisiones. Al comparar ambas tecnologías, podremos evaluar el impacto ambiental general de los dos procesos y su posible contribución a los objetivos de descarbonización de las refinerías.

2.1.6 Emisiones de CO_2: un análisis comparativo

El proceso WSA logra una mayor eficiencia energética que los procesos Claus modificados al producir más

vapor y consumir menos gas natural. Esto se traduce en menores emisiones de CO_2 en los gases de combustión, ya que la combustión de gas natural en el quemador WSA es mínima. El contenido de CO_2 en el gas ácido es bajo y no afecta significativamente las emisiones de la chimenea. Además, la alta concentración de H_2S proporciona una importante entrada de energía al quemador WSA, eliminando la necesidad de combustión de gas natural.

Para mantener la coherencia con estudios previos realizados por Topsoe y Worley Comprimo que comparan las unidades Claus y TopClaus[5], este análisis asume que la electricidad es suministrada por la red nacional con una intensidad de carbono de 330 g CO_2eq/kWh. Además, para tener en cuenta el valor energético potencial del vapor exportado, se aplica un factor de emisión de CO_2 de 200 g CO_2eq/kWh, asumiendo una eficiencia de caldera del 85% y gas natural como combustible.

	Claus + Amine Based TGTU	WSA + H2O2-based TGTU
Actual stack CO2eq, tpA	12,050	2,300
CO2eq from electricity consumption, tpA	5,150	5,600
Equivalent CO2eq REDUCTION from steam production, tpA	–49,800	–192,600
Total net CO2eq, tpA	**–32,600**	**–184,700**

Tabla 3. **Comparative CO_2 equivalents (Claus vs. WSA).**

El ahorro significativo de emisiones de CO_2 logrado mediante la producción de vapor resalta la importancia estratégica de maximizar su utilización más allá de la propia SRU. Al sustituir el consumo de combustible en las calderas de la refinería, este recurso energético ofrece una vía directa para reducir las emisiones de GHG de Alcance 1.

Además, la posibilidad de alcanzar emisiones netas negativas de CO_2 posiciona a las refinerías para participar en programas de créditos de carbono. Estas iniciativas incentivan los esfuerzos de reducción de GHG y ofrecen oportunidades para compensar las emisiones de Alcance 2 mediante la generación de electricidad, especialmente cuando las emisiones directas de CO_2 provienen principalmente de calentadores de proceso y no de calderas.

El perfil individual de emisiones de GHG de cada refinería, sin duda, influirá en la selección de estrategias específicas de mitigación. Sin embargo, la solución descrita anteriormente proporciona a las refinerías una vía viable hacia la descarbonización sin comprometer la rentabilidad, y representa una alternativa atractiva frente a opciones más intensivas en capital de inversión, como la captura, utilización y almacenamiento de carbono.

2.2. Estudio de Caso 2

Varias refinerías han adoptado el proceso WSA como parte de su estrategia de recuperación de azufre, especialmente cuando sus unidades Claus existentes llegan al final de su vida útil y requieren ser reemplazadas. Estas refinerías han reconocido los beneficios del WSA en términos de eficiencia energética y desempeño financiero, lo que ha llevado a una transición gradual de Claus a WSA a medida que las unidades antiguas quedan obsoletas. Una de estas empresas es la Refinería del Caso 2, ubicada en el sur de Asia, que tiene una capacidad de procesamiento de aproximadamente 120.000 BPD y comenzó sus operaciones en la década de 1970. La refinería contaba con 4 trenes Claus en operación, con una capacidad total de procesamiento de 300 toneladas métricas por día (MTPD) de azufre elemental. Los trenes Claus estaban experimentando deterioro y presentaban problemas de confiabilidad, y en lugar de construir un tren adicional, la refinería optó por instalar una unidad WSA.

La unidad WSA en la Refinería del Caso 2 tiene una capacidad de procesamiento de 375 MTPD de ácido sulfúrico, equivalente a 123 MTPD de azufre, utilizando como alimentación gas ácido de la Unidad de Regeneración de Aminas (ARU) y gas de la SWS. La unidad emplea la tecnología de Doble Condensación de Topsoe, que se basa únicamente en la conversión catalítica de SO_2, eliminando la necesidad de una unidad de tratamiento de gases residuales y logrando una tasa de recuperación de azufre del 99,9%. El proceso no requiere productos químicos y no genera corrientes de desecho. La unidad opera utilizando calor generado internamente, sin necesidad de aporte adicional de calor, y exporta una cantidad significativa de vapor de alta presión sobrecalentado (450°C @ 62 barg). Las cifras completas de producción y consumo se presentan en la Tabla 4.

Tras la puesta en marcha en 2022, la refinería observó de inmediato mejoras en la eficiencia general. El ácido sulfúrico producido, al ser de calidad comercial, generó un flujo de ingresos constante debido a la fuerte demanda del mercado local, y el aumento en la capacidad de procesamiento confiable permitió que la refinería operara a máxima capacidad incluso cuando uno de los tre-

	Case Study 2	Case Study 3
Consumption	Consumption/h	
BFW, tons	44.7	55.1
Electric power, kWh	1.8	1.7
Natural gas, Nm3	0	0
LP steam, tons	0	0
Cooling water, m3	200	214
Hydrogen peroxide, tons	0	0.2
Production	Production/h	
Sulfuric acid, tons	15.6	22.9
HP steam, tons	41.8 (450°C @ 62 bar g)	54.0 (370°C @ 42.2 bar g)
Emission savings (Scope 1 and 2)	Savings/year (8,400 h/year)	
Actual stack CO2eq, tons	3,000	1,000
CO2eq from electricity consumption and utilities, tons *	11,000	5,000
CO2eq REDUCTION from steam production, tons **	–89,000	–116,000
Total net CO2eq, tons	**–75,000**	**–110,000**

** CO2eq calculations for electric power are based on a CO2 emissions factor of 1.29 kg CO2eq/kWh for South Asia in Case Study 2 and 0.13 kg CO2eq/kWh for for the Americas in Case Study 3.*

*** CO2eq calculations for HP steam assuming replacing steam generated in internal refinery natural gas boiler with efficiency of 85%. CO2eq calculations take into account the generation of electric power, boiler feed water, cooling water, etc. required.*

Tabla 4. **Main production and consuption figures of the two Case Study refineries.**

Figura 4. **Ejemplo: participaciones de las emisiones de GHG de Alcance 1 y 2 de una refinería en Europa (izquierda) y la compensación teórica de las emisiones de GHG de Alcance 1 mediante la ruta del ácido (derecha).**

nes Claus sufría una parada o requería mantenimiento. Además, la refinería experimentó una reducción significativa en el consumo de gas natural en su caldera principal, atribuida al vapor de alta presión sobrecalentado producido por la unidad WSA. Esta generación de vapor, libre de emisiones de CO_2 asociadas a la combustión de gas natural, permitió a la refinería declarar una reducción notable de CO_2 equivalente para toda la planta. La Refinería del Caso 2 ha reportado un ahorro de 23.700 MTPA de SRFT (Standard Refinery Fuel Tons). Utilizando los factores de emisión para la ubicación en el sur de Asia (factor de emisión de CO_2 de 1,29 kg CO_2eq/kWh, asumiendo una eficiencia de caldera del 85% y gas natural como combustible), la unidad WSA instalada contribuirá con una reducción de 75.000 MTPA de CO_2 equivalente, lo que ha llevado a la refinería a explorar la posibilidad de reemplazar líneas adicionales de unidades Claus por unidades WSA.

Estudio de Caso 3

Cuando una empresa decide construir una refinería nueva (greenfield) o realizar una reconstrucción completa de una refinería existente, tiene una oportunidad de oro para optar por las tecnologías más modernas, confiables y eficientes en términos energéticos disponibles. Esta oportunidad fue aprovechada por la Refinería del Caso 3, una empresa bien establecida en el procesamiento de crudo en América. Al reemplazar y expandir su refinería en su sitio principal, se dedicó un análisis exhaustivo a la selección de tecnologías, priorizando la generación de la mayor rentabilidad para la empresa, manteniendo un alto enfoque en la confiabilidad y el tiempo de operación, y considerando también la eficiencia energética. Estas consideraciones llevaron a la refinería a confiar toda la recuperación de azufre de la planta a un solo tren WSA. Contrariamente a la configuración típica de las unidades Claus, que cuentan con varios trenes en paralelo para asegurar la disponibilidad durante paradas, la tecnología WSA tiene un factor de operación comprobado tan alto que la refinería decidió tratar todos los gases ácidos de la ARU y los gases de la SWS en una sola unidad WSA, con una capacidad total de 560 MTPD de ácido sulfúrico, o su equivalente a 183 MTPD de azufre.

La Refinería del Caso 3 tenía como objetivo crear una instalación moderna y eficiente en términos energéticos que cumpliera con todas las regulaciones ambientales locales. Por ello, optaron por una unidad WSA de condensación simple con un depurador de gases residuales que utiliza peróxido de hidrógeno, logrando emisiones de SOx inferiores a 150 mg/Nm³ (@ 3%v O_2, seco). Al reciclar la corriente de purga de la unidad de gases residuales hacia el quemador, la unidad alcanzó una tasa total de recuperación de azufre superior al 99,94%. Aunque las principales motivaciones para instalar la WSA como SRU fueron la alta confiabilidad y el alto valor del producto (el ácido sulfúrico es claramente rentable en el mercado local), la refinería también se benefició de la producción adicional de energía proporcionada por el proceso WSA. La unidad WSA produce una cantidad significativa de vapor de alta presión sobrecalentado (370°C @ 42.2 bar g), lo que reduce el consumo de gas natural de la refinería en la caldera principal de generación de energía. Las principales cifras de producción y consumo de la unidad WSA de la Refinería del Caso 3 se presentan en la Tabla 4.

Un camino hacia el futuro: descarbonización mediante la adopción de WSA

Las emisiones de GHG provenientes de hornos y calderas, así como de la electricidad en las refinerías de tipo hydroskimming, representan el 66.2% y el 26.5%, respectivamente, del total de emisiones de GHG[6]. Esto resalta la importante contribución de estos procesos a la huella de carbono del sector de refinación.

La refinería típica de nuestro ejemplo, que procesa 10 MTA de crudo y emite 2 Mt de CO_2 de Alcance 1 y 2, puede compensar aproximadamente el 1.5% de su huella total de carbono mediante la generación de vapor dentro del proceso Claus. Sin embargo, para acelerar los esfuerzos de descarbonización, las refinerías pueden asignar estratégicamente una parte de su corriente de gas ácido a la producción de ácido sulfúrico. Este cambio estratégico permite aprovechar el vapor de alta presión, reduciendo así la demanda de vapor de las calderas de la refinería y, en consecuencia, disminuyendo las emisiones directas de CO_2 de Alcance 1 provenientes de la chimenea.

Una transición completa de la producción de azufre

a la producción de ácido dentro de esta refinería típica podría, en teoría, compensar hasta un 9% de sus emisiones totales de CO_2 al aprovechar la energía generada por el proceso WSA. La calidad del vapor de alta presión sobrecalentado producido por WSA también ofrece oportunidades para su integración con turbinas de vapor para la generación de electricidad. Esta integración puede generar valor adicional a través de programas de créditos de carbono o compensando las emisiones de CO_2 de Alcance 2, siempre que la refinería utilice la electricidad generada en lugar de comprarla de la red.

Explorar oportunidades para mejorar la eficiencia energética general, modernizar o reemplazar las unidades existentes basadas en Claus por unidades WSA representa una vía prometedora para acelerar los esfuerzos de descarbonización en una refinería. Una reducción gradual de la huella de carbono del 2-3% por cada línea Claus reemplazada por una unidad WSA ofrece un camino estratégico y financieramente viable para alcanzar el objetivo de descarbonización de las refinerías. Si bien la transición hacia la producción de ácido introduce nuevas consideraciones, los posibles beneficios de la diversificación de productos y la demanda global de ácido sulfúrico la convierten en una propuesta atractiva para las refinerías que buscan optimizar sus operaciones y su desempeño ambiental.

Conclusión

Descarbonizar la industria de refinación es esencial para cumplir con los objetivos globales de emisiones, y los procesos de recuperación de azufre pueden desempeñar un papel clave en este esfuerzo. Si bien el proceso Claus ha sido durante mucho tiempo el estándar de la industria, los crecientes requisitos ambientales y de eficiencia han impulsado la exploración de alternativas complementarias. La tecnología WSA surge como una solución prometedora, ya que permite una mayor recuperación de energía y reducciones significativas de emisiones de CO_2.

Los estudios de caso demuestran que la transición de Claus a WSA no solo mejora el desempeño ambiental, sino que también incrementa la confiabilidad operativa y genera nuevas fuentes de ingresos. Aunque el reemplazo completo de las unidades Claus no siempre sea factible, un cambio gradual hacia WSA ofrece un camino práctico y efectivo para la descarbonización de las refinerías. Adoptar la tecnología WSA permite a las refinerías reducir su huella de carbono y posicionarse mejor para un futuro sostenible.

1. Decarbonizing Chemicals and Refining - Pathways to Commercial Liftoff (energy.gov)
2. Global oil refining's contribution to greenhouse gas emissions from 2000 to 2021: The Innovation (cell.com)
3. Factor de emisión, gas natural 0,068 kg CO2eq/MJ
4. Intensidad de carbono 200 gCO2eq/kWh
5. Hydrocarbon Processing magazine, December 2022, New state of the art in sulfur recovery, Part 1
6. Global oil refining›s contribution to greenhouse gas emissions from 2000 to 2021: The Innovation (cell.com)

4° Jornada de Seguridad de Procesos en la industria de Oil & Gas

21 y 22 de Octubre 2026, Neuquén

En el marco de

AAOG ARGENTINA OIL&GAS PATAGONIA

19 AL 22 de octubre 2026
Espacio DUAM, Neuquén

INSTITUTO ARGENTINO DEL PETROLEO Y DEL GAS

Maipú 639 (C1006ACG) - Buenos Aires, Argentina
Tel: (54 11) 5277 IAPG (4274) - www.iapg.org.ar

Shale en ARGENTINA www.shaleenargentina.org.ar

OFFSHORE EN ARGENTINA offshoreenargentina.com.ar

Implementación de tecnología de gemelo digital como sistema de manejo de la energía en Refinería Campana

Por ***Fernando Díaz Falu, Javier Saavedra, Federico Bollati, Florencia Zapata Soto*** (Pan American Energy), ***Nicolás Carrara, Andrea Herrera, Sergio Yapur*** (KBC Advanced Technologies)

A través de una herramienta que modela en tiempo real el comportamiento de los servicios industriales de la planta, Refinería Campana incorporó una nueva capacidad para optimizar consumos, identificar desbalances y mejorar su desempeño energético.

Este trabajo fue seleccionado del 7º Congreso Latinoamericano y del Caribe de Refinación del IAPG.

Las industrias de refinamiento y petroquímicas operan con sistemas de energía complejos basados en redes de vapor de distintos niveles de presión, así como calderas de producción de vapor de alta presión que emplean distintos tipos de combustibles, y unidades de recuperación de calor que optimizan el uso energético a través del aprovechamiento de gases residuales. La integración eficiente de estos sistemas es fundamental para garantizar un suministro energético confiable, minimizar las pérdidas y reducir las emisiones. Por ello, la implementación de estrategias de control avanzado y modelos de optimización energética se ha convertido en una prioridad para mejorar la sostenibilidad y competitividad del sector.

La búsqueda de la eficiencia energética y la reducción de emisiones se ha convertido en una prioridad en todo el mundo, impulsada tanto por motivos económicos como ecológicos. En Argentina, la refinería de PAE en Campana, Buenos Aires, está liderando el camino hacia una operación más eficiente y sustentable. Pero este objetivo no está libre de desafíos y obstáculos, que incluyen precios variables, mercados en transición y un contexto internacional muy dinámico.

La refinería de PAE en Campana fue inaugurada en 1906 y se constituye como la más antigua de Sudamérica. Actualmente, y luego de varios proyectos de expansión y modernización, constituye un sitio de conversión total que satisface estándares internacionales y presenta una capacidad instalada de más de 95 mil barriles de crudo por día. La adopción de un Sistema de Gestión Energética (EMS por su sigla en inglés) ha sido un proyecto de importancia para mejorar la competitividad del sitio en base a la operación óptima del mismo.

Una exitosa gestión de la energía es una tarea compleja que debe hacer frente a una diversidad de condiciones operativas, variaciones de precios con los consecuentes cambios de carga en las plantas, unidades que entran o salen de servicio, errores característicos de instrumentación de campo, entre otras. En este entorno, mantener los balances de masa y energía del sitio actualizados y producir recomendaciones operativas efectivas es un desafío que solo puede llevarse a cabo con un algoritmo de optimización no lineal adecuado para la magnitud del problema, así como suficiente potencia computacional para ejecutarlo en un corto período de tiempo a intervalos regulares y en forma ininterrumpida.

Este artículo presenta la iniciativa de PAE en su refinería de Campana para optimizar el uso de energía y reducir emisiones a partir de la implementación de Visual MESA, un software que ofrece un Sistema de Optimización de Energía en Tiempo Real (ERTO por sus siglas en inglés), una herramienta avanzada enfocada a todo el sistema de servicios auxiliares.

Es aquí donde entra el concepto de gemelo digital, un modelo que se alimenta de datos actuales y reproduce el comportamiento del sitio, para responder a los desafíos anteriores. Los datos en tiempo real del sitio permiten estimar la situación presente en términos de balances de masa y energía, así como explorar movimientos operativos que mejoren el desempeño general del sitio. El incentivo para llevar a cabo las recomendaciones del sistema se expresa en términos del ahorro económico que las mismas producen. Estos ahorros pueden rondar fácilmente valores de millones de dólares anuales, y no involucran ninguna inversión alguna ya que se trata de aprovechar mejor los recursos existentes. Además, a lo largo de este artículo se estudian los detalles de esta implementación, así como el funcionamiento del sistema ERTO y su impacto en la refinería, destacando beneficios, desafíos y prospectiva a futuro.

Cabe destacar que, dada la naturaleza no lineal de los sistemas energéticos, que involucran variables de decisión tanto continuas como discretas; se utiliza una técnica de optimización no lineal mixta basada en programación cuadrática sucesiva (SQP, por sus siglas en inglés).

Las variables de optimización se agrupan en distintos niveles, de acuerdo con su impacto y capacidad de manipulación operativa, como se presenta en la siguiente tabla:

Nivel	Descripción
1	Variables relacionadas al control de presión (producción de calderas, válvulas laminadoras, venteos).
2	Variables continuas como uso de vapor en turbogeneradores, presión en desaireadores, etc.
3	Variables discretas, como intercambios de motorización entre turbinas de vapor y motores eléctricos.
4	Variables manipulables eventualmente (por confiabilidad, seguridad u otras razones operativas).

Tabla 1. **Descripción de niveles de optimización.**

La definición de estos niveles permite que el sistema de optimización se adapte a distintos alcances, según las variables disponibles y su clasificación SQP.

Sistema de Gestión Integral de Energía

Para abordar estos desafíos, se ha implementado la herramienta VM-ERTO, que actúa como gemelo digital del sistema de servicios industriales de la refinería, permitiendo modelar las condiciones operativas en tiempo real y generar recomendaciones automáticas para reducir el costo energético sin afectar la operación de los procesos.

En PAE, el gemelo digital trabaja a lazo abierto y la función objetivo es el Costo Operativo, de manera de asegurar siempre una operación económica. Además, en la práctica suele comprobarse que una operación más eficiente conlleva a una reducción de emisiones.

Por otro lado, cabe destacar que también sería posible la implementación del gemelo digital a lazo cerrado.

La herramienta VM-ERTO es la única interfaz que permite a los usuarios acceder a información centralizada sobre las redes de servicios auxiliares como vapor, agua, combustibles y energía eléctrica.

Además de ofrecer recomendaciones para alcanzar una operación óptima y constituir una fuente centralizada de datos de los servicios auxiliares, el sistema VM-ERTO presenta otras características de interés a nivel de operaciones, ingeniería y gerenciamiento:

- A través de su interfaz gráfica permite visualizar los balances de vapor, electricidad, agua, combustibles e hidrógeno. Dicha interfaz es accesible desde cualquier computadora que tenga privilegios adecuados y acceso a la intranet de PAE. Esto significa que solamente personal idóneo puede consultar el sistema.
- Conecta con las fuentes de datos disponibles en el complejo industrial, pudiendo traer miles de señales en forma simultánea. En la mayoría de los casos, estas señales provienen de la instrumentación de campo. Los datos de cada sensor son validados según el tipo de variable y la función que cumplen. Por ejemplo, se esperan temperaturas y presiones de sobrecalentamiento en la salida de una caldera de vapor. En el supuesto de que un sensor falle, Visual MESA es capaz de adoptar un valor conservativo para permitir estimar los balances de masa y energía en forma realista, evitando que ésta o cualquier otra falla perturbe las estimaciones en forma significativa.
- Además de la validación de datos, es posible llevar a cabo el filtrado de aquellas señales que presenten una relación señal-ruido importante. Es decir, se puede post procesar una señal ruidosa para mejorar la lectura de campo sin tener que intervenir la instrumentación de campo.
- La ejecución del código consta de dos fases, una llamada calibración (o simulación) y las fases de optimización, que se discutirán más adelante. En la fase de calibración, se obtienen los balances de masa y energía de los sistemas auxiliares de todas las plantas incluidas en el modelo. Esta generación automática e instantánea de los balances constituye una fuente de información de ingeniería muy útil, ya que aporta, por ejemplo, estimaciones de caudales y entalpías en cañerías sin instrumentación asociada.
- En particular, los balances automáticos permiten detectar sensores que están funcionando en falla o que necesitan una recalibración. Los llamados “globos” del modelo, son elementos que dan una idea del error del balance en cada cabezal de vapor, línea de agua, o subred de tensión eléctrica. PAE ha usado activamente Visual MESA con el fin de mejorar el desempeño de la instrumentación de campo.
- La fase de optimización que implementa PAE a través del ERTO es de tipo “global”, esto es, incluye a todo el sitio y las restricciones operativas son lo suficientemente amplias para poder capturar los mayores beneficios posibles. Por otro lado, la optimización incluye tanto variables continuas como discretas. Es decir, algunas de las recomendaciones pueden sugerir, por ejemplo, reducir la apertura de una válvula de laminación en 20% (una variación continua) mientras que otras recomendaciones pueden ser intercambiar una bomba operada por motor eléctrico por su redundancia operada con turbina de vapor (una variación discreta, ya que involucra encendido y apagado de equipos).
- Tanto los resultados de las calibraciones (balances) como de la optimización (recomendaciones operativas) pueden extraerse en reportes de distintos tipos. Los mismos pueden también ser configurados para enviarse por correo internamente al grupo de gestión de energía.
- Además de los reportes periódicos que puedan generarse, un conjunto de resultados selectos se historizan para ser consultados a demanda en la base de datos del sitio. Entre los mismos se encuentra el registro de ahorros potenciales que pueden capturarse si se implementan las recomendaciones, así como la evolución de costos operativos en el tiempo.

Caso de Estudio: Modelo tipo Gemelo Digital del sistema de servicios auxiliares de PAE Campana

La solución de optimización implementada en la Refinería Campana de PAE ofrece tres funcionalidades clave:

- Optimización energética en tiempo real
- Casos de estudio
- Monitoreo y auditoría centralizada del sistema de servicios industriales.

Gracias a esta tecnología, la refinería ha logrado identificar ahorros significativos, mejorar la eficiencia operativa y reducir los costos energéticos, todo en un entorno complejo con múltiples restricciones operativas y criterios de seguridad.

En la práctica, el modelo de Campana ha sido configurado para operar normalmente a nivel SQP 3, permitiendo la evaluación de intercambios entre turbinas de vapor y motores eléctricos, optimizando así el uso de energía mecánica y eléctrica.

La función objetivo minimiza el costo total de energía del sitio, expresado en ARS/h, mediante la siguiente expresión:

Costo Total Optimizable = Combustible + Electricidad + Otros Costos

Donde:

Combustible*: incluye el costo del gas natural y otros combustibles internos (Diluyente y GLP).*

Electricidad*: refiere al precio de la energía eléctrica importada de red.*

Otros Costos*: contempla, por ejemplo, el costo del agua desmineralizada o del vapor importado en caso de aplicación.*

La herramienta utiliza bloques de optimización para modificar variables manipulables, como el consumo de gas natural, y bloques de restricciones que establecen límites operativos, como caudales máximos o límites de composición en mezclas de combustibles. Esto permite encontrar un equilibrio óptimo entre disponibilidad, seguridad operativa y eficiencia económica, ajustado a las condiciones reales de la refinería.

Con estas capacidades, Refinería Campana puede tomar decisiones informadas en tiempo real, priorizando tanto la eficiencia operativa como el cumplimiento de sus compromisos ambientales y de sostenibilidad, apoyándose en una solución flexible y escalable. Es importante mencionar, que las soluciones de optimización deben ser validadas por el personal de planta, para garantizar que sean realizables y respeten las condiciones de seguridad.

Estudio de beneficios por optimización en tiempo real

Visual MESA calcula en cada ejecución la eficiencia en tiempo real de las calderas y optimiza las cargas en base a dichos valores y sus curvas de eficiencia. PAE observó recomendaciones consistentes en cuanto a favorecer la producción de vapor en algunas calderas, y reducirlo en otras.

Como parte de las acciones concretas de optimización, se indicó a los operadores que ajustaran el parámetro de control denominado "disponibilidad" en las calderas. Este parámetro está relacionado con la capacidad de respuesta de cada caldera ante una disminución de la presión de vapor en el cabezal de alta, ya que la demanda se distribuye entre ellas en función del valor de disponibilidad asignado. A mayor disponibilidad, mayor es la sensibilidad de la caldera frente a los cambios en la demanda de vapor.

Inicialmente, todas las calderas tenían su disponibilidad configurada al 100%. Sin embargo, se implementó el siguiente cambio: se mantuvo la disponibilidad en 100% para las calderas más eficientes, mientras que se redujo al 70% para aquellas menos eficientes.

Como resultado, se observó una disminución en la generación promedio de las calderas menos eficientes y un aumento en la producción de las más eficientes. En términos de consumo de combustible (gas natural + fuel gas), el consumo promedio se redujo de 10.065,18 m³/h a 9.799,93 m³/h, lo que representa un ahorro de 265,25 m³/h, atribuible principalmente a la mejora en la eficiencia global del sistema de calderas. Si se anualiza este ahorro, se estima un beneficio económico del orden de 357.000 USD/año.

La figura adjunta muestra también la tendencia de la

	100%	70%
Consumo específico [m3 FG/ton vapor]	01-dic	10-dic
C-22	73,3	70,8 ↓
C-23	74,7	71,9 ↓
C-24	72,9	68,9 ↓
C-25	66,9	65,9 ↓
C-26	62,7	63,2 ↑
Promedio	70,1	68,1 ↓

% Producción	01-dic	10-dic
C-22	14,3%	11,8% ↓
C-23	14,0%	11,6% ↓
C-24	14,3%	11,2% ↓
C-25	15,7%	17,9% ↑
C-26	41,7%	47,5% ↑

Si producción promedio total = 148 ton/h		
Ton/h producidas	01-dic	10-dic
C-22	21,1	17,5
C-23	20,7	17,2
C-24	21,2	16,6
C-25	23,2	26,5
C-26	61,7	70,2

Consumo de FG [m3/h]	10.065,2	9.799,9
Diferencia	265,3	m3/h
Anualizado	2.323.617,7	m3/año
	95.477,7	MBTU/año
Ahorro	357.086,4	USD/año

Figura 1. **Estudio de beneficios de ERTO.**

Figura 2. **Evolución del consumo y costos operativos en función de los ajustes en producción de vapor.**

Figura 3. **Impacto de los ajustes en reducción de emisiones.**

producción de vapor en relación con el consumo total de fuel gas. Se evidencia el mismo comportamiento: para una producción total de vapor de alta presión similar, el consumo total de combustible se redujo en promedio un 2,6%. A su vez, como consecuencia de una mejora en la eficiencia de la operación del sistema, se redujeron las emisiones de GEI conforme se fue avanzando con el ajuste de disponibilidades, lo que demuestra que una operación más eficiente hace a una operación más limpia también.

La optimización llevada a cabo no solo contempló las calderas, sino también numerosas variables de optimización como cargas en turbogeneradores, importación de electricidad y de vapor, reducción de venteos de vapor, caudal de fuel gas a antorchas, cambios turbina/motor, laminaciones, entre otros. Los operadores, reciben los reportes con la información para aplicar los cambios y acciones concretas de optimización, que se analizan regularmente al inicio de cada turno. La optimización del sitio completo es una de las grandes ventajas de tener un único modelo de los servicios auxiliares, dado a que se

Figura 4. **Evolución típica de los costos operativos durante la implementación de ERTO.**

Figura 5. **Evolución de los ahorros potenciales durante la implementación.**

puede calcular de este modo el impacto de cada acción sobre todo el sistema.

Para estimar los beneficios totales capturados por la optimización en tiempo real, se lleva a cabo un método en el cual se ejecuta la optimización sin aplicar las recomendaciones en campo. Este periodo se ejecuta durante un tiempo suficiente para generar una línea base de beneficios potenciales (BCG). A partir de un momento dado, las recomendaciones comienzan a aplicarse y se observa que los beneficios potenciales se reducen significativamente, para alcanzar un nivel inferior (PCG). La diferencia entre BCG y PCG puede calcularse como el beneficio capturado, y si el sitio se mantiene operando en los niveles de PCG este beneficio puede anualizarse, para estimar un beneficio anual (AYB), por ejemplo.

Es importante destacar que algunas mejores prácticas operativas fueron identificadas en las primeras etapas del proyecto y comenzaron a ser implementadas antes de realizar el cálculo de los beneficios, de manera que PAE consiguió capturar beneficios antes de la aplicación del método de estimación mencionado.

Para el cálculo de los beneficios capturados, se ejecutó una línea base en el mes de mayo 2024. Durante el mes de junio 2024, algunas recomendaciones comenzaron a ser aplicadas, y a partir julio de 2024 las recomendaciones comenzaron a aplicarse de manera más sistemática.

Los beneficios capturables y anualizados fueron estimados en 1,016 MMUSD/año, mientras que la reducción de CO2 fue estimada en 9,636 MTon CO2/año.

Casos de estudio e impacto operativo

El gemelo digital puede ser usado para predecir el comportamiento del sistema de servicios auxiliares ante uno o más cambios operativos. Estos casos, en principio hipotéticos, pueden realizarse sobre la base de datos actuales, promedios recientes para cada variable de entrada, o eventualmente datos históricos. En consecuencia, estos cambios operativos pueden analizarse en forma aislada o en conjunto, bajo condiciones actuales, pasadas, o incluso futuras de operación, si se conoce la entrada de datos adecuada.

Un caso de estudio concreto que fue implementado en la práctica a partir de la herramienta constituye la modificación de la admisión del turbogenerador de vapor 5 (STG-5) con el encendido de la turbina de vapor BP-12. Esta combinación particular de cambios permitió capturar 12 USD/h de costos operativos. Esto representa el 31% de los ahorros potenciales que sugiere el caso de estudio. Estos resultados se resumen en la tabla 2.

La Figura 1 presenta un diagrama generado por la herramienta luego de la optimización. En el mismo se

Figura 6. **Caso de estudio: accionamiento de turbina BP-12.**

Ahorros potenciales en USD/h	38,07
Ahorros potenciales anualizados en USD/año	333.493,20
Ahorros capturados en USD/h	12,00
Ahorros capturados anualizados en USD/año	105.120,00

Tabla 2. **Ahorros obtenidos a partir de un caso de estudio**

destaca con línea amarilla el encendido de la turbina BP-12 y el correspondiente incremento de caudal de vapor hacia la misma. Este tipo de diagrama permite una interpretación de resultados rápida, por simple inspección.

Cabe notar que esta maniobra no modifica el balance de vapor de la planta, y en consecuencia no altera los valores de consigna de las calderas. Esto ocurre debido a que el caudal de vapor que deja de consumir el turbogenerador STG-5 se redirige a la turbina BP-12. El impacto en el costo operativo se debe a la eficiencia relativa entre estos dos equipos y al precio de la potencia eléctrica. En otras palabras, resulta más económico usar vapor en lugar de electricidad para accionar una bomba de proceso, que usar ese vapor para generar un adicional de potencia eléctrica in situ a través del turbogenerador STG-5.

A su vez, no sólo se estudió la posibilidad de reemplazo de parte de la producción del STG-5 con la turbina en cuestión, sino también el apagado de este turbogenerador. Permitiéndole al modelo contemplar caudales de admisión iguales a 0, se encontró que resulta más eficiente para el sistema quitar de servicio este equipo y mantener operativos sólo los otros dos turbogeneradores existentes. Así, se consiguió:

- Disminución del consumo de vapor en aproximadamente 7 ton/h (refleja la ineficiencia del equipo).
- Aumento en la eficiencia general del sistema de generación eléctrica (mejores puntos de operación para los dos turbogeneradores restantes).
- Ahorro potencial anualizado de aproximadamente 193.000 USD/año (22 USD/h).

Al día de la fecha, se mantiene el equipo fuera de servicio y funciona únicamente como spare de los otros turbogeneradores.

Si bien la herramienta constantemente propone cambios adicionales que permitirían capturar mayores ahorros potenciales, este caso revela como determinados cambios operativos relativamente sencillos pueden mejorar el costo operativo en forma apreciable.

Información centralizada, monitoreo y auditoría

La información se integra desde el historiador de planta a través de conectores OPC, mientras que ciertas variables —como precios de energía, límites de operación o estados de equipos— pueden ser actualizadas manualmente. El sistema ejecuta rutinariamente, cada 1 hora, simulaciones de calibración para monitoreo y lleva a cabo una optimización, generando reportes estandarizados y paneles visuales que presentan de manera clara los resultados clave para la operación.

La herramienta permite también evaluar la brecha entre los costos reales de operación y los costos óptimos, lo cual proporciona un insumo clave para auditorías internas y mejora continua. El sistema alerta automáticamente a los responsables del área energética cuando detecta oportunidades significativas de mejora, lo que facilita la priorización de acciones correctivas.

Además, el sistema calcula los costos marginales asociados a vapor, electricidad y combustibles, información que resulta esencial para comparar la generación interna frente a opciones externas y para evaluar el desempeño energético de cada unidad de proceso.

Entre los indicadores de desempeño energético calculados e historizados por el sistema se incluyen:

- Eficiencias térmicas de calderas
- Eficiencia de hornos de proceso
- Desbalances en los diferentes niveles de presión de vapor
- Costos actuales y optimizados de energía, así como emisiones de CO2
- Costos marginales de los distintos vectores energéticos (vapor de diferentes niveles, electricidad, agua de calderas y combustibles)

Los desbalances detectados en las redes de servicios industriales suelen estar asociados a errores de medición o a consumos sin instrumentación suficiente. El modelo los cuantifica y los mantiene constantes en el proceso de optimización, de modo que las recomendaciones se ajustan a la demanda energética real del sistema. Esto permite a la Refinería Campana identificar con mayor precisión los focos de ineficiencia y definir acciones concretas para su corrección.

Sin embargo, la presencia de desbalances en las redes

Figura 7. **Caso de estudio: apagado STG-5.**

Figura 8. **Detección de caudalímetro en falla**

Figura 9. **Mitigación de la instrumentación en falla mediante estimación de ingeniería.**

de servicios auxiliares es analizado por el área de energía con el fin de determinar sus causas y, en lo posible, poder minimizarlos. En la siguiente figura se muestra un ejemplo concreto donde se observa en la situación inicial un desbalance en el cabezal de vapor de baja (LP), entre el valor medido y el valor de consumo teórico calculado por el desaireador, cuyo valor era de 2,7 TPH. Mediante el análisis de los sensores involucrados, se identificó que el sensor de caudal utilizado era el causante de una medición errónea, y se reemplazó este sensor en el modelo por el sensor de apertura de la válvula de esa línea (escalado de porcentaje de apertura a caudal mediante la curva de la válvula), obteniendo una mejora significativa en la resolución del balance de masa de LP. El desbalance en esta nueva situación bajó a 0,7 TPH. Similares iniciativas de monitoreo de instrumentos de medición se llevaron a cabo en diferentes áreas de la refinería, donde se encontraron situaciones similares. Como resultado de este análisis, se enviaron a revisión y mantenimiento todos los sensores sospechosos.

Otras aplicaciones prácticas

Además de la captura de ahorros potenciales que habilita la optimización y de los casos desarrollados anteriormente, se pueden listar otros beneficios derivados de la herramienta VM-ERTO, como ser:

1. Se realizó un caso de estudio para evaluar una oferta del gobierno para aliviar la carga en la demanda eléctrica durante el verano de 2025. La oferta consistía en un incentivo para reducir el consumo eléctrico. El caso de estudio involucraba estudiar la relación entre el consumo eléctrico total y el impacto de su variación en el costo.
2. Relevamiento directo de datos desde la interfaz del modelo, a partir de información de sensores y cálculos de gases de combustión, incluyendo eficiencia, porcentaje de oxígeno en chimenea, temperatura de chimenea y consumo de combustible. Todo esto permitió mejorar el monitoreo de hornos y quemadores.
3. Detección de sensores poco confiables y reconfiguración del desaireador DT-5.
4. Incorporación de disponibilidad de calderas para seguimiento y eventual balanceo de carga.
5. Actualización de las curvas de eficiencia de los turbogeneradores.
6. Estimación del costo de generación eléctrica con los turbogeneradores.
7. Estimación de varios caudales a partir de tags de apertura de válvulas.

Estas tareas concretas han permitido una mejora continua en los sistemas de servicios auxiliares.

Conclusiones

En el contexto actual de transición energética y mayor exigencia en materia ambiental y económica, la Refinería Campana de PAE ha avanzado decididamente en la incorporación de tecnologías digitales para optimizar su desempeño energético y operativo. Uno de los pilares de esta transformación ha sido la implementación del sistema VM-ERTO, una herramienta que permite modelar en tiempo real la red de servicios industriales y proponer acciones concretas para reducir costos energéticos y mejorar la eficiencia del sistema.

A través de esta solución, la refinería ha logrado identificar oportunidades de mejora continua, implementar medidas correctivas de manera ágil y avanzar hacia una operación más eficiente y sustentable. Los beneficios obtenidos se reflejan no solo en el plano económico, mediante el ahorro de recursos, sino también en el uso más racional de la energía y la reducción del impacto ambiental asociado.

La experiencia en Campana también demuestra que la tecnología, por sí sola, no alcanza. La integración efectiva del sistema ha requerido un trabajo coordinado entre distintas áreas de la refinería, así como el compromiso de los equipos operativos, que han recibido capacitaciones y acompañamiento técnico para incorporar el

uso de la herramienta como parte de la rutina diaria. Esta cultura de mejora continua ha sido clave para maximizar los resultados y sostenerlos en el tiempo.

Asimismo, la posibilidad de centralizar la información energética, monitorear indicadores clave (como eficiencias, costos marginales, consumos y emisiones) y contar con reportes automáticos y trazables, ha fortalecido los procesos de auditoría interna y toma de decisiones basadas en datos.

De cara al futuro, la Refinería Campana continúa avanzando en su estrategia de eficiencia energética, confiando en el valor que aporta la digitalización para adaptarse a las nuevas demandas del sector. En un entorno en el que se exige mayor competitividad, menores emisiones y productos de mayor valor, tecnologías como VMERTO se consolidan como aliadas fundamentales para una operación segura, eficiente y sustentable.

Bibliografía

Real Time Digital Twin Based Energy Optimization at Ecopetrol Barrancabermeja – Efficient and Profitable Decarbonization, César Augusto Batista (Ecopetrol) and Cristian Germán Rojas (KBC), Latin American Refining Technology Conference (LARTC), Rio de Janeiro, Brazil, September 2023

Energy Cost Reduction at a German Petrochemical Complex, Energy Department INEOS Köln GmbH, Soteica Visual MESA, ERTC Energy Efficiency, Lisbon, Portugal, November 2016.

Reducing Energy Costs While Improving Efficiency, J.P. Ruiz, A. Bolíbar, D. Ruiz, D. Alonso, G. Morrón, Hydrocarbon Processing, 57-60, June 2015.

Reducción de Costes Energéticos en Un Complejo Químico con un Modelo en Línea, Departamento de Optimización y Control, CEPSA Palos de la Frontera, Marcos Kihn and Diego Ruiz, Industria Química, Spain, 48-55, April 2015.

Online Monitoring and Optimization of the Energy System at Motiva Port Arthur Refinery, Robert Aegerter, Jake Lam, Raul Adarme (Motiva), Jorge Mamprin, Carlos Ruiz, Pablo Montagna (KBC), Industrial Energy Technology Conference (IETC), New Orleans, June 2018.

Industrial Energy Management with Visual MESA at BP Lingen refinery, Availability Department - BP Lingen refinery, Soteica. European Refining Technology Conference (ERTC) Annual Meeting, Vienna, Austria, November 2012.

Finding Benefits by Modeling and Optimizing Steam and Power Systems, M. Reid, C. Harper, C. Hayes, Industrial Energy Technology Conference (IETC), New Orleans, May 2008.

Site Wide Energy Cost Reduction at TOTAL Feyzin Refinery, Departament Procédés - Energie, Logistique, Utilités (TOTAL Raffinerie de Feyzin - France), Jorge Mamprin, Diego Ruiz, Carlos A. Ruiz, European Refining Technology Conference (ERTC) 12th Annual Meeting, Barcelona, Spain, November 2007.

Centro de Información Técnica Refinería Campana (CIT).

IAPG INSTITUTO ARGENTINO DEL PETROLEO Y DEL GAS

COMISIÓN DE EXPLORACIÓN Y DESARROLLO DE HIDROCARBUROS

12° CONGRESO DE
EXPLORACIÓN Y DESARROLLO DE HIDROCARBUROS
Explorando nuevas fronteras energéticas

¡VUELVE CONEXPLO!

30 SEP
02 OCT
2026
Mendoza
Argentina

+info: conexplo.iapg.org.ar

INSTITUTO ARGENTINO DEL PETROLEO Y DEL GAS
Maipú 639 (C1006ACG) - Buenos Aires, Argentina
Tel: (54 11) 5277 IAPG (4274) - www.iapg.org.ar

Shale ARGENTINA

OFFSHORE

A partir de simulaciones, pruebas piloto y una conversión en línea en refinería, el estudio demuestra que los solventes formulados con aminas pueden reducir el consumo de energía y mejorar la recuperación de hidrocarburos en procesos de remoción de gases ácidos.

Eficiencia energética en la remoción de gases ácidos mediante solventes formulados

Por ***Diego E. Cristancho, Jason Binz, Bala Sreedhar, Michelle Valenzuela y Andrés F. Porras Giraldo,*** (Dow)

Los procesos de endulzamiento (gas treating) se han utilizado durante décadas en refinerías y plantas de gas para remover H_2S, CO_2, mercaptanos (RSH) y otros contaminantes de las corrientes. Los procesos de endulzamiento de gas son requeridos para cumplir especificaciones ambientales estrictas [1], minimizar emisiones de gases ácidos y reducir su impacto en operaciones aguas abajo.

Para el caso de tratamiento de corrientes de gas licuado de petróleo (LPG) los contaminantes sulfuro de carbonilo (COS) y RSH representan grandes desafíos en la remoción. Existen diversas alternativas para el tratamiento de LPG ácido, cuya selección depende de varios factores: tipo y concentración de contaminantes en las corrientes, especificaciones del producto final, integración con las operaciones de refinería, costos de inversión y operación (CAPEX y OPEX). así como la confiabilidad o integridad del sistema, la corrosión y la degradación de materiales.

Tradicionalmente estos procesos de remoción emplean soluciones de aminas (compuestos orgánicos derivados del amoníaco) y, si bien son efectivos para la captura de gases ácidos, su regeneración implica altos costos energéticos y operativos. Se estima que alrededor del 70% de los costos operativos (excluyendo mano de obra) de una unidad de endulzamiento con aminas provienen de la energía requerida en la regeneración del solvente [2]. Esto implica que cualquier mejora en la eficiencia de esta etapa se traduciría en un impacto significativo en la economía y sostenibilidad de las refinerías.

Las aminas más utilizadas en la industria incluyen Monoetanolamina (MEA), Dietanolamina (DEA), Metil-Dieatanolamina (MDEA), Diglicolamina, entre otras (Ver Figura 1). Cada una con sus ventajas y desventajas según el proceso y condiciones operativas [3]. Adicionalmente, existen las denominadas aminas formuladas que son mezclas de dos o más aminas que son implementadas para sobrepasar las limitaciones de propiedades físicas y químicas que presentan las aminas puras [4].

Amina	CO_2 kJ/kg	H_2S kJ/kg
MEA	1914	1427
DGA	1902	1566
DEA	1624	1183
MDEA	1334	1206
TEA	1079	998

Tabla 1. **Calores de reacción de aminas para los principales contaminantes ácidos.**

Este trabajo fue seleccionado del 7º Congreso Latinoamericano y del Caribe de Refinación del IAPG.

En este contexto, el presente trabajo explora un enfoque innovador para la evaluación de alternativas para la remoción de contaminantes, combinando simulaciones de una unidad integrada de remoción y pruebas de remoción a escala piloto en las corrientes. El producto de este trabajo propone el uso de aminas formuladas para reducir el consumo de energía en el ciclo de regeneración y minimizar las pérdidas de hidrocarburos asociadas al proceso, en comparación con los solventes tradicionales.

Desarrollo

El esquema básico de una unidad típica de aminas consiste en un contactor donde el gas agrio (con contaminantes) entra en contacto con una solución acuosa de amina, que absorbe los gases ácidos de la corriente, y un regenerador (stripper) donde la amina rica (con contaminantes en solución) se calienta para liberar el H2S/CO2 y recuperar las especificaciones de la amina pobre (regenerada), que se recircula al absorbedor, ver Figura 2. El gas tratado (gas dulce) sale del absorbedor con un contenido de H2S muy bajo, cumpliendo con las especificaciones operativas.

Para este trabajo se ha elegido presentar una unidad de amina para el tratamiento de gases ácidos en una unidad de LPG en una refinería que usa Diglicolamina según la siguiente configuración:

Figura 2. **Diagrama de proceso de una unidad de remoción de contaminantes con amina.**

Se recolectaron muestras de LPG agrio y tratado, y se asumió que los resultados de especiación de azufre obtenidos eran correctos. En algunos casos, las composiciones de gas ácido calculadas a partir de las muestras de amina rica y pobre no coincidieron con los resultados de las muestras de gas o LPG. No obstante, al utilizar directamente los valores medidos en las muestras de gas/LPG, en lugar de composiciones calculadas, el balance total de gas ácido obtenido mostró una alta concordancia con la tasa de gas ácido medida. En general, se observaron niveles de H2S más bajos de lo esperado en las corrientes de salida, lo cual podría atribuirse a la absorción de H2S en las bombas de muestreo si estas no estaban adecuadamente recubiertas o pasivadas.

Evaluación experimental a escala piloto

Con el propósito de evaluar la performance de cuatro diferentes aminas como solventes de contaminantes para una corriente de prueba de LPG, se instaló el montaje que se presenta esquemáticamente en la Figura 3. La prueba consiste en dos corrientes, una de LGP y otra de amina pobre que se ponen en contacto, se mezclan y se estudian las condiciones de separación en el settler y se miden las concentraciones de contaminantes después de la separación por medio de cromatografía gaseosa en la corriente tratada empleando un Detector Fotométrico de Llama Pulsada (PFPD). Este equipo permite evaluar la remoción de contaminantes en la corriente en amplios rangos de condiciones de temperatura y de presión, constituyendo una herramienta de gran valor a la hora de optimizar la selección de formulaciones de amina con base en su performance.

Figura 3. **Diagrama esquemático del equipo mixer-settler usado para la evaluación de aminas en remoción de contaminantes en LPG. Pulsed flame photometric detector (PFPD), Gas Chromatograph (GC), Helio (He).**

Simulaciones

Para complementar los hallazgos de las evaluaciones experimentales, se propuso simular el proceso en dos etapas, mediante el uso del software ProComp 10, esta herramienta de cómputo fue desarrollada internamente y permite obtener balances de materia y de energía muy cercanos a las condiciones operativas.

Etapa 1: Se simuló la unidad de amina (Figura 2) asumiendo una única etapa de equilibrio y utilizando las condiciones de composición de entrada, temperatura, presión y relación LPG/ amina de la operación.

Etapa 2: Se fijaron las condiciones el regenerador de forma que la corriente de entrada al regenerador es la de salida de amina rica (concentración y flujo) del primer

Figura 4. **Diagrama del proceso simulado en la etapa 1.**

Figura 5. **Diagrama del proceso simulado en la etapa 2.**

experimento. Se busca reducir los niveles de ácidos y minimizar la corrosión en la línea de la amina pobre.

Resultados

Se realizaron corridas en el montaje experimental para las 4 diferentes aminas, una amina primaria la cual es la que actualmente están utilizando en la operación, una amina convencional altamente implementada en la remoción de H2S y dos aminas formuladas propuestas para una remoción controlada de los principales contaminantes detectados en el proceso.

Figura 6. **Desempeño de remoción de solventes para COS y H_2S. Comparación experimental entre las diferentes aminas.**

La Figura 6 presenta el porcentaje de remoción de H2S y de COS de la alimentación de LPG, la tabla con los valores puntuales y tiempo de residencia se presenta como anexo al final del documento. De estos resultados se puede observar que todas las aminas evaluadas presentan una importante capacidad de remoción en lo que respecta a H2S, sin embargo, en materia de remoción de COS, identificado como un contaminante difícil de remover, la MDEA presenta una pobre absorción, con la Amina Formulada 1 fue posible obtener una remoción ligeramente superior a la Diglicolamina, mientras que con la Amina Formulada 2 se obtuvo la mayor remoción de COS del experimento.

En la Tabla 2 se muestran los resultados de consumo de energía en el regenerador para las simulaciones con las diferentes aminas ricas. Con respecto a la Diglicolamina, el calor requerido para remover el H2S hasta alcanzar los valores de especificación es menor con las dos aminas formuladas, obteniéndose mejor resultados con Amina Formulada 2.

	Consumo de energía [lb steam/gal amina]
Diglicolamina	1.39
MDEA	1.01
Amina Formulada 1	1.22
Amina Formulada 2	1.01

Tabla 2. **Consumo de energía en el regenerador de aminas para las diferentes opciones evaluadas. Resultados de las diferentes simulaciones.**

Comparando los resultados de la simulación y el experimento podemos rescatar que la mejor propuesta para la eliminación de contaminantes es la es la Amina Formulada 2 que alcanza valores altos de remoción de COS/H2S y presenta al mismo tiempo el menor consumo de energía en el proceso de regeneración, representando un ahorro calculado de 27% con respecto a la amina que utiliza actualmente en el proceso estudiado. Ahorros adicionales en el bombeo y circulación del sistema de amina fueron calculados, pero no son presentados al detalle este trabajo por pedido de la refinería.

	H2S [ppmw]		COS [ppmw]	
	Experimental	Simulación	Experimental	Simulación
Diglicolamina	63.1	11.9	16.9	74.5
MDEA	157.4	173.8	55.4	74.1
Amina Formulada 1	64.7	65.9	14.6	74.2
Amina Formulada 2	59.4	57.6	4.3	74.4

Tabla 3. **Comparación de remoción de contaminantes en el contactor experimental y según simulaciones*.**

*Para esta instancia del trabajo no se realizó una optimización de parámetros.

Los resultados de la comparación entre las especificaciones medidas de H2S y COS en el LPG tratado difieren significativamente por el hecho de que este trabajo se ha realizado sin optimización de parámetros de la solución de amina debido a la falta de información inicial. Esto representa una oportunidad de mejora en la evaluación de proceso y evidencia la necesidad de verificaciones experimentales a la hora de evaluar solventes alternativos para unidades que actualmente se encuentran en operación por una marcada discrepancia observada en los resultados según la metodología (experimental vs analítica).

Conclusiones

- Se ha construido un aparato de laboratorio para evaluar solventes de aminas en aplicaciones de tratamiento de líquidos de LPG, y se ha demostrado que

ofrece un desempeño de separación de H_2S y COS similar al logrado en unidades de tratamiento de líquidos a escala industrial.

- Las opciones de simulación existentes no predijeron con precisión la eliminación de COS en unidades de extracción de líquidos de LPG. Se requiere mejorar las herramientas actuales; la información experimental recopilada en este estudio puede utilizarse con ese propósito.
- Los resultados experimentales y de simulación muestran que las Aminas Formuladas 1 y 2 superaron a la MDEA y a la Diglicolamina, logrando mayores niveles de eliminación de H2S y COS del LPG con menor consumo de energía necesario en la regeneración.
- Es muy importante destacar la relevancia de combinar la capacidad de simulación y la experimental para predecir correctamente el desempeño en la eliminación de componentes de azufre (H2S y COS en este caso) de las corrientes de LPG.

Bibliografía

[1] Secretaría de Energía. (2023). Resolución 492/2023 - Combustibles: especificaciones. Ministerio de Economía, Argentina. Publicada en el Boletín Oficial el 9 de junio de 2023. Recuperado de https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-492-2023-384937

[2] Erdmann, E., Ruiz, L. A., Martínez, J., Gutiérrez, J. P., & Tarifa, E. (2012). Endulzamiento de gas natural con aminas: simulación del proceso y análisis de sensibilidad paramétrico. Avances en Ciencias e Ingeniería, 3(4), 89–101. ISSN: 0718-8706.

[3] Nihmiya, A. R., & Ghasem, N. (2024). Application of amines for natural gas sweetening. En Advances in Natural Gas: Formation, Processing, and Applications (Vol. 2). Elsevier. https://doi.org/10.1016/B978-0-443-19217-3.00006-4

[4] Polasek, J. C., Iglesias-Silva, G. A., & Bullin, J. A. (1992). Using mixed amine solutions for gas sweetening. Proceedings of the Seventy-First GPA Annual Convention, 58–63. Gas Processors Association, Tulsa, OK.

Anexo

Los resultados de los experimentos de remoción de contaminantes están tabulados en la tabla A. Cabe señalar que estos experimentos comparan los resultados de separación obtenidos utilizando una sola etapa de contacto. Para cualquier solvente de amina, es probable que se logre una mayor remoción utilizando múltiples etapas de contacto.

Breve CV de los autores

Diego Cristancho *Research Scientist, Global Process Technology Leader EOA/EA, CHEN and Physics Universidad Industrial de Santander, Ms. CHEN Texas A&M University, PhD CHEN*
15 años en Dow. Experiencia en investigación científica aplicada a tecnologías de procesos globales, con enfoque en ingeniería química y física. Liderazgo técnico en iniciativas estratégicas de innovación.

Jason Binz *Research Scientist, Application Technology Leader*
Penn State University, PhD in Chemical Engineering University of Delaware, Bachelor's in chemical engineering, Bachelor's in Mechanical Engineering
12 años en Dow, anteriormente en Dow Energy (Oil & Gas). Experiencia en desarrollo de tecnologías aplicadas, con enfoque en soluciones energéticas y aplicaciones industriales.

Bala Sreedhar *Research Scientist International, Max Planck Research School, Magdeburg, Germany, PhD in Chemical Engineering Georgia Tech, Atlanta, Postdoctoral Research*
11 años en Dow investigando tecnologías de separación química para múltiples negocios de la compañía. Experiencia en investigación avanzada y desarrollo de soluciones innovadoras en procesos de separación.

Michell Valenzuela *Sales Director, Michigan State University, MBA Texas A&M University, BSC Rice University, Chemist*
25 años en Dow, con experiencia en investigación de procesos, servicio técnico y desarrollo en Oil & Gas. Actualmente directora de ventas, liderando estrategias comerciales y relaciones con clientes clave.

Andrés Felipe Porras Giraldo *Líder Técnico, Universidad Nacional del Sur (UNS), Argentina, Doctor en Ingeniería Química.*
Universidad Nacional de Colombia, Ingeniero en Petróleos
2 años en Dow, 13 años de experiencia en investigación y desarrollo, incluyendo modelado termodinámico y evaluación de proyectos. Enfoque en soluciones técnicas para procesos industriales complejos.

Amina	LPG (Alimentación)		LPG (Corriente de salida)		Tiempo de residencia en el mezclador [min]	Amina/LPG (relación volumétrica)
	H2S [ppmw]	COS [ppmw]	H2S [ppmw]	COS [ppmw]		
Diglicolamina	20300	100	63.1	16.9	0.56	1.08
MDEA	20300	100	157.4	55.4	0.53	1.26
Amina Formulada 1	20300	100	64.7	14.6	0.56	1.04
Amina Formulada 2	20300	100	59.4	4.3	0.59	1.15

Tabla A. **Resumen del experimento con mezclador-decantador comparando diferentes aminas.**

Buscá todo sobre el shale en nuestra web

www.shaleenargentina.org.ar

El sitio del IAPG destinado especialmente a los hidrocarburos de reservorios no convencionales, como *shale gas* y *shale oil*.

Pensada como herramienta útil para toda la comunidad, especializada o no, que quiera conocer con mayor profundidad lo relativo a estos reservorios y al *fracking* o estimulación hidráulica, así como los aspectos que generan mayores cuestionamientos: el uso del agua, la protección de los acuíferos, el uso de químicos, etcétera.

Toda la información de los expertos y las últimas noticias.

¡Y además, la posibilidad de consultar interactivamente a un experto sobre cualquier aspecto relacionado con el shale en la Argentina!

/company/iapg /IAPGinfo /IAPG_Info /iapginfo

En un escenario internacional atravesado por tensiones geopolíticas y volatilidad en los mercados energéticos, el artículo analiza cómo la eficiencia energética puede ayudar a reducir los picos de demanda interna, fortalecer la seguridad energética y liberar más gas argentino para la exportación sostenible.

Gas, eficiencia y seguridad energética: **cómo Argentina puede liberar gas para el mundo**

Por ***Leila Iannelli*** (UNSAM y ENERGAS), ***Roberto Prieto*** y ***Salvador Gil*** (Escuela de Ciencia y Tecnología de la UNSAM)

Los sistemas energéticos modernos se encuentran cada vez más expuestos a tensiones geopolíticas y a una creciente volatilidad en los mercados internacionales de hidrocarburos. Los recientes conflictos en Medio Oriente y las posibles restricciones al tránsito marítimo en el Golfo Pérsico han vuelto a poner en evidencia la vulnerabilidad del abastecimiento energético global. Cuando se producen perturbaciones en estas regiones, los efectos se transmiten rápidamente a los precios internacionales del petróleo y del gas, afectando tanto a los países importadores como a los exportadores.

En este contexto, la seguridad energética vuelve a ocupar un lugar central en la agenda de gobiernos, empresas y organismos internacionales. Países con abundantes recursos energéticos y estabilidad institucional relativa adquieren un valor estratégico creciente como proveedores confiables de energía. Argentina, gracias al desarrollo de recursos no convencionales en la formación de Vaca Muerta, se encuentra en una posición particularmente favorable para consolidar su papel como actor relevante en el mercado gasífero regional.

Sin embargo, el principal desafío del sistema gasífero argentino no radica únicamente en la disponibilidad de recursos, sino en la marcada estacionalidad de la demanda interna. Durante los meses de invierno, el consumo residencial asociado a la calefacción puede multiplicarse varias veces respecto del período estival, generando picos que tensionan la capacidad del sistema de producción, transporte y almacenamiento de gas.

La denominada *demanda prioritaria* —residencias, centros educativos y de salud, organismos oficiales y ciertos mínimos técnicos industriales— tiene prioridad en el suministro de gas en Argentina, lo que fuerza restricciones a consumidores interrumpibles: industrias, centrales eléctricas, usuarios de Gas Natural Comprimido (GNC) e incluso mercados de exportación (Figura 1).

Esta dinámica conduce, asimismo, a la necesidad de importación de GNL en condiciones desfavorables y debilita la posición de Argentina como proveedor de gas natural confiable en la región (Figura 2)

Figura 1. **Abajo, evolución histórica del consumo prioritario de gas, compuesto principalmente del consumo residencial, comercial y entes oficiales (Com. + EO). Arriba, variación de los consumos de GNC, Industriales y de centrales eléctricas. Serie histórica mensual desde el año 2010 a mayo de 2025. Lo notable de esta figura son los picos de inverno, debidos principalmente a la calefacción, presentan saltos de consumos de un factor 4 a 5 respecto del estival. Simultáneamente, estos picos son consecuencia de las reducciones en la provisión de gas a las Industrias y centrales Eléctricas. Elaboración propia con datos de ENARGAS [1].**

Figura 2. **Variación del suministro de gas natural según sus fuentes de abastecimiento. El incremento del consumo de gas en invierno (principalmente calefacción) determina la necesidad de importación de GNL. Elaboración propia con datos de ENARGAS [1].**

Frente a este desafío, la *eficiencia energética* aparece como una herramienta estratégica que suele recibir menos atención que las inversiones en producción o infraestructura. Sin embargo, mejorar la eficiencia en el uso final de la energía — especialmente en *climatización de edificios*— puede desempeñar un papel clave para moderar los picos estacionales de demanda, estabilizar el funcionamiento del sistema gasífero y liberar volúmenes adicionales de gas natural para exportación.

En otras palabras, la forma más rápida y económica de aumentar la disponibilidad de gas no siempre consiste en producir más, sino en utilizarlo mejor. Este artículo analiza el rol que pueden desempeñar la eficiencia energética y la modernización tecnológica en climatización edilicia para mejorar la seguridad energética del país y fortalecer el potencial exportador del gas argentino.

En este contexto, mejorar la eficiencia energética en climatización edilicia no solo se vuelve imprescindible para liberar gas del mercado interno, sino también para asegurar el abastecimiento nacional, reducir los costos asociados y consolidar una estrategia exportadora sostenible.

Consumo de gas en Argentina y rol de la eficiencia energética

Durante los meses fríos, el consumo residencial de gas se multiplica por 4 o 5 respecto del período estival, como se observa en las Figura 1 y Figura 2 [1]. Estos picos obligan a restringir el suministro a grandes usuarios —industria, centrales eléctricas, GNC— y generan la necesidad de importar Gas Natural Licuado (GNL) a precios internacionales.

Actualmente, más del 50% del gas producido en Argentina proviene de yacimientos no convencionales como Vaca Muerta. Su producción no siempre permite modulación estacional, lo que genera desafíos técnicos y económicos adicionales. A ello se suma la limitada capacidad de transporte, cuya expansión no se justifica económicamente frente a picos de breve duración (uno o dos meses al año).

En este contexto, la eficiencia energética en calefacción: mejora en las envolventes térmicas y modernización de los equipos de calefacción, se posicionan como soluciones estratégicas y costo-efectivas:

- Diversos estudios muestran que mejoras en la envolvente edilicia pueden reducir el consumo de calefacción entre un 35% y un 60% [2], [3].
- El reemplazo de sistemas tradicionales por **bombas de calor** (o acondicionadores de aire frío/calor) puede reducir el consumo en factores de 3 a 7 [4], [5].

Estas medidas —incluso si se aplican parcialmente— permitirían evitar importaciones, estabilizar el sistema, liberar gas para exportación, y mejorar la seguridad energética nacional.

La climatización es el principal uso energético en los hogares argentinos. La Figura 3 ilustra los tipos de equipos de calefacción y sus insumos energéticos, revelando una fuerte dependencia del gas natural y de dispositivos eléctricos por resistencia [6].

En la Figura 3, Calef_GN_CA significa, calefactor a gas natural de cámara abierta, Calef_GN_TB significa, calefactor a gas natural de Tiro Balaceado, Calef_Central representa viviendas con Calefacción Central. Por su parte Calef.EE representa, calefactor eléctrico a resistencia y BC_EE, son las Bombas de Calor (acondicionadores de aire frío/calor). Calef._GLP son los calefactores que usan GLP como combustible [6].

Diversas estimaciones y experiencias internacionales [5], [7] y locales [4] muestran que el ahorro energético suele ser más barato y sostenible que la expansión de la oferta. Por ello, el fomento de la eficiencia energética debe considerarse una política estructural para enfrentar los picos estacionales y mejorar la resiliencia del sistema gasífero argentino.

Impacto socioeconómico y ambiental de la eficiencia energética

La eficiencia energética es una herramienta poderosa para garantizar un uso inclusivo, sostenible y racional de la energía.

Varios estudios de campo, realizado en la región del Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA) [8], [9], [4] muestran que los consumos de calefacción usado en viviendas de esta zona efectivamente muestran reducciones superiores a las esperadas, cuando se usan bombas de calor (BC) (también conocidos como *acondicionadores de aire frío/calor*) en este servicio, como lo muestra la Figura 4. Los consumos observados en una muestra de casi 500 hogares del Gan Buenos Aires, indican que los consumos energéticos en calefacción cuando se usan BC son entre 5 y 7 veces inferiores a los registrados con sistemas convencionales de gas, y entre 3 y 2 veces inferiores a los que se registran con calefactores eléctricos a resistencia [4], [8]. En particular, si en los consumos de calefacción se comparan los sistemas centralizados, muy usados en edificios de departamentos y edificios públicos, con sistemas centralizados de calefacción, con edificios con BC descentralizadas, es decir asociadas las distintas habitaciones de un departamento u oficina. La relación de consumo es de un factor cercano a 10, con equipos comerciales disponibles en el mercado.

Por su parte, un análisis independiente de los consumos residenciales eléctricos por usuario en la región de CABA, ver Figura 5 y Figura 6, muestran una marcada dependencia con la temperatura, que nos da idea del uso de la electricidad tanto en la calefacción como en la refrigeración. De hecho, en la Figura 10, donde se grafica el consumo por hogar o consumo específico eléctrico medio por mes como función de la temperatura media mensual, muestra un mínimo en la zona de Temp_Media entre 20 °C y 23 °C, incrementándose para temperaturas menores (calefacción) y mayores (refrigeración).

El uso racional y eficiente de la energía (UREE) es una herramienta clave para lograr un uso más sostenible e inclusivo de los beneficios de la energía. Si se analiza en consumo especifico de electricidad y gas en CABA y la región centro norte de argentina (norte del Río Colorado) en los últimos años, ver Figura 8 y Figura 9, se visualiza el *efecto que la mejora en eficiencia ya logró en el consumo eléctrico y de gas en el país*.

Las Figuras 7, 8 y 8, muestran la evolución de los consumos específi-

Figura 3. **Izquierda, distribución de los equipos de calefacción según su tipo. Derecha, distribución de los equipos de calefacción según el insumo energético que utilizan en Argentina. Relevamiento realizado por el INDEC en 2018 [6].**

Figura 4. **Variación del consumo energético asociado a la calefacción por m2, según la tecnología usada. En naranja se indican las emisiones de dióxido de carbono (CO2) asociadas a cada tecnología por m2. Se observa que las familias que usan Gas Natural (GN) por redes para la calefacción (GN-Indiv.), tienen un consumo por m2 alrededor de 6 veces mayor que las que usan acondicionadores de aire frío/calor (AA F/C o BC). Además, sus emisiones en Argentina son casi 5 veces mayores [4].**

Figura 5. **Consumo eléctrico medio mensual por usuario en función de la temperatura media, para CABA de 2016 a marzo de 2025 [10].**

Figura 6. **Consumo eléctrico mensual por usuario (línea verde) en función del tiempo desde enero de 2016 a marzo 2025 para CABA. La curva roja es la suma del AT = EGD + DGD (Exceso Grado Día + Déficit Grado Día) que cuantifican el rigor de los inviernos y veranos. Las barras verdes indican el consumo base y las barras amarillas los consumos termodependiente, es decir los asociados al acondicionamiento térmico, que representan el 15% de consumo eléctrico total. [10].**

Figura 7. **Consumo eléctrico promedio anual por usuario en MWh/año en función de los últimos 29 años. Izquierda para CABA y a la derecha para el promedio de Argentina. En ambos casos se observa un incremento sostenido hasta el año 2015 y una reducción después del año 2016.**

cos de *electricidad* y *gas natural* durante los últimos 14 años, en la región centro- norte del país y en CABA. Se observa una marcada reducción en ambos consumos a partir de 2017, muy probablemente asociada a un uso más racional y eficiente de la energía, impulsado por la *actualización tarifaria* ocurrida a partir de 2016 y la generalización del sistema de *etiquetado de eficiencia energética* en los artefactos de uso domésticos en Argentina. Es notable que, a pesar de la inflación ocurrida a partir de 2018 -que redujo el costo real de las facturas-, el consumo no volvió a los niveles previos a 2016, lo que sugiere la consolidación de hábitos más racionales y eficientes de la energía. Estas tendencias subrayan la importancia de las medidas regulatorias en la reducción del consumo y refuerzan la necesidad de adoptar políticas que promuevan la eficiencia energética para mejorar las perspectivas de exportación de gas del país.

Más allá del ahorro energético, las mejoras en eficiencia:

- **Descomprimen la infraestructura**, evitando sobreinversiones en infraestructura.
- **Reducen la pobreza energética y amplias en acceso a servicios básicos de confort**, al bajar facturas y mejorar el confort térmico.
- **Generan empleo local** en sectores como construcción, instalación y servicios energéticos.
- **Disminuyen las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI)**, alineando al país con compromisos internacionales.

Exportación sostenible de gas: condición estratégica

El desarrollo de Vaca Muerta habilita una gran oportunidad exportadora. No obstante, para sostener contratos de largo plazo y atraer inversión, es necesario **reducir la demanda estacional interna**, especialmente la residencial y comercial [1].

Medidas clave:

- **Aislación edilicia** para reducir la demanda térmica en invierno.
- **Recambio tecnológico**: reemplazo de sistemas convenciona-

Figura 8. **Evolución de los consumos específicos residencial de GN (izquierda) para las provincias de la región centro-norte y (derecha) CABA. Las curvas verdes, referidas al eje vertical derecho, representan el DGD que mide la intensidad de los inviernos en cada región. A partir de 2017, se observan reducciones importantes en ambos consumos.**

Figura 9. **Evolución de los consumos específicos residencial de GN (izquierda) para las provincias de la región centro-norte y (derecha) CABA. Las curvas rojas, son los valores de los consumos específicos corregidos por variación de los DGD. Las reducciones en consumo a partir de 2017 se indican en la figura. Muy probablemente estas reducciones estarían asociadas a un uso más racional y eficiente de la energía, promovida por la actualización de tarifas acaecidas en 2016 y a la generalización del sistema de etiquetado de artefactos que para esa fecha ya cubría la mayor parte de los equipos domésticos.**

les por bombas de calor eficientes (etiqueta A o superior).

- **Regulación térmica inteligente**: uso de termostatos igual o inferior a 20 °C en invierno y 25 °C o superior en verano [11], [9].

Una mejora del 20% en el consumo residencial prioritario ya permitiría abastecer la demanda invernal con gas local (ver Figura 16) [1]. El ahorro obtenido puede redirigirse hacia exportaciones, fortaleciendo la balanza energética y reduciendo la dependencia del GNL.

Nótese, que, aunque parte de la electricidad en el país, se generara con gas con una eficiencia de generación y transporte del orden del 50%, una redición del consumo de gas en calefacción, de un factor superior a 5, es posible que se manifieste como una reducción neta algo superior a un factor de 2.5. Lo cual, aunque más moderado, es reducción de la demanda invernal es muy significativa para el sistema energético argentino. Los consumos invernales (picos) en lugar de ser salto de un factor 4, ¡se reducirían a 2! Los cual

Figura 10. **Evolución histórica del consumo prioritario de gas, suponiendo una reducción media del 20% en calefacción, para el consumo residencial, comercial y entes oficiales, los otros consumos de gas se suponen que son los reales observados. El consumo real total observado se muestra la línea de trazos y el nuevo consumo eficientizado por la línea roja. En azul se muestra el valor de la inyección nacional de gas. Elaboración con información obtenida a partir de datos del ENARGAS [1].**

ya sería muy deseable para sistema de gas nacional.

En un escenario internacional caracterizado por incertidumbre geopolítica y volatilidad en los mercados energéticos, la posibilidad de aumentar la disponibilidad de gas mediante mejoras en eficiencia energética adquiere una dimensión estratégica. La reducción de la demanda interna estacional no sólo fortalece la seguridad energética nacional, sino que también contribuye a aumentar la disponibilidad de gas en los mercados regionales, reforzando el rol de Argentina como proveedor energético confiable.

Conclusiones

La eficiencia energética se consolida como política estratégica de triple impacto: mejora el abastecimiento, impulsa la *exportación de gas, reduce la necesidad de importar GNL en invierno, y atenúa las interrupciones de abatimiento de industrias, centrales eléctricas, y promueve inclusión social. Además, genera un sistema más equitativo con los distintos usuarios de gas nacional con un abastecimiento las más resiliente y seguro*.

El acondicionamiento térmico en edificios —especialmente calefacción residencial y comercial en invierno— es el principal desafío operativo del sistema gasífero argentino. Si bien las mejoras en las características de las envolventes, puede ser un proceso lento, el *reemplazo de equipos de calefacción basado en BC acompañado de medidas de uso racional y eficiente de bajo costo*, puede ser un proceso más accesible, de bajo costo, y rápido para atenuar los picos de consumos invernales. Si a ello se suma, que la mayor demanda invernal puede se abastecida parcialmente con energías renovables, se pude lograr reducciones mayores en emisiones de carbono.

Tecnologías como las bombas de calor eficientes permiten reducir el consumo en factores mayores a 5 respecto de sistemas tradicionales a gas. Su implementación masiva, acompañada por mejoras edilicias e integración con energías renovables, puede atenuar los picos invernales y estivales, mejorar la confiabilidad del abastecimiento y liberar gas para exportar.

Para que esta transformación ocurra, se requiere:

- Un **marco regulatorio integral**: estándares de eficiencia, certificaciones obligatorias, protocolos técnicos, incentivos económicos.
- **Planes piloto focalizados**, formación de instaladores, y comunicación efectiva para diferentes perfiles sociales.
- **Personal entrenado en mejoras de eficiencia de interiores de bajo costo.** Lo que promueve la demanda de mano de obra local, en oficios nuevos y para una economía más sustentable para una etapa de transición energética.
- **Coordinación institucional** actores para una convergencia normativa moderna. Una transición energética inteligente, basada en eficiencia y electrificación térmica, permite desestacionalizar el consumo, reforzar la seguridad energética, y posicionar a Argentina como proveedor confiable en mercados regionales y globales. En definitiva, la forma más rápida y económica de aumentar las exportaciones de gas no es necesariamente producir más, sino *consumir mejor*.

Actuar ahora es imperativo: transformar esta oportunidad en política de Estado permitirá reducir vulnerabilidades estructurales, mejorar el confort de millones de argentinos y potenciar las exportaciones en forma sostenible.

Referencias

ENARGAS, «Ente Nacional Regulador del Gas - Argentina,» Ente Nacional Regulador del Gas en Argentina, 2025. [En línea]. Available: https://www.enargas.gob.ar/.

M. V. Mercado, C. Filippín y G. Barea, «Influencia de la Aislación Térmica de la Envolvente en el Consumo Energético de Viviendas en la Estación de Verano,» de *6° Congreso Sudamericano de Simulación de Edificios, 17-18 Octubre 2019*, Mendoza (Argentina), 2019.

P. Azqueta, «se ahorra energía si una vivienda se aísla térmicamente? La importancia del aislamiento térmico de la envolvente,» 2020.

R. Zavalía Lagos, I. Bove Vanzulli, J. Fiora, P. Romero y S. Gil, «Calefacción eficiente: ¿Bombas de calor o sistemas tradicionales de calefacción?,» *Petrotecnia,* vol. LXII, nº 4, pp. 92-104, 2023.

International Enegy Agency (IEA), «Heat Pumps,» 2023.

Indec, «Encuesta Nacional de Gastos de los Hogares 2017-2018-Energía,» 2022. [En línea]. Available: https://www.indec.gob.ar/ftp/cuadros/sociedad/engho_2017_2018_uso_energia.pdf.

T. Kemmler y B. Thomas, «Design of Heat-Pump Systems for Single- and Multi-Family Houses using a Heuristic Scheduling for the Optimization of PV Self-Consumption,» *Energies,* vol. 13, p. 1118, 2020.

Proyecto de Fortalecimiento del Observatorio de Vivienda de la CABA, «Proyecto de Fortalecimiento del Observatorio de Vivienda de la CABA,» 2023. [En línea]. Available: https://vivienda.buenosaires.gob.ar/informe-final.

R. Zavalía Lagos, L. Iannelli y S. Gil, «Anatomía del Consumo Residencial Argentino -Uso Racional y Eficiente del Acondicinamiento Termico,» de *Futuros Energía - Fundación UNSAM - N.Coppari y otros*, San Martín - Buenos Aires, Fund. UNSAM y ASsoc. Argentina para el Progreso de las Ciencias. , 2022.

Instituto Nacional de Estadística y Censos -INDEC, «Encuesta Nacional de Gastos de los Hogares 2017-2018 : uso hogareño de la energía,» INDEC, CABA, 2018.

L. Iannelli y S. Gil, «Eficiencia en climatización I, Sugerencias para optimizar su consumo - Medidas de bajo costo para el invierno.,» *Petrotecnia,* vol. LXII, nº 2, pp. 52-59, 2022.

P. Romero, J. Fiora, C. Carri, I. Bove y S. Gil, «Uso del termostato: estrategias para el ahorro energético en viviendas y edificios,» de *Contribución a la XLVI Reunión de ASADE Rosario- Octubre 2024*, Rosario, 2024.

Recupero de lodo OBM del Cutting de perforación

Un proyecto desarrollado en Fortín de Piedra que evaluó alternativas para reducir la humectación de lodo OBM en los cuttings de perforación, optimizar su recupero y mejorar la eficiencia operativa en pozos no convencionales.

Por ***Adolfo Raed; Cecilia María Carreño Venegas; Luis Velasco*** (Tecpetrol).

La perforación de pozos horizontales no convencionales presenta muchos desafíos desde lo técnico, principalmente relacionados por ser pozos horizontales y de largo alcance, lo que trae aparejado el cuidado minucioso de ciertas variables (torque y arrastre, limpieza de pozo, inhibición y tolerancia a las contaminaciones). Como dato adicional, las ramas horizontales típicas suelen

Figura 1. **Pozo Típico Cuenca Neuquina.**

ser entre 2500 m y 4000 m. Un pozo NOC horizontal tipo de la cuenca puede ser el siguiente (figura 1).

Como puede verse en la figura 1, el pozo típico de la Cuenca Neuquina tiene una rama horizontal de entre 2500-3000 m, valor típico, y con una longitud total de 5800m-6300 m. Dicho esto, es que el fluido de perforación representa un desafío enorme desde el punto de vista del diseño. Para pozos con estas características el fluido mayormente utilizado es lodo Base Aceite (OBM), por sus excelentes condiciones de lubricidad y estabilidad. Es por eso que el lodo OBM es la elección típica para estos pozos.

El lodo de perforación tiene dentro de sus solicitudes de diseño, el arrastre/limpieza de los recortes de perforación generados por el trépano. Estos recortes son llevados a superficie hasta las zarandas primarias donde se realiza un tamizado del lodo con el objetivo de separar los recortes. Los recortes que han sido separados se envían a disposición final a una tratadora. Como es de esperar por la naturaleza de esta operación, es decir que los recortes viajan en el seno del fluido hasta la superficie, al realizarles el tamizado quedan humectados con lodo. Lo que busca este tamizado es lograr que la humectación sobre los cuttings sea la menor posible, esto no solo por la parte medioambiental sino en lo económico ya que el lodo recuperado se puede volver a reutilizar y esto representa un ahorro significativo (posteriormente se verificaron también, beneficios en seguridad)

Se destaca, que para la implementación de la tecnología se requirió un protocolo de prueba, el seguimiento por 7 pads (18 pozos) hasta poder entender perfectamente el comportamiento del equipamiento, ajuste de las variables y sobre todo la consistencia de los resultados.

Desarrollo

Como mencionamos durante la Introducción, para el tratamiento de los cuttings de perforación se analizaron varias opciones. Iniciamos el estudio de las alternativas evaluando las opciones tanto internas a la perforación, es decir las opciones dentro del pad para hacer tratamiento in situ, como las opciones que se podían desarrollar fuera del pad, apuntadas a mejoras en los procesos de las tratadoras o bien incorporación de nuevas tecnologías, siempre por fuera del pad. El foco lo ubicamos en procesos internos al pad con el fin de acotar el análisis y ver las alternativas en esta instancia inicial sobre el control dentro de nuestros procesos en locación (figura 2)

Los objetivos sobre la selección de la tecnología Screen Pulse fueron los siguientes:

Objetivo Primario

- Minimizar la generación de residuos OBM (lodo impregnado en cuttings de perforación)
- Recupero y posterior reuso del lodo recuperado

Figura 2. **Pozo típico de la Cuenca Neuquina.**

Objetivo Secundario

- Disminuir el riesgo de contingencias ambientales por el transporte, acopio / almacenamiento de residuos contaminados fuera del área de concesión y en predios de terceros.
- Disminuir el flujo de residuos hacia las tratadoras para evitar situaciones de cuello de botella por incremento en la actividad.

El objetivo cuantificado sobre volumen a recuperar acordado fue un recupero probado de al menos 20% sobre el valor de humectación de cuttings con el equipamiento en OFF (en condiciones normales de operación sin la tecnología Screen Pulse). El valor promedio histórico de consumo de lodo en zarandas primarias que teníamos en Fortín de Piedra era de 160 m^3/pozo. Sobre este valor se debían obtener 32 m^3/pozo de ahorro (20%).

Tecnología Screen Pulse

La tecnología Screen Pulse consiste en un sistema neumático que crea pulsos de succión en las mallas de las zarandas primarias para mejor recuperación de fluido humectado en los cuttings de perforación. Se maximiza la separación de fluidos de los cuttings, se obtiene una manipulación de contenedores en locación con menor probabilidad de derrames, se reduce la logística con el transporte de los cortes, los riesgos de accidentes terrestres y la reducción de las emisiones de gases hacia la atmósfera (figura 3).

Prueba de Campo

Para la prueba de campo se realizó en conjunto con SLB un protocolo de prueba hasta el momento no existente. El objetivo de este protocolo era poder ver la diferencia de humectación de los cuttings de perforación, justamente durante la perforación, tomando muestras de cutting en diferentes profundidades tanto con el equipamiento en ON como en OFF. Luego en el laboratorio realizar las pruebas correspondientes (densidad del Cutting y Retorta) y así llegar a los valores de recupero de fluido reales. Todos estos irían compilando en la historia del pozo para luego armar el lookback del desempeño real y poder ajustar para próximas operaciones.

Para esto se montó un laboratorio in situ (en campo) con operadores para la recolección de muestras y posterior evaluación en laboratorio.

Contingencias evaluadas y no contempladas

Se consideraron posibles contingencias sobre la operación que se fueron evaluando durante cada Pad, posible rotura prematura de mallas de zarandas primarias, incremento de LGS en el lodo, demoras ocasionadas por alguna complejidad en el montaje y operación del equipamiento a utilizar. Todas estas dudas fueron siendo cerradas, sin tener un impacto dentro de la operación de perforación.

Pero en contrapunto aparecieron 2 contingencias no previstas que hubo que resolver de diferentes maneras

Contingencia 1 – Rotura de bandeja colectora

En las primeras operaciones se tuvo rotura prematura de la bandeja colectora por motivos que eran desconocidos hasta el momento. Se realizó junto con la compañía de Torre de Perforación, Control de Sólidos y SLB una inspección de las zarandas primarias para entender la problemática. Se llegó a la conclusión de que la calidad de los burletes no era la adecuada para el requerimiento de esta tecnología. Las vibraciones de la zaranda provocaban el daño de la bandeja al no estar correctamente ajustada por la calidad de los burletes, con lo cual se solicitaron los burletes de una calidad superior y el problema fue resuelto.

Contingencia 2 – Tipo de roca perforada y sección (caudales, ROP)

El rendimiento del equipamiento variaba según la formación que se estaba perforando (no solo el tipo de roca sino Caudales, ROP), con lo cual se fueron realizando ajustes necesarios para lograr el rendimiento requerido para la etapa en cuestión. El ajuste del trabajo del Screen Pulse se realiza modificando los parámetros de trabajo, frecuencia e intensidad del pulso neumático. Esas variables de ajuste se iban analizando sección a sección con los cambios necesarios que hicieran falta durante la misma sección.

A la finalización de cada Operación se realizaba un lookback del desempeño del equipamiento con toda la data correspondiente, junto con las propuestas de mejora.

Figura 3. **Partes principales del Screen Pulse sobre zarandas primarias**

Resultados y Beneficios Obtenidos

Los resultados fueron los siguientes (Figura 5). El objetivo, como se mencionó anteriormente, era recuperar 32 m³ de lodo humectado en cuttings, valor que se desprendía del promedio histórico que se tenía en fortín de piedra (en zarandas primarias 160 m³). Se logra ver que el resultado final, (exceptuando 2 casos que fueron estudiados por separado), supera el recupero de 20% esperado

Beneficios Generales

Durante la evaluación del proyecto en el período de prueba se fueron evaluando los beneficios que se obtuvieron. No solo los ambientales y económicos sino algunos adicionales de seguridad que fueron añadiéndose al proyecto (Figura 6).

Figura 5.

Figura 6.

Huella de carbono (adicional evaluado luego)

Por los distintos puntos que implica no tener que darle disposición final al lodo recuperado, se tuvo una reducción de la huella de carbono. Se redujeron emisiones por un total equivalente de 14.1 Tons de CO2 (El tratamiento y disposición final de 1698 m³ de lodo).

Conclusiones

Según la experiencia que tuvimos, y que actualmente estamos teniendo en Fortín de Piedra, consideramos que el uso de Screen Pulse ha sido favorable considerando las 3 aristas que fueron consideradas en los beneficios totales.

Medioambiente

- Menor desecho a disposición final (1698 m3 menos de lodo a disposiciones final)
- Menores emisiones14.1 Ton de CO2 equivalente menos

Seguridad

- Menor volumen manipulado en locación
- Menos viajes de camiones (452 contenedores menos y 150 viajes de camiones)

Ahorro

- Ahorro de más del 20% de lodo sobre valores históricos promedios de operación
- Ahorro del costo de tratamiento en tratadoras
- Ahorro por reutilización de lodo en la operación y en tiempo real.

Cursos, congresos y jornadas

Te adelantamos los eventos ya confirmados para el año 2026. Además, seguimos ofreciendo cursos *online* para que puedas tomar en cualquier momento del año.

CURSOS

Abril

Corrosión
Protección Anticorrosiva 1
14 al 17 de abril
Instructores: *Sergio Río, Carlos Delosso, Germán Mancuso*

Corrosión
AMPP - Coatings Inspector Program 1 (CIP 1)
20 al 25 de abril
Instructores: *José A. Padilla López-Méndez, Fredy Vidal Gómez*

Mayo

Ciencia de Datos / Economía, Gestión y Toma de Decisiones
Power BI para Profesionales de Oil & Gas: KPIs, datos y tableros - STREAMING
5 al 8 de mayo
Instructor: *Jeremías Dávila*

Economía, Gestión y Toma de Decisiones
Introducción al Project Management O&G
13 al 15 de mayo
Instructores: *Fabián Akselrad, Nicolás Polverini*

Junio

Corrosión
Protección Anticorrosiva 2
1 al 5 de junio
Instructores: *Eduardo Carzoglio, Carlos Flores, Pablo Cianciosi*

Ciencia de Datos / Economía, Gestión y Toma de Decisiones
Ciencia de Datos en Python para O&G - STREAMING
1 al 12 de junio. Lunes, miércoles y viernes.
Instructor: *Jeremías Dávila*

Economía, Gestión y Toma de Decisiones
Negociaciones Efectivas Aplicadas al O&G
11 al 12 de junio
Instructores: *Nicolás Polverini, Martín Ponce*

Downstream Gas / Operaciones e Ingeniería de Producción
Medición, Instrumentación y Control de Gas
25 al 26 de junio
Instructor: *Daniel Brudnick*

Corrosión
AMPP - Cathodic Protection Technician (CP2)
29 de junio al 3 de julio
Instructores: *Héctor Albaya, Norberto Pesce*

Julio

Downstream Gas / Operaciones e Ingeniería de Producción
Gestión de Integridad de Ductos
14 al 17 de julio
Instructores: *Eduardo Carzoglio, Sergio Río*

Agosto

Economía, Gestión y Toma de Decisiones
Manejo de Crisis en la Industria de la Energía
3 al 4 de agosto
Instructor: *Eduardo Fernández*

Downstream Gas / Operaciones e Ingeniería de Producción
Diseño y Construcción de Sistemas de Distribución de Gas
5 al 6 de agosto
Instructores: *Gustavo Califano, Patricia Carcagno*

Downstream Gas / Operaciones e Ingeniería de Producción
Integridad de Ductos: Riesgos Naturales
11 al 12 de agosto
Instructores: *Martín Carnicero, Manuel Ponce*

Downstream Gas / Operaciones e Ingeniería de Producción
Integridad de Ductos: Daños por Terceros
13 al 14 de agosto
Instructores: *Juan Kindsvater, Jorge Palumbo, Marcos Palacios, Sergio Martín*

Economía, Gestión y Toma de Decisiones
Auditoría Interna en Oil & Gas. Prevención de Fraudes y Controles en UTs y JVs
20 al 21 de agosto
Instructor: *Roberto Campo*

Downstream Gas / Operaciones e Ingeniería de Producción
Protección contra Descargas Eléctricas en Instalaciones
24 al 25 de agosto
Instructor: *Daniel Brudnick*

Introducción a la Industria
Introducción a la Industria del Petróleo
24 al 28 de agosto
Instructores: *Luis Stinco, Alberto Liendo, Fernando Tuero, Pablo Subotovsky, Rubén Caligari*

Septiembre

Corrosión / Downstream Gas / Operaciones e Ingeniería de Producción
Revestimiento de Cañerías
1 al 4 de septiembre
Instructores: *Eduardo Carzoglio, Andrea Moneta*

Downstream Gas / Operaciones e Ingeniería de Producción
Procesamiento de Gas Natural
16 al 18 de septiembre
Instructores: *Carlos Casares, Eduardo Carrone*

Downstream Gas / Operaciones e Ingeniería de Producción
Estaciones de Medición y Regulación de Gas
21 al 22 de septiembre
Instructor: *Daniel Brudnick*

Exploración y Reservorios
Introducción a la Ingeniería de Reservorios - STREAMING
21 al 25 de septiembre
Instructor: *Marcelo Chimienti*

Economías, Gestión y Toma de Decisiones
Gestión de Proyectos Complejos de Oil y Gas
23 al 25 de septiembre
Instructor: *Fabián Akselrad*

Octubre

Introducción a la Industria
Introducción a las Tecnologías Inteligentes Aplicadas al Petróleo y el Gas
6 al 8 de octubre
Instructor: *Estanislao Irigoyen*

Downstream Gas / Operaciones e Ingeniería de Producción
Operación y Limpieza de Ductos
13 al 16 de octubre
Instructores: *Sergio Río, Franco Borghetti*

Downstream Gas / Operaciones e Ingeniería de Producción
Operación y Mantenimiento de los Sistemas de Distribución de Gas
26 al 27 de octubre
Instructores: *Gustavo Califano, Patricia Carcagno*

Introducción a la Industria
Introducción a la Industria del Gas
27 al 30 de octubre
Instructores: *Carlos Casares, Rubén Caligari, Beatriz Fernández, Patricia Carcagno, Eduardo Fernández*

Economía, Gestión y Toma de Decisiones
Evaluación de Proyectos
28 al 30 de octubre
Instructor: *Fernando Arilla*

Noviembre

Exploración y Reservorios
Recuperación Secundaria - STREAMING
9 al 13 de noviembre
Instructor: *Marcelo Chimienti*

Corrosión
AMPP - Cathodic Protection Specialist (CP4)
9 al 13 de noviembre
Instructor: *Héctor Albaya*

Downstream Gas / Operaciones e Ingeniería de Producción
Integridad de Activos Aplicado a los Sistemas de Distribución de Gas
24 al 25 de noviembre
Instructores: *Gustavo Califano, Patricia Carcagno, Eduardo Lifschitz*

Operaciones e Ingeniería de Producción
Procesamiento de Crudo
26 al 27 de noviembre
Instructores: *Carlos Casares, Eduardo Carrone*

EVENTOS

6° Congreso de Integridad y Corrosión en la Industria del Petróleo y del Gas
19 al 21 de mayo

12° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos
30 de septiembre al 2 de octubre

AAOG Patagonia
19 al 22 de octubre

Jornada de Midstream
20 de octubre

4° Jornada de Seguridad de Procesos en la industria de Oil & Gas
21 y 22 de Octubre 2026, Neuquén
21 al 22 de octubre

Jornadas de Medición en Upstream y Downstream de Petróleo y Gas
Noviembre de 2026

NOVEDADES DE LA **INDUSTRIA**

Rio Tinto obtiene un paquete de financiamiento por 1.175 millones de dólares para el proyecto de litio Rincón en Argentina

Rio Tinto ha obtenido un paquete de financiamiento de 1.175 millones de dólares de cuatro prestamistas internacionales para impulsar el desarrollo del proyecto de litio Rincón en la provincia argentina de Salta.

El paquete incluye préstamos de la Corporación Financiera Internacional (CFI), BID Invest, Export Finance Australia (EFA) y el Banco Japonés de Cooperación Internacional (JBIC).

Los ingresos se utilizarán para respaldar el desarrollo del proyecto de litio Rincón, valorado en 2.500 millones de dólares, cuyo objetivo es alcanzar una capacidad anual de aproximadamente 60.000 toneladas1 de carbonato de litio grado batería.

La construcción de la planta comenzó el año pasado, incluidas las obras de ampliación del campamento y de desarrollo de la infraestructura del sitio. Se espera que la producción inicial comience en 2028, con un aumento gradual hasta alcanzar su plena capacidad en tres años. Se prevé que Rincón tenga una vida útil de 40 años.

Jérôme Pécresse, Chief Executive de Rio Tinto Aluminium & Lithium, afirmó: "Este paquete de financiamiento amplía los recursos disponibles para el proyecto Rincón y respalda la ejecución continua de nuestra cartera de crecimiento en el sector litio, que se sustenta en las atractivas perspectivas a largo plazo producto de la transición energética. Agradecemos el fuerte apoyo de la CFI, BID Invest, Export Finance Australia y JBIC a medida que avanzamos en el proyecto Rincón".

KPMG publica los resultados de su Encuesta Anual de Impuestos 2025/2026: Ingresos Brutos sigue siendo el impuesto que más impacta a las empresas

Más de 80 especialistas impositivos de empresas medianas y grandes de diversos sectores productivos y de servicios del país respondieron la encuesta sobre temas como la presión fiscal, su impacto en los precios y en los planes de inversión. Casi el 60% cree que la carga fiscal no tendrá variantes este año.

Como todos los años KPMG Argentina presenta los resultados de la undécima edición de la tradicional "Encuesta Anual de Impuestos de KPMG.

Impacto de los impuestos en la actividad económica y en los negocios desde la visión de las empresas", que

tiene como principal objetivo conocer la opinión de los especialistas acerca de la incidencia impositiva en sus negocios. Las respuestas hacen foco en la percepción fiscal de lo ocurrido en 2025 y la perspectiva sobre inversiones, financiamiento y actividad para 2026. El estudio abarcó un universo de más de 80 consultados que cumplen funciones de CEOs y especialistas impositivos de empresas medianas y grandes de diversos sectores productivos y de servicios del país. Como todos los años, la muestra está compuesta por tres bloques temáticos:

a) Presión fiscal receptada. Incidencia en precios y planes de inversión de las empresas;
b) Rol de organismos administrativos y judiciales; y c) Perspectivas para 2026. Las conclusiones ofrecen una visión autorizada de los referentes de compañías de primera línea cuyas decisiones de inversión suelen resultar significativas en el crecimiento, empleo y formalización económica.

"Una vez más Ingresos Brutos lidera la lista de los que encarecen de manera determinante los precios de productos y servicios. La brecha que saca este gravamen por sobre los demás es muy elocuente. Este año superó el

60% contra un 54% del año pasado. Es bastante improbable el éxito de una reforma fiscal profunda, que haga foco en la productividad y en el desarrollo, sin apuntar a una readecuación de este gravamen y a moderar fuertemente la superposición de regímenes de recaudación provinciales", explica Fernando Quiroga Lafargue, socio de Impuestos Corporativos de KPMG en Argentina y responsable de la encuesta.

Principales hallazgos

YPF, Eni y XRG firman el Acuerdo de Desarrollo Conjunto para avanzar en Argentina LNG

- El acuerdo constituye un hito en el camino hacia la Decisión Final de Inversión.
- Capacidad del proyecto de 12 MTPA, que posiciona a Argentina entre los principales exportadores de GNL.

- Se espera que el proyecto genere una inversión significativa, empleo y consolide una capacidad de exportación energética de largo plazo.

YPF, Eni y XRG, socios fundadores del proyecto, anunciaron la firma del Acuerdo de Desarrollo Conjunto (Joint Development Agreement, por sus siglas en inglés, JDA), de carácter vinculante, para el avance de Argentina LNG. El proyecto integrado de gran escala para la producción y licuefacción de gas permitirá monetizar el potencial de Vaca Muerta y consolidar la posición del país como proveedor global de GNL a largo plazo.

Argentina LNG prevé una capacidad de producción de 12 millones de toneladas anuales (MTPA) de GNL, a través de dos unidades flotantes de licuefacción (FLNG), cada una con una capacidad de 6 MTPA. El proyecto está diseñado para integrar las etapas de producción, procesamiento, transporte y exportación de GNL.

La firma del JDA representa un nuevo hito para el proyecto, ya que establece el plan de trabajo que permitirá a las partes avanzar hacia la siguiente etapa de desarrollo. En este marco, los socios llevarán adelante la Ingeniería Básica (Front-End Engineering Design – FEED) y otras actividades asociadas, incluyendo tareas de ingeniería, estructuración técnica y los principales frentes de trabajo comerciales y de financiamiento.

Horacio Marín, presidente y CEO de YPF, señaló, "este nuevo paso marca la incorporación formal de XRG al proyecto que venimos desarrollando junto con Eni. Contar con dos jugadores de clase mundial nos permite posicionar a Argentina LNG como uno de los proyectos más relevantes a nivel global. A partir de ahora, continuaremos trabajando de manera muy intensiva para alcanzar la Decisión Final de Inversión durante la segunda mitad de 2026".

Por su parte, Guido Brusco, Chief Operating Officer de Global Natural Resources de Eni, comentó, "con la firma del Acuerdo de Desarrollo Conjunto se suma un nuevo socio – XRG – a Argentina LNG, que se perfila como una de las oportunidades más prometedoras del escenario global del gas. El proyecto avanza reflejando liderazgo tecnológico y una visión estratégica de largo plazo".

Finalmente, Mohamed Al Aryani, presidente de International Gas de XRG, afirmó, "el potencial de Argentina LNG es significativo, y este acuerdo marca un hito importante en el desarrollo del proyecto. YPF, Eni y XRG comparten la ambición de avanzar en un proyecto de GNL de gran escala que contribuya a un suministro energético confiable y flexible para los mercados internacionales, al tiempo que genera valor de largo plazo para los socios y las comunidades locales".

Mantenimiento preventivo y predictivo: estrategia que marca la diferencia

Un estudio de hace unos pocos años sobre mantenimiento industrial en Estados Unidos revela tendencias significativas en las estrategias empleadas por los profesionales del sector. Si bien el número de empresas que implementan el mantenimiento preventivo ha venido crecido, un gran número de instalaciones industriales todavía utiliza procedimientos de mantenimiento reactivo en sus operaciones; situación muy similar al de hace varios años atrás. Esta es una estrategia inadecuada a corto plazo que puede aumentar los costos de reparación y reemplazo de equipos.*

¿Cuáles son las ventajas de una estrategia correcta de mantenimiento en fábrica? La implementación de programas de mantenimiento preventivo y predictivo permite a los profesionales adoptar una visión proactiva y a largo plazo en sus rutinas de mantenimiento, facilitando mejoras esenciales en seguridad, productividad y cuidado ambiental. Para fortalecer estos procesos, se recomienda considerar la implementación de un programa integral de análisis de aceite. Como referente en el sector, la marca MobilTM plantea algunas iniciativas a poner en práctica en torno a la lubricación de los equipos.

El aceite: el inicio

Una de las formas más eficientes de iniciar es establecer un programa completo de análisis de aceite. Al evaluar regularmente la condición de los lubricantes en uso, las empresas pueden identificar contaminantes y signos de desgaste antes de que alcancen "niveles de alerta", minimizando el mantenimiento no programado y prolongando la vida útil de los equipos.

El programa implica la recolección periódica de muestras de lubricante, cuya frecuencia dependerá de la criticidad del equipo y los modos de falla identificados, pudiendo ser mensual, trimestral o en intervalos mayores para análisis externos. Las muestras se tomarán en componentes críticos como cajas de engranajes, bombas, compresores, turbinas, sistemas hidráulicos, motores.

Los técnicos deben buscar y analizar la presencia de metales por desgaste, elementos contaminantes y aditivos en el aceite. Factores como velocidades operativas, altas presiones y temperaturas pueden afectar la productividad, mientras que la presencia de combustible, la suciedad y otras partículas insolubles pueden contaminar las máquinas.

Es crucial monitorear/controlar el contenido de agua, ya que puede desestabilizar los lubricantes y aumentar la corrosión, ingresando al sistema por condensación, limpieza o fugas. Además, se deben vigilar las fluctuaciones en la viscosidad o cambios en la resistencia al flujo del lubricante.

Los principales fabricantes y equipos, junto a los proveedores de lubricantes, deben trabajar codo a codo con los operadores industriales para mejorar la comprensión del valor del mantenimiento proactivo y, sobre todo, cómo implementar un plan para el ahorro de costos.

Estas colaboraciones efectivas permitirán expandir los programas de mantenimiento y brindar soporte y valor agregado a los operadores industriales.

Scania lanza una edición especial de camiones por sus 50 años en Argentina

La serie conmemorativa, basada en el tractor S550 de la línea Super, combina ingeniería avanzada, eficiencia operativa, seguridad de última generación y un diseño exclusivo con identidad argentina.

Scania presenta en el país una Edición Especial de camiones en el marco de su 50° aniversario de presencia ininterrumpida en Argentina, una serie conmemorativa que sintetiza cinco décadas de desarrollo junto al transporte nacional y proyecta el futuro de la industria con foco en eficiencia, seguridad y sustentabilidad. La serie está destinada exclusivamente al mercado argentino y ya está disponible en los 29 puntos de la red de concesionarios Scania.

La Edición Especial está configurada sobre el tractor S550, disponible en versiones 6x2 y 6x4, orientadas a operaciones de larga distancia y transporte de cargas generales. El modelo integra la cabina S de piso plano —la más amplia de la marca— junto con los motores Scania Super de 13 litros, ofreciendo una solución diseñada para maximizar el desempeño, la rentabilidad operativa

y el confort en ruta.

Desde el punto de vista técnico, la unidad incorpora una configuración completa que incluye transmisión automatizada Opticruise, sistema de freno auxiliar Retarder, suspensión neumática integral y un chasis optimizado para mejorar la productividad y reducir el costo total de operación. A esto se suma un paquete de seguridad activa de última generación (ADAS 2.0), que eleva los estándares en prevención de incidentes y asistencia al conductor en condiciones de alta exigencia.

En línea con la evolución tecnológica de la industria, la nueva generación de motores Scania Super permite alcanzar mayores niveles de eficiencia energética y reducción de emisiones, reforzando el compromiso de la compañía con un transporte más sustentable. Esta plataforma combina potencia, menor consumo de combustible y mayor disponibilidad operativa, atributos clave para el negocio del transporte de larga distancia.

Uno de los diferenciales de esta serie es su identidad visual exclusiva, desarrollada por el área de Brand Management de Scania en Suecia con participación del equipo argentino. La estética —en color blanco con detalles en celeste— incorpora referencias al sol de la bandera argentina, como símbolo del vínculo histórico entre la marca y el país, y refuerza el carácter conmemorativo de la edición.

El desarrollo del modelo combinó un trabajo articulado entre los equipos de Argentina y Brasil, con definición local de las especificaciones técnicas. En este proceso, la planta de Tucumán cumple un rol central dentro del sistema productivo global, ya que allí se fabrican la totalidad de las piezas de la caja de cambios y una parte significativa de los diferenciales que luego se integran en el ensamblado final en Brasil.

"Esta Edición Especial representa mucho más que un lanzamiento de producto: es la síntesis de 50 años de trabajo junto al transporte argentino y una muestra concreta de cómo seguimos evolucionando con soluciones que combinan eficiencia, tecnología y seguridad para nuestros clientes. Es también una forma de proyectar el futuro de la industria, con propuestas cada vez más sustentables y adaptadas a las exigencias del negocio", destacó Sebastián Figueroa, CEO y presidente de Scania Argentina.

De esta manera, la Edición Especial 50° Aniversario se posiciona como un producto que combina legado e innovación, integrando tecnología de vanguardia con una propuesta concreta de valor para el transporte: mayor eficiencia, más seguridad y máxima disponibilidad operativa.

MetroGAS obtuvo un premio que reconoce la excelencia en la gestión integral

La principal empresa de distribución de gas natural por redes resultó ganadora del Premio Nacional a la Calidad 2025 para el sector privado.

MetroGAS obtuvo el Premio Nacional a la Calidad 2025 en la categoría Gestión Integral de Empresas Grandes, el reconocimiento más importante del país para organizaciones privadas y públicas que alcanzan niveles de excelencia en sus procesos y en sus resultados.

Este galardón que administra la Fundación Premio Nacional a la Calidad es la máxima distinción que se otorga a empresas e instituciones públicas que implementan modelos de gestión para mejorar la calidad de sus productos, servicios y procesos, con un enfoque a la mejora continua y la sostenibilidad.

El presidente de MetroGAS, Andrés Scarone, expresó que el reconocimiento obtenido "ratifica la decisión estratégica de una compañía que es líder en la industria del gas y que en los últimos años logró implementar proyectos innovadores y mejorar la eficiencia operativa".

El premio potencia la competitividad global y destaca el nivel de madurez en la gestión de las empresas, alineado con los más exigentes estándares internacionales. Fue instituido por el Congreso Nacional mediante la Ley 24.127 y se divide en dos vertientes: una para el sector público y otra para el sector privado, en la que resultó premiada MetroGAS.

"Es un día de gran orgullo para los que hacemos MetroGAS. Desde hace cinco años nos planteamos como objetivo estratégico convertirnos en una empresa más moderna, ágil y rentable, y trabajamos en equipo para llevar adelante este proceso de transformación que hoy se corona con este prestigioso reconocimiento", sostuvo nuestro CEO, Sebastián Mazzucchelli.

Como parte del proceso de implementación y despliegue del Modelo de Excelencia, durante 2022, 2023 y 2024 MetroGAS obtuvo tres Certificaciones Oro en "Mejores Prácticas de Gestión Integral", luego de haber superado el puntaje requerido en la calificación interna, según las bases del concurso.

El director ejecutivo de la Fundación Premio Nacional a la Calidad, Jorge Ferreiro, resaltó "la madurez de la gestión de MetroGAS" para la obtención del galardón: "Destacamos especialmente el aporte de todos sus colaboradores, cuyo compromiso, liderazgo y trabajo cotidiano hicieron posible alcanzar este hito, consolidando a la compañía como un referente en gestión y excelencia organizacional".

Este premio es otorgado a aquellas instituciones que demuestran un alto nivel de calidad operacional, tras una evaluación de su desempeño integral. El proceso contempla aspectos como el liderazgo, mercados y clientes, innovación, personas, recursos y responsabilidad social, promoviendo así modelos de gestión que impulsan la calidad, la productividad y la sostenibilidad a largo plazo.

"A partir del 2021, implementamos y desplegamos el modelo Camino a la Excelencia, que nos permitió hacer evolucionar nuestra gestión, fortalecer capacidades, desarrollar competencias clave y afianzar prácticas que hoy se traducen en un reconocimiento que reafirma que estamos en la dirección correcta", explicó Mazzucchelli.

El reconocimiento reafirma el compromiso de MetroGAS de seguir trabajando con foco en la mejora continua y la innovación, para brindar un servicio cada vez más eficiente y sostenible a sus usuarios y acompañar el desarrollo de las comunidades donde opera.

Seguinos en nuestras redes

INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETROLEO Y DEL GAS

www.iapg.org.ar

La 31ª Olimpíada de Energía y Ambiente ya tiene fecha y convoca a estudiantes de todo el país

Organizado por el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, el certamen reúne cada año a miles de alumnos de nivel secundario para reflexionar, estudiar y competir en torno a temas clave como la matriz energética, el uso responsable de la energía y su vínculo con el cambio climático.

Ya está en marcha la 31ª edición de la Olimpíada de Energía y Ambiente, una propuesta educativa impulsada por el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG) que convoca cada año a miles de estudiantes regulares de nivel secundario de todo el país.

A través de una bibliografía especialmente seleccionada, los alumnos abordan temas como las fuentes de energía —renovables y no renovables—, su uso responsable y eficiente, la matriz energética de la Argentina y del mundo, y la relación entre energía y cambio climático. Se trata de una iniciativa que busca no solo transmitir conocimientos, sino también fomentar la reflexión y una mirada crítica sobre una problemática central para el presente y el futuro.

Un certamen que promueve conocimiento y reflexión

Las evaluaciones son elaboradas por pedagogos especializados en energía, sustentabilidad y medio ambiente, con la revisión técnica de la Comisión de Educación del IAPG, integrada por profesionales de distintos perfiles, entre ellos técnicos y docentes. Las decisiones vinculadas con los temarios, la bibliografía y el cronograma también son definidas por esta comisión.

La competencia se desarrolla a lo largo del año calendario en cuatro instancias. La primera es la Selección Local, que se realiza en cada establecimiento educativo participante, según el criterio de la institución, para definir a los alumnos que representarán a la escuela. Luego tiene lugar la Selección Zonal, en sedes designadas, con

pruebas de opción múltiple elaboradas por el IAPG. A partir de allí, los mejores puntajes avanzan a la Selección Regional, que se lleva a cabo en distintas provincias cabecera o en seccionales del instituto.

La Evaluación Final se realiza en la sede del IAPG, en la Ciudad de Buenos Aires, generalmente durante noviembre. Allí participan los alumnos ganadores de la instancia regional, acompañados por sus docentes tutores, familiares o un adulto responsable. En esta última etapa, los exámenes dejan de ser multiple choice y pasan a consistir en ejercicios de desarrollo sobre los conceptos trabajados en la bibliografía.

En todo el proceso también se destaca el papel de las seccionales del IAPG, que colaboran activamente en la difusión de la Olimpíada y en el acompañamiento de las actividades que se realizan en cada etapa.

Fechas clave y premios de la edición 2026

Para esta edición, el cronograma ya fue confirmado. El cierre de inscripción será el 31 de julio de 2026. La evaluación local se realizará el 7 de agosto, la zonal el 11 de septiembre, la regional el 16 de octubre y la final el 20 de noviembre de 2026.

En cuanto a los reconocimientos, los alumnos que obtengan los tres primeros puestos recibirán una beca de ayuda escolar durante 12 meses y sus correspondientes medallas. Además, quien alcance el primer puesto recibirá un diploma que será entregado en un acto previo al tradicional almuerzo por el Día del Petróleo y del Gas, el 13 de diciembre, al que será invitado junto a sus padres.

También se otorgarán equipos electrónicos al establecimiento educativo del alumno ganador y habrá premios para los profesores tutores de los estudiantes distinguidos. Durante la final, además, se reparten y sortean premios sorpresa, que pueden incluir desde dispositivos tecnológicos —como smartwatches, auriculares inalámbricos o cámaras GoPro— hasta viajes.

Con una propuesta que combina formación, exigencia académica y estímulo a la participación, la Olimpíada de Energía y Ambiente vuelve a posicionarse como una iniciativa federal que acerca a los jóvenes a debates esenciales para comprender el presente energético y ambiental del país y del mundo.

IAPG Houston reunió a referentes del sector para analizar el desarrollo del GNL y el futuro energético argentino

El encuentro convocó a funcionarios nacionales, gobernadores de provincias productoras y directivos de YPF para debatir la estrategia argentina en gas natural licuado, sus próximos hitos y su proyección exportadora.

Houston fue sede de un encuentro estratégico para el sector energético argentino, con una jornada dedicada al análisis del desarrollo del gas natural licuado (GNL) y su potencial dentro de la agenda de exportación del país.

El evento, organizado por IAPG Houston bajo el lema "Strategic Dialogue on LNG", reunió a funcionarios del ámbito nacional, autoridades provinciales y representantes de YPF SA, en un espacio orientado a poner en común las acciones y definiciones necesarias para avanzar en la proyección argentina en el mercado global del GNL.

La apertura estuvo a cargo de Richard J. Spies, presidente de IAPG Houston, y Ernesto López Anadón, presidente del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, quienes ofrecieron un marco institucional sobre el papel de ambas entidades en la promoción del diálogo energético.

Luego, Daniel González, viceministro de Energía y Minería, presentó una visión sobre la estrategia nacional y sobre el proceso de transformación que atraviesa el ecosistema energético argentino.

El expositor principal del encuentro fue Horacio Daniel Marín, presidente y CEO de YPF SA, quien repasó los principales hitos que deberán concretarse para avanzar en las próximas etapas del proyecto argentino de GNL. En su presentación, también se refirió a las mejoras de eficiencia logradas en las operaciones de upstream y downstream de la compañía.

La jornada contó además con la participación de los gobernadores Rolando Figueroa, de Neuquén, y Alberto Weretilneck, de Río Negro. Durante un panel de intercambio, ambos se refirieron al trabajo coordinado que sus provincias vienen desarrollando junto con la industria y el gobierno nacional, con vistas a consolidar las condiciones que permitan a la Argentina posicionarse como un actor competitivo en el escenario internacional del GNL.

El encuentro concluyó con una instancia de preguntas y respuestas en la que participaron los mandatarios provinciales y el titular de YPF, generando un intercambio con el público en torno a los desafíos y oportunidades vinculados con esta agenda.

Además, la jornada contó con la presencia de Cristina Tosonotti, cónsul general de la Argentina en Estados Unidos en Houston.

El encuentro reflejó la relevancia creciente del GNL dentro de la agenda energética argentina y la importancia de fortalecer espacios de articulación entre el sector público, las provincias y la industria para acompañar su desarrollo.