

YPF sigue cayendo

YPF siempre es noticia, esta vez por la caída en el mercado bursátil, la acción perforó el piso de US\$ 8. La empresa vale poco más de US\$ 3.000 millones, la mitad de lo que pagó el Gobierno argentino por el 51% del capital en febrero de 2014.

Coronavirus, caída del precio del crudo e incertidumbre por el acuerdo del Gobierno argentino con el FMI impele a los accionistas a desprenderse del papel. Aunque no es el mejor momento para buscar financiamiento privado, esta semana YPF anunció la emisión de dos obligaciones negociables y la reapertura de una tercera en el mercado local, que continúan el camino del plan financiero 2020, con el fin de colocar US\$ 30 millones.

YPF siempre tuvo menor riesgo crediticio que el soberano, pero el acuerdo con el FMI está abierto y de los términos de ese acuerdo seguramente depender de la capacidad de captar divisas que tenga la Argentina.

Tres crisis importantes soportaron las acciones de YPF de forma estoica: la salida de la convertibilidad en 2001-2002, la crisis subprime de 2008/2009 y la expropiación del 51% de las acciones a manos de la española Repsol.

Ninguna de ellas produjeron una caída tan estrepitosa en la cotización de la petrolera como la que aconteció el viernes pasado.

Cabe recordar que a fines de septiembre de 2005, YPF alcanzó un récord en su capitalización de mercado, tocando los US\$ 27.050 millones, justo después del canje de deuda encarado por Néstor Kirchner.



Vaca Muerta: El desarrollo definitivo estará signado por las exportaciones

Para Alberto Fiandesio la producción de Vaca Muerta tiene destino internacional. Fiandesio toma distancia en el tiempo y pese a la ausencia de información oficial detallada, concluye

que el desarrollo definitivo de Vaca Muerta y de las demás formaciones hidrocarbúricas no convencionales y explotables comercialmente, estará en las exportaciones. El mercado inter-

no tiene mucho camino por recorrer y debe concretarse, pero el futuro está en los mercados internacionales demandantes de grandes volúmenes.

Página 2

Revisión de tarifas para decidir si habrá cambios a mediados de año

Página 5



La demanda de electricidad subió 2,3 % interanual en enero

Página 13

El shale oil y gas impulsan a la producción

Página 8



COMPROMETIDOS CON EL GAS NATURAL
Total invierte en gas natural para reducir la huella de carbono de la matriz energética global



A pesar de los números, el desarrollo definitivo de Vaca Muerta estará signado por las exportaciones.

Exportaciones de gas natural: mucho ruido pocas nueces

Escribe Alberto Fiandesio

Muchas veces hemos abordado la problemática de las exportaciones de gas natural, sobre todo siendo críticos sobre la forma, el procedimiento empleado para otorgar las autorizaciones, que llevó a emitir una cantidad de metros cúbicos que supera, con creces, la capacidad de los gasoductos para transportarlos.

Pasado un tiempo prudencial, y sin que se haya aclarado la falta de información completa en la página web de la Secretaría de Energía (aunque sabemos que está en proceso una corrección) se decidió emplear la obrante en el ENARGAS.

Es una decisión que nos costó tomar porque nos obliga a mezclar fuentes de información, ya que usaremos los volúmenes del ENARGAS con los precios de la Secretaría de Energía.

Vamos a empezar por el ruido, analizando cuáles fueron las exportaciones reales:

En el **gráfico 1** pueden verse las exportaciones diarias totales del sistema que incluye:

Exportaciones con capacidad incluida dentro del sistema de transporte interno nacional

Exportaciones directas de Productores con gasoductos propios, fuera del sistema de transporte interno nacional

Llevando el gráfico a términos mensuales:

El mes de mayores exportaciones del período fue abril de 2019 donde se entregó, en promedio, algo más de 7,6 millones de metros cúbicos diarios.

En junio, julio y agosto de 2019, meses donde también se importó gas natural, se exportó el equivalente a 4,3, 2,4 y 2,9 millones de m³/día, res-

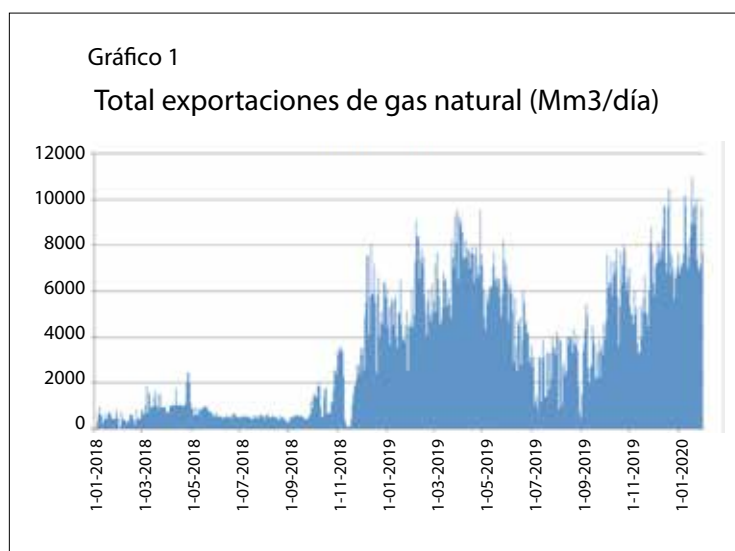


TABLA 1

Mes	Volumen del mercado interno (Mm3)	Valor PPP interno (u\$s/MMBTU)	Volumen exportado (Mm3)	Volumen exportado (US\$ MMBTU)
ene-18	3,408,361	4.36	14,734	4.4
Feb	3,193,707	4.33	11,544	4.8
Mar	3,585,955	4.32	33,733	4.6
Abr	3,639,028	4.22	36,749	4.5
May	4,109,629	4.48	23,456	4.3
Jun	4,435,246	4.57	16,320	4.3
Jul	4,676,792	4.44	16,056	5.5
Ago	4,573,121	4.18	14,419	5.3
Sep	3,733,557	4.09	17,491	3.9
Oct	3,539,810	3.81	45,741	3.5
Nov	3,091,799	3.75	57,023	3.4
Dic	3,097,683	3.62	166,525	3.3
ene-19	3,243,807	3.50	142,324	4.0
Feb	3,131,660	3.41	176,325	4.1
Mar	3,154,301	3.38	119,771	4.0
Abr	3,115,388	3.49	30,046	4.2
May	3,773,736	3.73	193,869	3.9
Jun	4,094,737	3.65	129,945	4.1
Jul	4,641,871	3.59	76,041	4.4
Ago	4,271,855	3.52	89,171	4.6
Sep	3,776,311	3.18	99,283	4.3
Oct	3,688,301	2.72	201,164	3.8
Nov	3,171,389	2.71	162,354	3.4

TABLA 2

Mes	Ingreso interno (US\$)	Exportaciones (US\$)	Total (US\$)	% en exportación
ene-18	548,356,235	2,380,364	550,736,598	0.43%
Feb	510,286,026	2,057,447	512,343,473	0.40%
Mar	571,635,631	5,713,697	577,349,328	0.99%
Abr	566,667,829	6,132,029	572,799,857	1.07%
May	679,377,783	3,691,561	683,069,344	0.54%
Jun	747,936,318	2,560,094	750,496,412	0.34%
Jul	765,548,915	3,257,205	768,806,120	0.42%
Ago	705,218,289	2,798,562	708,016,852	0.40%
Sep	563,248,818	2,488,333	565,737,151	0.44%
Oct	497,492,212	5,958,265	503,450,477	1.18%
Nov	427,818,731	7,104,449	434,923,179	1.63%
Dic	413,560,684	20,023,894	433,584,578	4.62%
ene-19	418,742,367	20,965,218	439,707,585	4.77%
Feb	393,672,389	26,819,618	420,492,007	6.38%
Mar	393,802,646	29,383,292	423,185,938	6.94%
Abr	401,206,794	35,313,334	436,520,128	8.09%
May	518,714,635	27,703,236	546,417,871	5.07%
Jun	551,505,168	19,719,513	571,224,681	3.45%
Jul	614,633,965	12,212,858	626,846,823	1.95%
Ago	554,080,086	15,125,069	569,205,155	2.66%
Sep	443,124,317	15,716,755	458,841,072	3.43%
Oct	370,191,097	27,925,423	398,116,520	7.01%
Nov	316,943,858	20,249,318	337,193,176	6.01%

pectivamente.

Pero, ¿dónde se ubican estos números dentro del negocio del gas en nuestro país? ¿Qué influencia tienen? Ade-

lantamos. Por ahora, poca, será el futuro.

En la **tabla 1**, vemos la venta en volumen en el mercado interno y su compara-

ción con las exportaciones.

Las ventas en el mercado interno incluyen: Residencial, Comercial, GNC, Industria, Centrales Eléctri-

cas, subdistribuidores y Entes Oficiales.

Calculando el ingreso bruto generado por cada sector, puede verse en la **tabla**



Comercializadora de Gas Natural y Energía Eléctrica de fuentes renovables con 15 años de experiencia

Para más información encontramos en www.energix.com.ar

Gráfico 3

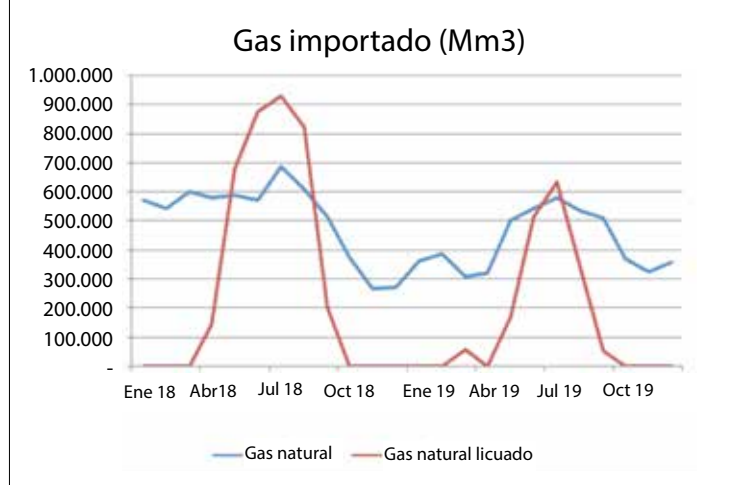


Gráfico 4

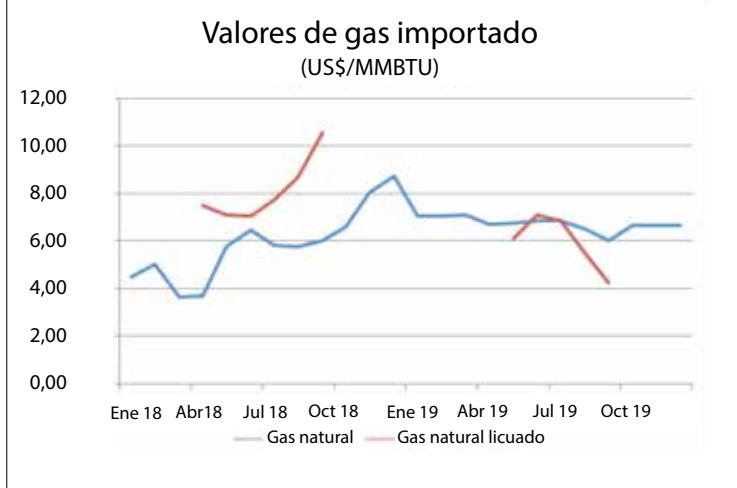
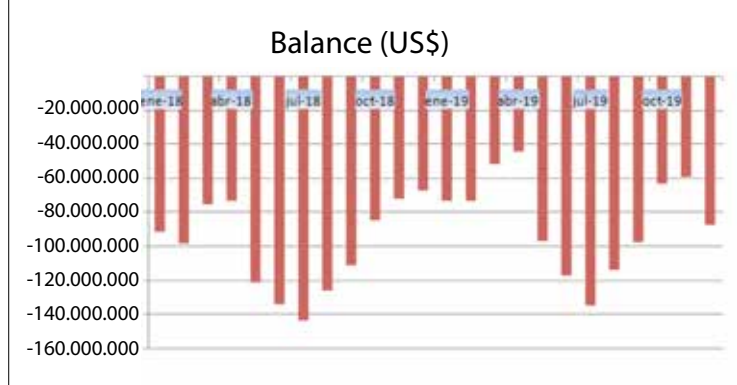


Gráfico 5



2, que ha ido aumentando la participación de las exportaciones en el total, llegando al 8% en abril de 2019.

Pero debemos recordar que a la vez que se exporta, se importa gas natural por dos vías, a saber:

- Gasoductos: Bolivia
- Por barco: Gas Natural licuado

El período analizado puede verse en el **gráfico 3**.

Los valores que se generaron las importaciones, pueden verse en el **gráfico 4**.

La simultaneidad de exportaciones y exportaciones de gas natural genera un balance negativo que puede ob-

servarse en el **gráfico 5**.

El balance negativo acumulado de estos 24 meses fue de 2.217 millones de dólares.

Conclusiones

A pesar de los números que se muestran (porque son la realidad) consideramos que el desarrollo definitivo de Vaca Muerta (entre otras formaciones no convencionales explotables comercialmente) será basado en las exportaciones. Queda mucho por hacer en el mercado interno, y debe concretarse, pero el gran volumen está afuera de las fronteras.

Cargamento más grande de gas natural licuado desde Argentina

YPF sigue exportando GNL, a pérdida



La petrolera de bandera realizó un envío a carga completa. Ya avanza en la elaboración del quinto despacho. En junio del año pasado, zarpó de Bahía Blanca la primera carga piloto de gas natural licuado (GNL) producida por YPF. Aunque esa primera exportación estuvo plagada de dificultades y el metanero zarpó con media carga, la petrolera dio un primer paso para convertirse en exportadora.

La tercera y última exportación ya salió con los tanques a full.

Lo que no ha trascendido son los números de dichas exportaciones.

Según fuentes de YPF, las exportaciones continúan a pérdida. “El mercado internacional comienza a saturarse, el estornudo de China engripó a los mercados y los precios se desploman” dijo una fuente vinculada a las operaciones. “El Henry Hub está muy bajo, pero para nosotros es invertir en la curva de aprendizaje” agregó la fuente.

El metanero Excalibur es uno de los dos buques que YPF contrató para llevar su producción. Fue construido en 2002 y es propiedad de la belga Exmar.

Su capacidad de carga es de 138.000 metros cúbicos de gas líquido y su proyecto actual es de 11,1 metros. Su eslora es de 277 metros y su manga es de 43.4 metros.

La capacidad de producción del Excalibur es reducida, -demora unos 40/45 días en completarse- por lo que el objetivo de YPF es la construcción de una planta con al menos diez veces su capacidad.

Paralelamente, el Methane Kari Elin, el otro buque contratado, ingresó al muelle de Compañía Mega para comenzar a recibir lo que será la quinta exportación de GNL de YPF, el envío está previsto para mayo.

Con la cuarta carga rumbo a España, YPF acumula más de 200.000 toneladas de GNL exportadas.

Los números de dichas exportaciones YPF las mantiene bajo siete llaves.

Pérdidas

YPF registró en el tercer trimestre del año pasado una pérdida por 12.543 millones de pesos y en los tres primeros trimestres de 2019 (info disponible) el rojo ascendió a 23.023 millones.

La firma atribuyó el rojo a la baja del precio local del gas.

La sobreoferta de gas impulsada por la producción de Vaca Muerta hizo retroceder los precios a cerca de 2 dólares por millón de BTU al final del período tercer trimestre obligó a revisar la previsión de actividad y de inversiones futuras. “El precio de realización promedio del trimestre en dólares fue de 4,03 USD/MMbtu, un 10,4 por ciento inferior al del mismo trimestre 2018”, informó la compañía a la Bolsa de Comercio.

Otros golpes

La comercialización de combustibles en particular las ventas de gasoil, cayeron un 5,6 por ciento y las de naftas un 1,8 por ciento respecto del mismo período del año anterior, lo que también impactó en los números.

La producción total de hidrocarburos en el tercer trimestre alcanzó los 530.000 barriles diarios de petróleo equivalente, manteniéndose estable respecto a la del mismo período 2018. La producción de crudo disminuyó apenas un 0,2 por ciento totalizando 227.000 barriles diarios. La producción de gas natural disminuyó un 0,1 por ciento respecto al mismo período de 2018, alcanzando los 43,6 millones de metros cúbicos diarios. Por su parte, la producción de Gas Natural Licuado aumentó un 5,9 por ciento alcanzando los 28.500 barriles diarios.

Energía&Negocios

Editor Responsable: María del Rosario Martínez: editor@energiaynegocios.com.ar; redaccion@energiaynegocios.com.ar - Suscripciones: info@energiaynegocios.com.ar - Neuquén: neuquen@energiaynegocios.com.ar - Publicidad: publicidad@energiaynegocios.com.ar - Editado en Bs. As. - Argentina. Sarmiento 1889 piso 2 Capital Federal - Tel: 4371-0010/6019. Miembro de ADEPA. Las notas firmadas no necesariamente reflejan la opinión del editor. Prohibida su reproducción total o parcial (Ley 11.723) © E&N. www.energiaynegocios.com.ar

MARTELLI ABOGADOS

Sarmiento 1230, piso 9, C1041AAZ Buenos Aires, Argentina
Tel +54 11 4132 4132 - Fax +54 11 4132 4101
info@martelliabogados.com www.martelliabogados.com

El Gobierno oficializó la pesificación de las tarifas de energía

Rige una reducción y pesificación de la remuneración a las generadoras spot

El Ministerio de Desarrollo Productivo dispuso mediante la resolución 31/2020 de la Secretaría de Energía la reducción de la remuneración que perciben las generadoras de energía "spot", y su pesificación. Adicionalmente, se dispuso la pesificación pero no la reducción de las remuneraciones por la generación de energía de las centrales hidroeléctricas binacionales.

La referida resolución, publicada en el Boletín Oficial el jueves 27, rige para las transacciones realizadas a partir del 1 de febrero último, y sostiene que la decisión tiene por objetivo "reglar la restructuración tarifaria del sistema energético con criterios de equidad distributiva y sustentabilidad productiva".

Tras señalar que "la sustentabilidad económica del sistema se encuentra dada por el traslado a los usuarios, a través de la tarifa, de los costos del mismo", la resolución puntualizó que "la variación del tipo de cambio fue significativamente mayor a la variación de los costos de producción de la energía eléctrica, por lo que deviene necesario restablecer la rela-



ción entre ellos". La nueva norma modifica aspectos de la resolución 1/2019 que fijaba un desembolso de 1.344 millones de dólares, en tanto que ahora implicará una erogación de 1.026 millones para este tipo de mercado de compra-venta de electricidad, no basado en contratos a término. La reducción en 318 millones representa aproximadamente el 24% en promedio.

En las horas previas a la publicación de la norma había trascendido que el costo de la generación de energía caería de 69 dólares por MWh a unos 60/62 dólares

por MWh, lo cual resulta relevante toda vez que el costo de la generación de energía representa aproximadamente la mitad de la factura de electricidad que llega a los hogares.

En los considerandos de la resolución se hace hincapié en la ley 27.541 (de emergencia) aprobada en diciembre y que faculta al Poder Ejecutivo Nacional mantener las tarifas de electricidad y gas natural que estén bajo jurisdicción federal y a iniciar un proceso de renegociación de la revisión tarifaria integral (RTI) vigente, o iniciar una revisión de carácter extraordinario, en los términos de las leyes 24.065 y 24.076 (marcos regulatorios eléctrico y gasífero) por un plazo máximo de 180 días.

El objetivo procurado es "propender a una reducción de la carga tarifaria real sobre los hogares, comercios e industrias para el año 2020".

La resolución con la firma del Secretario Sergio Lanzani alcanza a la generación vieja o spot, comprendida en la Resolución 1/2019 que recibe una remuneración defi-

nida por la autoridad de aplicación.

Entre 2015 y 2018 esa remuneración aumentó 60%, a partir de una decisión del gobierno de Mauricio Macri.

Ahora se explicitó que a fin de asegurar la sustentabilidad del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) es necesario adaptar los criterios de remuneración establecidos en dicha resolución "a condiciones económicas razonables, eficientes y que sean asignables y trasladables a la demanda".

En cuanto a la generación de las centrales hidroeléctricas binacionales (Yacretá, Salto Grande), se pesificará pero no se reducirá su remuneración.

La resolución -que adjunta varios anexos- fija un esquema de remuneración para dichas centrales "que permita la cobertura de sus costos operativos y de mantenimiento totales, así como los asociados a los convenios internacionales vigentes, adecuando la (remuneración) fijada oportunamente en la resolución 1/19".

IAPG y CADE firmaron un acuerdo

Ambos organismos civiles cooperarán en la difusión y realización de actividades técnicas dentro de la industria de los hidrocarburos.

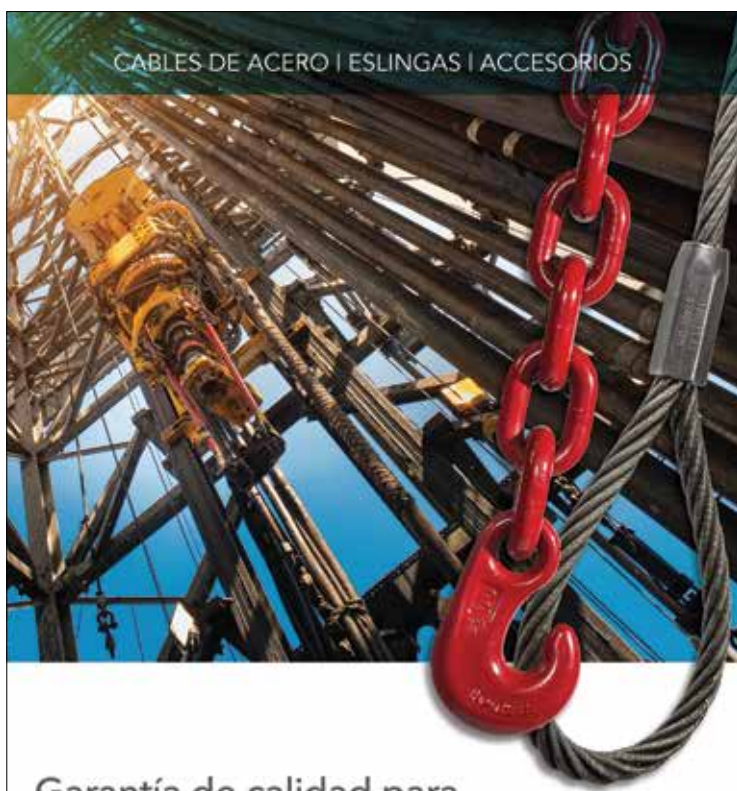
El instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG) firmó con la Cámara Argentina de Energía (CADE) un Acuerdo Marco de cooperación técnica y fortalecimiento.

El convenio fue suscrito por el Ing. Ernesto López Anadón, Presidente del IAPG y por el Lic. Carlos Magariños, CEO de la flamante cámara. El objeto del acuerdo consiste en el desarrollo de aspectos de mutua cooperación entre ambas asociaciones, integradas por empresas nacionales y extranjeras que trabajan en la industria del petróleo y del gas en el país.

Este acuerdo en principio tiene validez por dos años y podrá ser renovado; e incluye establecer e intensificar lazos de cooperación, y dentro de sus respectivas autonomías, promover intercambios de naturaleza técnica y académica, y colaborar en diversas áreas para la realización de actividades de interés en común.

El Ing. López Anadón se mostró satisfecho de poder contar con "este nuevo actor que trabaje para fomentar el desarrollo técnico y sustentable, la excelencia profesional y la divulgación de actividades relacionadas con las áreas vinculadas a la exploración, desarrollo, transporte, industrialización y comercialización de los hidrocarburos".

Un objetivo de gran importancia es para el IAPG la mejora permanente y sostenida de las políticas y prácticas de seguridad, tanto operacional como ambiental, en las actividades del petróleo y del gas, posibilitando de esta manera un desarrollo sostenible de los recursos hidrocarbúricos del país. La firma se realizó en las oficinas de la CADE en Puerto Madero.



Garantía de calidad para las más altas exigencias y diversas aplicaciones.

IPH

Grosby Distribuidor oficial para Argentina y Brasil

American Petroleum Institute API Monogram, License 9A-0018.

(5411) 4469-8100
www.iphglobal.com

CASTELLI & ASOCIADOS
MARCAS Y PATENTES

- MARCAS y PATENTES
- DISEÑOS y MODELOS INDUSTRIALES
- PROPIEDAD INTELECTUAL

Buenos Aires: Paraguay 635, Piso 5° C - C1057AAG - C.A.B.A.
(011 - 5032 3704 / 4893-1002 / 15 3951-2620)
Córdoba: San Jerónimo 275, Piso 7° OF. "5" (0351 - 4219637 / 4282390)
www.castelliasociados.com.ar castelliasociados@ipianmail.com.ar

En este contexto, se aguarda además que el gobierno defina los nombres de los interventores en los entes reguladores

El Presidente ratificó revisión de tarifas para decidir si habrá cambios a mediados de año

El presidente Alberto Fernández precisó que el Gobierno “no tiene en carpeta” un aumento de las tarifas de los servicios públicos, y aclaró que esa posibilidad solo “es objeto de estudio y revisión”, al tiempo que exhortó a “que nadie se apure porque no sé si en junio vamos a estar en condiciones” de modificar las tarifas.

Con esta declaración el Jefe de Estado procuró contrarrestar publicaciones que, a partir de algunas declaraciones del Jefe de Gabinete, Santiago Cafiero, daban por confirmado que habrá incrementos en las tarifas de gas y de electricidad a mitad de año.

El Presidente incluyó en su declaración a las tarifas del transporte público, pero en este caso corrigiendo afirmaciones realizadas por el ministro de Transporte, Mario Meoni, quien sí llegó a avanzar con cierto grado de detalle de fecha y porcentaje de aumento (mayo y 10 %).

En declaraciones periodísticas Alberto Fernández sostuvo que “lo que más me preocupa es que algunos pícaros dejen de ganar en detrimento de la gente”, y al respecto refirió que el tema tarifario “es actualmente objeto de estudio y revisión para saber quién ganó, cuando ganó y cuánto pagamos los argentinos. Y después veremos lo que hay que hacer”.

“Pero lo primero no es un aumento de tarifas. No tenemos en carpeta el aumento, pero sí tenemos bajo análisis qué pasó para saber exactamente de dónde partir”, dijo el Presidente, quien agregó que “lo mismo pasa con el transporte, ¿por qué un aumento si están congelados los combustibles?”, interrogó, aunque existen otros rubros en el cálculo de costos del sector.

En rigor, en las horas previas a las declaraciones del Presidente el Gobierno nacional -vía el Jefe de Gabinete- ratificó que continúa realizando una revisión de los esquemas aplicados en la facturación de los servicios públicos -por caso gas y electricidad- y que se estimaba aplicar nuevos cuadros tarifarios a mediados de año, cuando concluya el plazo de seis meses otorgado por la denominada Ley de Responsabilidad Social y Reactivación Productiva, aprobada en diciembre último.

Santiago Cafiero afirmó en declaraciones periodísticas que en junio “probablemen-

te” haya aumentos y señaló que estos se aplicarán “sobre los sectores que lo puedan soportar” económicamente, aunque no dio detalles de qué criterios se aplicarán para definir esta suerte de segmentación tarifaria.

Cafiero describió que “en el marco de la emergencia dispuesta por la Ley lo que se previó es que durante 180 días se realizara una revisión, un estudio del nuevo cuadro tarifario”. “Se está haciendo ese estudio, que seguirá sosteniendo la tarifa social”, dijo el funcionario, quien agregó que en este orden “nosotros hemos cambiado las prioridades de gestión”.

La tarea recayó en la órbita del ministerio de Desarrollo Productivo, a cargo de Matías Kulfas, quien esta misma semana refirió que la cuestión tarifaria formó parte de las conversaciones que el gobierno mantuvo con la misión técnica del FMI que estuvo en el país, en el marco del análisis de la grave situación económica, social y financiera que atraviesa la Argentina.

En este contexto, el Jefe de Gabinete negó que la medida dispuesta en el marco de la referida ley haya implicado “un congelamiento” de las tarifas. Sostuvo que “se suspendieron los aumentos de las tarifas, pero no es un congelamiento”.

En rigor, las tarifas de estos servicios no han sido modificadas desde las postrimerías de la Administración Macri. Por razones electoralistas el gobierno anterior incluso postergó parcialmente la facturación de los consumos invernales -usualmente mas altos-.

De hecho, en el caso del gas las distribuidoras están facturando a los usuarios desde diciembre y hasta abril el equivalente al 22 por ciento del Cargo Gas consumido entre junio y octubre de 2019. Las distribuidoras fueron compensadas financieramente por tal postergación.

En el sector de la electricidad, en tanto, desde diciembre se viene agravando la situación de no pagos en tiempo y forma por parte de las distribuidoras -principalmente provinciales y cooperativas- a CAMMESA. Asimismo, esta compañía administradora del mercado mayorista registra retrasos en sus pagos a las generadoras por los subsidios parciales que rigen para estas tarifas.

El diseño del nuevo esque-



ma tarifario afronta desafíos importantes: desdolarizar, definir un criterio justo para la segmentación, contener el ni-

vel de subsidios por parte del Estado a los sectores sociales que lo necesitan, y garantizar a las compañías a cargo de es-

tos servicios ingresos compatibles con los niveles de inversión necesarios para preservar la calidad de la prestación, más una rentabilidad “adecuada”.

En este contexto, se aguarda además que el gobierno defina los nombres de los interventores en los entes reguladores ENRE y ENARGAS y el perfil de gestión que se procura para estos organismos.

Santiago Magrone.

ENERGÍA EN ACCIÓN

Somos una compañía global líder de energía y el principal productor, empleador e inversor privado del sector energético en Argentina y la región.

Hacer las cosas bien es la mejor manera de hacerlas.



Energía responsable

Planes de inversión privada en el desarrollo de tales recursos en yacimientos convencionales y no convencionales

Energía contacta con operadoras mientras se perfila proyecto para hidrocarburos

La Secretaría de Energía, a cargo de Sergio Lanziani, concretó en los últimos días diversas reuniones con empresarios y gobernadores de provincias hidrocarburíferas para recabar informes sobre planes de inversión privada en el desarrollo de tales recursos en yacimientos convencionales y no convencionales, mientras se aguarda conocer el detalle del proyecto de ley que el gobierno nacio-

nal tiene en elaboración para sustentar el desarrollo de la actividad que, se estima, girará al Congreso de la Nación en las próximas semanas.

Tal proyecto complementará aspectos ya comprendidos por las normas legales vigentes procurando la continuidad de inversiones no sólo en la Cuenca Neuquina (Vaca Muerta) sino en las cuencas Golfo San Jorge y Austral, en yacimientos on y off shore.

Su elaboración es coordinada por el ministerio de Producción (Matías Kulfas) con la activa participación del ahora presidente de la petrolera de mayoría accionaria estatal YPF, Guillermo Nielsen, legisladores nacionales de provincias productoras, y técnicos del sector.

Principales operadoras privadas del rubro (PAE, Tecpetrol, Pluspetrol, Shell, Exxon, Total, además de YPF) fueron

convocadas en enero por Producción a una reunión con el presidente de la Nación, Alberto Fernández, y desde entonces se activó una suerte de Mesa de consulta sobre cuestiones que el gobierno debe resolver.

Todo ello en el marco de un congelamiento de precios internos para los combustibles que perdurará hasta el segundo trimestre del año, mientras se procura frenar



El Plan Estratégico de Energía Provincial, en carpeta

Lanziani analiza proyectos energéticos

El secretario de Energía, Sergio Lanziani, continuó en los últimos días con su serie de reuniones con gobernadores y funcionarios de las provincias productoras de hidrocarburos para analizar las perspectivas del desarrollo de la actividad, en el marco de una ley (en preparación) que considerará a los reservorios convencionales y no convencionales. También se analiza la necesaria expansión de la red nacional de transporte de energía eléctrica para acompañar la producción eólica e hidroeléctrica en varias de ellas.

Con funcionarios de La Pampa, Lanziani consideró además aspectos del Plan Estratégico de Energía Provincial, que se anunciará en los próximos días.

En un encuentro con el Secretario de Energía y Minería pampeano, Matías Toso, se hizo hincapié en la importancia de impulsar la exploración y producción en los yacimientos convencionales y la posibilidad de realizar exploraciones de shale (no convencional), dado que La Pampa cuenta con participación territorial en la formación geológica Vaca Muerta. En este sentido, se destacó el rol de Pamperol, la empresa petrolera provincial

que explota los recursos hidrocarburíferos pampeanos, desde la exploración hasta la obtención de su producto final, así como en su almacenaje, transporte y comercialización.

El Plan Estratégico de Energía Provincial que en los próximos días se estará presentando, contempla mejoras al sistema eléctrico pampeano, en concordancia con las políticas públicas nacionales. De la reunión también participó Vanina Basso, directora de Planificación y Proyectos de la secretaría provincial. Acerca de las cooperativas eléctricas que operan en territorio pampeano, el secretario Toso, remarcó "la importancia que tienen en la distribución de energía en todo el territorio, su compromiso y función social, participando de un sistema provincial muy ordenado que hoy no tiene deudas con Cammesa". En el mismo orden, Lanziani se reunió con la Secretaria de Energía de Río Negro, Andrea Confini, con quien pasó revista a los temas que son prioridad en la agenda energética de la Nación, de los que destacaron la necesidad de expansión de la red de energía eléctrica y las inversiones y trabajos que se están realizando en los yacimientos de petróleo

y gas convencionales y no convencionales. Otro de los asuntos abordados durante la reunión fueron los proyectos en materia de energías renovables, como los parques eólicos, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos y el avance del Programa PERMER en comunidades rurales de la provincia.

Pocos días antes Lanziani mantuvo un encuentro con la gobernadora de Santa Cruz, Alicia Kirchner, con el objetivo de avanzar con proyectos energéticos para mejorar la red de distribución eléctrica de esa provincia patagónica.

El Secretario y la Gobernadora, se indicó, "repararon diversas propuestas para generar un mayor desarrollo energético, como la posibilidad de reforzar los gasoductos de la región, y así obtener un mayor abastecimiento de gas natural". Además, coincidieron en "la necesidad de reactivar la producción de carbón en el Yacimiento Carbonífero Río Turbio (YCRT) y finalizar la usina termoeléctrica adyacente, como también avanzar con las tareas del Complejo Hidroeléctrico compuesto por las represas Néstor Kirchner y Jorge Cepernic" (Condor Cliff y La Barrancosa).

paulatinamente la inercia inflacionaria heredada en productos y servicios de consumo masivo.

Pero además, las indefiniciones acerca de los precios de referencia y las condiciones de exportación del petróleo y gas aletargaron los niveles de actividad en los campos de producción, afectando a empresas proveedoras de servicios petroleros y a los trabajadores del sector con suspensiones que podrían derivar en despidos masivos y crisis social.

La resolución de estas cuestiones están asociadas además a las dificultades que afronta el país para acceder al financiamiento externo adecuado para concretar obras de infraestructura en este y otros rubros de la energía (por caso la eléctrica), debido a las condiciones críticas del elevado endeudamiento externo (e interno) que dejó la Administración Macri.

Así las cosas, en la última semana Lanziani recibió a la vicepresidenta ejecutiva de No Convencionales a nivel global de Shell, Gretchen Watkins, y al presidente de Shell Argentina, Sean Rooney. En la reunión, la directi-

AEROTAN S.A.

Especialidad en diseño, Ingeniería,
Construcción y Montaje de Tanques bajo Normas API 650 y 620



Av. Mosconi Nro. 180 (Tres Arroyos - Pcia. Buenos Aires) Tel: (02983) 431477 / 78 / 79 aerotan@aerotan.com.ar

va de la empresa destacó que la Argentina es un lugar muy especial para la compañía y dijo estar muy conforme con el trabajo que se está realizando en Vaca Muerta.

“Es un placer estar en esta reunión con el Secretario y celebró esta nueva inversión que hicimos en Bandurria, (anunciada a finales de enero) es un augurio de que vamos a seguir trabajando juntos”, expresó Watkins.

Por su parte, el Secretario de Energía manifestó que “estamos muy contentos de saber que van a seguir invirtiendo, esto es un signo de confianza hacia el país”. “Conocemos las necesidades del sector y estamos trabajando para asegurar condiciones de estabilidad”, señaló el funcionario.

La semana pasada, Shell Argentina y Equinor anunciaron la adquisición de la participación del 49% que Schlumberger tenía en la explotación en el bloque Bandurria Sur, Vaca Muerta, mientras que YPF mantendrá la participación restante del 51%. Asimismo, Lanziani recibió a Staale Gjervik, Vice Presidente Sr de No Convencionales de ExxonMobil, “para escuchar las necesidades de la compañía y generar una agenda de trabajo conjunta”, indicó Energía.

Actualmente la empresa emplea a casi 2.000 personas en el país y tiene programas de trabajo para Vaca Muerta, plataformas offshore y Centros de Servicios.

Durante el encuentro “se dialogó sobre el gran potencial de crecimiento que tiene el yacimiento Vaca Muerta, y la necesidad de un trabajo mancomunado y estratégico con las empresas, para fomentar la inversión en nuestro país y la expansión de la producción de gas y petróleo”, reseñó un comunicado gubernamental.

“Para seguir creciendo, necesitamos ampliar nuestra infraestructura de redes eléctricas y gasoductos y para eso es necesaria la inversión, así como una integración energética internacional”, expresó el Secretario de Energía, quien agregó que “para el trabajo conjunto y el crecimiento siempre es necesario debatir y compatibilizar intereses”.

A su vez, Gjervik indicó que “fue alentador escuchar sobre la visión estratégica del gobierno y el marco regulatorio que promoverá el desarrollo de los recursos energéticos del país”. Por parte de ExxonMobil, también estuvieron en el encuentro Glenn Scott, Gerente General de No convencionales, Daniel De Nigris, Gerente General de la compañía en Argentina, y Paul Dieffenthaler, Responsable de operaciones No Convencionales.

Analizan con la CNEA la política nuclear

El secretario de Energía, Sergio Lanziani y el Subsecretario de Planeamiento Energético, Juan Pablo Ordoñez, se reunieron con las autoridades de la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA) para escuchar el diagnóstico y los objetivos de los responsables del desarrollo nuclear en nuestro país.

El objetivo de este primer encuentro fue escuchar la descripción del estado actual de la investigación y producción de tecnología nuclear, como un primer paso en la construcción de una mesa de diálogo permanente con las autoridades de CNEA, y en la que

se estima contar también con la participación del Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación, se indicó.

Los diversos integrantes de la CNEA expusieron por turno sus roles y su visión sobre las prioridades que deben orientar la política pública en materia nuclear.

Por su parte, Lanziani recalcó que su intención “es que estos encuentros nos sirvan para elaborar mediante el diálogo y el acuerdo un plan estratégico que permita continuar con el desarrollo de la tecnología nuclear en la Argentina”.

Todos los participantes coincidieron

en la necesidad de la unidad del sector para potenciar su rol en el crecimiento de la economía, ya que con la construcción de reactores como el CAREM se cuenta con productos de exportación de alto valor agregado; así como el uso de la tecnología nuclear con fines medicinales brinda la posibilidad de una mejora en la calidad de vida de la población.

“Soy una persona formada en este sector, por eso sé que representa un modelo de trabajo en el que muchos rubros de la industria argentina podrían encontrar un ejemplo”, manifestó el Secretario.



Apostamos
a una matriz
energética
con el gas
como
protagonista.

Estamos haciendo
realidad Vaca Muerta



A pesar de la menor actividad en Vaca Muerta

El shale oil y gas impulsan a la producción

La producción 2019 de petróleo creció 3,9 % y 5% la de gas, impulsadas por la no convencional.

Upstream

La producción de petróleo aumentó 3,7% i.a en diciembre de 2019 y en el año la producción fue 3,9% superior a la de 2018.

En diciembre de 2019 la producción de crudo tuvo un incremento de 3,7% respecto al mismo mes de 2018 impulsada por un incremento del 12,3% en la cuenca Neuquina, donde se encuentra Vaca Muerta que representa el 40% de la cuenca.

La cuenca Golfo San Jorge (la cuenca productora más importante) disminuyó 2% i.a su producción, mientras que las cuencas Austral y Cuyana, que aportan poco al total, redujeron su producción 15,2% y 1,7% i.a. Por otra parte, la cuenca Noroeste tuvo un aumento del 0,1% i.a.

La producción de petróleo anual acumulada muestra crecimientos dentro de las principales cuencas. Sin embargo, la Cuenca Golfo de San Jorge que representa el 45% del total se presenta con una disminución del 1,1%.

El crecimiento estuvo impulsado por la Cuenca Neuquina, que representan el 45% de la producción Nacional y ha aumentado 10,4% durante el año 2019.

La cuenca Austral, con un aporte marginal a la producción, aumentó también 7% en 2019, y la Cuenca Noroeste presenta una retracción del 8,4% en el acumulado del último año respecto del año anterior, mientras que la Cuenca Cuyana disminuye 3,1% anual en el 2019 respecto a 2018.

En la Cuenca Austral la producción Off Shore, que ocupa el 52% de la produc-

ción total de la cuenca, aumentó 6,7% acumulada durante el año 2019 respecto al año anterior, mientras que la producción On Shore fue 6,9% superior a igual periodo del año anterior.

Desagregando por los principales cinco operadores, que representan el 81% de la producción total, se observa que YPF (48% del total) incrementó su producción acumulada en el último año móvil 7,9%, Pan American Energy 3,6%, Tecpetrol 18,9% y Pluspetrol 1,4%. Estas cuatro empresas ocupan el 77% de la producción total de petróleo. Por otra parte Sinopec disminuyen su producción anual 10%.

Crudo convencional y no convencional

La producción de petróleo convencional, que representa el 80,6% del total, disminuyó en diciembre de 2019 el 4,5% i.a y 3,2% durante el año 2019 respecto al año anterior.

De esta manera, la producción convencional es, en 2019, un 32% inferior a la del año 2009.

La producción de petróleo no convencional, que ocupa el 19,1% del total anual, aumentó 44,9% i.a y 49,9% en el año 2019 respecto al año anterior según datos preliminares de la Secretaría de Energía.

En el mes de diciembre último la producción de petróleo no convencional representó el 23,1% del total mensual, mientras que en el acumulado del año 2019 es del 19,1% del total producido.

La producción de petróleo no convencional se incrementó 44,9% i.a. debido al aumento del 50,6% i.a en el Shale que ha compensado la disminución del 4,2% i.a en la producción de Tight

Principales indicadores del sector energético

	1 mes	1 mes año anterior	Acum. año móvil	Acum. año móvil anterior	var % i.a	var % año móvil
Producción total de petróleo (Mm3/d). Dic-19	82,2	79,3	80,9	77,8	↑ 3,7%	↑ 3,9%
Petróleo convencional (Mm3/d)	63,2	66,2	65,2	67,4	↓ -4,5%	↓ -3,2%
Petróleo no convencional (Mm3/d)	19,0	13,1	15,7	10,5	↑ 44,9%	↑ 49,9%
Producción total de gas (MMm3/d). Dic-19	126,9	128,7	135,2	128,8	↓ -1,4%	↑ 5,0%
Gas convencional (MMm3/d)	72,1	77,6	77,5	83,1	↓ -7,2%	↓ -6,8%
Gas no convencional (MMm3/d)	54,8	51,1	57,7	45,7	↑ 7,3%	↑ 26,3%
Ventas Nafta + Gasoil (Mm3). Dic-19	1.961	1.945	22.568	22.837	↑ 0,8%	↓ -1,2%
Demanda de Gas (MMm3/d). Nov-19	105,7	103,1	118,2	124,4	↑ 2,6%	↓ -5,0%
Producción biocombustibles (miles de Tn). Nov-19	245	338	2.944	3.469	↓ -27,4%	↓ -15,1%
Demanda total energía eléctrica* (GW/h). Dic-19	11.160	10.863	10.740	11.084	↑ 2,7%	↓ -3,1%
Generación neta local de energía eléctrica* (GW/h). Dic-19	11.521	11.079	10.937	11.457	↑ 4,0%	↓ -4,5%
	1 mes	1 mes año anterior	Acumulado anual	Acumulado anual año anterior	var % i.a	Variación acumulado
Transferencias corrientes (subsidios). Nov-19	-	-	206.271	156.728	-	↑ 31,6%
Transferencias de capital. Nov-19	-	-	5.767	10.197	-	↓ -43,4%
Saldo comercial energético (millones de USD). Dic-19	116	-2	-72	-2.354	-	↓ -96,9%

* En estos casos el acumulado año móvil se presenta como la media móvil de los últimos 12 meses

oil. La producción acumulada durante el año 2019 de Shale Oil, que representa el 17,5% de la producción total, creció 60,1% mientras que la de Tight se redujo 11,6% en el mismo periodo, representando el 1,6% de la producción total.

El Shale Oil es el único Tipo/subtipo de petróleo que aumenta debido a que el Tight Oil presenta una importante disminución anual. En este sentido, se observa una caída del 3,4% en la producción conjunta de Convencional y Tight que representan

el 82,5% del total de la producción nacional.

Gas natural

La producción de Gas Natural se redujo 1,4% en diciembre de 2019 respecto del mismo mes de 2018. Sin embargo, la producción acumulada del año 2019 fue 5% mayor a la del año 2018.

La producción de gas natural muestra un incremento interanual en las cuencas Neuquina y Cuyana (esta última con un aporte marginal)

del 1,3% y 12,2% respectivamente.

Las cuencas Austral, Golfo San Jorge y Noroeste presentan en diciembre de 2019 una producción 2,7%, 11,3 y 9,1% inferior respecto a igual mes del año anterior.

La producción acumulada del año 2019 creció en las principales Cuencas del país: en la Cuenca Neuquina aumentó 8,3% mientras que en la cuenca Austral el incremento fue del 4,5%. Estas dos cuencas concentran el 86% del total de gas producido en el país. Además, la cuenca Cuyana aumentó su producción anual un 2,2%.

La producción anual de gas natural presenta una fuerte disminución en 2019 en las cuencas Golfo San Jorge y Noroeste y que disminuyen 5,4%, y 12,6% respectivamente.

Desagregando por principales operadores (80% del total) se observa que la producción acumulada del último año móvil de YPF, que produce el 30% del gas en Argentina, se presenta prácticamente estancada con una reducción de sólo 0,1% en su producción del año 2019.

Por otra parte, Total Austral incrementó su producción un 2,7% respecto del año 2018, mientras que Pan American, que representa el 10,6% de la producción total, redujo su producción un 3% respecto del año anterior.

Estas tres empresas representan el 66% del total del gas producido y en conjunto aumentaron sólo 0,4% su producción en 2019 respecto del año anterior. Esto indica que el 66% de la producción anual de gas en Argentina se encuentra estancada.

Por otra parte, Tecpetrol con un peso 12,2% en el total aumentó su producción acumulada en 2019 en 50,6%



HOY SOMOS MÁS

Nuestra energía está llegando a más de dos millones de usuarios, desde Buenos Aires hasta Tierra del Fuego. Millones de usuarios que usan esa energía y la transforman en algo mejor.

f @ in camuzzigas.com.ar

camuzzi
MÁS QUE ENERGÍA

respecto del año 2018. Sin embargo, se observa una muy importante disminución en los niveles mensuales de producción: en noviembre y diciembre produjo un 31,7% y 25% menos de gas que en iguales meses de 2018. El resto de las empresas, que ocupan el 22% restante, aumentó levemente la producción de 2019 en 1,6% respecto a 2018.

Gas convencional y gas no convencional

La producción de gas natural convencional, que representó el 57% del total en 2019, disminuyó en diciembre 7,2% i.a y 6,8% en el acumulado del año 2019 respecto al año anterior. De esta manera, la producción convencional es 40,4% inferior a la del año 2009. Tendencia crónica.

En tanto, la producción de gas natural no convencional aumentó 7,3% i.a en diciembre y 26,3% en el acumulado del año 2019 respecto al año anterior, impulsado por el Shale mientras el Tight declina según los datos preliminares de la Secretaría de Energía.

En el año 2019 la producción no convencional representó 43% del total producido. La producción de gas no convencional se incrementó 7,3% i.a. debido al aumento del 7,1% en el Shale, que reduce considerablemente su tasa de crecimiento, mientras que el Tight aumentó 7,5% i.a.

La producción acumulada durante el 2019 de shale gas, que representa 23% de la producción total, creció 70,9% mientras que la de Tight se redujo 4% en el 2019 respecto al año anterior, representando el 19% de la producción total.

De esta manera, la producción de gas natural no convencional acumulada durante el año 2019 fue 26,3% superior a igual periodo del año anterior.

Como se ha venido señalando, es importante destacar que el 77% de la producción de gas natural (Convencional

	dic-19	dic-18	Media año móvil	Media año móvil anterior	%i.a	Variación año móvil
Hidráulica	2.911	3.769	2.948	3.329	↓ -22,7%	↓ -11,5%
Nuclear	730	213	661	538	↑ 243,3%	↑ 22,8%
Renovable	912	489	651	279	↑ 86,7%	↑ 133,2%
Biogas	23	15	21	12	↑ 53,5%	↑ 74,6%
Biomasa	25	15	25	21	↑ 64,4%	↑ 18,8%
Eólica	604	259	416	118	↑ 133,5%	↑ 253,6%
Hidráulica Renovable	141	161	122	119	↓ -12,3%	↑ 2,1%
Solar	118	39	67	9	↑ 203,8%	↑ 639,7%
Térmica	6.967	6.609	6.678	7.311	↑ 5,4%	↓ -8,7%
Generación neta local	11.521	11.079	10.937	11.457	↑ 4,0%	↓ -4,5%
Importación	94	191	229	-	↓ -51%	↑ 699,4%
Oferta neta	11.614	11.271	11.166	-	↑ 3,0%	↑ 2,8%

Fuente: IAE en base a CAMMESA

+ Tight) declina 6,1% anual, por esto el aumento en la producción de gas del año 2019 se explicó enteramente por la producción de Shale Gas. El aporte de Tecpetrol en Fortín de Piedra a la producción gasífera sigue siendo determinante en el dinamismo gasífero.

La empresa que más gas aportó durante 2019 al incremento de la producción total de gas natural es Tecpetrol, en particular a partir del desarrollo del yacimiento no convencional Fortín de Piedra donde extrae el 81% del gas que produce.

Durante el 2019 la producción anual de gas natural de Tecpetrol en dicho yacimiento se incrementó 79,4% aportando 13,4MMm3/d sobre un total de 135,2MMm3/d (11% del total).

Si bien la producción total de gas en 2019 creció 5% respecto del año anterior, cabe señalar que sin el aporte de Tecpetrol en Fortín de Piedra la producción de gas aumenta sólo 0,4% anual.

La producción total anual sin el aporte de Tecpetrol en Fortín de Piedra no crecía desde noviembre de 2018, lo cual sugiere, teniendo en cuenta que la producción convencional declina, un considerable aporte de las demás

empresas en los yacimientos no convencionales.

La producción no convencional total creció 7,3% i.a. en diciembre y 26,3% durante el año 2019, mientras que descontando la producción de Tecpetrol en Fortín de Piedra (8,4 MMm3/d en noviembre y 13,4 MMm3/d anuales), la producción no convencional crece 21,6% i.a. y 15% anual.

Es decir, en los últimos dos meses del 2019 la caída en el nivel mensual de la producción de Tecpetrol (-31,7% y -25,5% i.a) provocaron una reducción importante en la tasa de crecimiento interanual del gas no convencional que pasa de 21,6% a 7,3 i.a.

Las tasas de crecimiento de la producción de Tecpetrol en Fortín de Piedra son positivas y aún muy altas aunque decrecientes. Esto sugiere tanto que se están superando las etapas tempranas de producción haciéndose notar la declinación de la misma como una cierta desaceleración debido a la coyuntura presentada por la incertidumbre que implica la actual coyuntura económica.

Cabe destacar que esta producción es beneficiaria de los subsidios otorgados por la Resolución 46/2017 del Ex MINEM que establece el programa de incentivos a la producción de gas natural no convencional. Por esta Resolución, el Estado ha aportado

más de \$ 25.000 millones acumulados al mes de noviembre de 2019.

El hecho de que la producción convencional y la variante no convencional Tight (77% de la producción) estén declinando anualmente, y que la producción total en ausencia del aporte de Tecpetrol en Fortín de Piedra se muestre estancada en los datos anuales, podría estar implicando que la producción de gas natural en Argentina no puede desarrollarse sin un esquema de fuertes subsidios la producción y/o el descubrimiento de nuevos yacimientos convencionales cuya puesta en producción compense la caída productiva, señala el informe.

Vaca Muerta en perspectiva

La producción de petróleo en la formación Vaca Muerta, cuenca Neuquina, aumentó 58% en el año 2019 respecto al año anterior y representa actualmente 17,8% del total producido en el país.

Como se puede observar en la Tabla 4.4 el principal productor de petróleo en Vaca Muerta es YPF que extrae desde allí el 12,2% del total de petróleo que se produce en el país, que a su vez representa el 69% de la producción de Vaca Muerta.

YPF se constituye como el principal operador en Vaca Muerta, y aumentó su producción acumulada 47% en el año 2019 respecto al año anterior.

Por otra parte, la producción de gas natural en Vaca Muerta creció 70,3% durante el año 2019 y representa el 23,4% del total del gas producido en el país.

En este caso hay tres operadores de importancia: Tecpetrol que se constituye como el principal operador, YPF y Total que producen desde esta área el 9,9%, 7% y 3,5% del total del gas natural del país. En la formación Vaca Muerta Tecpetrol aumentó su producción anual 78%, YPF 26% y Total 156% durante el año 2019.

Downstream

En diciembre de 2019 las ventas de naftas y gasoil aumentaron apenas 0,8% i.a mientras cierra el año 2019 con una caída del 1,2% en las ventas acumuladas respecto al año anterior

El leve aumento observado en las ventas de combustibles i.a está explicado por un incremento del 1,4% en las ventas de Gasoil y de solo 0,1% i.a en las ventas de las naftas.

Desagregando las ventas de naftas, en diciembre de 2019 se observa un aumento respecto a igual mes del año anterior en la nafta Ultra (0,1% i.a) y Súper (0,1% i.a).

Por su parte, el aumento i.a en las ventas de gasoil se explica por una suba en el consumo de gasoil ultra del 5,4% mientras que las ventas de gasoil común se redujeron 0,3%.

Por otra parte, las ventas de Gasoil acumuladas durante el año 2019 disminuyeron del 0,7% respecto a igual periodo del año anterior: las ventas de Gasoil Ultra fueron 1,2% menores mientras que las de Gasoil Común, que ocupa el 75% del gasoil comercializado, cayeron 0,6% en el año.

Las ventas acumuladas de Naftas disminuyeron en el 2019 un 1,9%, debido a la caída del 14,1% en las ventas de nafta Ultra (25% del total comercializado) a pesar del aumento de las ventas de Nafta Súper del 3,1% anual.

El volumen de Gas entregado en el mes noviembre de 2019 fue 105,7 MMm3/d. Las entregas totales fueron 2,6% mayores en términos i.a, siendo el tercer mes de datos interanuales positivos. Sin embargo, la demanda acumula una reducción del 5% (6,2 MMm3/d menos) en los últimos doce meses corridos respecto a igual periodo del año anterior.

En términos desagregados por tipo de usuarios, el Gas entregado a los usuarios residenciales se redujo 13,4% i.a a la vez que en el acumulado del último año móvil presenta una disminución de 3,6% res-

CONSTRUIMOS CRECIMIENTO

f @ y+ in
sacde.com.ar

Creemos en la excelencia.

Realizamos actividades integradas de ingeniería, construcción y servicios.

Nuestra capacidad operativa, experiencia y fuerte compromiso con un desarrollo eficiente y sustentable se reflejan a través de nuestros proyectos.

ENERGÍA | OIL&GAS |
SERVICIOS | INFRAESTRUCTURA

pecto a igual periodo del año anterior.

Por otra parte, el Gas entregado a la Industria se incrementó 23,8% i.a y 3% en el acumulado para el último año móvil a noviembre de 2019 respecto a igual periodo del año 2018.

Las Centrales Eléctricas consumieron 12% menos en noviembre de 2019 respecto a igual mes del año anterior mientras que han reducido su demanda un 14% en el acumulado de los últimos doce meses corridos.

Los datos de consumo de gas natural muestran un repunte interanual de la demanda desde el mes de septiembre que sugiere una recuperación sostenida en los niveles de consumo.

Por otra parte, la demanda anual de gas disminuye 5% (6,2 MMm3/d menor en noviembre) mientras continúa creciendo la oferta a un ritmo de 5% (6,4 MMm3/d mayor).

A su vez, el balance exterior en material de Gas indica que durante el año 2019 se importaron 18,8 MMm3/d (7,5 MMm3/d menos que en 2018) mientras la exportación anual es de 5,3 MMm3/d (3,7 MMm3/d adicionales).

Es importante volver a indicar, como en informes anteriores, que esta situación revela que la sustitución de importaciones y la exportación de gas están determinadas no solo por la expansión de la oferta sino también en idéntica cantidad por una fuerte disminución de la demanda anual interna.

El Petróleo procesado aumentó 2,1% i.a en diciembre de 2019 mientras que en el cálculo acumulado para el año 2019 se observa un creci-

miento del 3,1 % respecto del año anterior.

Precios

El precio del barril de petróleo WTI en diciembre de 2019 fue de US\$/bbl 59,8 lo cual implica un precio 5% mayor respecto al mes anterior mientras que es 20,9% superior al registrado en diciembre de 2018. Por otra parte, el precio del barril de crudo BRENT fue US\$/bbl 67,3 teniendo una variación positiva del 6,5% respecto del mes anterior mientras que aumentó 17,3% respecto a diciembre de 2018.

El barril Argentino del tipo Medanita tuvo un precio de US\$/bbl 49,4 en noviembre de 2019 (último dato disponible en Secretaría de Energía) reduciéndose 22,9% i.a a la vez que se mantuvo prácticamente invariante respecto al mes anterior.

Por otra parte, el barril del tipo Escalante mostró un precio que se ubica en los US\$/bbl 55,4 en el mes de noviembre de 2019: 6% inferior al de igual mes del año anterior y 6,2% mayor respecto al mes anterior.

El precio spot del gas natural Henry Hub fue de US\$ 2,2 MMBTU en diciembre de 2019. Así, el precio principal que rige en el NYMEX de USA disminuyó 45% respecto al mismo mes del año anterior mientras muestra un precio 16,2% menor al del mes anterior.

En el caso Argentino, el precio del Gas Natural en boca de pozo (lo que reciben los productores locales) fue de 2,5 US\$/MMbtu en noviembre de 2019 (último dato disponible), lo cual implica un

Producción de petróleo total y por cuenca (Mm3/d)

	dic-19	dic-18	Acumulado año móvil	Acumulado año móvil anterior	% i.a	Variación año móvil
Austral	3,0	3,5	3,4	3,2	↓15,2%	↑7,0%
Cuyana	3,6	3,7	3,7	3,8	↓1,7%	↓3,1%
Golfo San Jorge	36,2	36,9	36,5	36,9	↓2,0%	↓1,1%
Neuquina	38,6	34,4	36,4	33,0	↑12,3%	↑10,4%
Noroeste	0,8	0,8	0,8	0,8	↑0,1%	↓8,4%
Producción de petróleo (Mm3/d)	82,2	79,3	80,9	77,8	↑3,7%	↑3,9%

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

precio 5,5% menor al mes anterior y 35,2% inferior a igual mes del año anterior.

El Precio de importación del GNL para el mes de septiembre, último mes de compra, calculado en base al comercio exterior fue de 4,2 US\$/MMBTU debido a la entrada de un único cargamento de Petrobras. Para el mismo mes del año anterior fue de 10,6 US\$/MMBTU.

Desde septiembre no se ha registrado entrada de cargamentos. Para el año 2019 promedió los 6,28 US\$/MMBTU según informó IEASA en su detalle de cargamentos comprados por licitación para el año.

Esto implica un precio de importación 20,5% inferior al de 2018 (7,9 US\$/MMBTU). El gas importado por gasoductos de Bolivia (y marginalmente de Chile) tuvo un precio de importación promedio ponderado de 6,7 US\$/MMBTU para diciembre de 2019. Esto representa un precio 0,1% mayor al del mes anterior y 5,5% inferior al de igual mes del año 2018.

Biocombustibles

La producción de Bioetanol en base a maíz

y caña de azúcar aumentó 5,3% en noviembre de 2019, mientras que en el cálculo acumulado durante los últimos 12 meses al mes de referencia la producción disminuyó 2,9%.

Las ventas respecto de noviembre del año anterior crecieron 2,3% , mientras que fueron 1,2% inferiores en el cálculo acumulado de doce meses respecto al año anterior.

La producción de Biodiesel disminuyó en noviembre de 2019 el 37,2% respecto al mismo mes del año anterior. Por otra parte, se observa una disminución del 19,3% en la producción acumulada en el último año móvil.

En noviembre de 2019 las ventas de biodiesel fueron 14,7% mayores a las registradas el mismo mes de año anterior a la vez que muestran un incremento del 0,4% en el cálculo acumulado para los últimos 12 meses.

Las exportaciones de Biodiesel acumuladas en los últimos 12 meses a noviembre de 2019 fueron 34,6% menores a igual periodo del año anterior.

La producción total de biocombustibles medida en toneladas cayó 27,4% i.a en noviembre de 2019, mientras

disminuye en el acumulado para el último año móvil a un ritmo de 15,1%, impulsado por la caída en la producción de biodiesel.

Balanza comercial

La balanza comercial energética del mes de diciembre de 2019 resultó superavitaria en US\$ 116 millones. Por otra parte, el año cerró con un déficit comercial energético de sólo US\$ 72 millones, lo cual implica una reducción del 96,9 %, equivalente a un ahorro externo de US\$ 2.282 millones respecto al año 2018.

Esto se debe a una caída muy importante en el valor de las importaciones energéticas del periodo y, marginalmente, a un leve aumento de las exportaciones.

Los índices de valor, precio y cantidad indican que en diciembre de 2019 se exportó 13,1% más de combustible y energía en términos de cantidades respecto de diciembre de 2018, mientras que los precios de exportación aumentaron 13,2% i.a dando como resultado un aumento en el valor exportado de 28,1 % i.a.

En el acumulado del año 2019 se exportó 4,1% más en valor, incrementándose 12,7% las cantidades vendidas al exterior a la vez que el precio de los bienes energéticos exportables se redujo 7,6%.

Por otra parte, las importaciones de combustibles y lubricantes disminuyeron en cantidades 14,6% en diciembre de 2019 respecto a igual mes de 2018, mientras que en precios se observa un aumento del 2,5%.

Esto generó una disminución en el valor importado de 12,2% i.a. En el acumulado del año 2019 las importaciones se redujeron 32,2% en valor, debido a una caída de 31,9% en las cantidades y del 0,3% en los precios.

Las exportaciones medidas en cantidades de los principales combustibles para el acumulado del año 2019 muestran mayores ventas al exterior de petróleo del tipo Escalante (8,6%) y de Gas Natural (229,5%) que parte de una base muy baja debido a la reapertura de los mercados.

La exportación anual de Gas Natural equivale a 1.918 MMm3 o bien 5,3 MMm3/d, esto es el 4,5% del total consumido internamente.

Hubo una disminución en las compras de naftas al exterior de 17,3% durante 2019 respecto al 2018. Por otra parte, en 2019 se importó 0,6% más de Gasoil respecto de 2018.

Las importaciones de gas natural de Bolivia disminuyeron 1,9% i.a en diciembre

Situación fiscal del sector energético:

Evolución de los subsidios energéticos

Los subsidios energéticos devengados presentaron un aumento en términos acumulados al mes de noviembre de 2019 según datos de ASAP.

Las transferencias para gastos corrientes (los subsidios energéticos) aumentaron 31,6% en el acumulado al mes de noviembre de 2019 respecto a igual periodo del año anterior. Esto implicó mayores subsidios por la suma nominal de \$ 49.543 millones en los once meses de 2019 respecto a igual periodo de 2018.

En cuanto a la desagregación de los subsidios energéticos, las ejecuciones presupuestarias más importantes acumuladas a noviembre de 2019 fueron para CAMMESA (\$ 119.484 millones) con un incremento de 15,9%, IEASA (Ex ENARSA) con \$ 43.160 millones, es decir 31,6% más que igual periodo del año anterior, el Plan Gas (Resolución N° 46 MINEM) con \$ 23.216 millones y un incremento del 548% y el Fondo Fiduciario para el consumo de GLP con \$ 5.967 millones que presenta una disminución del 4,8%. Los subsidios otorgados al sector energético se encuentran por debajo de la variación del índice de precios mayoristas para igual periodo, lo cual sugiere que existe una reducción real en subsidios a la energía. El impacto de la devaluación del Peso ha sido determinante ya que no se logró compensar el ahorro por menores importaciones de GNL (se im-

portó menos y a menores precios) y por la derogación del régimen de Tarifa Social Eléctrica (que pasó a las Provincias). Estos factores explican el incremento nominal en los subsidios otorgados a IEASA y CAMMESA.

El total de subsidios destinado a la producción no convencional de gas natural, otorgados por la Resolución 46 y por el programa de incentivos a la producción, aumentó notablemente: en noviembre de 2019 recibieron \$ 25.897 millones, un monto 5,25 veces superior al de igual periodo del año anterior. Representa el 12,6% del total de subsidios energéticos.

Transferencias para gastos de capital

Las transferencias acumuladas a noviembre de 2019 para gastos de capital fueron \$ 5.767 millones reduciéndose en 43,4% respecto a igual periodo de 2018. Esto implica un monto menor en \$ 4.430 millones respecto a igual periodo de 2018. Las transferencias a IEASA son las únicas que crecen en el acumulado a noviembre de 2019 puesto que recibió \$ 3.678 millones, esto es un 197,1% más a lo recibido en igual periodo del año anterior. Por otra parte, Nucleoeléctrica recibió transferencias por \$ 1.100 millones, un 84,9% menos que en igual periodo del año anterior.

y fueron 14,6% menores en 2019 respecto a 2018. A su vez, las importaciones de GNL se redujeron 51,6% en el último año.

En conjunto, la importación total de Gas Natural y GNL disminuyó 28,7% durante 2019, es decir se importaron 2.757 MMm3 (7,5 MMm3/d) menos de gas en el 2019 respecto al año anterior.

De esta manera, el balance exterior en material de Gas nos indica que en los últimos 12 meses se importaron 18,8 MMm3 por día: esto es 14 MMm3/d de Gas Natural (5.096 MMm3) y 4,8 MMm3/d de GNL (1.769 MMm3); mientras la exportación ha sido de 5,3 MMm3/d anuales. En el año 2019 el país exportó una mayor cantidad de gas natural que la que importó de GNL.

Mercado eléctrico

En diciembre de 2019 la demanda total de energía eléctrica fue 2,7% superior a la del mismo mes del año anterior, y en los datos anuales se observó una disminución de la demanda del 3,1% respecto a igual periodo del 2018. La demanda total del sistema fue de 11.160 GWh en diciembre del 2019, mientras que para el mismo mes del 2018 fue de 10.863 GWh.

En diciembre de 2019 aumentó el consumo en términos interanuales en todas las categorías: la demanda comercial se incrementó 4,3% i.a. mientras que las demandas Industrial/comercial y Residencial se incrementaron 0,3% y 3,1% i.a. respectivamente.

Por otra parte, la demanda total crece de manera interanual desde el mes de septiembre de 2019. No se presentan factores climatológicos que pueden haber afectado la demanda de manera significativa.

Los datos anuales del año 2019 indican que se ha redu-

cido la demanda eléctrica en todas las categorías. La demanda anual de la categoría residencial disminuyó 2,8% mientras que la demanda comercial e industrial/comercial se han reducido 3,1% y 3,5% en el periodo respectivamente.

Pese a que la demanda eléctrica culminó el 2019 con la retracción señalada, se evidencia un repunte interanual de la demanda eléctrica desde el mes de septiembre, que sugiere una recuperación sostenida en los niveles de consumo.

Asimismo, la caída anual en la demanda industrial y comercial de energía eléctrica está correlacionada con la reducción de la actividad económica e industrial.

La oferta neta de energía aumentó 3% en diciembre de 2019, a la vez que muestra caída en los últimos 12 meses de 2,8%. En este sentido, la oferta neta de energía fue de 11.614 GWh en diciembre de 2019, mientras que había sido de 12.271 GWh para el mismo mes del año 2018. La oferta media mensual fue de 11.166 GWh.

La generación neta local aumentó 4% i.a en diciembre de 2019, mientras que la generación media del último año móvil se presenta con una caída del 4,5%.

En los datos desagregados i.a se observa crecimiento en la generación nuclear, renovable y térmica, que aumentaron 243,3%, 86,7% y 5,4% i.a. respectivamente.

En el periodo de los últimos doce meses corridos la generación Renovable y Nuclear muestran crecimiento con una variación del 133,2% y 22,8% respecto a igual periodo del año anterior, mientras que la generación Térmica (que representa el 61% de la generación) e Hidráulica disminuyeron 8,7% y 11,5% en el último año móvil, respectivamente.

La generación a través de

Producción de Gas Natural total y por cuenca (MMm3/d)

	dic-19	dic-18	Acumulado año móvil	Acumulado año móvil anterior	% i.a	Variación año móvil
Austral	30,9	31,7	33,0	31,6	-2,7%	4,5%
Golfo San Jorge	11,8	13,3	12,8	13,6	-11,3%	-5,4%
Neuquina	79,1	78,1	84,2	77,8	1,3%	8,3%
Noroeste	4,9	5,4	5,0	5,8	-9,1%	-12,6%
Cuyana	0,15	0,13	0,14	0,13	12,2%	2,2%
Producción de gas (MMm3/d)	126,9	128,7	135,2	128,8	-1,4%	5,0%

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

energías renovables definidas en la Ley 27.191 aumentó 86,7% i.a en diciembre, mientras que cerró el año 2019 con un incremento del 133,2% respecto del año 2018. Hubo un aumento inter anual en las categorías Biogas, Biomasa, Eólica y Solar del 53,5%, 64,4%, 133,5% y 203,8% respectivamente. Por otra parte, en los datos referidos a los últimos doce meses corridos la generación renovable presenta un variación positiva del 133,2% (+372 GWh), que está impulsada por una mayor generación de todas las tecnologías pero especialmente por eólica y solar, que crecen 253% y 639%.

En términos anuales la generación Eólica continúa siendo la de mayor importancia, por encima de la Hidráulica Renovable, representando el 64% del total Renovable y aportando 298 GWh adicionales sobre el total de 372 GWh incrementales de energía Renovable.

Por otra parte, se evidencia un importante crecimiento de la generación Solar, que ha pasado de generar 9 GWh a 67GWh anuales durante 2019.

La participación de generación a través de energías Renovables definidas en la Ley 27.191 fue del 6% del total generado durante el año 2019 y abasteció al 6,2% de la demanda total.

Por otra parte, en térmi-

nos mensuales representó el 8% de la energía generada y el 8,2% de la demanda en el mes de diciembre de 2019. Por esto, se puede afirmar que en noviembre y diciembre se cumplió parcialmente el objetivo de cubrir el 8% del consumo a través de generación Renovable (Ley 27.191), originalmente establecido para el año 2018.

El objetivo se cumplirá completamente cuando, en 12 meses corridos, se alcance el valor establecido.

Sin embargo, es preciso mencionar que la energía generada a través de la tecnología Hidráulica Renovable (hidráulicas menores a 50 MW) surge de proyectos antiguos y podrían ser clasificadas como fuente de energía Hidráulica.

Bajo este ordenamiento, la energía renovable ocupa el 4,8% del total anual generado mientras que la hidráulica representa el 28,1% de la generación neta local.

Precios y costos

Los datos relevados en el informe indican que en diciembre de 2019 el costo monómico (costo promedio de generación eléctrica) respecto a diciembre de 2018 tuvo un incremento del 43% i.a, mientras que el precio monómico estacional (lo que paga la demanda en promedio) aumentó 59,3% i.a.

La variación en los costos

está por debajo del índice de precios internos mayoristas (IPIM), que en el mismo periodo se incrementó 58,5% i.a mientras que el precio que paga la demanda aumentó más que ambos en el mismo periodo. Esto sugiere una recuperación respecto a la cobertura del costo de generación.

Con estos valores, el precio promedio que paga la demanda alcanza a cubrir el 60% de los costos de generación en diciembre de 2019, siendo el resto cubierto con subsidios.

En el mismo mes de 2018 el precio promedio pagado por la demanda cubrió el 53% de los costos de generación eléctrica, lo cual implica que desde este punto de vista la recuperación de los costos ha logrado un avance en diciembre de 2019 respecto a igual mes del año anterior.

Por otra parte, y bajo el mismo análisis, el esfuerzo que ha hecho la población en pagar la recomposición tarifaria, actualmente congelada de manera temporal, no logró la totalidad de su objetivo primordial debido a que en los datos anuales se observa que el precio que pagó la demanda ha cubierto en promedio el 63% de los costos de generación durante el año 2019.

La potencia instalada en diciembre de 2019 fue de 39.704 MW, mientras que la potencia máxima bruta generada ha sido de 25.382 MW el día 11/12/2019.

En diciembre de 2019 el consumo de combustibles en la generación eléctrica muestra un aumento del gas natural del 4,9% i.a mientras que el gasoil disminuyó 0,4% i.a.

En cuanto a la variación anual, el Consumo de Gas Natural se incrementó 4,8% durante 2019 mientras que se consumió 117% más de Gas Oil y 205% más de Fuel Oil. Por otra parte, la utilización de Carbón mineral aumentó 196% en el último año.

EL COMPLEJO INDUSTRIAL QUE FABRICA, PROVEE Y EJECUTA GRANDES MONTAJES DE AISLACIÓN

Florida 274 2º piso. C.A.B.A (011) 4326-0062

Ruta 7 Km 70 Lujan (02323) 420422

www.incaaislaciones.com.ar

Andamios

Certificado de conformidad INTI N° 67-31300

Este producto está certificado bajo las normas: UNE-EN 12810-1, UNE-EN 12811-1

Aislaciones Térmicas

Somos fabricantes de Lana Mineral con certificación ISO 9001 2015

- Lana mineral
- Poliestireno
- Poliuretano
- Perlita expandida
- Foam glass
- Fire proofing
- Panelería modular
- Colchonetas desmontables
- Spray de lana mineral

Preocupación por incumplimientos en el pago del aporte de Tarifa Social por parte de algunos gobiernos provinciales

Procuran soluciones para las cooperativas de electricidad

Representantes de 600 cooperativas de electricidad que conforman la Mesa Nacional de Cooperativas Eléctricas analizaron con el secretario de Energía, Sergio Lanziani, la situación que atraviesa el sector y se acordó conformar mesas federales para definir propuestas de solución al endeudamiento que afrontan, varias de ellas con la compañía administradora del mercado mayorista CAMMESA, y también definir aspectos de la política tarifaria sectorial.

De la reunión también participó el Gerente General de CAMMESA, Esteban Kiper, quien coincidió en la necesidad de conformar equipos de trabajo que traten temas específicos y den soluciones a los problemas de las cooperativas y previsibilidad al sistema eléctrico.

La Mesa Nacional de Cooperativas Eléctricas representa a 600 cooperativas de 15



provincias que proporcionan servicio eléctrico a casi ocho millones de argentinos. El volumen de energía representa

el 17% de la población nacional. Por las cooperativas participaron del encuentro Mario Vitale y Omar Zorzenon,

coordinadores de la Mesa Nacional de Cooperativas, junto con los representantes provinciales nucleados en FACE, FICE, APEBA, FEDECOBA, FECECOR, CEGC, FECAMPO, CER, FESCOE, FECHCOOP, CALF, y CEB.

Uno de los temas expuestos por los dirigentes cooperativos fue la búsqueda de mecanismos que ayuden resolver la difícil situación financiera por la que atraviesan numerosas cooperativas agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) debido a la imposibilidad de hacer frente a los pagos adeudados a Cammesa (superan los 9.000 millones de pesos).

Sin embargo, no fue el único tema tratado, reflataron también un antiguo proyecto ya presentado a otras administraciones nacionales, esto es la creación de un Fondo Nacional de Compensaciones Tarifarias, o la modificación del creado por Ley 15.336 in-

crementándolo, que permita que todos los habitantes del país tengan la misma calidad de servicio al mismo precio.

También plantearon la preocupación por el incumplimiento en el pago correspondiente al aporte de Tarifa Social por parte de algunos gobiernos provinciales, situación que está ocasionando perjuicios a la economía de las empresas cooperativas que realizan el descuento correspondiente en su facturación a los asociados/usuarios, sin la correspondiente contrapartida.

Concluido el encuentro con el Secretario de Energía, la Mesa se reunió con quien participó en representación del Instituto Nacional de Asociativismo y Economía Social (INAES), Marcelo D'Ángelo y los asesores de los legisladores nacionales Oscar Parrilli, María de los Angeles Sacnún, Alberto Vivero y Oscar Paez, en el marco de la conformación de una comisión técnica para trabajar en ese ámbito la problemática del sector.

Dentro de los temas que se sumaron a los ya planteados, los dirigentes cooperativos expusieron la necesidad de una pronta derogación de la Resolución INAES 3442/2018 que establece facturar el servicio eléctrico de manera autónoma e independiente de otros conceptos ajenos.

También trabajar para la incorporación de representantes del cooperativismo tanto en el Consejo Federal de Energía como en el directorio de Cammesa.

La devaluación con las tarifas dolarizadas supuso serios problemas para los usuarios de las cooperativas eléctricas, al punto que el mes pasado la deuda ya ascendía a 9.300 millones de pesos, con fuerte incidencia de las cooperativas de Chubut, Neuquén y Río Negro.

Una de las opciones en estudio es la agrupación para la compra de la energía a Cammesa a precios mayoristas.



PATIOS DE LERMA
HOTEL
SALTA - ARGENTINA





SERVICIOS: TV LCD, SPLIT FRIO-CALOR, CAJA DE SEGURIDAD ELECTRONICA
Wi-Fi EN HABITACIONES, SPA, TERRAZA CON HIDROMASAJE, RESTAURANTE Y CONFITERIA
TARIFAS CORPORATIVAS

AMEGHINO 655 - SALTA - ARGENTINA - TEL: (+54 0587) 4320500, FAX: (+54 0587) 4317771
INFO@PATIOSDELERMA.COM.AR - WWW.PATIOSDELERMA.COM.AR

PALEO HNOS

Más de 50 años transportando líquidos a granel

- Transporte internacional en todo el MERCOSUR.
- Seguimiento permanente a través de despachantes, exportadores, importadores y agentes de frontera.
- Representantes en Buenos Aires, Santiago de Chile, Porto Alegre, Asunción del Paraguay y todos los pasos de frontera del Uruguay.



Teniente Galeano 2366/76 Tel: (598 2) 512 1044 - Montevideo, Uruguay

El ascenso se produjo en los usuarios residenciales y comerciales, mientras que en los industriales se anotó una caída.

La demanda de electricidad subió 2,3 % interanual en enero

La demanda de energía eléctrica registró en enero último una suba de 2,3 por ciento promedio país en comparación con el mismo período del año pasado. En el mismo sentido, el consumo de la CABA y del Conurbano bonaerense mostró una suba leve, tanto en el área a cargo de Edesur (0,5%) como en la servida por Edenor (1,7%), mientras que en el resto del país promedió 3,6%, según datos de CAMMESA analizados y difundidos por la Fundación Fundelec.

El ascenso del consumo se produjo en los usuarios residenciales y comerciales, mientras que en los industriales se anotó una caída.

El de enero último se ubicó en el puesto 9 entre los consumos más importantes de la historia, luego de una caída de 2,8% en la demanda durante 2019. Por otro lado, ya en el mes de febrero, el jueves 6, a las 15 horas Edenor alcanzó su récord histórico de consumo de potencia, de 5.215 MW.

En enero de 2020, la demanda neta total del MEM fue de 11.964,2 GWh; mientras que, en el mismo mes de 2019, había sido de 10.692,7 GWh y por lo tanto la comparación interanual evidencia un ascenso de 2,3%.

Asimismo, existió un crecimiento intermensual de carácter estacional que llegó al 7,2% respecto de diciembre de 2019, cuando había tenido una demanda de 11.159,6 GWh.

Según los datos de CAMMESA, se puede discriminar que del consumo total de enero el 46% (5.503,2GWh) pertenece a la demanda residencial, mientras que el sector comercial representó 29% (3.487,9GWh) y el indus-



trial 25% (2.973,1GWh). También, en la comparación interanual la demanda residencial ascendió 4,2%, la comercial subió 2,6%, mientras que la industrial bajó 1,6%.

Así, la demanda eléctrica registra en los últimos doce meses (incluido enero de 2019) 7 meses de baja (febrero de 2019, -5,6%; marzo, -9,6%; abril, -8,6%; mayo, -2,2%; junio -10,6%; julio -4,6%; agosto -2,1%) y 5 meses de suba (septiembre de 2019, 4,5%; octubre, 5%; noviembre, 5%; diciembre de 2019, 3,3%; enero de 2020, 2,3%).

En cuanto al consumo por provincia, en enero fueron 18 las provincias y empresas que marcaron ascensos: Santiago del Estero (14%), La Rioja (13%), San Juan (12%), San Luis, Río Negro, Catamarca y Tucumán (9%), La Pampa (8%), Corrientes (7%), Entre Ríos y Chubut (6%), Córdoba y Jujuy (5%), Mendoza (4%), Neuquén y Santa Fe (1%), entre otros. En tanto, 6 empresas y/o provincias representaron descensos: EDES (-14%), Salta y Santa Cruz (-5%), Formosa (-2%), EDELAP (-1%) y Misiones(-1%). Por último, Chaco, EDEA y EDEN mantuvieron un consumo similar al mismo mes del 2019.

En lo que respecta al detalle de las distribuidoras de jurisdicción nacional (Capital y GBA), que totalizaron un ascenso conjunto de 1,2%, los re-

gistros de CAMMESA indican que EDENOR tuvo un crecimiento de 1,7%, mientras que en EDESUR

la demanda ascendió 0,5%. En tanto, en el resto del MEM se registró un crecimiento de 3,6%.

La temperatura media de enero fue de 25,1°C, mientras que en el mismo mes del año anterior fue de 25°C, y la histórica del mes es de 24,5°C.

Acompañando el comportamiento de la demanda, la generación local presentó un crecimiento en

enero de 2020 siendo de 12.431 GWh contra 11.728 GWh del mismo periodo del año anterior. La participación de la importación a la hora de satisfacer la demanda sigue siendo baja ya que se importaron 27 GWh en enero último, prácticamente de origen renovable y de excedentes hidráulicos.

En este sentido, la generación térmica y la hidráulica son las principales fuentes utilizadas para satisfacer la demanda, destacándose además el crecimiento en la participación de las energías renovables por sobre la energía nuclear.

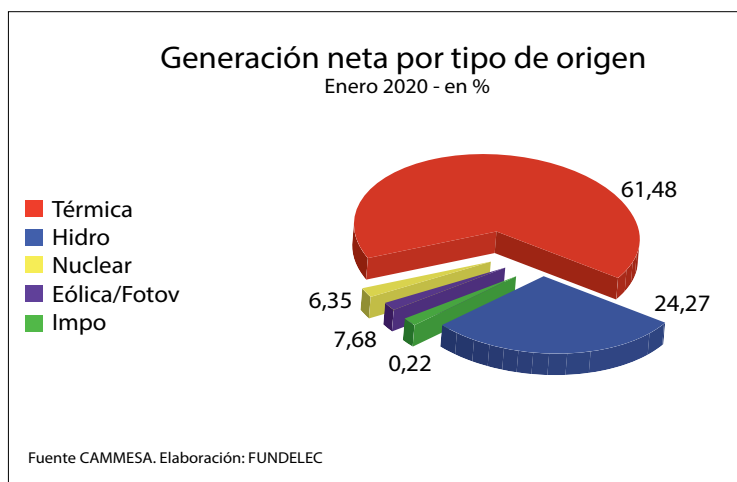


Más de 60 años ofreciendo prendas ignífugas para protección contra arco eléctrico y fuego repentino.

& SEGURIDAD & CALIDAD

Empresa certificada bajo normas:
ISO 9001 – 2015 | ISO 14001 – 2015 | OHSAS 18001 – 2007

<p>A. Marshall Moffat S.A. Of. Central Tel: (54 11) 4302-9333 Fax: (54 11) 4303-1287 Av. Reg. De Patricios 1959, CP 1266, Capital Federal, Buenos Aires.</p>	<p>Provincia de Neuquén Tel: (0299) 443-6139 Cel: (0299) 15-405-4479 J.J. Lastra 448, CP 8300, Pcia. de Neuquén, Neuquén.</p>	<p>Provincia de Chubut Tel: (0297) 448-3032 Cel: (0297) 15-472-4383 Augusto Cristanello 4165, B.Industrial, Comodoro Rivadavia, CP 9000, Pcia. de Chubut.</p>
--	---	---



Consultas técnicas: 0800 222 1403
 marshall@marshallmoffat.com | www.marshallmoffat.com

Cumpliendo con las siguientes Normas:
 NFPA 70 E | NFPA 2112 | ASTM F1506 | ASTM D6413 | IRAM 3870 | IRAM 3904 | EN ISO 11612 | EN ISO 11611 | EN 61482



El Parque Eólico Chubut Norte II, que se encuentra actualmente en construcción

Genneia recibió préstamo corporativo de US\$ 31 millones para dos eólicas

Es el primer tramo de un préstamo corporativo de 31 millones de dólares. El acuerdo fue celebrado con KfW. Cuenta con garantía de la agencia alemana Euler Hermes.

Genneia, la principal empresa de energías renovables de Argentina recibió hoy el primer tramo de un préstamo corporativo para el financiamiento de sus proyectos eólicos Pomona II, ya en operación, y Chubut Norte II, en construcción. Se trata de US\$ 31 millones, otorgados por el Banco de Desarrollo Alemán KfW con garantía de la agencia alemana Euler Hermes. Este es el último crédito del exterior destrabado por la empresa luego de los inconvenientes causados por los controles cambiarios de septiembre pasado. Este desembolso demuestra, una vez más, la confianza y credibilidad de entidades internacionales depositadas en Genneia.

Hasta el momento, la empresa ha firmado créditos con entidades de desarrollo del exterior por un monto de US\$465 millones. En lo que respecta a las Agencias de Crédito a las Exportaciones (ECAs), de manera directa, acaba de recibir el primer desembolso que le permitirá a Genneia destinarlo a sus proyectos Pomona II y Chubut Norte II. El préstamo, de tipo corporativo, es el primero de este carácter para Genneia de una ECA europea, para el financiamiento de un proyecto con destino al MaTER. La empresa ya había recibido préstamos de esta entidad para el desarrollo de sus proyectos Pomona I y Chubut Norte III y IV, los que cuentan con garantías del programa RenovAr.

Pomona II se encuentra operativo desde agosto de



2019 y tiene una potencia instalada de 11,70 MW. A través de sus 3 aerogeneradores Nordex, genera anualmente 46.000 MWh destinada al Mercado a Término de Energías Renovables (MaTER), energía suficiente para abastecer 15 mil hogares y evita así la emisión de 23.000 toneladas de dióxido de carbono a la atmósfera.

El Parque Eólico Chubut Norte II, que se encuentra actualmente en construcción y se estima que entrará en operación en septiembre de este año. Contará con 6 aerogeneradores que sumarán una potencia instalada de 26 MW, a través de los cuales generará anualmente 117.000 MWh, y también destinado a la venta de energía renovable a privados.

De esta manera, a través de este nuevo desembolso,

Genneia reafirma su rol como líder en Energías Renovables de Argentina, confirma la confianza de los actores financieros más importantes del mundo, y buscará seguir dando soluciones energéticas a importantes usuarios privados a través de sus 4 proyectos destinados exclusivamente a MaTER - Rawson III, Villalonga II, Pomona II y Chubut Norte II, con una potencia instalada de 66,48 MW.

Acerca de Genneia:

Genneia es una compañía líder en la provisión de soluciones energéticas sustentables, que supera el horizonte de los 1.200 MW de potencia de generación eléctrica en la Argentina. Posee más del 35% de la capacidad instalada en energía eólica, lo que la convierte en el número uno

del sector.

La compañía tiene una potencia superior a los 600 MW de energía eólica con sus parques eólicos Rawson, Trelew, Madryn, Chubut Norte I, Villalonga, Pomona y Vientos de Necochea; y supera los 700 MW de energía renovable, al considerar su parque solar Ullum (82 MW) ubicado en la provincia de San Juan.

Además, están en proceso de construcción los proyectos eólicos Chubut Norte III (57 MW) y Chubut Norte IV (83 MW) en conjunto con la empresa PAE; y el proyecto Chubut Norte II (26 MW) con destino al Mercado a Término de Energías Renovables, es decir, con destino a clientes privados. Genneia también es propietaria y operadora de 7 centrales de generación térmica (615 MW).

Vientos de Necochea

Entró en operación el parque eólico

Con la autorización de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA), empezó a funcionar el Parque Eólico Vientos de Necochea -el primero de la costa atlántica- entregando energía al Sistema Argentino de Interconexión (SADI), abasteciendo al equivalente de 52 mil hogares.

Con sus 11 aerogeneradores, al terminar este año habrán producido más de 158 mil MW de energía renovable para el país, evitando la emisión de 79 mil toneladas de CO₂, destacó la empresa constructora y operadora del parque.

La autorización comercial llegó a última hora del viernes 8 de febrero y permitió a la compañía Vientos de Necochea SA poner en operación comercial a su Parque a partir de las 0 horas del sábado 9. El Parque Eólico fue adjudicado en la Ronda 1.5 de RenovAr y demandó para su construcción una inversión de más de 60 millones de dólares, generando 120 empleos. "Este parque es el primero en su tipo que se construye en el Partido de Necochea y su puesta en funcionamiento no sólo aumenta la disponibilidad de potencia, sino que contribuye a mejorar la matriz energética nacional proveyendo energía de una fuente de generación renovable", señaló la empresa, que es subsidiaria controlada por Centrales de la Costa Atlántica (50%) y Genneia SA (50%).

UBICACIÓN, COMODIDAD Y TRAYECTORIA

IDEAL PARA DISFRUTAR BARILOCHE

EN PLENO CENTRO DE LA CIUDAD
CONTAMOS CON ESTACIONAMIENTO PRIVADO
Y EXCLUSIVO CAFÉ BAR.

Moreno 252 - Bariloche, Argentina - +54 294 4426146
www.hotelnahuelhuapi.com

Estos proyectos sumarán 800 nuevos puestos de trabajo y permitirán generar energía eléctrica para 223.000 hogares

33 proyectos de MiniRen sumarán energía para 223 mil hogares

La Secretaría de Energía concretó la firma de 7 contratos por 45 Megavatios que corresponden a los proyectos pendientes del "Programa RenovAr – MiniRen/Ronda 3".

Con la firma de estos últimos contratos se alcanzó un total de 33 proyectos por una potencia que suma 203 MW, los que serán desarrollados bajo la modalidad de la Ronda 3, con una inversión total superior a los 319 millones de dólares, indicó Energía a través de un comunicado.

Estos proyectos sumarán 800 nuevos puestos de trabajo en las etapas de su construcción, operación y mantenimiento y permitirán generar energía eléctrica para 223.000 hogares.

El viernes 24 cerró el plazo para la firma de los contratos referidos para la contratación de energía eléctrica generada por los proyectos del "Programa RenovAr – MiniRen/Ronda 3".

Los proyectos del MiniRen abarcan las diversas posibilidades de generación a partir de fuentes renovables (eólica, solar fotovoltaica, biomasa, biogás o pequeños aprovechamientos hidroeléctricos), con la particularidad de no superar una potencia de 10 MW cada uno.

La Ronda 3 se enfoca en los proyectos de pequeña escala distribuidos en todo el país, para sumar su contribución al objetivo de obtener una energía más limpia, promoviendo una generación más descentralizada y federal, se destacó.

Al aprovechar la capacidad de transporte disponible en las redes de media tensión estos proyectos no recurren a las redes de alta y, al estar ubicados en las cercanías a los puntos de consumo, evitarán pérdidas de energía en el transporte y optimizarán la generación de electricidad.

El programa RenovAr MiniRen se activó en el último trimestre de 2018 para ofre-

cer 400 MW de potencia en todo el país, a ser conectados en redes de media tensión de 13,2 kV, 33 kV y 66 kV. La potencia máxima permitida por proyecto fué de 10 MW, mientras que la mínima de 0,5 MW. La distribución por tecnología sería de 350 MW para eólica y solar fotovoltaica, que competirían juntas con cupos por regiones y provincias; mientras que para Pequeños Aprovechamientos

Hidroeléctricos habría disponibles 10 MW, para biomasa 25 MW, para biogás 10 MW y para Biogás de Relleno Sanitario 5 MW, sin región.

Asimismo, regiría un cupo máximo de 20 MW por provincia, excepto para Buenos Aires donde sería de 60 MW.

El cronograma inicial de este lanzamiento, ocurrido en octubre de 2018, preveía la firma de los contratos adjudicados a finales del primer se-

mestre de 2019, lo que recién acaba de ocurrir.

Los proyectos adjudicados firmaron un contrato de abastecimiento de energía eléctrica (PPA) con la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA), del mismo modo que en las rondas anteriores, y un acuerdo de adhesión al FODER para garantizar 3 meses de facturación de los proyectos contratados.

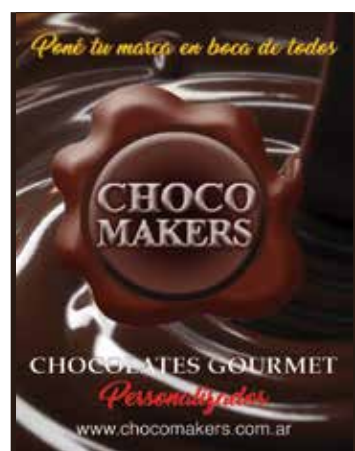


Aliado estratégico de Vaca Muerta y la energía del país

AESA es la contratista destacada a la hora de estructurar soluciones adaptadas a las necesidades de sus proyectos energéticos en Vaca Muerta. Con un amplio rango de productos y servicios que van desde Proyectos EPC, Ingeniería, Módulos de Procesos, Operación y Mantenimiento y Logística de Agua y Arena, hasta Monitoreo Inteligente con Drones, Servicios Ambientales y Perforación y Terminación de Pozos, AESA está contribuyendo a construir el desarrollo de la energía en la Argentina.

AESA

AESA (A-Evangelista S.A.)
(+54) 11 5441-6000 | aesa.comercial@ypf.com | aesa.com.ar



Esa mayor inversión en refinación de los últimos 30 años, con una inversión de 1.500 millones de dólares

Kicillof recorrió refinería de AXION y destacó el aporte de la industria petrolera

El gobernador de la provincia de Buenos Aires, Axel Kicillof, visitó la planta de la refinería que la empresa AXION Energy tiene en avanzado proceso de expansión en el partido de Campana, oportunidad en la cual puntualizó que “en el contexto en que encontramos a la Provincia necesitamos de ciertas políticas que se ba-

sen en el desarrollo y la generación de riqueza genuina, y la industria del petróleo juega un rol fundamental”. El mandatario bonaerense recorrió las obras con el ministro de Infraestructura, Agustín Simone; y el intendente de Campana, Sebastián Abella; luego de mantener un encuentro con el presidente de Pan American Energy, Alejandro

Bulgheroni; el CEO, Marcos Bulgheroni, y técnicos e inversores de Axion, para interiorizarse sobre los trabajos de ampliación que permitirán incrementar en un 60% la producción de combustibles.

Se trata de la mayor inversión en refinación en la Argentina de los últimos 30 años, con una inversión de 1.500 millones de dólares. Su

realización permitirá mejorar aún más la calidad de la nafta y el gasoil que allí se elaboran, cumpliendo los estándares europeos de calidad y abasteciendo a las más de 640 estaciones de servicio que integran la red de AXION Energy en la Argentina, indicó la compañía. El proyecto inauguró en diciembre la planta de tratamiento de gases de

refinería y recupero de azufre y estará completamente en marcha este mes.

Gracias a esta planta, compuesta por cuatro unidades, se colecta el sulfuro de hidrógeno de las corrientes de agua agria y gas agrio -de modo de limpiarlos completamente- y con ello se elabora azufre en estado líquido que se vende a distintas industrias. Es una materia prima muy útil para las empresas que producen fertilizantes para el campo.

Un comunicado de la Gobernación indicó que Kicillof destacó “la cantidad inmensa de PyMEs industriales vinculadas a la industria del petróleo que existen en el territorio bonaerense”, y remarcó que “hay que seguir incrementando el valor agregado y las grandes inversiones en este campo”.

“El gobierno de la Provincia va a acompañar al sector productivo en general y especialmente al sector petrolero que es fuente de recursos muy importantes, la Provincia de Buenos Aires es central en el proceso de refinación”.

Por la empresa, también estuvieron presentes el vicepresidente de Operaciones del Downstream, Federico García Verdier; el vicepresidente de Grandes Proyectos, Adrián Suárez; el gerente ejecutivo de Refinación, Diego Mouriño; el vicepresidente ejecutivo de Estrategia y Planeamiento, Rafael Machín; y el vicepresidente de Asuntos Corporativos, Agustín Agraz. También participaron de la visita la concejala del Frente de Todos de Campana, Soledad Calle; y la Diputada Provincial por Frente de Todos, Soledad Alonso.

Las obras en esta refinería culminarán en los próximos meses, generaron trabajo para más de 250 empleados propios y 3.000 puestos de empresas contratistas. Acerca de la gestión para el financiamiento del capital invertido, la Gobernación refirió que dicho financiamiento se obtuvo bajo la gestión de Kicillof como ministro de Economía de la Nación en 2015.

El ahora gobernador también visitó las demás áreas de ampliación, donde al momento de finalizar las obras la empresa habrá incorporado una nueva unidad de coque, un nuevo hidrotrotador de combustibles, una planta de efluentes líquidos y otra de producción de hidrógeno.

Se espera que en los próximos meses entre en operación una nueva torre de enfriamiento, una estación transformadora con 4 subestaciones eléctricas nuevas, 5 tanques de almacenamiento más de combustible y 16 nuevos tanques de lubricantes, detalló AXION.

IRON GROUP

NUEVO PROYECTO

VIENTOS NEUQUINOS

29 AERO GENERADORES

POTENCIA TOTAL 100 mW.

IRON HEAVY LIFTING

PIEDRA DEL ÁGUILA, NEUQUÉN, ARGENTINA.

minoco.com.ar // Identidad Visual Corporativa.

IRON GROUP

Distribuidor oficial de XCMG en Argentina

WEB

XCMG.COM.AR
IRON-GROUP.COM

CONTACTO

0800 888 **IRON** (4766)
11 6227 2500

REDES

