

INFORME

CONFERENCIA ARPEL 2026

1º AL 4 DE JUNIO DE 2026 | HOTEL HILTON BUENOS AIRES



INFORMES
DE EVENTOS

JUNTOS SOMOS ENERGÍA

Promoviendo la competitividad de la industria del petróleo y gas, la seguridad energética y el crecimiento económico en América Latina y el Caribe



ASOCIACIÓN DE EMPRESAS DE
PETRÓLEO, GAS Y ENERGÍA RENOVABLE
DE AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE

Patrocinios

PATROCINADOR NACIONAL



APOYO NACIONAL



PATROCINADOR DIAMANTE



LA MARCA SHELL ESTÁ LICENCIADA A RAÍZEN

PATROCINADOR ESMERALDA



PATROCINADOR PLATA



PATROCINADORES BRONCE



EXPOSITORES



¿Qué conclusiones sacamos?

Por CARLOS GARIBALDI,
Secretario Ejecutivo de Arpel



Como industria, llevamos más de un siglo creciendo en la incertidumbre de precios volátiles por motivos geopolíticos globales, vaivenes políticos locales, desbalances entre oferta y demanda y presiones socioambientales.

Hoy pareciera que esa volatilidad se haya exacerbado aún más y que casi parezca que debamos operar en el caos.

Más que una **transición** energética con reemplazo, estamos viviendo una **evolución** con las energías renovables complementando a los combustibles fósiles para satisfacer la creciente demanda energética.

No se puede forzar un cambio de paradigma con reduccionismos que ignoran la **complejidad del sistema energía-economía-clima** y sus condiciones de contorno.

Yo no me pregunto entonces si debemos dejar de explorar y desarrollar recursos de hidrocarburos, y me pregunto en cambio **si estamos explorando lo suficiente.**

En particular el gas natural no es ya un puente transitorio sino un vector de la descarbonización e integración regional.

Pero no hay que confundir cambio de ritmo con cambio de rumbo. El cambio climático es inmune a ciclos electorales y vaivenes ideológicos.

Urge gestionar adecuadamente los **riesgos climáticos de transición y los físicos** a nuestras instalaciones.

Urge entonces continuar descarbonizando nuestras operaciones, procesos e instalaciones, prestando especial atención a nuestras emisiones de metano.

Urge para eso nuestra **transformación digital**, para ser más seguros, efectivos y eficientes, con especial atención a nuestra ciberseguridad.

Urge reforzar el orgullo de pertenecer a esta industria de industrias, para continuar **atrayendo, educando y reteniendo** a nuevas generaciones de profesionales, técnicos y administradores.

Respecto de nuestra región en particular, **se nos abre una ventana de oportunidad** para hacer crecer a nuestra industria, la posibilidad de un **futuro prometedor.**

No sólo porque estamos demostrando al mundo una **prospectividad desproporcionada** a nuestras producciones actuales de hidrocarburos, sino porque la mayoría de nuestros países **quiere atraer capitales** privados e internacionales y **estamos alejados de zonas de conflicto bélico** y no tenemos **puntos de estrangulamiento estratégico** para nuestro negocio en nuestro hemisferio.

Más allá entonces de ofrecer términos contractuales y fiscales atractivos, nuestros gobiernos deben **gestionar la percepción de estabilidad política y económica, de estabilidad institucional más allá de ciclos electorales o de vaivenes ideológicos, estabilidad o previsibilidad regulatoria, mayor agilidad de los permisos ambientales, seguridad jurídica y transparencia.**

Hoy, más que nunca, necesitamos políticas de Estado y no sólo de gobierno. Tenemos que combinar visión estratégica con cooperación público-privada, pragmatismo y agilidad táctica.

Nos falta entonces mucho por hacer, y lo tenemos que hacer juntos. No malogremos esta oportunidad.

ÍNDICE

TEMA 1. GEOPOLÍTICA, SEGURIDAD ENERGÉTICA Y ESCENARIOS DE NEGOCIO PARA AMÉRICA LATINA

PÁG. 6

La energía como arma geopolítica tras la crisis de Ormuz, la seguridad energética desplazando el centro de la agenda, la volatilidad de precios y la respuesta institucional y regulatoria de la región (reformas, RIGI, desregulación, voz colectiva de la industria).

CONVERSACIÓN

Geopolítica y energía bajo Trump 2.0

Daniel Yergin (S&P Global).

CHARLA NOTABLE Y PANEL

Geopolítica y escenarios de negocio para el sector energético de América Latina y el Caribe

Bob Fryklund (S&P Global Energy), Institute of the Americas, Baker Institute.

PANEL

Políticas energéticas en la región

Senado de la Nación, Ministerio de Surinam, Subsecretaría de Hidrocarburos, GECEF, OLACDE.

PANEL DE ASOCIACIONES GLOBALES Y REGIONALES

Presente y futuro de nuestro sector industrial

Ipieca, SPE, IOGP, IGU, Arpel, WPC Energy.

PANEL DE ASOCIACIONES NACIONALES

Presente y futuro de nuestro sector industrial

IAPG, IBP, ACP, Naturgas, SNMPE, SPH.

ACTO DE APERTURA

GeoPark, IAPG, African Energy Chamber, OLACDE, Ministerio de Economía de la Nación.

TEMA 2. COMPETITIVIDAD DEL UPSTREAM REGIONAL I

PÁG. 14

El desafío no es el recurso sino convertirlo en producción competitiva. Vaca Muerta como modelo replicable, el renacimiento del deepwater (Brasil, Guyana, Surinam, Argentina offshore), la vigencia de los campos maduros y la competencia global por capital.

ENTREVISTA

La transformación de YPF y de la industria argentina de los hidrocarburos

Horacio Marín (YPF)

PANEL

Vaca Muerta y el potencial no convencional en la región

YPF, Tecpetrol, GeoPark, Provincia de Neuquén, BCG.

PANELES DE CEO's

PANEL DE CEOs I

Petróleo

ENAP, ANCAP, Oldelval, GeoPark, Quintana Energy.

PANEL DE CEOs II

Gas Natural

TGP, TGN, TGS, Hunt Oil, Promigas, TotalEnergies.

TEMA 3. GAS NATURAL Y LNG: PILAR DE LA SEGURIDAD ENERGÉTICA Y LA INTEGRACIÓN REGIONAL

PÁG. 21

El gas como pilar estructural de la matriz regional; Argentina en la antesala de exportar LNG al mundo; infraestructura, midstream e integración gasífera como condición de competitividad.

PRESENTACIÓN

Reporte de Gas Natural

IGU, OLACDE, Arpel, Naturgas

CHARLA NOTABLE Y PANEL

Oportunidades de expansión del uso y exportación de LNG y NGLs en la región

Andrea Stegher (IGU), Rystad Energy, YPF, Promigas, Argus, TGS, Argentina-Texas Chamber of Commerce.

PANEL

Gas natural, integración regional

Petrobras, IBP, TGN, OLACDE, Tecpetrol, Total Austral, EnClim.

TEMA 4. COMPETITIVIDAD DEL UPSTREAM REGIONAL II: AGUAS PROFUNDAS Y CAMPOS CONVENCIONALES

PÁG. 27

El desafío no es el recurso sino convertirlo en producción competitiva. Vaca Muerta como modelo replicable, el renacimiento del deepwater (Brasil, Guyana, Surinam, Argentina offshore), la vigencia de los campos maduros y la competencia global por capital.

CHARLA NOTABLE

Aguas profundas y seguridad energética

Jarand Rystad (Rystad Energy)

PANEL

Actividad y potencial de costa afuera y aguas profundas en la región

Shell, YPF, IBP, Total Austral, ANCAP, Rystad Energy.

PANEL

Eficiencia e innovación, claves para impulsar la competitividad de los yacimientos convencionales

Capsa-Capex, Quintana Energy, Provincia de Mendoza, CGC, S&P Global Energy.

TEMA 5. NUEVAS TENDENCIAS EN REFINACIÓN Y EL FUTURO DEL DOWNSTREAM

PÁG. 34

Una región que exporta crudo y LNG pero importa combustibles; la “planicie” de demanda, los márgenes ajustados, el giro hacia la petroquímica y la eficiencia como condición de supervivencia del downstream.

CHARLA NOTABLE

Nuevas tendencias en refinación

Felipe Pérez (S&P Global Energy)

PANEL

Nuevas tendencias en refinación, empresas integradas

YPF, Ecopetrol, PAE-Axion, Arthur D. Little.

PANEL

Nuevas tendencias en refinación, refinadoras independientes

Trafigura, Raízen, ENAP, ANCAP, Acelen, S&P Global Energy.

TEMA 6. TECNOLOGÍA, INTELIGENCIA ARTIFICIAL, CIBERSEGURIDAD Y EL FUTURO DEL TRABAJO

PÁG. 40

La IA entre la promesa y la rentabilidad real, la redefinición de roles y talento, la formación de nuevas generaciones, y la dimensión defensiva de la digitalización: ciberseguridad de las operaciones industriales.

CHARLA NOTABLE

Impacto social y laboral de la inteligencia artificial

Delfina Arambillet (Globant)

PANEL

Futuro del trabajo desde la mirada de las universidades

Colorado School of Mines/SPE, U. of Tulsa, U. de La Plata, Texas A&M, ITBA.

PANEL

Futuro del trabajo desde la mirada de las empresas

YPF, Tecpetrol, Trafigura.

PANEL

Futuro del trabajo desde la mirada de los jóvenes profesionales

Hunt Oil, WEC, Oldelval, Pluspetrol/IAPG, WPC Energy.

CHARLA NOTABLE

Ciberseguridad industrial

Julio Ardita (CISIAR)

PANEL

Tecnología con propósito, hacia operaciones más eficientes y confiables

YPF, Honeywell, Becht, Hunt, Ecopetrol.

TEMA 7. RIESGOS CLIMÁTICOS, RESILIENCIA OPERATIVA Y DISCLOSURE FINANCIERO

PÁG. 46

De la sostenibilidad declarativa a la gestión concreta del riesgo: clima físico que ya afecta operaciones e infraestructura, estándares de reporte (ISSB/IFRS) y la resiliencia como ventaja competitiva y de acceso a capital.

CHARLA NOTABLE

Los riesgos climáticos como oportunidad estratégica

Sandra Carrillo (ERM)

PANEL

Riesgos de transición y disclosure financiero, ¿está preparado el sector?

Ipieca, IMEO/Naciones Unidas, IFRS, YPF.

PANEL

Adaptación a riesgos climáticos físicos, de la vulnerabilidad a la resiliencia operativa

YPF, TGP, Ecopetrol, Grupo Rosen.

ANEXOS ACTIVIDADES DE GOBERNANZA Y EVENTOS TÉCNICOS PARALELOS

PÁG. 51

Diálogo de Stakeholders de Gas Natural

Reunión de Agencias Reguladoras

Comité de Gestión Sostenible

Comité de Ambiente, Salud y Seguridad

Comité de Transiciones Energéticas

Comité de Transformación Digital

Comité de Comunicaciones

Taller sobre Inteligencia Artificial

Comité de Ductos y Terminales

Comité de Exploración y Producción

Taller de Optimización en Tiempo Real de Procesos de Oil & Gas

Reunión de Cámaras e Institutos Nacionales

Equipo de Proyecto de Planificación de Respuesta a Emergencias

Comité de Ciberseguridad Industrial

Reunión de Presidentes de Comités Técnicos

**CONFERENCIA
ARPEL 2026**

TEMA 1

**GEOPOLÍTICA, SEGURIDAD ENERGÉTICA
Y ESCENARIOS DE NEGOCIO
PARA AMÉRICA LATINA**

Frases destacadas

"No podemos decir que va a haber 'cero netos' en 2050, eso no es realista."

Daniel Yergin
Vicepresidente del Directorio de S&P Global

"Estamos recreando el mundo."

Bob Fryklund
Vicepresidente y Jefe Estratega del Upstream Energy Group de S&P Global Energy

"El Estado no planifica ni ejecuta, el Estado saca las piedras del camino."

Federico Veller
Subsecretario de Hidrocarburos de la República Argentina

Cifras destacadas

38%

de los recursos descubiertos globalmente entre 2020 y 2024 se encuentra en América Latina y el Caribe.

US\$ 7.800 millones de superávit comercial energético

registró Argentina en 2025, con una proyección de US\$ 10.000 millones para 2026.

US\$ 40.000 millones

necesitaría Venezuela para elevar su producción de 900.000 a 1,5 millones de barriles diarios, y cerca de US\$ 140.000 millones para alcanzar los 3 millones.

25%

de los minerales críticos del mundo

produce la región, y su sector minero demandará cerca del 9% de la electricidad regional en una década.

Más de 40 países

compiten hoy por las mismas inversiones de la industria.

La **Conferencia ARPEL 2026** abrió en Buenos Aires con la energía de regreso en el centro del tablero geopolítico mundial. La crisis del Estrecho de Ormuz, la volatilidad de los precios, la erosión del orden multilateral y el desplazamiento de la seguridad energética hacia el primer plano de la agenda global marcaron el pulso de la jornada inaugural y de los debates posteriores.

De la conversación de Daniel Yergin a los análisis de S&P Global, de las reformas argentinas a la planificación de Surinam, y de las asociaciones globales a las nacionales, las voces más diversas convergieron en un mismo diagnóstico: el mundo se reconfigura y, en esa reconfiguración, América Latina y el Caribe enfrentan una ventana de oportunidad histórica, respaldada por datos de producción, recursos y geografía, que solo podrán capitalizar con reglas claras, estabilidad institucional y una voz colectiva más fuerte.

La década de América Latina

El acto inaugural fijó el tono de la conferencia. **Martín Terrado, COO de GeoPark y Presidente del Directorio de ARPEL**, sostuvo que “hay desafíos que ninguna empresa resuelve sola y que la región vale más cuando trabaja unida”, y fue categórico al afirmar que, en un contexto de disrupciones globales, “esta está llamada a ser la década de América Latina”. Como respaldo de esa ambición, recordó que la región ya produce “más de 8,8 millones de barriles de petróleo por día” y que cuenta con recursos, experiencia y escala para responder a la creciente demanda mundial.

Ernesto López Anadón, Presidente del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG), puso el foco en la coyuntura internacional marcada por el conflicto en el Estrecho de Ormuz, que generó “una volatilidad tremenda” en los mercados energéticos. El principal desafío, planteó, es entender “cómo vamos a salir de esta incertidumbre” y cómo se reconfigurarán los mercados globales, y destacó que el encuentro de ARPEL ofrecía una “oportunidad única” para debatir escenarios y estrategias en plena crisis.

La mirada del Sur Global la aportó **N.J. Ayuk, Presidente Ejecutivo de la African Energy Chamber**, quien defendió el rol de los hidrocarburos en el desarrollo: “este es un momento para añadir energía, no para reducirla”, afirmó, y llamó a la industria a “tener orgullo” y continuar invirtiendo. Ayuk subrayó además el potencial de cooperación entre África y América Latina para enfrentar la pobreza energética: “la exploración de nuevas fronteras no es solo para ustedes, es para todos”.

Desde la perspectiva regional, **Andrés Rebolledo, Secretario Ejecutivo de la Organización Latinoamericana y Caribeña de Energía (OLACDE)**, coincidió en que la región tendrá un rol creciente: “todo indica que nuestra región será probablemente la que más crecerá en hidrocarburos no OPEP en el mundo”, aunque advirtió que los países atraviesan un proceso de “recalibración” de sus políticas ante el aumento de los precios y la necesidad de equilibrar transición y seguridad energética. El cierre de la apertura estuvo a cargo de **Daniel González, Viceministro de Energía y Minería de Argentina**, quien definió el momento del país anfitrión como “la tormenta perfecta en positivo” ya que “el futuro es muy promisorio”, aseguró, y sintetizó la filosofía del nuevo marco de políticas con una frase que reaparecería a lo largo de toda la conferencia: “nuestro rol es crear las condiciones y correnos para que el sector privado desarrolle nuestros recursos”.

Daniel Yergin: geopolítica y energía bajo Trump 2.0

La conversación entre **Daniel Yergin, Vicepresidente del Directorio de S&P Global**, y **Carlos Garibaldi, Secretario Ejecutivo de ARPEL** y moderador general de la conferencia, fue uno de los momentos más esperados de la jornada inaugural y delineó el mapa conceptual sobre el que se desplegaría el resto del encuentro. Yergin describió un panorama global marcado por la incertidumbre, la reconfiguración geopolítica y una transición energética más lenta y compleja de lo previsto. “No diría que es un punto de inflexión, pero estamos viendo cambios”, sostuvo, al caracterizar el fin de más de tres décadas de “globalización sencilla” y el paso a “un mundo menos predecible y más complicado donde hay que buscar flexibilidad y ser competitivos”.

Para el autor de “The Prize”, el negocio energético ya no se limita a los recursos: “el espectro de la industria es mucho más amplio”, dijo, incorporando la infraestructura, las inversiones, la logística y los minerales, con el cobre como “mineral de la electrificación”, entre las variables decisivas.

En ese marco, observó un “interés renovado sobre la exploración”, al tiempo que advirtió que “el shale se encuentra en una meseta” y que el sector deberá “ir más allá del shale” en busca de competitividad y estabilidad, un giro del que, señaló, América Latina puede beneficiarse directamente.

Sobre el frente geopolítico, Yergin fue contundente: “la guerra no ha terminado”. En su lectura, China emerge como “un gran ganador por su compromiso con la electrificación” y por su ofensiva exportadora de vehículos eléctricos, mientras Rusia continúa financiando su conflicto “mientras no

interrumpan los ucranianos su petróleo” y “Europa está ocupada en sus propios problemas de abastecimiento”. Respecto de las negociaciones con Irán, marcó distancia de los anuncios: “el presidente Trump dice que el trato con Irán está cerrado, aunque no es una realidad visible”.

El mercado petrolero, planteó, “se encuentra en una encrucijada”. Yergin descartó caídas pronunciadas de precios, “no creo que vaya más abajo”, recordó al tiempo de indicar que “desaparecieron muchos barriles en los últimos tres meses” y estimó, sobre la base del análisis de S&P Global, que la recuperación de las instalaciones dañadas en el Golfo Pérsico tomaría al menos seis meses para volver a cerca del 80% de la normalidad previa a la crisis.

Esta es, además, remarcó, “la primera crisis del petróleo en la era de los autos eléctricos”, con cambios estructurales en la demanda y un regreso al carbón en partes de Asia por razones de costo y disponibilidad. Sobre la arquitectura de la oferta, consideró significativa la salida de los Emiratos Árabes Unidos de la OPEP+, que altera los equilibrios internos del grupo justo cuando, observó, el hemisferio occidental llegó a producir más petróleo que Medio Oriente antes de la guerra.

En ese tablero, su mensaje para la región fue inequívoco: “esta es una oportunidad para América Latina... alienta la diversificación, el desarrollo de nuevos recursos e inversiones”. Junto con África, anticipó, la región será uno de los principales destinos del capital de la industria, con un “centro de gravedad de producción de petróleo” que ya se desplaza hacia el sur: “Vaca Muerta en Argentina cuadruplicó sus inversiones” y Brasil “produce casi 4 millones de barriles diarios”, ejemplificó.

Garibaldi aportó la dimensión del potencial: la región contribuye con cerca del 10% de la producción mundial de petróleo y el 5% de la de gas, pero concentra el 38% de los recursos descubiertos globalmente entre 2020 y 2024, lejos de las zonas de conflicto y sin puntos de estrangulamiento estratégicos. Sobre Venezuela, en cambio, Yergin mantuvo la cautela: “hasta que no se hagan inversiones significativas habrá muchas preguntas”.

El cierre de la conversación apuntó a los supuestos de la transición energética. “No podemos decir que va a haber ‘cero netos’ en 2050, eso no es realista”, afirmó Yergin, para quien la idea de que el petróleo y el gas desaparecerán rápidamente “no es correcto”: la transición, argumentó, se parece más a una “adición energética”, cuya escala fue subestimada y cuyo costo fue sobreestimado, dependiente de minerales cuyas minas tardan hasta 17 años en desarrollarse.

Para la región, dijo que el subsuelo ya ofrece ventajas competitivas, el desafío es que la “superficie” (estabilidad, previsibilidad, términos razonables y regulación sostenida en el tiempo) esté a la altura para atraer inversión de largo plazo.

Un mundo que se recrea y un nuevo centro de gravedad

La charla notable de **Bob Fryklund, Vicepresidente y Jefe Estratega del Upstream Energy Group de S&P Global Energy**, ofreció el marco analítico más provocador de la primera jornada. “Estamos recreando el mundo”, planteó, al describir cómo las instituciones creadas tras la Segunda Guerra Mundial “no han estado al ritmo de los cambios” y pierden capacidad de cumplir su misión, abriendo un vacío que hoy disputan líderes con vocación de legado. Ese vacío, combinado con la “abundancia de energía”, de petróleo, productos refinados, gas natural y GNL, que precedió a los conflictos recientes, redefinió el tablero sobre el que se desató la crisis actual.

Fryklund subrayó un giro inédito de la política exterior estadounidense: “por primera vez en décadas, los Estados Unidos han empezado a enfocarse más en la región”, articulando su estrategia sobre tres pilares: el combate al narcotráfico, el cambio de liderazgos en países en colapso económico, con Venezuela como caso central, y la voluntad de contrarrestar la presencia de China en América Latina, donde el gigante asiático acumula posiciones en petróleo, gas, minería, refinación y la Ruta de la Seda, además de acreencias por más de US\$ 21.000 millones con Argentina y cerca de US\$ 17.000 millones con Perú. En un año con cinco elecciones presidenciales en la región, el modelo de S&P Global anticipa un desplazamiento hacia posiciones más promercado, que podría alinearse con esa doctrina.

El estrategia aportó además la evidencia del nuevo protagonismo regional: “6,1 millones de barriles diarios salieron de la región para ayudar al mundo” durante la crisis, un incremento interanual del 35% encabezado por Brasil, Guyana y Argentina, y el crecimiento futuro de la oferta global “está saliendo de Latinoamérica”. Pero advirtió también sobre la dura competencia por los fondos: el capital “se mueve rápido hacia donde puede obtener mejores retornos” en un escenario donde más de 40 países compiten por las mismas inversiones. Brasil, destacó, se convirtió en el modelo a seguir por su previsibilidad: cambió sus leyes, pero “honró cada contrato” firmado bajo los regímenes anteriores.

En el panel posterior, moderado por Garibaldi, **Roberto Brandt, Consultor Internacional en Energía** y miembro no residente del Centro de Estudios Energéticos del Baker Institute (Rice University), resumió el contexto global en dos palabras: “volatilidad e incertidumbre”, aunque coincidió en que se abre “un momento de oportunidad” para los hidrocarburos regionales.

Con ironía, comparó la indefinición del conflicto en Ormuz con la paradoja de Schrödinger: el estrecho está, a la vez, abierto y cerrado; el acuerdo existe y no existe. Brandt aportó una de las series estadísticas más comentadas del panel: en 1970, Brasil producía 200.000 barriles diarios, Argentina 400.000 y Venezuela 3,8 millones; en 2025, Brasil alcanzó 4,3 millones, Argentina recuperó niveles históricos tras tocar mínimos de 500.000 en 2016 y Venezuela cayó a 900.000. “¿Cuál es el hilo común? El respeto al estado de derecho”, sentenció: Brasil lo sostuvo, Argentina lo hizo de manera intermitente y Venezuela lo abandonó.

Sobre Venezuela, Brandt cuantificó el desafío: llevar la producción actual de 900.000 barriles diarios a 1,5 millones demandaría unos US\$ 40.000 millones de inversión en producción e infraestructura (parte de la cual fue desmantelada en las últimas décadas), y alcanzar los 3 millones requeriría cerca de US\$ 140.000 millones.

Jeremy Martin, Vicepresidente de Energía y Sostenibilidad del Institute of the Americas (Universidad de California en San Diego), sumó una dimensión menos visible en Venezuela: “uno de los problemas fundamentales es el sector eléctrico”, degradado al punto de que, según una anécdota que relató, de 32 turbinas de gas instaladas sólo cuatro funcionaban. Sin reconstruir la electricidad, advirtió, no habrá ni recuperación productiva ni estabilización del país. Martin también repasó el caso de México, que importa de Estados Unidos entre el 70% y el 75% de su gas natural, insumo del 65% de su generación eléctrica, lo que explica el regreso de la discusión sobre el fracking, y subrayó el factor político transversal en la región: una “antiincumbencia” persistente que castiga a los oficialismos.

El caso argentino concentró buena parte del intercambio. Brandt señaló que el riesgo país, en torno a los 500 puntos básicos, duplica al de los principales vecinos, pero destacó un dato revelador: en las recientes colocaciones de bonos corporativos del sector, el riesgo implícito fue la mitad del soberano: “la República de Vaca Muerta es mejor que la República Argentina”, graficó. Recordó además que el país fue invitado cuatro veces a unirse a la OPEP+ y lo declinó sistemáticamente, porque subordinar el desarrollo de Vaca Muerta a un sistema de cuotas “sería el fin de Vaca Muerta”.

Con un superávit comercial energético de US\$ 7.800 millones en 2025 y una proyección de US\$ 10.000 a 11.000 millones para este año, donde cada US\$ 10 adicionales por barril suman US\$ 1.100 millones de ingresos, las expectativas son favorables, aunque, advirtió, se necesita preservar el orden macroeconómico y fiscal “por al menos dos a tres mandatos presidenciales”. Fryklund complementó: las rocas de Vaca Muerta “son algunas de las mejores del mundo”, el RIGI es “un programa fantástico” y los proyectos de GNL en marcha comenzarán a construir la credibilidad que el país necesita. Martin cerró con una nota de realismo social: el éxito se medirá cuando “el conductor de Uber no sólo escuche hablar de Vaca Muerta como una panacea, sino que realmente sienta que hay oportunidades” derivadas del desarrollo.

El panel dejó también una reflexión estratégica de Brandt sobre la geografía: la cuenca atlántica de América Latina (Guyana, Surinam, Brasil, Argentina) ofrece rutas transatlánticas directas hacia Europa “sin puntos de estrangulamiento” y en una “zona de paz”, un activo logístico que la crisis de Ormuz revalorizó dramáticamente. Y, mirando al futuro de la demanda, los tres panelistas coincidieron en que la región, con Argentina, Chile, Brasil y México a la cabeza, está bien posicionada para atraer centros de datos, siempre que ofrezca energía confiable “24/7, 365” y avance en los marcos regulatorios para la inteligencia artificial donde, señaló Brandt, Argentina aún está rezagada frente a Chile y Brasil.

Reformas, gas e integración: el rumbo de las políticas públicas

En la segunda jornada, el panel sobre políticas energéticas, moderado por Andrés Rebolledo, bajó la discusión geopolítica al terreno de las decisiones públicas concretas. **Flavio Fama, Presidente de la Comisión de Minería, Energía y Combustibles del Senado de la Nación Argentina**, repasó el giro del país anfitrión: pese a su riqueza de recursos, Argentina “ha tenido dificultades para salir adelante”, pero el nuevo gobierno ordenó la macroeconomía, abrió la economía al mundo y consiguió aprobar reformas estructurales: “hemos logrado aprobar leyes clave sin tener votos en el parlamento”, destacó en referencia a la Ley Bases y al Régimen de Incentivo para Grandes Inversiones (RIGI), a las que se sumó la reciente modificación de la ley de glaciares para destrabar proyectos mineros. Su receta para la minería, donde Argentina llega con años de rezago, es la asociación con quienes ya saben: “deberíamos asociarnos para aprender y avanzar”, dijo, tomando como referencia la experiencia de Chile.

Federico Veller, Subsecretario de Hidrocarburos de la República Argentina, aportó la mirada del Poder Ejecutivo y describió el momento como “el periodo más extraordinario de su historia energética”, resultado de tres definiciones: estabilidad macroeconómica, desregulación y protagonismo absoluto del sector privado. “El Estado no planifica ni ejecuta, el Estado saca las piedras del camino”, sintetizó. Los resultados, enumeró, ya son visibles: el país pasó “de pensar en el autoabastecimiento a poder ser un proveedor global”, revirtiendo 14 años de déficit comercial energético hacia un superávit de US\$ 7.800 millones en 2025, con una proyección de US\$ 10.000 millones para 2026.

Hacia adelante, Veller describió tres etapas: el desbloqueo del potencial mediante infraestructura, los grandes proyectos exclusivamente exportadores, con el GNL al frente, y una tercera fase de industrialización del recurso, que derramará competitividad sobre toda la región: Chile, planteó, puede convertirse incluso “en una plataforma de exportación para el Pacífico del gas argentino”, y la industria ociosa de Brasil volverá a funcionar cuando llegue el gas competitivo.

La transformación más sorprendente, sin embargo, la presentó **Patrick Brunings, Ministro de Petróleo, Gas y Ambiente de Surinam**, quien describió el desarrollo de su país como “una colaboración perfecta entre energía y medioambiente”.

Surinam, que ya conoce el negocio por su producción histórica en tierra, se prepara para “jugar la Copa del Mundo”: su primer gran desarrollo offshore entrará en producción en 2028, la primera producción de gas natural llegará hacia 2030 y el país proyecta alcanzar “medio millón de barriles por día en 2032”, una escala extraordinaria para una nación de unos 600.000 habitantes que multiplicará varias veces su PBI per cápita.

Lo más notable fue el método: la visión “Surinam 3.0”, un ejercicio de planificación de largo plazo construido con el sector privado, los sindicatos y todos los partidos políticos, que define en qué otras industrias (agricultura, ecoturismo, pesca) invertir la renta petrolera y qué perfiles laborales y educativos desarrollar para evitar los errores clásicos de las bonanzas de recursos.

La dimensión global del gas la aportó **Rafik Amara, del Secretariado del Gas Exporting Countries Forum (GECF)**, con una definición que se repetiría durante toda la conferencia: el gas natural “no es el combustible de la transición sino el facilitador” e incluso “el combustible de destino”, clave para dar estabilidad frente a la intermitencia de las renovables. Tras los shocks

sucesivos del Covid y los conflictos geopolíticos, sostuvo que la seguridad energética debe ocupar el centro de las políticas públicas y dejó un mensaje directo para el auditorio: “la integración ya no es opcional sino una necesidad de la región”.

Rebolledo cerró con dos datos que conectan la agenda energética con la minera: la región produce el 25% de los minerales críticos del mundo, principalmente litio y cobre y, según un estudio de OLACDE sobre los 150 mayores proyectos mineros, ese sector demandará en una década cerca del 9% de toda la electricidad regional.

Pragmatismo, reglas estables y una voz colectiva

La tercera jornada abrió con el panel de asociaciones globales y regionales, moderado por **Pedro Miras Salamanca, Presidente de WPC Energy**, donde los líderes institucionales de la industria coincidieron en que el escenario combina mayores riesgos geopolíticos, tensiones regulatorias y una necesidad urgente de sostener las inversiones.

Carlos Garibaldi cuestionó los enfoques simplistas de la transición con una de las frases de la conferencia: “la reducción no es solución”, y advirtió que la consigna de “no le demos dinero al gas y petróleo y le demos a las renovables” es “contraproducente, eso no funciona”, porque “los hidrocarburos y la electrificación son riesgos totalmente diferentes”. Reclamó políticas de Estado “inmunes a los vaivenes y coyunturas” y hasta se permitió ironizar sobre el célebre trilema energético, al que definió como “inestable de forma intrínseca, es como hacer equilibrio con la pelota en la cabeza”. “Eso funciona si somos Messi”, bromeó ante el auditorio porteño.

Jennifer Miskimins, Presidenta de SPE International y Directora de Ingeniería del Petróleo de Colorado School of Mines, describió el deterioro del entorno con crudeza: “estamos experimentando el riesgo ahora mismo, eso no pasaba hace tiempo”; el triángulo del trilema, dijo, “cambió significativamente con las guerras”, con amenazas concretas y de corto plazo como el Estrecho de Ormuz. Su conclusión: “si vamos a necesitar más energía, el mix va a ser diferente” vino acompañada de un llamado a atraer talento joven mostrando que “esta es una industria donde hay oportunidades”. En la misma línea pragmática, **Elizabeth Komiskey, Gerente Senior para la Región Américas de la International Association of Oil and Gas Producers (IOGP)**, pidió bajar la transición del plano declarativo al operativo: “necesitamos guías prácticas, conocimiento técnico para que la industria sea exitosa”, y recordó que, en un contexto

donde “los conceptos están cruzados”, el objetivo central debe ser “dar acceso y garantizar energía”.

Andrea Stegher, Presidente de la International Gas Union (IGU), apuntó al realismo regulatorio: “no podemos tener regulaciones más severas de lo necesario” y estas “deben tener contacto con la realidad”. Propuso abandonar la idea de transición como sustitución y hablar de sostenibilidad, entendida como “reducir la pobreza a través de la energía”, y reclamó coherencia en la asignación de capital: “la misma lógica que respalda las energías renovables se debe aplicar a las energías tradicionales”.

Brian Sullivan, CEO de Ipieca, ilustró la volatilidad política con una anécdota londinense: “la política energética del Reino Unido cambia casi todas las semanas”, dijo, y recordó que antes del cierre de Ormuz los CEOs petroleros entraban a Downing Street “por la puerta de atrás”, mientras que al día siguiente de la crisis lo hacían por la puerta principal: “de repente se dieron cuenta de que necesitábamos a todos”. Para Sullivan, el contexto impulsa una “recalibración del suministro” y un renovado impulso inversor en petróleo y gas ya que “no se puede subestimar la importancia de la energía para el progreso”, lo que obliga a la industria a fortalecer su licencia social reduciendo emisiones, eliminando venteos y ganando eficiencia.

La competitividad se define en casa

Si las asociaciones globales miraron el tablero internacional, sus pares nacionales pusieron el espejo hacia adentro: la principal amenaza para el desarrollo del sector, coincidieron, no es solo el contexto global, sino la falta de previsibilidad, competitividad y consensos domésticos. **Frank Pearl, Presidente de la Asociación Colombiana de Petróleo y Gas (ACP)**, lo planteó en términos de fondo: “la soberanía nacional se define en gran parte por la soberanía energética”, y reconoció una autocritica regional: “en algunos países habíamos perdido la pelea de la narrativa política”. En un continente con un 25% de pobreza monetaria y 9,8% de pobreza extrema, el sector, insistió, debe “mostrar que aquí están gran parte de las soluciones”.

Luz Stella Murgas, Presidenta de Naturgas, vinculó la incertidumbre directamente a “las reglas de juego” y su inestabilidad: “las demoras en los proyectos estratégicos de seguridad energética están asociadas a las demoras administrativas, consultas, regulaciones del Estado”, señaló, en un país que desde 2024 depende parcialmente de gas importado para abastecer su demanda. Y aportó el dato más citado del panel en materia

de competitividad fiscal: “el Government Take en Colombia supera el 80%” (cercano al 70% en gas), un nivel que condiciona cualquier decisión de inversión frente a alternativas como Argentina, Brasil o Perú.

La contracara la ofreció **Roberto Ardenghy, CEO del Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP)**, quien relativizó el dramatismo de la coyuntura diciendo que “hay problemas en Ormuz, pero hay otras rutas alternativas” y destacó la resiliencia del sector: “la industria es muy fuerte y muy preparada”. Brasil, recordó, acababa de anunciar un aumento del 20% en su producción y ya extrae 5,6 millones de barriles equivalentes diarios, tras pasar de importar el 90% de su crudo a ser el octavo exportador mundial. Su explicación es consistente con el diagnóstico general: medio siglo sin cambios dramáticos en la estructura jurídica y fiscal. “Si se cambian las reglas en medio del camino, eso es desastroso para las inversiones”, advirtió, y dejó además una definición conceptual: la transición energética “no es un fenómeno ambiental sino económico”.

Ernesto López Anadón retomó desde el IAPG la clave de la competencia global por capital: “tenemos que ser extremadamente competitivos”, y el factor decisivo es el “respeto al inversor”, junto con reglas estables y eficiencia de costos. Los casos peruanos cerraron el panel con una advertencia sobre el costo de la inestabilidad política: **Felipe Cantuarias, Presidente de la Sociedad Peruana de Hidrocarburos (SPH)**, recordó que, pese a 35 años de crecimiento y sólidos indicadores macroeconómicos, “hemos tenido 10 presidentes en los últimos 7 años”; el país importa el 75% de sus combustibles líquidos pese a contar con reservas para producir mucho más, y mantiene una dispersión tarifaria que encarece el gas natural hasta un 170% en las regiones más pobres respecto de Lima. **Raúl García Carpio, Gerente de Hidrocarburos de la Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía (SNMPE)**, que celebraba sus 130 años durante la conferencia, completó el diagnóstico estructural: “desde 2010 no se actualiza la política energética nacional”, el planeamiento quedó sesgado hacia lo eléctrico y la dependencia de importaciones expone al país a cada shock global de precios.

Conclusiones y principales hallazgos

El primer eje temático de la Conferencia ARPEL 2026 dejó un diagnóstico convergente y de notable consistencia entre voces muy diversas.

Primero: el mundo atraviesa una reconfiguración profunda —“estamos recreando el mundo”, en palabras de Fryklund— en la que la seguridad energética desplazó a la transición como prioridad excluyente de la agenda global, y la energía volvió a operar como instrumento de poder geopolítico.

Segundo: esa reconfiguración abre para América Latina y el Caribe una ventana de oportunidad histórica y verificable en los datos: la región aportó 6,1 millones de barriles diarios al mundo en plena crisis, concentra una porción desproporcionada de los descubrimientos recientes y ofrece rutas de exportación sin puntos de estrangulamiento, en una zona de paz.

Tercero: la oportunidad no se materializa sola. Del contraste entre Brasil, medio siglo de reglas honradas, hoy octavo exportador mundial, y Venezuela, las mayores reservas pero con una fracción de su producción histórica, emerge la lección central: el recurso decisivo no está en el subsuelo sino en la “superficie”: estado de derecho, estabilidad macroeconómica, regímenes fiscales competitivos y políticas de Estado inmunes a los ciclos electorales.

Cuarto: el caso argentino, con sus reformas recientes, el RIGI y el vuelco de su balanza energética, se consolidó como el experimento más observado de la región, aunque con la advertencia compartida de que la credibilidad se construye sosteniendo el rumbo durante varios mandatos.

Y quinto: frente a más de 40 países que compiten por el mismo capital, la industria regional asumió que necesita integración, “ya no opcional sino una necesidad”, según el GECEF, una narrativa pública renovada y una voz colectiva más fuerte, el espíritu que ARPEL sintetizó en el lema de la conferencia: Juntos Somos Energía.



**CONFERENCIA
ARPEL 2026**

TEMA 2

**COMPETITIVIDAD DEL UPSTREAM
REGIONAL: VACA MUERTA Y
EL POTENCIAL NO CONVENCIONAL**

Frases destacadas

"Todos estamos viendo el desarrollo pleno de Vaca Muerta, pero más que gas, es GNL."

Horacio Marín

Presidente del Directorio y CEO de YPF

"Un pozo en la Argentina está un 45% más caro en dólares que en Estados Unidos."

Ricardo Ferreira

Presidente de E&P de Tecpetrol

"Cuando uno entiende que la energía es estratégica se hacen cosas como las que hace Vaca Muerta."

Felipe Bayón

CEO de GeoPark

Cifras destacadas

US\$ 20.000 millones en exportaciones

podría generar el proyecto de GNL de Argentina, que YPF proyecta como el más grande de Latinoamérica.

45% más caro

en dólares resulta perforar un pozo en Argentina respecto de Estados Unidos, la brecha de competitividad que la industria busca cerrar.

De 250.000 a 750.000 barriles diarios

creció la capacidad de evacuación de petróleo de la cuenca desde 2021, con miras a alcanzar cerca de 1,5 millones hacia 2030-2031.

Más de 16.000 millones de barriles y 300 TCF de gas

se estiman como recursos de Vaca Muerta, capaces de abastecer al país por más de 100 años.

Si el primer eje de la conferencia situó a América Latina ante una oportunidad histórica, el segundo se concentró en la pregunta que define si esa oportunidad se concreta: cómo transformar abundancia de recursos en producción competitiva. La respuesta tuvo un nombre propio, Vaca Muerta, y un protagonista central: YPF, pero se desplegó sobre toda la cadena, del upstream al midstream, y sobre toda la región.

De la entrevista a Horacio Marín a los paneles de productores no convencionales y de CEOs de petróleo y gas, los expositores coincidieron en un diagnóstico de fondo: el desafío ya no es geológico sino de ejecución, costos, infraestructura y financiamiento. Y en una convicción compartida: el modelo argentino se convirtió en un “blueprint” replicable para una región que busca dejar atrás los cuellos de botella y consolidarse como proveedor confiable de energía para el mundo.

YPF y la ambición de duplicarse

La entrevista a **Horacio Marín, Presidente del Directorio y CEO de YPF**, conducida por **Nicolás Gandini, Director de EconoJournal**, ofreció la hoja de ruta de la principal compañía energética del país y, con ella, de buena parte del upstream argentino. Marín trazó un horizonte de expansión apoyado en el desarrollo pleno de Vaca Muerta, aunque advirtió que el verdadero salto no estará en el gas convencional: “todos estamos viendo el desarrollo pleno de Vaca Muerta, pero más que gas, es GNL”.

La magnitud del proyecto es la que reordena las expectativas del sector. Marín anticipó que el desarrollo del GNL podría generar “20.000 millones de dólares de exportaciones” y convertirse en “el proyecto más grande de Latinoamérica”, una escala que permitiría “duplicar el tamaño de YPF”. Para sostenerlo, la compañía busca socios de envergadura global: “buscamos empresas con espalda muy grande”, explicó.

En petróleo, el salto también es significativo: “medio millón de barriles solo de Vaca Muerta”, con un objetivo país de 800.000 barriles diarios. Marín detalló que YPF ya exporta “100.000 barriles a Chile hoy” y que se proyectan “180.000 barriles para exportar” en una primera etapa hacia 2027. El plan se ordena en cuatro pilares, a saber, YPF Oil, YPF LNG, mercado interno y exploración con una proyección que ilustra la abundancia del recurso: “YPF no va a necesitar explorar gas a partir de 2028, solo con gas asociado”.

Más allá de los volúmenes, el ejecutivo subrayó el impacto estructural del recurso sobre la economía: el desarrollo masivo de Vaca Muerta “permitirá

que Argentina sea uno de los países con energía más barata del mundo”, gracias a la reducción del costo marginal del gas. Lejos de defender una posición dominante, Marín reivindicó la apertura del play a nuevos actores: “me encanta que ellos ingresen, Vaca Muerta es para que todos ingresen”. Y anticipó avances en el offshore regional: “estoy positivo de que con Eni vamos a explorar en Uruguay”.

Marín cerró con una nota sobre la preparación de la compañía frente a un contexto internacional volátil: “nos preparamos para precios bajos y llegaron precios altos. Tendremos buenos resultados”. Su mensaje final condensó el tono optimista que atravesaría todo el eje: “el futuro es bueno, Argentina va a salir adelante... vamos a ser lo que queremos ser”.

El intercambio dejó también una lectura más amplia sobre la identidad energética que el país puede recuperar. Gandini planteó que, al convertirse en exportador de GNL y poner en marcha terminales como la de Río Negro, Argentina vuelve a vincularse con la región y el mundo desde un lugar de abundancia y no de escasez. Marín coincidió en que el horizonte excede a la compañía: el desarrollo pleno del recurso traccionará a las empresas de servicios, “estamos en todos los mapas”, atraerá a nuevos operadores y abrirá, detrás de la energía, la puerta a la minería como segundo motor del desarrollo. La condición, insistió, es ganar productividad para no quedar afuera cuando lleguen las bajas de precios: el verdadero cambio cultural del sector, dijo, es pasar de una industria acostumbrada a ciclos a una obsesionada con la eficiencia.

El desafío ya no es geológico, es de costos y ejecución

El panel sobre no convencionales, moderado por **Leonardo De Lella, Director General y Socio de Boston Consulting Group (BCG)**, desplazó la conversación de la ambición a la ingeniería fina de la competitividad. Ricardo Ferreira, Presidente de E&P de Tecpetrol, fue categórico al ubicar el problema: la brecha principal no es tecnológica sino económica. “Un pozo en la Argentina está un 45% más caro en dólares que en Estados Unidos”, señaló, aunque precisó que el rezago tecnológico es de apenas “un año o dos” y que muchas veces el límite no es el conocimiento sino el acceso a esas tecnologías.

Ferreiro aportó además una distinción reveladora sobre dónde está el margen de mejora: solo entre el 30% y el 35% del tiempo de un pozo depende de la velocidad de perforación, mientras que el 65% o 70% restante son “tiempos planos” (bajada de tuberías, logística), donde “hay

mucho que trabajar". Como referencia del potencial del recurso, recordó el caso de Fortín de Piedra, que pasó de cero a 15 millones de metros cúbicos diarios en 18 meses con una inversión de US\$ 2.000 millones.

Rodrigo Ugarte, Gerente Senior del Área Norte de YPF, detalló cómo se ataca ese costo desde la operación con una premisa de diseño: que los proyectos sean rentables incluso en escenarios adversos. "Trabajamos fuertemente en bajar costos y diseñar proyectos resilientes a precios bajos", explicó, enumerando la renegociación de tarifas de servicios, la descentralización logística de la arena, la estandarización de instalaciones tipo "fábrica de pozos" y las salas de control centralizadas con inteligencia artificial para corregir desvíos en tiempo real. Como resultado, mencionó un costo de levantamiento (lifting cost) en torno a los cuatro dólares, "muy competitivo a nivel mundial".

Para los nuevos entrantes, la palanca de competitividad es distinta. **Ignacio Mazariegos, Director de la Unidad de Negocio Argentina de GeoPark**, explicó que, sin la escala de los grandes operadores, su ventaja está en la colaboración y la agilidad: "la posibilidad de tomar decisiones rápido es lo que hace la diferencia". Relató que la compañía entró en octubre y ese mismo día ya realizaba operaciones gracias a los equipos cedidos por vecinos, y que hoy mantiene colaboración con siete compañías en distintos frentes y unos 200 acuerdos comerciales gestionados con un equipo de 45 personas. El "ecosistema", la cercanía de operadores con capacidad ociosa, infraestructura compartida y autoridades ágiles es, en su lectura, el activo que reemplaza a la escala.

Desde el sector público, **Fabrizio Gulino, Subsecretario de Energía e Hidrocarburos de la Provincia de Neuquén**, mostró cómo el Estado provincial acompaña esa lógica. Frente a un mapa de concesiones convencionales heredadas, pensadas para pozos verticales y hoy inadecuadas para ramas horizontales de 3.000 metros, la provincia trabaja en convertir concesiones, generar "pozos virtuales" que crucen límites y armonizar las mensuras entre vecinos. "Desde el lado de la provincia no vemos inconveniente que un pozo se haga en una concesión y, si es muy poco el largo de rama, poder continuar en la concesión siguiente", explicó, sintetizando una filosofía de "rampar, mantener y abandonar" a lo largo del ciclo de vida del recurso.

El cierre del panel proyectó la experiencia argentina al resto de la región. Ferreiro recordó que "el know-how está en la industria" y que países como México, que "importa el 80% del gas que consume", y Colombia cuentan con los recursos, pero necesitan "señales claras" de

estabilidad regulatoria para movilizar el capital intensivo que exige el no convencional.

Mazariegos, con tres años de experiencia en Colombia, fue más lejos: Vaca Muerta funciona como "un blueprint" aplicable en la región, donde solo el desarrollo no convencional de la cuenca del Magdalena Medio podría multiplicar por dos las reservas probadas de petróleo y por nueve las de gas del país. El obstáculo, coincidieron, ya no es el subsuelo sino la alineación público-privada y la licencia social.

Petróleo: eficiencia, infraestructura y reglas claras

El Panel de CEOs de petróleo, moderado por **Ernesto López Anadón, Presidente del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG)**, reunió a la cadena completa, downstream, upstream y midstream, y dejó en evidencia las distintas velocidades de la región. Desde el refino, **Julio Friedmann, Gerente General de ENAP**, planteó una estrategia centrada en la eficiencia más que en la expansión: "no estamos hoy día mirando crecer nuestra capacidad de producción, sino que mejorarla", tras un 2025 que definió como "el mejor año de nuestra historia". Su preocupación, advirtió, no es el presente sino el futuro: los márgenes de refinación "sí o sí van a bajar" y la industria está "en una carrera contra el tiempo" para mejorar su sistema.

Nicolás Spinelli, Gerente General de ANCAP, aportó la mirada de un actor que concentra en el refino más del 97% de su facturación y que opera como monopolio en Uruguay: "tenemos que ser garante de suministro", resumió. Spinelli describió un cambio estructural en la demanda, en Uruguay, el 25% de los autos cero kilómetro que se venden ya son eléctricos, una penetración que adelanta el desafío de colocar el excedente de gasolinas en la región, y subrayó la diversificación de la dieta de crudo, donde el medanita argentino ya representa el 40% de la mezcla, sostenida por un contrato con Vaca Muerta valuado en unos US\$ 12.000 millones hasta 2033.

Desde el upstream, **Felipe Bayón, CEO de GeoPark**, ilustró la transformación argentina con una comparación histórica: en 2009, en el Congreso Mundial de Gas, se discutía cuán rápido podían construirse terminales de importación de GNL, y hoy el país se apresta a exportarlo. "Cuando uno entiende que la energía es estratégica se hacen cosas como las que hace Vaca Muerta", sostuvo, y graficó la brecha regional: la cuenca produce "cinco veces el gas que produce toda Colombia", país que perdió la

autosuficiencia gasífera. Bayón confirmó el regreso de GeoPark al país tras la adquisición de dos áreas y una inversión proyectada cercana a los US\$ 1.000 millones en unos 55 pozos, y reivindicó el RIGI como un horizonte de estabilidad “difícil de encontrar en otras partes del mundo”.

Carlos Gilardone, CEO de Quintana Energy, puso el foco en el principal cuello de botella financiero: “Argentina carece de un mercado de capitales” y de un sistema bancario que maneje el Project Finance, lo que obliga a las compañías emergentes a apoyarse en aliados estratégicos como Trafigura y Chevron. Su modelo diversificado: petróleo, gas y almacenamiento alcanzó un récord de 23.300 barriles equivalentes diarios y se diseñó para ser resiliente a un crudo de 55 dólares. Su síntesis fue contundente: los dos millones de barriles que sueña la cuenca “requieren un país serio, con estabilidad y que respete las normas del juego”.

Gilardone aportó además una de las apuestas más singulares del panel: el almacenamiento de gas como negocio estratégico, anticipando que en Vaca Muerta se repetirá la dinámica del Permian, donde la abundancia de gas asociado genera fuertes oscilaciones de precios entre invierno y verano. “No te sorprendas si este verano hay empresas que te pagan para que te lleves el gas”, graficó, al describir un mercado en el que la capacidad de almacenar e inyectar gas de pico se convierte en una posición de trading valiosa y en un complemento natural del desarrollo petrolero.

El midstream concentró el dato más crítico para el crecimiento. **Ricardo Hösel, CEO de Oldelval**, advirtió que “para julio ya está nominado el 100% de la capacidad de evacuación” hacia el Atlántico, lo que impulsa una agenda de obras de gran escala: la repotenciación de Duplicar y el nuevo Duplicar Norte: US\$ 380 millones para transportar 200.000 barriles, con una ampliación adicional en negociación.

Hösel cuantificó la transformación de la infraestructura: la cuenca pasó de evacuar unos 250.000 barriles diarios en 2021 a cerca de 750.000 hoy, con más de US\$ 6.000 a 7.000 millones invertidos solo en oleoductos, y proyectó que, sumando el VMOS, la capacidad de evacuación alcanzará cerca de 1,5 millones de barriles diarios hacia 2030-2031. **Andrés Cavallari, CEO de Raízen**, completó el panel insistiendo en la integración regional, la cooperación técnica y la necesidad de armonizar las normas técnicas de combustibles para facilitar el intercambio.

Gas: diversificar, invertir y cooperar

El Panel de CEOs de gas natural, moderado por **Victoria Terzaghi, Jefa de Sección Energía del Diario Río Negro**, partió de una lección común extraída de la crisis. **Sergio Mengoni, Director General en Argentina de TotalEnergies**, la sintetizó en una palabra: “la palabra clave es diversificación”. El conflicto en Medio Oriente, explicó, demostró que “ya no hay en el planeta un lugar que sea inmune”, un riesgo geopolítico que “todavía no aparece en los Excel” de los análisis económicos y que da a la región un impulso adicional. Mengoni reafirmó la ambición de TotalEnergies de seguir siendo el primer productor de gas del país, hoy en torno a 36-38 millones de metros cúbicos diarios, y de liderar la exportación regional, apoyado en dos consignas: “colaboración y coraje”.

Juan Manuel Rojas, Presidente de Promigas, propuso reformular el concepto mismo de seguridad energética: tras los reiterados shocks, debe pensarse “en términos de resiliencia frente a shocks en precios y suministro”. Identificó tres frentes de trabajo: redundancia de los sistemas, agilización regulatoria para reducir el “time to market” y diversificación de las cadenas de suministro y aportó la cifra más contundente del panel sobre el costo de la inacción, ya que según el Banco Interamericano de Desarrollo, la región dejó de entregar energía por un costo de oportunidad de US\$ 7.000 millones, equivalente a 53 teravatios hora, por falta de capacidad de transporte. “Tenemos que invertir US\$ 8.000 millones por año en redes de transmisión o en sistemas de transporte, y no lo estamos haciendo”, alertó.

La mirada de la infraestructura argentina la aportaron los tres transportistas. **Oscar Sardi, CEO de Transportadora de Gas del Sur (TGS)**, describió la “posición singular” del país, uno de los pocos que combina superávit fiscal y energético, con recursos en Vaca Muerta estimados en más de 16.000 millones de barriles y 300 TCF de gas. Sardi detalló dos proyectos estratégicos de la compañía: la ampliación del gasoducto Perito Moreno, con una inversión de US\$ 560 millones que generará un ahorro de US\$ 700 millones en la balanza comercial, y el ambicioso proyecto de recuperación de líquidos del gas natural (NGL), de unos US\$ 3.000 millones, que prevé exportaciones por más de US\$ 1.200 millones anuales.

Horacio Pizarro, Director General de Transportadora de Gas del Norte (TGN), coincidió en la “oportunidad histórica” de que Vaca Muerta pueda abastecer al país por más de 100 años, pero puso una condición: “no puede haber una estructura exportadora si no hay un mercado local sólido y abastecido”. Describió el proyecto Tratayén-La Carlota para descomprimir

los gasoductos saturados que llegan a Buenos Aires y la pendiente reversión del Gasoducto Norte, claves para reactivar seis gasoductos subutilizados y volver a abastecer a Chile, Bolivia y Brasil.

Por su parte, **Andrés Mendizábal, COO de Transportadora de Gas del Perú (TGP)**, aportó la dimensión regional con un equilibrio conceptual: el desafío es combinar “competir y colaborar”, porque la competencia mejora precios y la colaboración entre empresas, reguladores y gobiernos es la que hace posible la integración.

María Julia Aybar, Vicepresidenta Senior y Country Manager de Hunt Oil Company, cerró el panel con una reflexión que enlazó con el hilo conceptual de toda la conferencia: lo ocurrido desde 2022 demostró que los hidrocarburos “no están de salida”, y que más que una transición se vive “una adición energética”. Desde la experiencia peruana de Camisea, dejó una advertencia y una autocrítica que resonaron como lección regional: “si me paro hoy y miro hacia atrás... me siento como Argentina”, cuando el proyecto se hizo bien; pero “si miro hacia el futuro, sin hacer nada de lo que deberíamos estar haciendo, me veo como Colombia”, obligada a importar gas. Su pregunta: cómo ser competitivos para atraer un capital “cada vez más escaso” quedó como síntesis del eje.

Rojas aportó, además, la que quizás fue la mirada más prospectiva del panel: el principal cuello de botella regional, sostuvo, no es físico sino de diseño de mercado. Latinoamérica sigue tratando los mercados de “moléculas y electrones” como sistemas completamente desconectados, cuando “los clientes quieren confiabilidad, seguridad energética y resiliencia, independientemente de dónde venga la energía”. La integración de ambos sistemas regulatorios, anticipó, encierra oportunidades de captura de valor que hoy se están desaprovechando, una convicción que Promigas materializó con la reciente adquisición de un operador de energías renovables para combinar sus redes de gas con generación solar y almacenamiento en Colombia, Perú y Chile.

Conclusiones y principales hallazgos

El segundo eje de la conferencia dejó una idea rectora: en el upstream regional, el recurso ya no es el factor limitante. Tanto en Vaca Muerta como en las cuencas no convencionales de México y Colombia, la geología y el know-how están disponibles; lo que decide el desarrollo es la capacidad de convertir ese potencial en producción competitiva. Esa conversión depende de cuatro variables que atravesaron todos los paneles: costos, ejecución, infraestructura y financiamiento.

En materia de costos, el diagnóstico fue preciso: un pozo argentino aún cuesta un 45% más que uno estadounidense, pero la brecha se cierra con tecnología, estandarización y, sobre todo, trabajando los “tiempos planos” del proceso. En ejecución, el hallazgo más novedoso fue el valor del “ecosistema”, colaboración entre operadores, infraestructura compartida y agilidad regulatoria como sustituto de la escala para los nuevos entrantes. En infraestructura, el cuello de botella se desplazó de la producción al transporte: la evacuación de petróleo se triplicó desde 2021 y se encamina a 1,5 millones de barriles diarios, mientras el gas exige nuevos gasoductos, reversiones y proyectos de licuables y GNL para monetizar el recurso.

La cuarta variable, el financiamiento, emergió como la restricción menos resuelta, especialmente en una Argentina que “carece de un mercado de capitales” y cuyo riesgo país aún duplica al de sus vecinos. De allí la insistencia transversal en las reglas claras, el RIGI y la estabilidad sostenida en el tiempo como condición para atraer el capital, hoy escaso y disputado por más de 40 países. Finalmente, el eje confirmó la vocación regional del modelo: Vaca Muerta se consolidó como un “blueprint” replicable y, junto con la diversificación, la resiliencia y la integración —de mercados de moléculas y electrones, de cadenas de suministro y de infraestructura transfronteriza—, definió la agenda con la que la región aspira a transformar sus recursos en desarrollo y en seguridad energética para el mundo.

An aerial photograph showing a large, blue-painted gas pipeline running vertically through the center of the image. To the left of the pipeline is a vast green agricultural field with visible furrows and shadows from trees off-camera. To the right is a dense, dark green forest. The lighting suggests it's either early morning or late afternoon, with long shadows cast across the landscape.

**CONFERENCIA
ARPEL 2026**

TEMA 3

**GAS NATURAL Y LNG:
PILAR DE LA SEGURIDAD ENERGÉTICA
Y LA INTEGRACIÓN REGIONAL**

Frases destacadas

"No hay un desafío geológico, ni tecnológico, ni financiero insuperable: el desafío central es la coordinación."

Roberto Ferreira da Cunha
EnClim

"Tenemos un lugar único en el Atlántico Sur para abastecer mercados con un gas competitivo y confiable."

Santiago Martínez Tanoira
Vicepresidente Ejecutivo de LNG y Gas Integrado de YPF

"América Latina y el Caribe no enfrentan escasez de recursos ni de oportunidades. El desafío es convertir el potencial en acción."

Pablo Ferragut
Director Gerente de ARPEL

Cifras destacadas

83%

creció el comercio mundial de LNG en menos de una década, con los países exportadores pasando de 17 a 25.

80% de la energía

que consume América Latina proviene de producción propia: la región importa apenas el 20% restante.

Más del 60% del consumo de gas de Chile

es abastecido hoy por Argentina, frente a una integración que parecía impensable años atrás.

Hasta 140 millones de metros cúbicos diarios

podría alcanzar el pico de demanda de Brasil al incorporar la generación termoeléctrica, la oportunidad-ancla para el gas argentino.

Si el petróleo ordenó el debate sobre la competitividad del upstream, el gas natural concentró la discusión sobre el futuro estratégico de la región. A lo largo de la conferencia, el gas se afirmó como el verdadero pilar estructural de la matriz latinoamericana: no como combustible de transición, sino como facilitador y destino, capaz de dar seguridad, competitividad e integración a un continente que importa apenas una fracción de la energía que consume.

Desde la presentación del 2º Reporte de Gas Natural hasta el debate sobre la integración del Cono Sur, pasando por la discusión más esperada de la jornada, las oportunidades de exportación de LNG y NGLs, los expositores trazaron un mismo arco: la región tiene el recurso, la demanda global está asegurada y la ventana es histórica, pero su captura depende de ejecutar a tiempo, construir infraestructura y resolver la competitividad de la molécula. Argentina, con Vaca Muerta y sus proyectos de LNG, se ubicó en el centro de esa conversación; el resto de la región, ante la disyuntiva de integrarse o quedar a merced de las importaciones.

Del diagnóstico a la acción: el gas como institución regional

La presentación del 2º Reporte de Gas Natural, elaborado de forma conjunta por la International Gas Union (IGU), OLACDE, ARPEL y Naturgas, marcó el punto de partida del eje y dejó una consigna que se repetiría en cada panel: pasar del dato a la acción. **Andrea Stegher, Presidente de la International Gas Union (IGU)**, sintetizó el espíritu del documento al describir su enfoque como un “Fact Based Advocacy”, una incidencia basada en hechos y datos concretos. Su propuesta fue tangible: construir un nuevo documento que reúna evidencia de los proyectos reales que ya se desarrollan en la región, para establecer benchmarks y buenas prácticas replicables. “La mejor cosa para la región es tener casos reales que se estén desarrollando”, sostuvo, convencido de que Latinoamérica puede convertirse en un modelo a compartir con otras regiones del mundo.

Guido Maiulini, Jefe de Asesoría Estratégica de OLACDE, aportó el dato que enmarca toda la discusión sobre seguridad energética regional: “América Latina sólo importa el 20% de la energía que necesita”, lo que equivale a decir que la región cubre por sí misma el 80% de su demanda. Esa relativa autosuficiencia, planteó, es la base sobre la que puede edificarse un verdadero mercado regional integrado, capaz de desacoplar los precios locales de la volatilidad global mediante señales de precios adecuadas, instituciones sólidas y planificación. Pero advirtió sobre la fragilidad del

proceso con una imagen que quedaría resonando en los paneles siguientes: “la confianza llega caminando y se va corriendo”.

Pablo Ferragut, Director Gerente de ARPEL, cerró la presentación con la tesis central del reporte: “América Latina y el Caribe no enfrentan escasez de recursos ni de oportunidades”; el desafío es convertir ese potencial en acción. Destacó el rol complementario del gas, el biometano y el hidrógeno para aportar de manera simultánea a la seguridad energética, la competitividad económica, la integración regional y la reducción de emisiones. El moderador **Camilo Morales, Secretario General de Naturgas**, completó el cuadro con una mirada sectorial: en segmentos como el transporte pesado, “se precisa una densidad energética mayor”, donde el gas puede ofrecer soluciones de corto plazo mientras maduran otras tecnologías renovables. La invitación conjunta de IGU, ARPEL y OLACDE fue inequívoca: avanzar del diagnóstico hacia la implementación.

LNG y NGLs: la ventana histórica del Atlántico Sur

El panel sobre oportunidades de expansión del uso y la exportación de Gas Natural Licuado (LNG) y Líquidos de Gas Natural (NGLs) fue uno de los momentos centrales de la segunda jornada y reunió a la cadena completa del negocio gasífero, desde la visión global del mercado hasta la infraestructura de evacuación, bajo la moderación de **Gabriela Aguilar, Presidenta de la Argentina-Texas Chamber of Commerce**. El mensaje fue unánime y contundente: el mercado global del gas atraviesa un punto de inflexión, la demanda está asegurada y América Latina tiene ante sí una ventana concreta que, sin embargo, no permanecerá abierta indefinidamente.

Andrea Stegher abrió con la dimensión del cambio estructural que vive el comercio mundial de LNG. En menos de una década, ese mercado pasó de 240 a más de 440 millones de toneladas, mientras el número de países exportadores creció de 17 a 25, configurando mercados “más interconectados” en los que la correlación de precios entre Europa y Asia llegó a alcanzar el 80%. A ese dinamismo se suma una ola de nuevos proyectos que, según la Agencia Internacional de Energía, sumará volúmenes inmensos a la oferta global. Pero la demanda crece a la par, el Sudeste Asiático recurre al carbón para compensar la escasez física tras los problemas de suministro de Qatar, y de ahí su conclusión: “hoy tenemos que ejecutar”, hay una oportunidad de hacerlo ahora mismo.

El protagonismo argentino lo asumió **Santiago Martínez Tanoira, Vicepresidente Ejecutivo de LNG y Gas Integrado de YPF**, quien describió un proyecto que “viene avanzando a paso firme”. El giro estratégico, explicó, fue pasar de un esquema basado en gas seco a uno de gas húmedo, que mejora sustancialmente la economía del proyecto: hoy el LNG representa cerca del 50% de los ingresos. Martínez Tanoira detalló el avance concreto: ingeniería desarrollada, licitaciones en marcha, más de 17 ofertas recibidas para las plantas de licuefacción, acuerdos con provincias y trabajo con socios para el project finance, y enmarcó la oportunidad en la geografía: “hay que estar competitivo porque proyectos hay muchos”, advirtió, pero Argentina cuenta con “un lugar único en el Atlántico Sur”, sin estrechos ni puntos de estrangulamiento, para abastecer mercados con un gas confiable. La seguridad que ofrece el país, subrayó, no es solo de costo sino de abastecimiento, un atributo que la crisis global revalorizó.

La perspectiva del mercado global la aportó **Vinicius Romano, Vicepresidente de Mercados de Gas para América Latina de Rystad Energy**, con una premisa que ordenó el debate: “un proyecto más competitivo asegura mejor precio y financiamiento”. Romano describió la geografía de la demanda mundial (Asia absorbe cerca del 60% del LNG) y anticipó un cambio en la estructura del mercado, en el que Argentina deberá competir con un Estados Unidos cuyo Golfo concentra el único gran hub de referencia de precios. En el caso de los NGLs, en cambio, el panorama es distinto: el mercado ya es estructuralmente exportador y la producción incremental de la región difícilmente encuentre destino local, por lo que se orientará a los grandes centros de demanda internacionales.

Desde Colombia, **Juan Manuel Rojas, Presidente de Promigas**, ofreció la contracara aleccionadora de no ejecutar a tiempo. “Tenemos los yacimientos, pero no los hemos podido usar, lo que ha derivado en que importemos el 25% de nuestras necesidades de gas natural e importaremos más”, lamentó, describiendo un problema “autoinfligido” que transformó a un país antes autosuficiente en importador. Las consecuencias, enumeró, recaen en cadena; a saber, los usuarios residenciales enfrentaron aumentos de entre 30% y 40%, la industria debió migrar a energéticos más costosos perdiendo cerca del 15% de la demanda, y el Estado resigna regalías. Promigas amplía su planta de regasificación, de 475 a 533 millones de pies cúbicos diarios, con la que abastece más de la mitad de la demanda, pero el país necesitará una segunda terminal con urgencia ante la llegada de un fenómeno de El Niño especialmente intenso.

El cuello de botella de la infraestructura lo expuso con precisión **Claudia Trichilo, Directora de Operaciones de Transportadora de Gas del Sur**

(TGS): “la capacidad de transporte es necesaria” para evacuar y procesar un gas cada vez más rico y abundante. Trichilo cuantificó el salto que viene: la producción de gas asociado a la producción de crudo pasará de unos 14 millones de metros cúbicos diarios en 2025 a 44 millones hacia 2030, un volumen que exige nuevas plantas de procesamiento y ductos. Detalló el proyecto de TGS para el procesamiento y transporte de líquidos: una planta en Tratayén con capacidad para 43 millones de metros cúbicos diarios, conectada por un ducto hacia Bahía Blanca para evacuar unas 8.000 toneladas diarias de C3 y superiores con destino de exportación. Con los acuerdos marco en proceso de firma y un plazo de instalación de 45 meses, anticipó que “para el invierno de 2030 debería estar en servicio”.

La mirada de los mercados de destino la completó **Nazareno Ferrero, Gerente de Desarrollo de Negocios de Argus Media**, quien describió un mercado global de LNG con polos bien definidos donde Asia concentra cerca del 60% de la demanda, y en el que Argentina deberá posicionarse compitiendo directamente con Estados Unidos. El panel convergió en que la región tiene una oportunidad concreta de transformarse en proveedor relevante de energía, pero que su captura exige resolver condiciones estructurales compartidas: marcos regulatorios estables, acceso a financiamiento, desarrollo de infraestructura y acuerdos de largo plazo. El régimen de incentivos a las grandes inversiones, coincidieron los actores argentinos, fue la pieza que volvió financierable un proyecto de capital intensivo y largo repago que, sin ese marco, no habría avanzado.

La integración del Cono Sur: del diagnóstico común a las obras

El cierre del eje, en la cuarta jornada, llevó la discusión al terreno más concreto: la integración gasífera del Cono Sur. El moderador **Roberto Ferreira da Cunha, CEO de EnClim**, planteó el nuevo momento del proceso: la revolución no convencional de Vaca Muerta transforma la oferta argentina, la producción boliviana declina y la demanda se reconfigura, sobre todo en Brasil. El desafío, anticipó, ya no es geológico, tecnológico ni estrictamente financiero, sino de coordinación entre múltiples actores.

Esteban Kiper, Experto en Gas Natural de OLACDE, ordenó el proceso en dos fases. La primera, ya consolidada, es la reintegración con Chile sobre infraestructura existente: tras superar la desconfianza que dejó la interrupción de los flujos en la crisis de mediados de los 2000, y gracias a la continuidad de políticas a lo largo de cuatro gobiernos, Argentina abastece

hoy más del 60% del consumo de gas de ese país. La segunda fase, más compleja, exige nueva infraestructura para llegar al norte de Chile, a Brasil vía Bolivia, a Paraguay o directamente a Brasil por Uruguayana. El avance clave, destacó, es que hoy existe “un diagnóstico común” entre los países sobre los costos, las limitaciones y las necesidades del sistema, un punto de partida homogéneo que antes no existía.

Desde la producción, **Leopoldo Macchia, Vicepresidente Comercial de Tecpetrol**, calificó las perspectivas de “muy positivas”, apoyadas en la combinación de los abundantes recursos de Vaca Muerta, las conexiones existentes —de gas y eléctricas— y la creciente necesidad de Brasil y Chile de un suministro “seguro, confiable y competitivo”. Como muestra de la apuesta, mencionó una inversión de US\$ 500 millones anuales en Fortín de Piedra para sostener 25 millones de metros cúbicos diarios en los picos invernales, “lo que produce más o menos todo Bolivia”, además de un proyecto greenfield de petróleo con gas asociado. Para Brasil, donde la tercera pata del abastecimiento, Bolivia, desaparecerá hacia 2029, identificó cuatro condiciones: precio competitivo en destino, ampliación de la capacidad de transporte, acuerdos país-país que protejan los contratos privados y demanda dispuesta a firmar contratos firmes de largo plazo.

Luciano Rojas, Director Comercial de Total Austral, aportó la visión de un operador presente en toda la región —principal productor de gas de Argentina, con 38 millones de metros cúbicos diarios— y propuso ampliar la mirada: la integración debe ir “más allá del gas natural, con el gas natural como base”, incorporando sinergias con la electricidad y la minería. El reemplazo del gas boliviano en Brasil abre la oportunidad, pero la competitividad de la molécula, desde la producción hasta la regulación, atravesando todo el upstream y el midstream, será determinante para desplazar al gas doméstico brasileño y al LNG importado en un mercado exigente.

La pieza de infraestructura la aportó **Pablo Erías, Gerente Comercial de Transportadora de Gas del Norte (TGN)**, quien subrayó que Argentina atravesó un proceso de normalización de su mercado: recomposición tarifaria, revisión quinquenal y adecuación de las tarifas a los flujos físicos que dejó al sistema “con el orden necesario” para encarar la integración. Identificó como obra estructurante un nuevo gasoducto desde Tratayén hasta La Carlota, en el sur de Córdoba, que elimina la principal restricción del sistema, llegar desde Neuquén al centro del país, y habilita, según evolucionen los mercados, expansiones hacia el norte, hacia Uruguayana o mayores flujos hacia Chile. La demanda local, señaló, ya está madura para contratar a largo plazo: en la primera etapa de ampliación de TGS,

para 5 millones de capacidad hubo ofertas por 32, una señal inequívoca del apetito del mercado.

La perspectiva brasileña, decisiva como ancla de demanda, llegó de la mano de Petrobras y el IBP. **Álvaro Tupiassu, Gerente Ejecutivo de Gas y Energía de Petrobras**, enmarcó la oportunidad en un plan de negocios de unos US\$ 100.000 millones en cinco años (85% destinado a exploración y producción) y describió un mercado brasileño que, con la incorporación de la demanda termoeléctrica, puede alcanzar picos de hasta 140 millones de metros cúbicos diarios. Tupiassu fue explícito sobre el rol del gas argentino: “debe ser parte del portafolio de compras de Petrobras”, primero por vía interrumpible y estacional, aprovechando ventanas como la de El Niño, y eventualmente mediante contratos firmes que justifiquen nueva infraestructura. Incluso manifestó interés en convertirse en comprador del futuro LNG argentino.

La nota de realismo la puso **Sylvie D'Apote, Directora Ejecutiva de Gas Natural del Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP)**, quien advirtió que Brasil enfrenta hoy “más oferta que demanda”. Con un mercado que no creció en quince años, nuevos proyectos domésticos en marcha y una industria gasífera ahora dominada por agentes privados (Petrobras comercializa cerca del 65% del gas y el resto se reparte entre múltiples actores), los contratos se acortaron a uno o dos años, lo que dificulta los compromisos de largo plazo que la nueva infraestructura requiere.

Su mensaje, no obstante, abrió una puerta: más que competir solo por precio, el gas argentino puede ganar espacio aportando flexibilidad y estabilidad de precios a un sistema brasileño cada vez más variable, y encontrar lugar en los portafolios de los nuevos comercializadores. El consenso final del panel fue que la integración es viable y que el verdadero desafío ya no es el recurso, sino alinear competitividad, infraestructura, financiamiento y coordinación regional.

Conclusiones y principales hallazgos

El tercer eje consolidó al gas natural como el pilar estructural de la matriz energética regional y como el gran articulador de la seguridad y la integración del continente. La definición conceptual que atravesó toda la conferencia, el gas no es el combustible de la transición sino su facilitador, e incluso el combustible de destino, encontró aquí su desarrollo más completo: el gas da firmeza frente a la intermitencia renovable, sustenta la industria, habilita las exportaciones y, sobre todo, puede tejer un mercado regional capaz de desacoplar a la región de la volatilidad global.

El primer hallazgo es que el problema dejó de ser de recursos. Con el 80% de su demanda cubierta por producción propia y los recursos de Vaca Muerta como respaldo, la región no enfrenta escasez sino un desafío de ejecución: pasar "del diagnóstico a la acción". El segundo es que la ventana exportadora de LNG y NGLs es concreta pero disputada: el mercado global se duplicó con creces en una década, la demanda asiática está asegurada y la posición del Atlántico Sur es un activo geográfico de primer orden, pero Argentina compite con Estados Unidos y debe ejecutar a tiempo y de manera competitiva para no perder la oportunidad.

El tercer hallazgo es que la infraestructura volvió a ser la restricción crítica, tanto para exportar (plantas de licuefacción, de procesamiento de líquidos y ductos de evacuación) como para integrar: el gasoducto al centro del país, las ampliaciones de capacidad y la reversión de flujos son las obras que destraban el comercio regional.

El cuarto es que la integración del Cono Sur entró en una fase madura pero exigente: la experiencia chilena demuestra que la confianza, una vez reconstruida, habilita flujos estables, mientras que Brasil ofrece un mercado-ancla enorme pero con una demanda más variable y contratos más cortos, donde el gas argentino deberá competir aportando no solo precio sino flexibilidad.

El mensaje de cierre fue común a los tres bloques: la región tiene el recurso, la demanda y la tecnología; lo que está en juego es la capacidad de coordinar, ejecutar y sostener reglas claras para transformar el potencial en seguridad energética y desarrollo.

**CONFERENCIA
ARPEL 2026**

TEMA 4

**COMPETITIVIDAD DEL UPSTREAM
REGIONAL II: AGUAS PROFUNDAS Y
CAMPOS CONVENCIONALES**



Frases destacadas

"Nunca hemos producido más: la producción en aguas profundas está en su máximo histórico y seguirá creciendo."

Jarand Rystad
CEO y Fundador de Rystad Energy

"El convencional no se contrapone con el no convencional, es un puente."

Martín Gandolfo
COO de Quintana Energy

"El contenido local es la diferencia entre un remedio que salva una vida y un veneno que la mata: la diferencia está en la dosis."

Roberto Ardenghy
CEO del Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP)

Cifras destacadas

+ 10 millones de barriles diarios

produce hoy el deepwater a nivel global, un máximo histórico que podría duplicarse hacia 2050.

US\$ 70.000 millones

alcanza el nuevo plateau de inversión global en aguas profundas en 2025-2026, impulsado en gran medida por América Latina.

Entre US\$ 100 y 120 millones

cuesta un pozo de exploración de frontera, con apenas 10% a 15% de probabilidad de éxito comercial.

Entre 35% y 45%

redujo su OPEX un operador de campos convencionales en un solo año, con la meta de alcanzar el 50%.

El no convencional dominó buena parte de la conversación sobre el upstream, pero la conferencia dedicó un eje completo a las otras dos fronteras que sostendrán la oferta regional en las próximas décadas: las aguas profundas y los campos convencionales maduros. Lejos de competir entre sí, ambas se revelaron complementarias del shale y decisivas para la seguridad energética en un mundo más riesgoso e incierto.

Desde la charla de Jarand Rystad sobre el renacimiento del deepwater hasta el panel sobre el potencial offshore del Atlántico Sur y la discusión sobre cómo prolongar la vida de los yacimientos convencionales, los expositores trazaron un mismo arco que recorrió todo el evento: tener el recurso ya no alcanza; el desafío es convertirlo en producción competitiva. En el offshore esa conversión depende de reglas estables, escala y campañas exploratorias sostenidas; en el convencional, de eficiencia, innovación y marcos que premien la reinversión. En ambos casos, la región compite con el mundo por un capital cada vez más escaso.

La mayor disrupción energética de la historia y el regreso del deepwater

La charla de **Jarand Rystad, CEO y Fundador de Rystad Energy**, una de las mayores consultoras energéticas del mundo, fue una de las exposiciones más esperadas de la tercera jornada y ofreció el marco analítico para entender por qué las aguas profundas vuelven al centro de la estrategia global. Su tesis de apertura fue contundente: el mundo atraviesa “la mayor disrupción de flujo de energía” jamás registrada. La crisis desatada por la guerra contra Irán y el cierre del Estrecho de Ormuz redujo el tránsito de buques en rutas clave de unos 60 a apenas 5 a 10 por día, y provocó la pérdida de entre 4 y 5,5 millones de barriles diarios de petróleo, una cifra que supera los 14 millones si se suma el gas. Es, según Rystad, una crisis “cinco veces mayor que la de 2022”.

Lo notable, planteó, no fue la magnitud del shock sino la moderación de sus efectos: los precios de la energía subieron entre 50% y 100%, lejos de los saltos abruptos de 1973 o 2022. La explicación está en la preparación previa. El año había comenzado con una marcada abundancia energética, con sobreoferta de petróleo, de gas y de electricidad, y los países de la IEA, creada justamente para la seguridad energética en 1974, mantenían reservas equivalentes a unos 140 días de consumo, muy por encima de los 90 días exigidos. “Hemos estado preparados para una crisis de petróleo como esta, y la hemos sobrevivido”, resumió. A ese colchón se sumaron la infraestructura de bypass, las reservas estratégicas y el regreso del

crudo ruso al mercado tras el levantamiento de sanciones, factores que en conjunto contuvieron los precios.

Rystad situó el episodio en una perspectiva histórica para subrayar que “la energía ha sido usada como arma muchas veces en la historia”, desde el bloqueo de carbón a Londres durante la guerra civil inglesa de 1645 hasta el embargo petrolero árabe de 1973 y la guerra del gas de Rusia contra Europa en 2021 y 2022. La lección, sostuvo, es que la seguridad energética volvió para quedarse como eje de la agenda global, y que los países buscan cada vez más control doméstico sobre sus moléculas, sean fósiles, biológicas o de hidrógeno, en paralelo al auge de la energía solar, eólica y de baterías. Anticipó, además, una ola de inversión en oleoductos de bypass en Medio Oriente para sortear Ormuz en el futuro, con una nueva gran tubería capaz de transportar 2,25 millones de barriles diarios prevista en Irak hacia 2029.

El corazón de la exposición fue el renacimiento de las aguas profundas. Rystad recordó que, cuando fundó su compañía en 2004, todo el crecimiento esperado de la producción avanzada se atribuía al offshore, pero el boom del shale “se robó” ese crecimiento durante la década siguiente, hundió el mercado de equipos de perforación y deprimió la actividad por casi una década. Ahora, en cambio, el ciclo se revierte. La producción global en aguas profundas superó los 10 millones de barriles diarios, marcó un máximo histórico en 2025 y seguirá creciendo hasta 2030, con la posibilidad de alcanzar los 20 millones de barriles equivalentes. “Nunca hemos producido más”, celebró ante un auditorio poblado de operadores del segmento.

La oportunidad, sin embargo, es enorme precisamente por lo que falta desarrollar. Según los datos de Rystad Energy, solo el 37% de los volúmenes de deepwater que se producirán hasta 2050 está hoy en producción; el 15% se encuentra en desarrollo, cerca del 29% corresponde a descubrimientos aún no aprobados y casi el 20% ni siquiera ha sido descubierto. Dicho de otro modo, la mitad de la producción hacia 2050 todavía no tomó su decisión final de inversión, lo que abre, en palabras del consultor, una ventana significativa de exploración. La inversión en el segmento alcanzó un nuevo plateau de unos US\$ 70.000 millones en 2025 y 2026, impulsada en gran medida por América Latina, aunque Rystad aclaró que los picos de gasto excesivo de 2012 a 2014 “nunca volverán”, porque la industria aprendió a ser mucho más eficiente: hoy se obtiene el doble de capacidad de perforación por dólar que en aquel pico.

El mensaje final apuntó directamente a la región. El crecimiento del deepwater está siendo liderado por Brasil y Guyana, con Surinam y, más adelante, Argentina sumándose al “corredor dorado” del Atlántico Sur, mientras Namibia emerge como la gran novedad exploratoria mundial. En el balance de oferta y demanda, Rystad proyectó que Sudamérica seguirá siendo un exportador neto de petróleo, con un pico cercano a los 4,5 millones de barriles diarios a comienzos de la década de 2030, y que Argentina se consolidará como nación exportadora con 1 a 1,2 millones de barriles diarios. En su lectura, las aguas profundas y el shale son los dos motores del próximo ciclo de crecimiento latinoamericano, fuentes estratégicas, eficientes y competitivas para sostener la oferta de un mundo que demandará más energía en medio de mayores riesgos.

El corredor dorado del Atlántico Sur: convertir el potencial en desarrollo

El panel sobre actividad y potencial costa afuera, moderado por **Rob Cordray, Director General para las Américas de Rystad Energy**, llevó el análisis del consultor al terreno de los operadores y reguladores que disputan ese capital. La consigna que ordenó la conversación fue planteada desde el inicio: tener potencial ya no alcanza, hay que convertirlo en desarrollo real y sostenido, en una región que muestra etapas de madurez muy distintas, desde el Presal brasileño en plena producción hasta las cuencas de frontera de Uruguay y el norte argentino.

Andrew Hepburn, Country Chair de Shell para Surinam, Guyana y São Tomé y Príncipe, fijó la condición de entrada para la exploración de frontera en una sola palabra: comercialidad. Los proyectos, explicó, deben ser materiales y resilientes a la volatilidad de precios, lo que exige certeza en el clima de inversión, contratos firmes que no se modifiquen, estabilidad fiscal y políticas energéticas que promuevan la inversión. Elogió en ese sentido la política de “open door” de Surinam, que mantiene la rotación de áreas y el interés del inversor, porque, advirtió, no tiene sentido que una empresa retenga un bloque sin trabajarlo.

Más tarde fue categórico sobre la naturaleza del negocio: estamos en una era de exploración selectiva, porque un pozo de frontera puede costar entre US\$ 100 y 120 millones con apenas un 10% o 15% de probabilidad de éxito comercial, números que obligan a las multinacionales a rankear y priorizar sus proyectos con disciplina de capital.

María Fernanda Raggio, Directora de Exploración de YPF, explicó cómo conviven el offshore y Vaca Muerta dentro de la compañía. Hoy el capital se concentra casi exclusivamente en el no convencional, pero la exploración costa afuera se mantiene latente porque, de concretarse un descubrimiento, tiene una escala capaz de sumarse al podio de un proyecto del porte de Vaca Muerta. Raggio describió 2026 como un año decisivo, cuando se define el pase al segundo período exploratorio, que implica compromiso de pozo, y anticipó que las compañías que sigan apostando tendrán pozos de aguas profundas y someras en los próximos cuatro años.

Su mensaje de fondo fue un llamado a cambiar la mentalidad: Argentina perforó el pozo Malvinas en 2011 y el Argerich en 2024, una cadencia de un pozo por década que el país debe abandonar para pasar a campañas exploratorias sostenidas, alentadas por el nuevo escenario global y por los retornos que aporta Vaca Muerta. La exploración, agregó, es hoy más pragmática: ya no se trata solo de acumular reservas, sino de acelerar la monetización, con Guyana como benchmark de un ciclo que pasó de descubrimiento a producción en apenas cinco años, plazo que la industria busca acortar aún más.

Roberto Ardenghy, CEO del Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP), presentó a Brasil como el país con todas las etapas de madurez: la cuenca de Campos, que produce desde los años ochenta y conserva margen para elevar su factor de recuperación desde el 21% o 22% actual hacia el 35% que alcanza Noruega; el Presal de la cuenca de Santos, que ya produce cerca de 3 millones de barriles diarios y verá una subasta de doce nuevas áreas; y las fronteras exploratorias de la cuenca de Pelotas, lindera con Uruguay y análoga a Namibia, y del margen ecuatorial, donde Petrobras perfora con altas expectativas. Sobre las políticas, Ardenghy advirtió que existe un límite al “government take”, hoy en torno al 60% o 65% en Brasil, y reivindicó el modelo tecnológico del país, donde desde la reforma de 1998 una porción de las ganancias se destina a investigación, lo que canaliza cerca de US\$ 1.000 millones anuales hacia 148 universidades y centros de investigación.

Su frase sobre el contenido local, que recorrió toda la conferencia, sintetizó el equilibrio buscado: la diferencia entre un remedio que salva una vida y un veneno que la quita está en la dosis, y Noruega, que llevó su contenido local del 5% o 10% inicial al 70% actual, es el ejemplo de una política de largo plazo bien ejecutada.

Eduarda Pina, Directora de Activos de Tierra del Fuego de Total Austral, aportó la escala global de la compañía, que produce 2,5 millones

de barriles diarios en el mundo, con más del 55% provenientes del offshore y más del 85% de su potencial exploratorio en aguas profundas. En la región opera en Brasil y Surinam en deepwater y en Argentina en el offshore convencional del sur, donde es el primer productor de gas del país con 38 millones de metros cúbicos diarios, de los cuales más de la mitad, unos 22 millones, salen del mar.

Pina subrayó el peso estratégico del offshore austral y describió el primer proyecto híbrido del mundo que integra un parque eólico de 8,4 megavatios con baterías para alimentar una operación costa afuera, una muestra de la estrategia de “más energía con menos emisiones”. Entre los desafíos, mencionó el clima extremo de la operación, los vientos intensos y la logística de operar en una isla austral sin la densidad de proveedores de la cuenca neuquina, lo que obliga a una planificación y una autonomía mayores.

Pablo Gristo, Gerente de E&P de ANCAP, ofreció el modelo de una provincia emergente. Uruguay explora el offshore desde los años setenta sin descubrimientos, y tras un pozo seco en una cuenca de frontera, “hay que remar en dulce de leche”, graficó, para volver a atraer inversión. La estrategia uruguaya combinó tres tácticas: un sistema de ronda abierta con dos oportunidades anuales que volvió el proceso predecible y quitó tensión política; el ofrecimiento de áreas muy grandes, de entre 10.000 y 15.000 kilómetros cuadrados, para dar a las compañías un abanico de oportunidades dentro de cada bloque; y el acceso total y remoto a los datos bajo acuerdos de confidencialidad, junto con la transparencia, la baja corrupción y el respeto a los contratos.

El hito que definirá la región, anticipó, es el pozo que Apache perforará en 2027 en el Bloque 6, una prueba clave para Uruguay, para el norte argentino y para la cuenca de Pelotas en Brasil, que permitirá verificar si el sistema petrolero de Namibia también está presente en este margen del Atlántico.

El panel cerró con una coincidencia que conecta este eje con el resto de la conferencia: el desafío del offshore regional ya no es solo geológico o financiero, sino institucional y social. Hepburn insistió en el rol que las propias compañías pueden controlar, desde acortar el tiempo entre descubrimiento y primer petróleo aplicando “decision quality” e inteligencia artificial al reprocesamiento sísmico, hasta el intercambio de datos entre operadores para evitar pozos redundantes. Y subrayó un punto que, dijo, el mercado subestima: la transparencia en el uso de los recursos y el trabajo temprano con las instituciones y las comunidades, condición de la licencia social para los países que aún no producen pero lo harán en el futuro.

Campos maduros: el puente que sostiene la base del sistema

El tercer bloque del eje, en la cuarta jornada, reivindicó el rol de los yacimientos convencionales, que aportan entre el 65% y el 75% de la producción mundial de petróleo y entre el 65% y el 70% de la de gas, aunque en Argentina la ecuación se invirtió y el no convencional ya supera el 60%. El moderador **Luis Stinco, Director Asociado de S&P Global Energy**, aportó un dato que ordenó el debate: cada punto que se gana en el factor de recuperación de un reservorio convencional de petróleo prolonga su vida útil entre año y medio y dos años, de modo que la eficiencia no es solo una cuestión de costos sino de extensión del recurso.

Martín Gandolfo, COO de Quintana Energy, ofreció la definición conceptual del panel: “el convencional no se contrapone con el no convencional, es un puente”, el mismo que en la cuenca neuquina sirvió de autopista para el desarrollo del shale, y una lección replicable en las cuencas del Golfo San Jorge y Austral. Relató cómo su compañía pasó de unos 200 barriles a 24.800 barriles equivalentes diarios en un año, apoyada en un modelo ágil que combina cercanía operativa, sentido de identidad del personal, construcción de confianza con sindicatos y empresas de servicios, conocimiento fino del subsuelo y un análisis económico riguroso detrás de cada decisión. El resultado fue una reducción del OPEX de entre 35% y 45%, con la meta de alcanzar el 50%, además de dos proyectos de reinyección de gas que aprovechan el diferencial de precio entre verano e invierno.

Jorge Buciak, Gerente de Ingeniería, Desarrollo y Logística de Capsa-Capex, puso el foco en la innovación como herramienta para abatir costos, con más de veinte líneas de trabajo aplicadas sobre un parque de 1.200 pozos productores y 460 inyectores. Detalló desarrollos propios como un sistema de lubricación continua que ya opera en 350 equipos y redujo unos 8 dólares el costo por pozo, bombas de cavidad progresiva profundas que llegaron a más de 1.700 metros, y un esquema de químicos por administración bautizado “Más 121”, que demostró que comprando la materia prima de forma directa se evitaba pagar un 121% por encima del valor real de esos insumos. La inteligencia artificial, anticipó, será la siguiente etapa para optimizar las formulaciones y seguir bajando consumos.

Adrián Mascheroni, Vicepresidente de Servicios a la Operación de CGC, coincidió en que el éxito de bajar costos pasa por trabajar varios frentes en simultáneo, sin un único punto de ahorro. Describió un plan iniciado a fines

de 2024 que internalizó servicios antes tercerizados, con reducciones de hasta 20% o 25% en operación y mantenimiento, la compra de un equipo de perforación propio para iniciar campaña en la segunda mitad del año, y un programa llamado “P150” orientado a un ahorro de US\$ 150 millones entre CAPEX y OPEX. La racionalización de químicos permitió recortar hasta 30% el consumo sin perder resultados operativos, y la mejora de tiempos elevó las intervenciones por equipo de 6 o 7 a más de 8 por mes, reduciendo el tiempo de producción perdida.

La mirada del Estado provincial la aportó **Lucas Erio, Director de Hidrocarburos de la Provincia de Mendoza**, cuarta productora de petróleo del país con cerca del 9% del crudo nacional. Erio reivindicó que “el convencional sigue siendo competitivo y no podemos prescindir de ese colchón” que sostiene la balanza energética exportadora junto con Vaca Muerta. Describió una política activa de reglas claras, previsibilidad y seguridad jurídica, con esquemas de reducción de regalías que llevaron a algunos activos a pagar la mitad que años atrás, bajo una lógica que definió como una resignación de renta que se convierte en reinversión. El resultado, paradójico solo en apariencia, es que Mendoza fue la provincia que menos declinó en el convencional desde la pospandemia y que en 2025 certificó más reservas que en 2024, gracias a la combinación de eficiencia operativa, menor carga tributaria y mejores precios.

Conclusiones y principales hallazgos

El cuarto eje completó el mapa del upstream regional al poner el foco en las dos fronteras que conviven con el shale: las aguas profundas y los campos convencionales. El primer hallazgo es conceptual y atraviesa todo el capítulo: estas fuentes no compiten con el no convencional sino que lo complementan. El convencional es “el puente” que sostiene la base del sistema y financia la transición hacia el shale, mientras el deepwater aporta los grandes volúmenes incrementales que el mundo necesitará para su seguridad energética. La crisis de Ormuz, lejos de frenar a los hidrocarburos, revalorizó esa función estratégica.

El segundo hallazgo es que el deepwater vive un genuino renacimiento. Tras una década en la que el shale capturó el crecimiento, la producción en aguas profundas alcanzó máximos históricos y la mitad de los volúmenes que se producirán hasta 2050 aún no tomó su decisión de inversión, lo que abre una ventana exploratoria de primer orden. América Latina, con Brasil y Guyana al frente y Surinam, Uruguay y Argentina detrás, es el epicentro de ese ciclo dentro del “corredor dorado” del Atlántico Sur, y concentra buena parte del nuevo plateau de inversión global.

El tercer hallazgo es que la captura de ese potencial offshore depende de condiciones que se repiten país por país: comercialidad y escala de los proyectos, estabilidad de contratos y de regímenes fiscales, sistemas de ronda abierta, acceso a datos y, sobre todo, un cambio de mentalidad que reemplace el pozo aislado por campañas exploratorias sostenidas, porque la exploración de frontera es cara, riesgosa y estadística. El cuarto es que los campos convencionales conservan plena vigencia siempre que se gestionen con eficiencia, innovación tecnológica y marcos que premien la reinversión: cada punto de factor de recuperación extiende años la vida del yacimiento, y la experiencia de operadores ágiles y de provincias que resignan renta para atraer inversión demuestra que el convencional puede seguir siendo competitivo.

El mensaje común a los tres bloques fue el mismo que ordenó toda la conferencia: en un mundo que disputa ferozmente el capital, tener el recurso ya no basta, hay que convertirlo en desarrollo real, competitivo y sostenido.

**CONFERENCIA
ARPEL 2026**

TEMA 5

NUEVAS TENDENCIAS EN REFINACIÓN Y EL FUTURO DEL DOWNSTREAM

Frases destacadas

“La industria de la refinación literalmente nos trajo hasta acá y seguramente nos seguirá llevando.”

Felipe Pérez

Director de Investigación y Estrategia de Combustibles y Refinación para América Latina de S&P Global Energy

“Lo más sensible para el negocio es no postergar las decisiones difíciles.”

Mauricio Martín

Vicepresidente Ejecutivo de Midstream y Downstream de YPF

“No podemos sobrevivir si no tenemos competitividad.”

Joao Farah

Acelen

Cifras destacadas

Más de 3 millones de barriles diarios

de productos refinados deberá seguir importando América Latina, pese a producir entre 8 y 9 millones de barriles diarios de crudo.

Cerca de 40 millones de barriles diarios

se perderán por eficiencia y sustitución en el sector transporte hacia 2060.

Más del 50% del costo operativo

de una refinería es energía, lo que vuelve al acceso a gas competitivo tan decisivo como el acceso al crudo.

El downstream protagonizó uno de los debates más realistas de la conferencia. Mientras la región celebra su potencial exportador de crudo y de gas, sigue importando combustibles, una paradoja que define el desafío estructural del sector y, a la vez, su oportunidad. La refinación, recordaron los expositores, es la industria que literalmente mueve al mundo, pero enfrenta un futuro de demanda que deja de crecer, márgenes ajustados y una competencia feroz por la eficiencia.

Desde la charla de Felipe Pérez sobre las tendencias globales del sector hasta los paneles de las empresas integradas y de las refinadoras independientes, los expositores coincidieron en un diagnóstico común: la refinación seguirá siendo un pilar del sistema energético, pero su supervivencia dependerá de la integración, la disciplina de inversión, el giro hacia la petroquímica y, sobre todo, la eficiencia. En un negocio donde la demanda se acerca a una meseta, el crecimiento ya no vendrá del volumen sino de ganar participación a costa de los menos competitivos.

La refinación que mueve al mundo y deja de crecer

La charla de **Felipe Pérez, Director de Investigación y Estrategia de Combustibles y Refinación para América Latina de S&P Global Energy**, ofreció el marco global del eje y planteó las preguntas de fondo: ¿sigue siendo relevante la refinación?, ¿qué cambios de oferta y demanda van a transformar el sector? Su punto de partida fue una reivindicación del rol de la industria, esa que pasa desapercibida pese a sostener la vida moderna. Nadie en el auditorio, ilustró, habría llegado hasta allí sin la refinación, desde el combustible de los aviones hasta el plástico de los autos eléctricos, y pocos reparan en la escala de extraer entre 80 y 90 millones de barriles diarios, procesarlos y distribuirlos. La industria, resumió, “literalmente nos trajo hasta acá y seguramente nos seguirá llevando”.

Pérez se distanció de la terminología de la transición energética, que en su lectura sugiere erróneamente la eliminación de una fuente cuando de lo que se trata es de transicionar hacia distintas fuentes sin descartar ninguna. A la seguridad y la disponibilidad sumó un tercer eje que suele quedar relegado: la accesibilidad, es decir, a qué costo llega la energía a la gente. No hay gobierno en el mundo, advirtió, que no se preocupe por el precio de la gasolina, por su impacto directo en la inflación y en la política, y de ahí la tentación de subsidiar o recortar impuestos para sostener el consumo, una estrategia que muchas veces solo prolonga el problema de fondo.

Sobre la coyuntura, Pérez mostró cómo la crisis de Ormuz transformó por completo las perspectivas del negocio. Las proyecciones de márgenes de refinación que S&P Global manejaba en enero eran modestas, en torno a los cinco dólares por barril o menos, un nivel históricamente habitual. Pero la salida del mercado de más del 40% del jet fuel comercial y cerca del 30% del diésel disparó los márgenes a niveles excepcionales. El analista fue cauto, sin embargo: sus proyecciones estructurales no incorporan guerras ni interrupciones permanentes, porque no sería racional, de modo que el verdadero análisis debe mirar las tendencias de largo plazo.

Y esas tendencias son tres, y convergen en un mismo punto. La primera es que la demanda global de combustibles dejará de crecer: una industria acostumbrada a sumar entre 1,5 y 2 millones de barriles diarios por año cada año se encamina hacia una meseta hacia 2030 y luego a una caída, hasta el punto de que en 2060 el mundo consumiría prácticamente lo mismo que en 2005.

Según S&P Global, cerca de 40 millones de barriles diarios se perderán por eficiencia y sustitución en el sector transporte hacia 2060. La segunda es que el mundo no es homogéneo: algunas regiones seguirán creciendo, pero no lo suficiente para compensar la caída de las demás. La tercera matiza a las dos anteriores: dentro de esa demanda plana, solo crecen con fuerza el jet fuel y la nafta petroquímica, aun cuando una refinería, por su naturaleza, no puede producir uno o dos productos sin obtener todos los demás.

De ese diagnóstico se desprende la conclusión más dura del análisis. En un negocio sin crecimiento, con exceso estructural de capacidad instalada, los márgenes se mantendrán comprimidos y alguien deberá cerrar. S&P Global anticipa una racionalización de entre 500.000 y 700.000 barriles diarios de capacidad, concentrada sobre todo en Europa, y mucha presión adicional sobre los precios de la gasolina por la entrada de megarefinerías como Dangote en África.

El crecimiento, en ese contexto, ya no vendrá del volumen sino de dos fuentes: la petroquímica, único segmento que se expandirá con fuerza de la mano del etileno y el paraxileno, y la captura de participación de mercado, porque el operador más eficiente sobrevivirá desplazando al vecino que se vea obligado a cerrar.

Pérez dedicó la última parte de su exposición a América Latina y a una advertencia sobre las soluciones fáciles. La región produce entre 8 y 9 millones de barriles diarios de crudo, pero seguirá necesitando importar más de 3 millones de barriles diarios de productos refinados. La respuesta

política habitual, construir más refinerías, no resuelve el problema por sí sola: lo demuestran los casos de México, con seis refinerías operando a media capacidad, y de Venezuela, que pasó de 1,3 millones de barriles diarios de capacidad a una fracción pese a tenerlo “todo”, incluida la gasolina gratis, una cuenta que tarde o temprano alguien termina pagando.

La clave, sostuvo, no está en tener o no refinerías sino en las condiciones de negocio, en marcos que atraigan inversión y en mercados competitivos. Y como más del 50% del costo operativo de una refinería es energía, en buena medida gas, el acceso a energía competitiva es tan determinante como el acceso al crudo. Su mensaje final fue que no habrá una única respuesta, sino una combinación de eficiencia, diversificación de proveedores, reservas estratégicas y decisiones que asuman que la seguridad de abastecimiento tiene un costo que vale la pena pagar.

Empresas integradas: integración, disciplina y el valor de cada molécula

El panel de las empresas integradas, moderado por **Daniel Monzón, Socio y Head de Argentina de Arthur D. Little**, llevó esas tendencias globales al terreno de las grandes compañías regionales que combinan producción, refinación y comercialización. El telón de fondo fue la paradoja que recorrió todo el eje: América Latina exporta crudo pero importa combustibles, lo que configura a la vez un desafío estructural y una oportunidad de sustitución de importaciones.

Mauricio Martín, Director Suplente y Vicepresidente Ejecutivo de Midstream y Downstream de YPF, planteó la consigna de la disciplina estratégica: lo más sensible para el negocio es “no postergar las decisiones difíciles”, incluso, y sobre todo, en los momentos de crisis y volatilidad. Subrayó el trabajo de infraestructura y logística para adaptar las refinerías al crudo no convencional de Vaca Muerta y maximizar su valor, y puso el acento en la consistencia en la ejecución y en el uso de datos, inteligencia artificial y optimización en tiempo real para mejorar la toma de decisiones. De su intervención surgió uno de los conceptos más comentados del panel, el “turismo molecular”, que describe las ineficiencias en los flujos regionales de productos, como enviar crudo fuera de la región para reimportarlo luego como producto terminado, y que abre una oportunidad concreta de mejorar la integración comercial entre países para que cada molécula salga por donde debe.

Felipe Trujillo, Vicepresidente de Refinación y Procesos Industriales de Ecopetrol, aportó la mirada del modelo integrado como amortiguador de los ciclos de precios. La coyuntura, reconoció, permitió maximizar márgenes y utilización de los activos, pero advirtió sobre regulaciones cada vez más exigentes y márgenes estructuralmente ajustados, en línea con el diagnóstico de Pérez. Detalló proyectos para mejorar la calidad de los combustibles y avanzar en el coprocesamiento, y defendió la integración como la herramienta que permite optimizar resultados cuando cada eslabón, por separado, enfrenta presión.

Diego Mouriño, Vicepresidente de Ingeniería y Construcciones de PAE-Axion, fue el más enfático sobre la oportunidad del momento: este es “el momento de hacer lo que hay que hacer”, aprovechando la coyuntura para avanzar en las inversiones que permitan sustituir importaciones y abastecer la demanda futura asociada al crecimiento industrial. Para Mouriño, el desafío operativo ya cambió de naturaleza: la confiabilidad de las plantas dejó de ser un diferencial para convertirse en un estándar asumido, y el verdadero objetivo pasó a ser maximizar el valor de cada molécula procesada. La integración, agregó, otorga la flexibilidad necesaria para gestionar la transición en la dieta de crudos y sostener la competitividad en el tiempo. El panel coincidió en que la refinación seguirá siendo un pilar del sistema, pero exigirá mayor integración, disciplina de inversión y adaptación constante.

Refinadoras independientes: flexibilidad, velocidad y lectura del mercado

El panel de las refinadoras independientes, moderado por el propio Felipe Pérez, reunió a un grupo de actores con menor escala pero mayor velocidad de reacción, definidos por una lógica común: compran el crudo, lo procesan y deben vender los productos, con realidades muy distintas según operen en países productores o importadores. La conclusión transversal fue que, sin el respaldo de la integración upstream, su supervivencia depende de la excelencia operacional y de la lectura fina del mercado.

Fernando Plunkett, de Trafigura, encarnó la integración de la lógica del trading al negocio refinador. Su síntesis, “conflicto igual a oportunidades”, describe una manera de operar que permite mantener la refinería “a máxima carga” todo el tiempo, traccionando el producto que el mercado demanda en cada momento y colocando los secundarios donde haya quien los necesite, incluso en mercados cambiantes. Esa capacidad de adaptación

a la demanda global, junto con la identificación de nichos y una visión de largo plazo hacia 2050, es la ventaja competitiva de un refinador conectado al comercio internacional.

Sergio Bergerman, de Raízen, sostuvo que el sector argentino llega “más robusto y resiliente” tras años de inversiones, aunque advirtió que la competitividad combina decisiones estructurales de largo plazo con una gestión diaria y minuciosa de costos y dietas de crudo. Joao Farah, de Acelen, fue tajante sobre la prioridad en Brasil: “no podemos sobrevivir si no tenemos competitividad”, con foco en los costos energéticos, la eficiencia y una política de precios transparente que dé previsibilidad al mercado. La transparencia de precios, coincidieron varios panelistas, es tan importante como la eficiencia para sostener la inversión.

Los actores de los países importadores aportaron la perspectiva de quienes operan sin producción propia de crudo. **Claudia Kalamar, de ANCAP**, explicó que Uruguay opera con una única refinería que, pese a su tamaño acotado, puede abastecer prácticamente toda la demanda del país, y destacó la flexibilidad para procesar distintos crudos como condición para sostener la operación en escenarios cambiantes. **Álvaro Hillerns, de ENAP**, señaló que en Chile, donde gran parte del abastecimiento es importado, el desafío pasa por maximizar el margen mediante la eficiencia y la adaptación de las dietas de crudo. El panel cerró con un consenso sobre el futuro: la demanda cambiará, con menor crecimiento en algunos combustibles y nuevas oportunidades en calidad y petroquímica, y la flexibilidad, la eficiencia energética y la inversión selectiva serán determinantes para que los independientes sostengan su lugar en un sistema cada vez más exigente.

Conclusiones y principales hallazgos

El quinto eje ofreció la contracara realista del optimismo exportador de los capítulos anteriores. El primer hallazgo, y el más estructural, es la paradoja regional: América Latina se afianza como exportadora de crudo y de gas, pero sigue importando más de 3 millones de barriles diarios de combustibles, una brecha que ni el potencial upstream ni la construcción aislada de refinerías resuelven por sí solos. La lección de México y Venezuela es elocuente: el problema no es tener o no refinerías, sino las condiciones de negocio, la competitividad y el acceso a energía que las hagan viables.

El segundo hallazgo es que el negocio de la refinación entra en una etapa históricamente nueva. La demanda de combustibles deja de crecer y se encamina a una meseta hacia 2030, con cerca de 40 millones de barriles diarios que se perderán por eficiencia y sustitución hacia 2060. En ese escenario de exceso de capacidad y márgenes comprimidos, el crecimiento dejará de venir del volumen para provenir de dos fuentes: el giro hacia la petroquímica, único segmento en franca expansión, y la captura de participación de mercado por parte de los operadores más eficientes, a costa del cierre de los menos competitivos.

El tercer hallazgo es que, frente a ese horizonte, las estrategias de integradas e independientes convergen en un mismo conjunto de palancas. La integración, para las grandes compañías, amortigua los ciclos y da flexibilidad para gestionar la dieta de crudos; la velocidad y la lectura del mercado, para las independientes, compensan la menor escala. En ambos casos la eficiencia operativa, la disciplina de inversión, la adopción de datos e inteligencia artificial y el aprovechamiento de cada molécula, evitando el “turismo molecular” mediante una mayor integración regional, son las condiciones de supervivencia.

El mensaje final fue inequívoco: la refinación seguirá siendo un pilar del sistema energético, pero solo sobrevivirá quien transforme la eficiencia en su principal ventaja competitiva.

**CONFERENCIA
ARPEL 2026**

TEMA 6

**TECNOLOGÍA, INTELIGENCIA ARTIFICIAL,
CIBERSEGURIDAD Y EL FUTURO
DEL TRABAJO**

Frases destacadas

“La industria energética necesita de la inteligencia artificial para generar más valor, pero la inteligencia artificial depende de la industria energética.”

Delfina Arambillet

Asociada Senior de Negocios Sostenibles de Globant.

“La seguridad no es un producto, es un proceso continuo.”

Julio Ardita

Consultor en Ciberseguridad Industrial.

“Los humanos tienen que dejar de ser el motor de la ejecución y pasar a ser quienes gobiernan los sistemas.”

Delfina Arambillet

Asociada Senior de Negocios Sostenibles de Globant.

Cifras destacadas

88% de las empresas

a nivel global usa inteligencia artificial de forma regular, pero solo el 39% ve un impacto directo en su rentabilidad.

Apenas el 1% de las compañías

logró operacionalizar por completo estrategias de inteligencia artificial responsable.

Más del 80% de los colaboradores

usa herramientas de IA que no fueron validadas por sus áreas de tecnología.

Más de 2.500 vulnerabilidades

están catalogadas en sistemas industriales, muchas explotables si los equipos no se actualizan.

Más del 84% de las empresas

aún no redefinió sus modelos laborales frente al avance de la inteligencia artificial.

La transformación digital atravesó toda la conferencia, pero en este eje se volvió protagonista. La inteligencia artificial, la ciberseguridad y el futuro del trabajo se presentaron como las tres caras de una misma revolución que ya está rediseñando la industria energética, no en el plano de la promesa sino en el de la rentabilidad concreta, la defensa de las operaciones y la redefinición de los talentos.

Desde la charla de Globant sobre el impacto social de la IA hasta la advertencia sobre la ciberseguridad industrial, pasando por las miradas de universidades, empresas y jóvenes profesionales sobre el futuro del trabajo, los expositores trazaron un mismo hilo: la tecnología por sí sola no transforma nada; lo hace cuando se aplica con propósito, se gobierna con criterio y se apoya en personas capaces de hacer las preguntas correctas. El desafío ya no es adoptar, sino implementar de manera estratégica, segura y rentable.

Inteligencia artificial: la brecha entre adoptar e implementar

La charla de **Delfina Arambillet, Asociada Senior de Negocios Sostenibles de Globant**, ofreció una de las exposiciones más reveladoras de la tercera jornada y desarmó buena parte del entusiasmo acrítico en torno a la inteligencia artificial. Su punto de partida fue la doble dependencia que une a las dos industrias: “la industria energética necesita de la inteligencia artificial para generar más valor, pero la inteligencia artificial depende de la industria energética”, porque su crecimiento acelerado demanda cantidades crecientes de energía.

El dato central de su exposición fue la brecha entre adopción y resultados. Aunque el 88% de las empresas a nivel global usa inteligencia artificial de forma regular, solo el 39% reporta un impacto directo en su rentabilidad, y ese impacto se limita a apenas el 5% de las ganancias. Para Arambillet, lejos de ser una mala noticia, “es un dato para poder tomar acción”, porque obliga a repensar cómo se implementa la tecnología. El problema, sostuvo, no es el acceso sino la estrategia: “una cosa es adoptar y otra cosa es implementar de manera estratégica y responsable”.

La especialista alertó sobre los riesgos del uso descontrolado dentro de las organizaciones, donde más del 80% de los colaboradores emplea herramientas que no fueron validadas por sus áreas de tecnología, mientras solo el 1% de las compañías a nivel global logró operacionalizar por completo estrategias de inteligencia artificial responsable. Frente a ese

desorden, propuso tres principios para una implementación efectiva: que la IA sea aceptable, con límites éticos y de seguridad; razonable, alineada al negocio y al uso eficiente de los recursos; y entendible, con sistemas trazables y explicables. A ello sumó la gobernanza, entendida no como un papel formal sino como “la arquitectura de decisión”, y la necesidad de poder explicar por qué un sistema tomó una decisión y no otra.

El cierre apuntó al impacto laboral, que conectó con el resto del eje. La IA, planteó Arambillet, obliga a rediseñar el trabajo: “los humanos tienen que dejar de ser el motor de la ejecución y pasar a ser quienes gobiernan los sistemas”, poniendo en valor habilidades como el juicio ético, la creatividad y la empatía. Con más del 84% de las empresas todavía sin redefinir sus modelos laborales, su conclusión fue que el desafío no es frenar la adopción sino implementarla con criterio para generar valor sostenible en las organizaciones y en todo el ecosistema.

Ciberseguridad industrial: una carrera permanente, no un producto

Si la IA representa la cara expansiva de la digitalización, la ciberseguridad encarna su dimensión defensiva, y a ella dedicó su charla **Julio Ardita, consultor especializado en ciberseguridad industrial**. Su tesis fue contundente: “la seguridad no es un producto, es un proceso continuo”, y hoy “la transformación digital y la inteligencia artificial dependen de una base sólida de ciberseguridad”. En un sector cada vez más automatizado e hiperconectado, los ataques, desde el ransomware hasta el sabotaje operativo, pueden comprometer la continuidad de las operaciones y la reputación de las compañías.

Ardita explicó que las amenazas evolucionaron y se apoyan en vulnerabilidades tecnológicas, robo de credenciales y dispositivos comprometidos, y que en América Latina predominan el secuestro de datos, los fraudes financieros y los ataques a la disponibilidad. Las redes industriales, matizó, son un desafío mayor para los atacantes por su complejidad técnica, pero existen más de 2.500 vulnerabilidades catalogadas en sistemas industriales, muchas explotables si los equipos no se actualizan: “si no me protejo, el intruso las puede explotar”.

El experto puso el foco en las debilidades estructurales del sector: la creciente integración con la nube, la presión por reducir costos y la coexistencia de sistemas modernos con tecnologías heredadas. “Terminamos

haciendo conexiones tipo Frankenstein: sistemas muy seguros integrados con otros que no lo son”, graficó, a lo que se suman la operación en entornos sin interrupciones, la falta de talento especializado y la dificultad de monitorear eventos en tiempo real. Como respuesta, propuso una estrategia integral basada en tres pilares, procesos, personas y tecnología, con énfasis en el gobierno de la ciberseguridad, la identificación de activos críticos, las simulaciones y la cultura organizacional. En el plano técnico, subrayó el monitoreo continuo, la protección de los endpoints y, sobre todo, la autenticación multifactor, “por ahí entra la mayoría de los intrusos”. Su mensaje final reforzó la idea rectora: la ciberseguridad es una carrera permanente que exige monitoreo constante, actualización y compromiso de toda la organización.

Tecnología con propósito: del piloto a la escala

El panel sobre tecnología con propósito, moderado por **Tiphaine Le Moënnier, Directora Gerente de ARPEL**, partió de una premisa que ya no se discute: las herramientas, inteligencia artificial, IoT y analítica avanzada, están disponibles; el desafío es aplicarlas con un propósito claro que genere valor tangible en eficiencia, seguridad y confiabilidad. **Dorlysu Moreno, Directora de Competitividad Upstream y Supply Chain de YPF**, lo sintetizó: “la tecnología por sí sola no transforma, lo hace cuando está alineada al negocio”.

Carlos Andrés González, Gerente General de Planeación Operativa y Logística de Ecopetrol, identificó el verdadero cuello de botella: “el verdadero reto no es implementar pilotos, sino escalarlos”, de modo que las soluciones digitales impacten en toda la cadena de valor y no queden como experiencias aisladas. **César Bravo, Director de Soluciones de IA de Honeywell**, y **Abby King, Vicepresidente de Servicios a Plantas de Becht**, coincidieron en que la integración de sistemas y la calidad de los datos son críticas para cualquier estrategia digital: sin datos confiables no hay transformación posible. Y **Milton Guerrero, Director Corporativo de Seguridad de la Información de Hunt Services Company**, enlazó el panel con la advertencia de Ardita: “cada activo conectado es también una puerta de entrada potencial”, lo que vuelve a la ciberseguridad un componente inseparable de la digitalización. El consenso fue que la transformación digital se sostiene sobre tres pilares, tecnología, talento y estrategia, y que ya no es una opción sino una condición de competitividad.

El talento que viene: la mirada de las universidades

La primera de las tres miradas sobre el futuro del trabajo llegó desde la academia, en un panel moderado por Carlos Garibaldi, Secretario Ejecutivo de ARPEL, que dejó una síntesis sobre el rol de la IA en la formación: “la inteligencia artificial es una herramienta, pero el humano es el que tiene que hacer las preguntas correctas”. El desafío común, coincidieron los académicos, es combinar bases sólidas con nuevas habilidades en un sector atravesado por la IA y la transición.

Marta D’Angiola, de la Universidad Nacional de La Plata, destacó la necesidad de adaptar la formación al desarrollo de Vaca Muerta y de estrechar el vínculo con la industria, porque “las universidades son el semillero de los talentos que las empresas van a poder disfrutar”, y observó que, aunque “la geología no cambia, cambia la forma de abordarla”.

Rubén Caligari, del ITBA, remarcó que la tarea de la universidad “no es trabajar tanto en el cómo, sino en plantear las preguntas correctas”, y advirtió que el problema argentino no es la falta de interés sino la baja cantidad de graduados en ingeniería. Desde Estados Unidos, **Jennifer Miskimins, de Colorado School of Mines**, planteó el reto reputacional de atraer estudiantes “en disciplinas que muchos piensan que no tienen futuro”, mientras **Mohan Kelkar, de la University of Tulsa**, defendió el valor social de la industria con una invitación directa: “si realmente quieren cambiar el mundo, deben convertirse en ingenieros de petróleo”. **Eduardo Gildin, de Texas A&M**, cerró subrayando la importancia de reforzar la formación básica y alinearla con las necesidades de la industria.

Las empresas ante la escasez de talento y la diversidad generacional

La segunda mirada, moderada por **Pablo Ferragut, Director Gerente de ARPEL**, reunió a los responsables de capital humano de las grandes compañías. **Florencia Tiscornia, Vicepresidenta de Personas y Cultura de YPF**, señaló que “la inteligencia artificial está cambiando las formas de trabajo” y obliga a repensar desde la toma de decisiones hasta la organización de los equipos, con una advertencia: no se trata de “aplicar inteligencia artificial por aplicar, sino entender qué valor genera”.

María Laura García, Chief Human Resources Officer de Tecpetrol, ubicó la formación de talento como el cuello de botella del crecimiento, sobre

todo en Vaca Muerta: “tenemos que construir el talento que lleve adelante este desarrollo”, mediante un trabajo conjunto con universidades, escuelas técnicas y gobiernos, y sostuvo que la clave será potenciar el pensamiento crítico porque “la inteligencia artificial no te va a reemplazar en todo”.

Matías Vallebella, de Trafigura, aportó la perspectiva organizacional al describir tres tensiones, presencialidad, tecnología y diversidad generacional: “el paradigma híbrido está bajo revisión”, dijo, pero la oficina sigue siendo “un centro neurálgico para formar talento y generar cultura”, y reivindicó que “el futuro no es de una generación, es multigeneracional”. Los tres coincidieron en que la IA potenciará la productividad sin reemplazar el trabajo, aunque exigirá una fuerte capacidad de reentrenamiento.

Los jóvenes profesionales: propósito, impacto y cultura

La tercera mirada cerró el bloque con la voz de las nuevas generaciones, que pusieron el propósito y el impacto social en el centro de sus expectativas laborales. **Daniella Sevilla, Líder Senior de Ingeniería de Procesos de Hunt Oil**, reivindicó el desafío como motor de carrera y el valor de la diversidad, porque “los ingenieros somos solucionadores de problemas”, y subrayó la importancia de seguir incorporando mujeres al sector. **Mariela Colombo, Future Energy Leader del World Energy Council**, destacó el atractivo regional: “tenemos una mezcla de energías diversas que permite a los jóvenes tener un impacto real”.

Maximiliano Pellasio, Ingeniero de Integridad y Corrosión de Oldelval, puso el foco en la velocidad del cambio, en una industria donde “la tecnología está avanzando a un ritmo que nunca habíamos visto”, mientras **Lara Azul Fumarola, Geóloga de Pluspetrol y Presidenta de la Comisión de Jóvenes Profesionales del IAPG**, sintetizó el cambio de prioridades: “los jóvenes profesionales quieren propósito, cultura de trabajo e innovación”. Lejos de leerlo como una falta de compromiso, Colombo lo planteó como una evolución: “no creo que los profesionales jóvenes sean menos leales, sino que buscan propósito e impacto”. El panel coincidió en que retener talento exigirá dar a los jóvenes mayor participación en las decisiones, combinar su desarrollo con la mentoría de perfiles senior y ofrecer espacios de colaboración donde puedan sentirse parte de soluciones reales.

Conclusiones y principales hallazgos

El sexto eje mostró que la transformación digital de la industria energética entró en una fase de madurez en la que el entusiasmo cede ante el realismo. El primer hallazgo es el más contundente: existe una enorme brecha entre adoptar tecnología y generar valor con ella. Que el 88% de las empresas use inteligencia artificial pero solo el 39% vea impacto en su rentabilidad resume el desafío de toda la digitalización del sector, que pasó de la pregunta sobre qué herramienta usar a la de cómo implementarla con propósito, gobernanza y criterio.

El segundo hallazgo es que la digitalización es inseparable de su dimensión defensiva. A medida que crece la conectividad, cada activo se vuelve una potencial puerta de entrada, y la ciberseguridad deja de ser un producto que se compra para convertirse en un proceso continuo que se gestiona. Las “conexiones Frankenstein” entre sistemas modernos y heredados, las miles de vulnerabilidades catalogadas y la falta de talento especializado configuran un riesgo estructural que condiciona la propia transformación digital.

El tercer hallazgo atraviesa las tres miradas sobre el futuro del trabajo: la tecnología redefine los roles, pero no reemplaza a las personas, las reposiciona. El humano pasa de ejecutar a gobernar los sistemas, a hacer las preguntas correctas y a aportar juicio, criterio y empatía. De ahí que el verdadero cuello de botella del crecimiento, especialmente en Vaca Muerta, sea la formación de talento, que exige una articulación estrecha entre universidades, empresas y Estado. Y un cuarto hallazgo, transversal, es generacional y cultural: las nuevas generaciones buscan propósito, impacto y aprendizaje continuo, y la industria deberá ofrecer esos espacios, integrando experiencia y nuevas habilidades en organizaciones más ágiles, diversas y multigeneracionales. El mensaje común fue que el futuro del sector no se define solo por la tecnología que adopte, sino por el criterio con que la gobierne y por las personas que la lleven adelante.

**CONFERENCIA
ARPEL 2026**

TEMA 7

**RIESGOS CLIMÁTICOS, RESILIENCIA
OPERATIVA Y DISCLOSURE FINANCIERO**

Frases destacadas

“La resiliencia climática no es un costo adicional, sino una ventaja estratégica para el crecimiento sostenible de la región.”

Sandra Carrillo

Socia de Environmental Resources Management (ERM)

“Se pasó de una agenda voluntaria a una obligatoria en materia de sostenibilidad y disclosure.”

Sophie Depraz

Ipieca

“La inversión en datos es menor que el costo de responder a un fallo.”

Laura Kennett

Grupo Rosen

Cifras destacadas

US\$ 137.000 millones

pagaron las aseguradoras por desastres naturales en 2024, solo la porción asegurada del daño económico global.

Más del 70% de América Latina

está afectada por eventos climáticos extremos, en una región que es a la vez potencia energética.

El último eje de la conferencia cerró el recorrido con un giro de enfoque: del clima como agenda declarativa al clima como variable concreta de competitividad, acceso al capital y continuidad operativa. Los riesgos climáticos, físicos y de transición, dejaron de ser una proyección lejana para convertirse en una realidad medible que ya afecta los estados financieros, las primas de seguros y las decisiones de inversión del sector energético.

Desde la charla de ERM sobre los riesgos climáticos como oportunidad estratégica hasta los paneles sobre disclosure financiero y adaptación a los riesgos físicos, los expositores trazaron un mismo hilo: lo que no se mide no se gestiona, y la resiliencia climática, lejos de ser un costo adicional, se está consolidando como una ventaja competitiva y como condición para acceder al financiamiento en un entorno cada vez más exigente.

El riesgo climático como oportunidad estratégica

La charla de **Sandra Carrillo, Socia de Environmental Resources Management (ERM)**, ofreció el marco conceptual del eje y planteó un cambio de mirada: los riesgos climáticos se convirtieron en una oportunidad estratégica clave para el sector energético, porque impactan directamente en la competitividad, el acceso al financiamiento y la toma de decisiones empresariales. Su advertencia inicial fue contundente: el aumento de los eventos climáticos extremos, desde olas de calor hasta inundaciones e incendios, ya genera costos millonarios a escala global, presiona al sistema financiero y eleva las primas de seguros. “Esto no es una proyección futura, es una realidad medible que está afectando los resultados operativos, las inversiones y el valor de los activos”, subrayó.

Carrillo mostró cómo variables financieras como el EBITDA, el CAPEX y el costo de capital ya están siendo influidas de manera directa por estos riesgos, lo que obliga a las empresas a cuantificar impactos y a planificar escenarios de largo plazo. Para dimensionar la magnitud del fenómeno, recordó que las aseguradoras pagaron unos US\$ 137.000 millones por desastres naturales en 2024, una cifra que corresponde solo a la porción asegurada del daño económico global y que da cuenta de la presión creciente sobre el sistema financiero.

La especialista situó a América Latina en una doble condición que define su desafío. Por un lado, es una potencia energética, con algunas de las mayores oportunidades del mundo y un rol clave en los minerales críticos y la transición. Por el otro, enfrenta una elevada vulnerabilidad climática, con más del 70% de la región afectada por eventos extremos. “Para aprovechar

este potencial, debemos integrar el riesgo climático en el diseño de proyectos, operaciones y modelos de resiliencia”, planteó, en un contexto donde los mercados, los reguladores y los inversionistas exigen cada vez mayor transparencia.

El mensaje de cierre conectó el riesgo con la estrategia y anticipó los dos paneles siguientes. Las empresas que logren medir, gestionar e integrar estos riesgos estarán mejor posicionadas para acceder al financiamiento y fortalecer su competitividad. Carrillo recomendó avanzar en planes de adaptación, mejorar la gobernanza de los riesgos y emplear herramientas de análisis, como la que ERM desarrolló para ARPEL, que permiten traducir la información climática en decisiones financieras concretas. Su conclusión resumió el espíritu del eje: “la resiliencia climática no es un costo adicional, sino una ventaja estratégica para el crecimiento sostenible de la región”.

Disclosure financiero: de la agenda voluntaria a la obligatoria

El panel sobre riesgos de transición y disclosure financiero, moderado por Irene Alfaro, abordó cómo las nuevas exigencias de transparencia están redefiniendo el acceso al capital y la credibilidad del sector. **Sophie Depraz, de Ipieca**, describió el cambio estructural de fondo: “se pasó de una agenda voluntaria a una obligatoria en materia de sostenibilidad y disclosure”, en un escenario donde la geopolítica obliga a equilibrar la seguridad energética con la descarbonización y a balancear las prioridades de corto y largo plazo para sostener rentabilidad y resiliencia.

María Archimbal, de YPF, sostuvo que la agenda ESG amplió los riesgos corporativos y llegó a la alta dirección, de modo que “la transparencia dejó de ser solo un requisito regulatorio para convertirse en una herramienta de gestión y toma de decisiones”. **Florencia Carreras, de IMEO-ONU**, puso el foco en la presión regulatoria sobre las emisiones de metano, que “ya no es solo un tema ambiental, sino una condición para acceder a mercados internacionales”, y destacó que estándares como OGMP 2.0 se están incorporando a las regulaciones, especialmente en la Unión Europea, lo que exige reportar con datos verificables y evidencia empírica.

Arturo Rodríguez, de IFRS, explicó que las normas de sostenibilidad permiten vincular los riesgos climáticos con el desempeño financiero, y reformuló el sentido mismo del ejercicio: “no se trata de reportar por cumplir, sino de usar el disclosure como herramienta estratégica para identificar riesgos, mejorar la gestión y acceder a mejores condiciones

de financiamiento”. Los panelistas coincidieron en que la credibilidad se construye sobre la calidad de los datos, la coherencia entre el discurso y la acción, y la capacidad de medición, con una consigna que resumió el debate: “lo que no se mide no se gestiona”. Advirtieron, además, sobre las brechas aún existentes en la precisión de la información, sobre todo en metano, donde las mediciones directas empiezan a reemplazar las estimaciones tradicionales.

De la vulnerabilidad a la resiliencia: el clima físico golpea las operaciones

El último panel del eje, también moderado por Irene Alfaro, llevó la discusión al terreno operativo de los riesgos climáticos físicos, los que ya están afectando la infraestructura y la continuidad del negocio. **Diego Agrelo, de YPF**, advirtió sobre el aumento de los eventos extremos: “en la última década se multiplicaron los episodios de lluvias intensas que antes eran extraordinarios”, lo que obligó a la compañía a rediseñar infraestructura, mejorar los sistemas de drenaje y desarrollar protocolos operativos basados en pronósticos climáticos.

Andrés Mendizábal, de Transportadora de Gas del Perú (TGP), aportó un dato elocuente sobre el cambio en curso: en Perú la temporada de lluvias se extendió de cinco a casi nueve meses, lo que alteró la planificación operativa. “Esto no es teoría”, remarcó, al detallar deslizamientos que interrumpieron el servicio y que llevaron a la empresa a implementar monitoreo intensivo y nuevas tecnologías de inspección. Desde Colombia, Geonavis Hernández, de Ecopetrol, puso el foco en el agua como variable crítica, “debemos demostrar eficiencia en su uso”, en el marco de metas de reducción del consumo y de adaptación frente a sequías que afectan la disponibilidad energética.

Laura Kennett, del Grupo Rosen, destacó el rol de la tecnología y los datos para anticipar fallas, con una ecuación que sintetizó la lógica económica de la prevención: “la inversión en datos es menor que el costo de responder a un fallo”, apoyada en analítica avanzada para detectar riesgos en la infraestructura antes de que se materialicen. El panel coincidió en que la resiliencia operativa requiere integrar datos, planificación y decisiones de inversión, priorizar los riesgos materiales y fortalecer las capacidades de monitoreo, predicción y respuesta, institucionalizando la gestión climática de forma transversal y con la alta dirección involucrada.

Conclusiones y principales hallazgos

El séptimo eje cerró la conferencia con un mensaje que maduró a lo largo de los tres bloques: el clima dejó de ser una agenda declarativa para convertirse en una variable dura de gestión, competitividad y acceso al capital. El primer hallazgo es que el riesgo climático ya impacta los estados financieros. No se trata de una proyección sino de una realidad medible que afecta el EBITDA, el CAPEX, el costo de capital, las primas de seguros y el valor de los activos, como ilustran los US\$ 137.000 millones que las aseguradoras pagaron por desastres naturales en un solo año.

El segundo hallazgo es la doble condición de América Latina, que define su oportunidad y su desafío: es una potencia energética y, a la vez, una de las regiones más expuestas a los eventos extremos, con más del 70% de su territorio afectado. Esa combinación convierte a la integración del riesgo climático en el diseño de proyectos y operaciones en una condición de viabilidad, no en un agregado opcional. El tercer hallazgo es que el disclosure financiero pasó de la agenda voluntaria a la obligatoria: la transparencia se transformó en herramienta de gestión y en llave de acceso al financiamiento, con estándares como las normas IFRS de sostenibilidad y el OGMP 2.0 para metano marcando el nuevo piso, sostenido sobre la calidad y la verificabilidad de los datos.

El cuarto hallazgo proviene de la trinchera operativa: los riesgos físicos ya golpean la infraestructura, con lluvias que se intensifican, temporadas que se alargan y sequías que comprometen el agua y la energía. La respuesta del sector es el tránsito de la vulnerabilidad a la resiliencia, apoyado en datos, monitoreo y prevención, bajo la lógica de que invertir en anticipación cuesta menos que responder a un fallo. El mensaje final de la conferencia, coherente con su lema, fue que la resiliencia climática no es una carga sino una ventaja competitiva, y que las empresas que logren medir, gestionar e integrar estos riesgos en su estrategia estarán mejor posicionadas para competir y para financiar su crecimiento en un entorno cada vez más exigente.

CONFERENCIA
ARPEL 2026

ANEXOS

ACTIVIDADES DE GOBERNANZA
Y EVENTOS TÉCNICOS PARALELOS

El peso de Arpel en América Latina



6 de cada 10 barriles
en ALC son producidos
por miembros de Arpel.



2 de cada 3 unidades de gas
en ALC provienen de
compañías socias de Arpel.

~46% de la refinación

de ALC se realiza con capacidad
de miembros de Arpel.



70% de la capacidad de transporte de petróleo
en ALC es operada por
miembros de Arpel.

La semana de la Conferencia ARPEL 2026 fue mucho más que cuatro jornadas plenarias. En paralelo al evento principal, se desplegó un ciclo de reuniones de comités técnicos, jornadas especializadas y diálogos estratégicos que, por primera vez en la historia de la Asociación, reunió de manera presencial a prácticamente todos sus comités en una misma semana.

Un elemento central que hizo posible este despliegue fue la generosidad de las empresas socias. Pan American Energy, YPF y Tecpetrol abrieron sus oficinas corporativas como sedes anfitrionas de los comités, lo que transformó las reuniones en algo más que encuentros de trabajo: los participantes pudieron visitar instalaciones de vanguardia, conocer en funcionamiento tecnologías de monitoreo y control en tiempo real, y construir vínculos informales que rara vez se logran en formato virtual. Esa decisión de las empresas de poner a disposición sus espacios, su infraestructura y su tiempo habla del nivel de compromiso de las socias con la red regional que ARPEL representa.

A continuación se presenta un resumen ejecutivo de cada una de las actividades realizadas durante esa semana: diálogos con stakeholders externos, reuniones de todos los comités técnicos de ARPEL, una jornada técnica especializada en ductos y terminales, un taller de optimización de procesos con participantes de seis países, y una instancia sin precedentes de alineación entre los presidentes de todos los comités.



Diálogo de Stakeholders de Gas Natural

La plataforma creada por ARPEL, IGU y OLACDE, y promovida por las asociaciones nacionales de gas natural de la región, celebró el 1º de junio una nueva edición con alcance regional ampliado: 50 participantes en representación de 40 empresas e instituciones de diez países, incluyendo Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Perú, Surinam, Uruguay, Italia y Catar. El encuentro, patrocinado por EnClim, se focalizó en integración regional, GNL y seguridad energética. Encabezaron el intercambio Andrea Stegheer, Presidente de IGU; Andrés Rebolledo, Secretario Ejecutivo de OLACDE; Carlos Garibaldi, Secretario Ejecutivo de ARPEL; Luz Stella Murgas, Presidenta de Naturgas y Coordinadora Regional de IGU; y Rafik Amara, analista senior del Gas Exporting Countries Forum (GECF).

El evento se abrió con la presentación del informe “Oportunidades para el desarrollo del gas en América Latina y el Caribe”, elaborado conjuntamente por las tres organizaciones. El documento identifica cinco grandes vías para el desarrollo del gas natural en la región: la integración regional de infraestructura, la expansión del GNL, el uso del gas en el transporte pesado, el desarrollo de gases de bajas emisiones y el aporte al desarrollo socioeconómico local. Roberto Ferreira da Cunha, CEO y fundador de EnClim, complementó con un análisis de la nueva dinámica de oferta y demanda de gas en el Cono Sur. Esteban Kiper, de OLACDE, presentó las conclusiones del Proyecto Regional de Integración Gasífera, impulsado



junto a la CAF. El debate, moderado por Mauricio Roitman, ex director del Enargas y presidente de Energeia, recibió aportes de delegados de Argentina, Uruguay, Brasil, Bolivia y Chile, con foco en las necesidades de infraestructura y los cambios regulatorios que requiere una mayor integración.

El tramo final se dedicó al GNL, con una presentación de Ariel Gordon, Gerente de Asuntos Públicos de GNL en YPF: los proyectos en curso en Argentina podrían alcanzar una capacidad total de licuefacción de 24 MTPA en los próximos cinco años, lo que posicionaría al país entre los principales exportadores mundiales. El Diálogo marcó el inicio de una serie de instancias regionales para socializar el trabajo de ARPEL en la temática, que se complementará con talleres y presentaciones en distintos países, con el fin de evidenciar el rol del gas natural en la construcción de sistemas energéticos sostenibles y resilientes en América Latina y el Caribe.



Reunión de Agencias Reguladoras

En un contexto global marcado por tensiones geopolíticas y exigencias ambientales crecientes, delegaciones de agencias reguladoras de hidrocarburos de República Dominicana, El Salvador y Uruguay se reunieron junto a ARPEL y S&P Global para debatir el diseño regulatorio como herramienta de competitividad en la captación de inversión exploratoria. Los ejes fueron los esquemas de ronda abierta, los modelos de sísmica multicliente y la mejora del acceso a datos en cuencas frontera y offshore.

República Dominicana expuso su proceso de apertura tras décadas de rigidez estatal, con un marco que combina criterios de sostenibilidad ambiental con alta participación estatal en la renta, actualmente bajo revisión para mejorar su competitividad ante inversores internacionales. El Salvador presentó sus primeros pasos hacia un proyecto de sísmica multicliente en el Pacífico, con interés en adaptar modelos de ronda abierta y construir cooperación técnica regional. Uruguay detalló los avances de su esquema de ronda abierta y de adquisición de datos offshore, destacando el rol de los contratos multicliente en el desarrollo de nuevas campañas en aguas profundas.

La conclusión compartida fue contundente: las reglas pesan tanto como los recursos. Marcos regulatorios claros, estables y técnicamente sólidos son hoy un diferenciador central para atraer capital exploratorio. Las agencias acordaron avanzar hacia modelos de ronda abierta o híbridos, fortalecer el intercambio de mejores prácticas fiscales y ambientales, y construir un discurso que vincule seguridad energética, transición y financiamiento de tecnologías bajas en carbono, aprovechando la “prima atlántica” de seguridad de suministro.

Comité de Gestión Sostenible

El grupo de trabajo se reunió para construir la agenda de ARPEL en sostenibilidad para el período que conduce a la próxima Conferencia, examinando cómo ese trabajo se articula con la revisión estratégica más amplia de la Asociación. El intercambio permitió identificar prioridades y oportunidades de colaboración entre empresas, y sentar las bases de los entregables del próximo ciclo. Participaron representantes de ANCAP, GeoPark, YPF y TGN, junto a Petroperú y Tecpetrol en modalidad virtual.

Comité de Ambiente, Salud y Seguridad

Las oficinas de Pan American Energy sirvieron de sede para la reunión del Comité de Ambiente, Salud y Seguridad, que convocó a representantes de más de 20 empresas y organizaciones en formato híbrido: ANCAP, Chevron, ENAP, Ecopetrol, EP Petroecuador, GeoPark, Honeywell, ICSI, IOGP, OPITO, Pan American Energy, Petrobras, Petroperú, Raízen, RECOPE, Repsol, Tecpetrol, TGN, TotalEnergies, Trafigura e YPF. La amplitud de la convocatoria refleja la madurez alcanzada por el Comité como espacio de intercambio técnico en seguridad industrial a escala regional.

El encuentro revisó las actividades del año en Salud Ocupacional y Seguridad de Procesos, y presentó los resultados preliminares del benchmarking de seguridad. El valor de esta herramienta radica en su base regional: no son estándares importados de otros contextos, sino métricas construidas desde la realidad operativa de América Latina y el Caribe, que permiten a las empresas comparar su desempeño, detectar brechas y priorizar mejoras con respaldo de datos reales.

A continuación tuvo lugar una Masterclass coorganizada con IOGP sobre Human Performance, con presentaciones de Repsol, Pan American Energy y el Institut pour une Culture de Sécurité Industrielle (ICSI). La sesión desarrolló los cinco principios orientados a construir sistemas resilientes y tolerantes al error: el error es normal; culpar no soluciona nada; el contexto determina el comportamiento; aprender es esencial; y la forma en que los líderes responden importa. El intercambio generó una reflexión colectiva sobre cómo estos principios se integran en la cultura operativa y qué rol tienen los líderes en hacer posible esa transformación.





Comité de Transiciones Energéticas

Con el apoyo de Pan American Energy como empresa anfitriona, el Comité de Transiciones Energéticas llevó a cabo una reunión presencial orientada a revisar sus líneas prioritarias y reflexionar sobre el valor estratégico de su contribución al acompañamiento de las empresas socias. La agenda abordó riesgos climáticos, mercados de carbono y tendencias emergentes, con énfasis en la necesidad de traducirlos en entregables concretos alineados con las necesidades reales del sector.

Participaron Sergio Bergerman (Raízen), Santiago Martínez (GeoPark), Álvaro García, Alejandra Rabasedas y Fernando Guzmán (Pan American Energy), Ana Sofía Ruiz (ANCAP), Rodrigo Vaz (S&P Global), Andrea Monroy y Stephen Wharton (Tecpetrol), Sebastián Sánchez (Shell), Nelson Elizondo (TGN), Silvina Oberti (YPF) y Celeste Moscetta (Oldelval), entre otros.

El Comité ratificó su papel como espacio para aportar una perspectiva regional a debates internacionales de creciente incidencia, en particular en torno al disclosure financiero climático, los mecanismos de fijación de precios al carbono y la gestión de riesgos físicos derivados del cambio climático. Se destacó la importancia de fortalecer la articulación con otros comités de ARPEL donde las agendas convergen de manera creciente.

Comité de Transformación Digital

El Comité de Transformación Digital, creado en 2025, celebró su reunión presencial en las oficinas de YPF con la participación de representantes de ANCAP, Becht, EP Petroecuador, Honeywell, Pan American Energy, Petropar, Raízen, S&P Global, Tecpetrol, TGN, Trafigura e YPF. La agenda incluyó una revisión del Mapa de Tecnologías y del Índice de Madurez Digital, cuestionario desarrollado en colaboración con la consultora Inteligentia que permite a cada empresa evaluar su avance a través de dimensiones como estrategia, cultura, datos, tecnología y talento. Ambas herramientas están concebidas como puntos de partida para la conversación entre pares: el mapa identifica alternativas disponibles; el índice ubica a cada empresa en el camino y habilita la comparación con sus pares de la región.

Al término de la reunión, los participantes realizaron una visita al Real-Time Intelligence Center (RTIC) comercial de YPF, plataforma que permite monitorear en tiempo real la logística de distribución de combustibles y el comportamiento de las estaciones de servicio en todo el país. Ver en funcionamiento una plataforma de integración de datos operativos a esa escala hizo concreto el tipo de transformación que el Comité promueve, y generó un intercambio espontáneo sobre las condiciones organizacionales y tecnológicas necesarias para replicar ese modelo en otras empresas de la región.

Comité de Comunicaciones Taller sobre Inteligencia Artificial

Las oficinas corporativas de Tecpetrol recibieron al Comité de Comunicaciones para una sesión dedicada al impacto de la inteligencia artificial en la comunicación corporativa. La presentación estuvo a cargo de Sebastián Flexas, Digital & Technology Manager del Grupo Techint, quien estructuró el análisis en siete dimensiones: los modelos de IA disponibles y sus diferencias prácticas; la evolución de la búsqueda de información y su impacto en la visibilidad de contenidos; la transformación de los procesos de generación de contenido; las herramientas avanzadas y los nuevos formatos que redefinen la producción editorial; los riesgos de la generación automatizada, incluyendo desinformación y pérdida de autoría; el nuevo rol del profesional de la comunicación; y una reflexión prospectiva sobre el futuro de la profesión.

“En este encuentro pudimos hablar mucho más allá de la tecnología. Hablamos de los desafíos de la profesión, el cambio de paradigma que estamos viviendo y hasta de las nuevas aptitudes que necesitarán los jóvenes comunicadores que hoy están dando sus primeros pasos”, reflexionó Flexas al concluir la sesión, sintetizando el tono del encuentro: más que una capacitación técnica, fue un espacio de reflexión colectiva sobre el futuro de un rol profesional en plena transformación.

Participaron 22 representantes de empresas y asociaciones regionales: Claudia Escobar (ACP), María Torrenco (Pluspetrol), Diana Gacharná (Naturgas), Natalia Arralde (ANCAP), Tomás González Casartelli (PAE), Vanesa Volpini y Agustina Pascotto (Raízen), Agustina Lombardi, María Martha Rabasedas y Daniela Vargas (Tecpetrol), Mariana Araujo (TGN), Pilar Ibero (YPF), Glenda Bezerra Lustosa (Petrobras), María Camila Casallas (GeoPark), Fernando Rivas, Carolina Villar, Soledad Morales, Fernando Estévez, Claudia Cardemil, Bernardita Camus y Pamela Biott (ENAP), y María Eugenia Guzmán (ARPEL). La actividad concluyó con una visita al Real Time Operation Center (RTOC) de Tecpetrol.





Jornada Técnica Comité de Ductos y Terminales

El Comité de Ductos y Terminales (CODYTE) realizó una jornada técnica en formato híbrido que convocó a 52 profesionales de once países: Argentina, Uruguay, Chile, Perú, Bolivia, Ecuador, Colombia, Costa Rica, Brasil, Estados Unidos y México. De ellos, 24 participaron presencialmente y 28 se conectaron de manera virtual. Entre las empresas y organizaciones presentes se contaron TGP, YPF, TGN, TGS, ROSEN, Becht y otras compañías de operación y servicios especializados, bajo la coordinación del Equipo de Integridad de Ductos (EPID) de CODYTE.

Se desarrollaron tres paneles técnicos de alta relevancia operativa. El primero abordó la gestión de integridad en tanques de almacenamiento, incluyendo las actualizaciones de normativa API que impactan directamente en los criterios de inspección y mantenimiento. El segundo analizó las principales amenazas en la gestión de integridad de sistemas de transporte de gas, desde la corrosión y la fatiga mecánica hasta los riesgos por interferencias externas. El tercero examinó la evolución del control de actividades de terceros por parte de los operadores, un aspecto de creciente relevancia a medida que crece la tercerización de servicios especializados.

En cada panel, la dinámica fue de intercambio horizontal entre participantes de distintos países y contextos operativos, lo que permitió contrastar enfoques y soluciones concretas. Esa práctica de aprendizaje entre pares es uno de los activos más valorados del Comité, y uno de los argumentos más sólidos a favor del formato presencial para este tipo de jornada técnica.

Comité de Exploración y Producción

La segunda reunión 2026 del Comité de Exploración y Producción se realizó en formato híbrido con la participación presencial de Rafael Rengifo y Aldo Sarelli (Becht), Pablo Giampaoli (YPF), Pablo Gristo (ANCAP), Javier Leiva (Tecpetrol) y Pablo Amoedo (ARPEL). Los delegados revisaron el calendario anual de webinars y charlas técnicas 2026, ya priorizado mediante votación entre los miembros, y confirmaron el programa de difusión técnica para el segundo semestre.

El Comité acordó organizar el 19 de noviembre un workshop virtual de descarbonización con foco en emisiones de metano, eficiencia energética en operaciones de exploración y producción, y tecnologías de detección de emisiones fugitivas. La elección de la descarbonización como eje central refleja la transversalidad que esta agenda ha adquirido en el trabajo técnico de las empresas socias, más allá de los compromisos regulatorios.

En paralelo avanzó el diseño de un taller presencial para 2027 dedicado a ingeniería de reservorios, con énfasis en recursos no convencionales, EOR y digitalización. El evento tendrá formato académico con papers técnicos, paneles y visita de campo, apoyado por una empresa socia anfitriona y con financiamiento mixto mediante sponsors y exhibición técnica, consolidando el modelo de coorganización con la industria que ARPEL ha adoptado para sus eventos de mayor alcance.

Taller de Optimización en Tiempo Real de Procesos de Oil & Gas

Como actividad paralela a la Conferencia, el taller se celebró en el Hotel Hilton, Sala Sauce, en formato mixto presencial y virtual. Ricardo Buyatti, de ARPEL, estuvo a cargo de la bienvenida a los 95 profesionales inscritos, 40 de ellos presentes físicamente, provenientes de refinerías de Colombia, Brasil, Uruguay, Perú, Chile y Argentina. El evento fue diseñado para ingenieros de automatización y control avanzado, de procesos, de planificación operativa y de optimización económica, con el objetivo de analizar alternativas tecnológicas y experiencias comprobadas de implementación en distintos contextos operativos.

Se presentaron tres casos de éxito en optimización económica en tiempo real. El Ing. José Carlucci (YPF) expuso la implementación de gemelos digitales de procesos en unidades de Topping. Los Ings. Nicolás Heredia y Carolina Fiori (Pan American Energy) presentaron aplicaciones de Real-Time Optimization en el tren de destilación de crudo y en el blending de gasoil, con resultados medibles en márgenes de refinación. El Ing. Pedro Ferrada (Ecopetrol) cerró con la aplicación de GDOT en el tren de destilados medios, plataforma que permite maximizar el valor económico de la producción de combustibles de manera continua.



En cada caso se analizaron los resultados obtenidos y los recursos humanos requeridos para la implementación, operación y mantenimiento de las soluciones. Esa combinación de perspectiva técnica y de gestión fue destacada como uno de los mayores valores del taller: no solo saber qué tecnología funciona, sino qué capacidades organizacionales se necesitan para sostenerla.



Reunión de Cámaras e Institutos Nacionales

ARPEL convocó a cámaras e institutos nacionales de la industria para identificar sinergias regionales y construir una agenda de trabajo conjunta. Participaron Carlos Garibaldi, Irene Alfaro y María Eugenia Guzmán (ARPEL); Sylvie D'Apote (IBP, Brasil); Claudia Escobar (ACP, Colombia); y Daniel Rellan y Martín Kaendl (IAPG, Argentina). El formato de diálogo abierto permitió un intercambio genuino sobre prioridades, desafíos compartidos y oportunidades de acción coordinada a escala regional.

El intercambio generó consenso en torno a seis ejes: la reducción de emisiones de metano como compromiso ambiental urgente y abordable con tecnologías ya disponibles; el desarrollo del gas no convencional como palanca de seguridad energética en el corto y mediano plazo; la formación y vinculación de jóvenes profesionales como condición para la continuidad operativa de la industria; la licencia social para operar como activo que requiere trabajo proactivo y sostenido; la necesidad de transiciones energéticas justas que contemplen el costo y la seguridad del suministro; y la apertura e integración de los mercados regionales de gas.

La reunión también produjo una propuesta prospectiva bien recibida por todos: explorar la creación de una red regional de jóvenes profesionales de la industria, articulada desde las iniciativas nacionales existentes en cada asociación y coordinada por ARPEL, como mecanismo concreto para fortalecer la identificación de las nuevas generaciones con la industria energética.

Comité de Ciberseguridad Industrial

La segunda reunión 2026 del Comité de Ciberseguridad Industrial, realizada en formato híbrido, confirmó un diagnóstico que el sector viene madurando: la inteligencia artificial ha dejado de ser solo una herramienta de soporte para convertirse también en un vector de riesgo activo en los sistemas industriales. Las mismas capacidades que hacen a la IA útil para la detección de anomalías también la convierten en un instrumento de ataque sofisticado, lo que obliga a las empresas a construir marcos de gobernanza específicos para su uso en entornos de control industrial.

Participaron de forma presencial Nicolás Martínez y Dayana González (Pan American Energy), Milton Guerrero (Hunt), Ángel Leiva (Raízen), Fernando Ponce y Leonardo Iglesias (YPF) y Pablo Amoedo (ARPEL). En modalidad virtual se conectaron Gonzalo Vilanova (TGN), Helvecia Castro (ENAP), Ronald Rodríguez (OCP), José Valiente (CCI) e Ignacio Peña (Oldelval). Los miembros acordaron tres iniciativas: un benchmarking de madurez en el uso de IA en ciberseguridad; la actualización del benchmarking general de ciberseguridad industrial; y el desarrollo de un mapa-catálogo de aplicaciones y hardware en uso para identificar brechas de protección. Se confirmaron también webinars con Ecopetrol y RECOPE, y una oferta ampliada de cursos del CCI y WisePlant con beneficios para las empresas socias.

EPPRE — Equipo de Proyecto de Planificación de Respuesta a Emergencias

Organizada por YPF y celebrada en formato híbrido, la reunión del EPPRE convocó a 41 participantes (21 presenciales y 20 virtuales) de 20 empresas y organizaciones de 13 países de América Latina, el Caribe, América del Norte y Europa. El encuentro funcionó como plataforma de intercambio técnico, revisión de proyectos, planificación estratégica y cooperación regional en preparación y respuesta ante emergencias.

Entre los avances más destacados figura la expansión de la herramienta MEDIR©, liderada por Linda Manka (Shell), Arthur Powers (ExxonMobil/Ipieca) y Diego Formica (Pan American Energy), para abarcar la gestión integral de emergencias de todo tipo. Carlos Gómez (GeoPark) presentó la Guía de Planes de Ayuda Mutua, técnicamente concluida, con publicación y webinar previstos para septiembre de 2026. Hernán Luna (YPF) y Andrew Le Masurier (ITOPF) impulsaron un webinar ARPEL-ITOPF sobre sustancias nocivas y peligrosas (HNS) para el 1º de diciembre, ante la creciente presencia de GNL, metanol, amoníaco e hidrógeno en la cadena logística regional. Maria Hartley (Chevron) presentó la relevancia creciente de la inteligencia artificial en la gestión de emergencias, con énfasis en la supervisión humana y la gobernanza de los procesos de validación.



La reunión revisó estudios de caso con valiosas enseñanzas: el derrame del oleoducto de Esmeraldas (Rodrigo Arcos, EP Petroecuador) y el incidente de La Pampilla en Perú (Michael Hernandez, OSRL; Valeria Ruoppolo, OceanPact/Aiuka) aportaron lecciones sobre liderazgo de crisis, ayuda mutua y movilización de recursos especializados. Juan Hinojosa Vera (Petrobras) presentó la iniciativa de benchmarking RETOS™ para terminales marítimas, y Rodrigo Zapelini Possobon (Petrobras) compartió la experiencia en el desarrollo de acuerdos de apoyo para derrames transfronterizos en el Margen Ecuatorial. La reunión definió los temas para la encuesta de priorización del Plan de Trabajo EPPRE 2027+ y ratificó la participación de ARPEL en la Conferencia Internacional sobre Derrames de Petróleo (IOSC 2027), que se celebrará en Savannah, Georgia, en mayo de 2027.



Reunión de Presidentes de Comités Técnicos

El cierre de la semana técnica incluyó una reunión entre los presidentes de los Comités Técnicos de ARPEL, una instancia inédita que solo fue posible porque la Conferencia reunió presencialmente a todos ellos en Buenos Aires. El encuentro tuvo tres objetivos: recoger retroalimentación preliminar sobre la Conferencia ARPEL 2026; intercambiar propuestas para fortalecer la gobernanza y la participación activa en los comités; e identificar oportunidades de trabajo conjunto entre las distintas áreas técnicas de la Asociación.

La conversación permitió trazar los primeros lineamientos de la agenda técnica para el ciclo 2027-2028, con énfasis en la coordinación entre comités y el fortalecimiento de la participación empresarial. Se exploró la posibilidad de crear instancias de trabajo cruzado en temas donde las agendas convergen: la intersección entre transformación digital y ciberseguridad, o entre transiciones energéticas y gestión de riesgos climáticos, son ejemplos donde la colaboración entre comités podría generar valor significativo.

Los presidentes valoraron el hecho de que prácticamente todos los comités de ARPEL se hubieran reunido en persona en la misma semana como una oportunidad histórica para alinear agendas y construir una visión técnica compartida. La experiencia dejó instalada la pregunta de si este formato, una semana de comités concentrados en torno a la Conferencia, puede convertirse en un modelo permanente para la vida institucional de ARPEL.

La suma de estas catorce actividades, con sus cientos de participantes de toda la región, sus casos técnicos, sus debates de gobernanza y sus acuerdos de trabajo, dibuja un mapa de lo que ARPEL es cuando funciona a plena capacidad: una red viva de empresas, profesionales e instituciones que se reúnen, debaten, aprenden unas de otras y acuerdan acciones concretas. La Conferencia ARPEL 2026 demostró que ese potencial existe, y que la reunión presencial sigue siendo irremplazable para activarlo.

Apoyos institucionales y medios asociados

APOYO INSTITUCIONAL



MEDIOS ASOCIADOS



