


# Proyecto Energético

Revista del Instituto Argentino de la Energía "General Mosconi"



## RECONSTRUCCIÓN DE MERCADOS ENERGÉTICOS hacia un futuro limpio y sostenible

### MERCADOS

Reorganización, tensiones  
y oportunidades

### CAMBIO CLIMÁTICO

Análisis de la movilidad eléctrica  
para una descarbonización profunda

### ENERGÍAS RENOVABLES

Oportunidades para la cadena  
de valor local

# Nuestra visión de futuro.



Desarrollamos soluciones energéticas sustentables. Usamos tecnologías de última generación. Somos Genneia.

**Genneia**

La vida es energía

[www.genneia.com.ar](http://www.genneia.com.ar)

---

## Staff

---

### EDITOR

Instituto Argentino de la Energía  
"General Mosconi"

### DIRECTOR

Ing. Gerardo Ariel Rabinovich

### COMITÉ EDITORIAL

Lic. Jorge A. Olmedo  
Lic. Luis M. Rotaeche  
Luciano Caratori

### ÁREA ADMINISTRATIVA

Liliana Cifuentes  
Franco Runco

### DISEÑO

Disegnobrass  
Tel.: (5411) 2103 7322  
db@disegnobrass.com  
www.disegnobrass.com

### COMERCIALIZACIÓN

Disegnobrass  
proyectoenergetico@disegnobrass.com

### IMPRESIÓN

Gráfica Pinter S.A.  
Diógenes Taborda 48/50 (C1437EFB)  
Ciudad de Bs As. - Argentina

### DIRECCIÓN IAE

Moreno 943 - 3º piso - C1091AAS  
Ciudad de Bs As. - Argentina  
Tel / Fax: (5411) 4334 7715 / 4334 6751  
iae@iae.org.ar / www.iae.org.ar

---

## Comisión Directiva IAE

---

### PRESIDENTE

Ing. Jorge E. Lapeña

### VICEPRESIDENTE 1º

Dr. Pedro A. Albitos

### VICEPRESIDENTE 2º

Ing. Gerardo Rabinovich

### SECRETARIO

Ing. Diego A. Grau

### PROSECRETARIO

Sr. Luciano Caratori

### TESORERO

Lic. Marcelo Di Ciano

### PROTESORERO

Lic. Luis Rotaeche

### VOCALES TITULARES

Dr. Enrique Mariano, Lic. Jorge Olmedo,  
Ing. Jorge Forciniti, Ing. Jorge Mastrascusa,  
Dr. Néstor Ortolani, Ing. Andrés Di Pelino,  
Ing. Jorge Enrich Balada, Ing. Jorge Gaimaro

### VOCALES SUPLENTES

Ing. Virgilio Di Pelino, Ing. Luis Flory,  
Lic. Pablo Magistocchi, Ing. Alfredo Storani,  
Lic. Lucio Lapeña, Lic. Vicente Pietrantonio,  
Lic. Horacio La Fuente, Ing. Guillermo Malinow

### REVISORES DE CUENTA TITULARES

Dr. Roberto Taccari  
Dr. Francisco Gerardo

### REVISORES DE CUENTA SUPLENTE

Ing. Francisco Gerardo

---

---

## Proyecto Energético

---

### 04. EDITORIAL

Gerardo Rabinovich

### 06. OPINIÓN

Los grandes problemas estructurales  
de la energía en Argentina

Jorge Lapeña

### 08. MERCADOS

El papel de las bolsas de energía en la formación  
de precios mayoristas

Martín Pérez Enri, Diego Perfumo y  
Bernardo Mariano

### 12. MERCADOS

Tensiones entre liberalización y descarbonización  
en el sector eléctrico: lecciones del caso  
británico

Rahmat Poudineh

### 16. CAMBIO CLIMÁTICO

Hacia la "descarbonización profunda" en  
Argentina: el caso del vehículo eléctrico

Federico Bengolea y Daniel Perczyk

### 20. GNL

Los últimos acontecimientos en Qatar y sus  
efectos en el mercado del GNL

Yanna Clara Prade

### 24. ENERGÍAS RENOVABLES

La producción nacional del equipamiento de las  
energías renovables no convencionales

Luis M. Rotaeche

### 28. ENERGÍAS RENOVABLES

Energía renovable, el desafío de retener en  
nuestra economía la inversión privada

Daniel Rada y Pablo Magistocchi

### 32. ENERGÍAS RENOVABLES

Cauchari será el parque solar más grande de  
Latinoamérica

### 36. INSTITUCIONALES

ENEL, TGS y Wärtsilä

---

NÚMERO 110 - Septiembre - 2017

ISSN 0326-7024

Es propiedad del Instituto Argentino de la Energía "General Mosconi".

Expediente N° 5329554

Distribución en el ámbito de América Latina, Estados Unidos y Europa.

---

## ING. GERARDO RABINOVICH / DIRECTOR

El moderado respaldo en las elecciones de medio término al gobierno de Mauricio Macri puede dar un auspicioso envión al proceso de inversión en la economía, y el sector energético es uno de los más necesitados en recibir esa inyección de recursos que le permita superar la herencia dejada por el kirchnerismo en materia de infraestructura y tecnología hacia el sector energético, en un momento de transición hacia nuevos modelos de producción y consumo, respetando los compromisos asumidos por el país en instancias internacionales de lucha contra el cambio climático.

La posición de la actual administración de los Estados Unidos no ha frenado la iniciativa internacional hacia las energías renovables no convencionales, y algunas noticias han producido un impacto en los ámbitos especializados que confirman el camino irreversible de las transformaciones del sector energético: **a)** la empresa de automóviles de alta gama, Volvo, anuncio que a partir de 2019 no producirá más vehículos con motores de combustión interna, especializándose en la producción de vehículos completamente eléctricos; **b)** los gobiernos de Francia, el Reino Unido, Noruega y la India, manifestaron su voluntad que a partir del 2040 los vehículos particulares que se ofrezcan al mercado serán exclusivamente autos eléctricos (EV).

En este número intentamos hacer un aporte al debate técnico, académico y transparente que nos propone en su columna Jorge Lapeña, que proporcione elementos de base para las decisiones que se deben tomar en los próximos meses, destacando que no hay lugar para las soluciones triviales, para superar décadas de frustraciones. Es un debate en un ámbito optimista, luego de diecinueve meses ordenadores, en los cuales las tarifas de los servicios públicos de electricidad y gas comenzaron a recorrer un camino de racionalidad económica y social, los Entes reguladores están culminando su normalización dejando atrás más de diez años de intervención, y se ha recuperado la ética moral en la gestión pública.

Iniciada esta etapa de imprescindibles acciones, con aciertos y errores, queda un largo y arduo camino por

recorrer para la reconstrucción de los mercados de energía eléctrica y gas natural, que apalanquen y disminuyan los riesgos innecesarios percibidos por eventuales inversores, locales y extranjeros, cuya función es indispensable para la expansión y funcionamiento sectorial. Se destaca en este sentido el papel de las bolsas de energía en la formación de los precios mayoristas, La transición hacia una formación de precios mayoristas más libre, previsible y transparente es una precondition para que Argentina pueda atraer las inversiones de largo plazo que el sector necesita. Y como todo mercado libre, previsible y transparente, una bolsa de energía fortalecerá al desarrollo institucional nos dicen Bernardo Mariano y Martin Pérez Enri de ERD Desk, en un contexto en el que se estiman necesidades de inversión del orden de los 5.000 millones de USD/año para el sector eléctrico y el triple para el desarrollo mínimo de los hidrocarburos no convencionales, imprescindibles en la transición de la próxima década. Nos muestran los ejemplos de las bolsas europeas eléctricas como experiencia a tener en cuenta al momento de volver a diseñar los mercados energéticos en el país.

La Argentina ha confirmado que no retrocederá en sus objetivos de incorporar un 20% de energías renovables no convencionales hacia el 2025 para cubrir el consumo de electricidad en ese momento, y ha lanzado una nueva subasta: Renovar 2.0, buscando incorporar nuevos 1200 MW hacia el 2019. Sin embargo, este proceso no está libre de obstáculos como nos describe Rahmat Poudineh, investigador del Oxford Institute for Energy Studies, describiendo las tensiones que se producen entre los objetivos de liberalización y descarbonización en el mercado eléctrico británico, sugiriendo que el foco de los problemas planteados en los actuales mercados eléctricos es la falla en definir claramente los objetivos de política energética, y recomendando a quienes formulan la política energética la priorización entre sostenibilidad, seguridad y competitividad, y en base a esa decisión, adoptar medidas alineadas con la meta priorizada, aceptando resultados no óptimos.

En este sentido, los investigadores de la Fundación Torcuato Di Tella, Daniel Perczyk y Federico Bengolea,



nos llevan a un ejercicio que permite prever el camino de una descarbonización profunda en la Argentina, tomando como ejemplo la penetración del auto eléctrico y cuales serían las condiciones de competitividad frente a los vehículos de combustión interna y nos dicen que con costos de baterías por debajo de los 100 USD/kWh la penetración del vehículo eléctrico en el país podría ser masiva, hacia el 2020-2025, mucho antes que lo que se preveía hace poco tiempo atrás.

Frente a este panorama, se presenta un desafío para nuestra economía que consiste en atraer la mayor proporción posible de inversión desde el sector privado y que esa inversión beneficie esencialmente la producción local y propulse el crecimiento económico y la generación de empleos. Los representantes de nuestro Instituto en la Regional Oeste, Pablo Magistocchi y Daniel Rada, analizan con profundidad este tema concluyendo que la no optimización de incorporación de producción local en el caso de la energía solar fotovoltaica, produce un costo social de 13 USD/MWh por desempleo de recursos productivos. Sobre este mismo tema, Luis Rotaèche complementa los análisis anteriores, y hace un aporte importante al debate respecto de la participación de la industria nacional en el aprovisionamiento de las nuevas centrales a construir en el marco del desarrollo de las energías renovables no convencionales, valorando fuertemente su contribución a la generación de empleo y al enriquecimiento económico, pero alertando a su vez que actitudes extremas no traben este desarrollo incipiente que se está promoviendo.

En esta transición que nos presenta el sector energético, el gas natural continúa siendo un recurso esencial para nuestro país, donde más de la mitad del abastecimiento energético reposa en este hidrocarburo. El estudio de los mercados internacionales de gas natural es una materia que debe ser encarada con profundidad porque nuestro país importa actualmente casi el 25% de su consumo de gas natural, y por el otro cuenta con un potencial de recursos no convencionales que plantean una permanente promesa a futuro. Yanna Clara Prade, doctorando del Instituto de Economía de la Universidad Federal de Río de Janeiro, nos presenta una visión muy clara y actual de estos

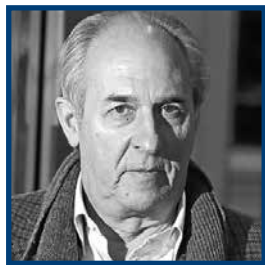
mercados a la luz de los recientes acontecimientos en el Golfo Pérsico, cuando en una decisión sin precedentes los países del Consejo de Cooperación del Golfo, liderados por Arabia Saudita sancionaron a Qatar por un presumible apoyo al terrorismo islámico y a Irán. El detalle es que Qatar es el primer exportador mundial de Gas Natural Licuado (GNL) con el 30% del mercado e Irán es el primer poseedor mundial de reservas probadas de este hidrocarburo. Las tensiones geopolíticas no están ausentes en la formación de los precios del gas natural en los distintos mercados mundiales, y en el mediano y largo plazo pueden tener efecto sobre las decisiones de inversión en los yacimientos de gas no convencional de la Argentina, y también en los precios de importación de nuestro país.

Finalmente, la provincia de Jujuy nos hace llegar sus sensaciones respecto del desarrollo de un proyecto histórico para la provincia, por sus dimensiones e implicancias. Se trata de la Central Fotovoltaica de 300 MW de Cauchari, que ganó su contrato de abastecimiento en la licitación Renovar 1.0, y que se encuentra actualmente en construcción en una localización a más de 4.000 metros de altura, que dará trabajo en forma directa a 600 personas y a otras 1000 en forma indirecta y que se plantea como un hito en la transformación económica de la provincia, respetando los derechos de los pueblos originarios e incentivando a los pequeños y medianos productores locales a participar en esta gesta que puede ser un ejemplo de lo que las energías renovables no convencionales pueden brindar en las distintas regiones del país, a un crecimiento descentralizado y ventajoso para todos.

El debate está lanzado; la sociedad ha comenzado a entender y apoyar esta experiencia, pero los desafíos son enormes, el desarrollo de la infraestructura energética requiere una racionalidad cada vez mayor, los cambios son cotidianos y el futuro es apasionante e imprevisible. Una hoja de ruta, como el plan energético nacional, se hace cada vez más necesaria para discutir las soluciones y encontrar los consensos necesarios para implementarlas.

# LOS GRANDES PROBLEMAS ESTRUCTURALES DE LA ENERGÍA EN ARGENTINA

¿Vagón a remolque o locomotora? Un análisis sobre cuáles son los asuntos clave que tendrá que atender el gobierno luego del esfuerzo ordenador inicial, a cargo de Jorge Lapeña.



JORGE LAPEÑA  
Presidente del IAE "General Mosconi"

El presidente Macri pronunció una frase extraordinaria el domingo 13 de agosto en el bunker de Costa Salguero en medio de festejos por los excelentes resultados que en las PASO obtuvo el espacio CAMBIEMOS. Dijo: "Empezamos a recorrer los mejores 20 años de la historia del País". La frase es impactante, y de alguna forma se emparenta con otras frases pronunciadas por otros presidentes de la Democracia que abrieron enormes esperanzas en la ciudadanía.

Me propongo en este artículo hacer un breve análisis de la situación en que se encuentra el sector energético hoy, para evaluar en qué medida este sector de la infraestructura estará a la altura de los semejantes desafíos por venir. ¿Será acaso el sector energético nacional un "vagón a remolque" de las poderosas locomotoras económicas que nos introducirán en esos años de bonanza?, ¿o será acaso el sector energético mismo "una de esas extraordinarias locomotoras" del progreso? ¿Será el palo en la rueda, o -por el contrario- será el motor que mueve la rueda? La diferencia no es menor.

Más nos vale que seamos los mismos especialistas energéticos los que intentemos contestar esa pregunta en la forma más objetiva, rápida y patriótica posible, para iluminar a los que solo deciden desde la política. Sería imperdonable inducir a los políticos al error estratégico por mera presión corporativa.

**El listado de preguntas sin respuesta nos dice lo mucho que ignoramos, y sobre todo lo mucho que hay que analizar para no errarle al diseño de la "estratégica energética país".**

Para ello sería muy bueno afrontar un debate técnico y académico transparente, para dar basamento a las decisiones por tomar. Hemos comprobado -lamentablemente- en los últimos años que en cuestión de temas energéticos no hay lugar para soluciones triviales. El listado de frustraciones es inmenso, e incluye desde proyectos inviábiles hasta proyectos disparatados.

Una enumeración de temas no taxativa nos indicará de manera muy simple dónde debe estar el foco de nuestros debates: **1.** centrales nucleares ¿sí o no? y, en todo caso ¿cuándo y cómo?; **2.** Energía y cambio climático; **3.** Medio ambiente y energía; **4.** Vaca Muerta, ¿ilusión o realidad posible?; **5.** ¿Por qué cae la producción petrolera desde hace un cuarto de siglo?; **6.** Competitividad económica de la Energía en Argentina; **7.** Subsidios energéticos y pobreza; **8.** Subsidios energéticos y déficit fiscal; **9.** ¿Autoabastecimiento energético, o dependencia energética externa?

El listado de preguntas sin respuesta nos dice lo mucho que ignoramos, y sobre todo lo mucho que hay que analizar para no errarle al diseño de la "estratégica energética país".

No quiero agotar este debate, sino precisamente abrirlo a la opinión de todos en la forma más amplia posible: al gobierno en primer lugar y a la oposición republicana en

## Argentina ha sufrido en materia energética una profunda regresión en el tiempo que la llevó desde la cima hasta valle.

igual forma, a la academia y al empresariado, a los que consumen energía y a los que la producen, a los gremios que trabajan en la energía y a las asociaciones de consumidores. Un debate amplio facilitaría enormemente los “consensos políticos”, y estos su vez nos facilitarían los “consensos parlamentarios” imprescindibles para legislar sobre energía y para fijar una política definitiva.

Con el ánimo de lanzar la primera piedra para ese debate, voy a afirmar que nuestro país tiene en la energía enormes problemas estructurales de raíz muy profunda y añeja. Es un corolario de esta afirmación que los problemas entonces no se resolverán en plazos cortos, ni en forma poco costosa, como podría ocurrir si esos mismos problemas tuvieran una raíz coyuntural o meramente accidental.

El núcleo de problemas estructurales a resolver se ha generado a lo largo de más de 25 de decisiones erróneas que cuales capas geológicas, superponiendo error tras error, han modelado la actual situación. Es preciso admitir además lo que los números demuestran en forma clara: Argentina ha sufrido en materia energética una profunda regresión en el tiempo que la llevó desde la cima hasta valle; desde el autoabastecimiento cierto hasta la dependencia externa profunda, y desde la abundancia de reservas comprobadas hasta el agotamiento de las mismas.

Va la lista de esos problemas: **1.** Argentina perdió el autoabastecimiento energético y se hizo un país dependiente; **2.** Argentina no invierte en exploración petrolera, y por lo tanto no descubre yacimientos nuevos como hacía en el pasado; **3.** Argentina tiene una energía cara y esto afecta la competitividad de la Industria (tienen razón la UIA y AEA en sus reclamos); **4.** Argentina ha hecho de

Vaca Muerta una utopía no fundada; **5.** Argentina subsidia a las petroleras, pero no transparente que subsidia a las petroleras; **6.** Argentina tiene una ecuación energética que cada vez es más dependiente de las energías que producen gases de efecto invernadero; **7.** Será difícil que el país pueda cumplir con los compromisos de París en materia de cambio climático.

## Ayudaría enormemente que el Gobierno sometiera a debate público y parlamentario, en ese orden, un buen Plan Energético Nacional.

Mi impresión es que habrá que admitir que la energía jugará de vagón a remolque en esos 20 años que nos plantea la frase presidencial y luego, dependiendo de la calidad política de las decisiones que seamos capaces de adoptar y de la forma de llevarlas a la práctica, podría convertirse en motor eficiente de ese proceso virtuoso. Las decisiones deben ser tomadas hoy si queremos de veras un proceso de transformación. Esas decisiones se deben inscribir en una “política de Estado”, y ayudaría enormemente para esto que el Gobierno sometiera a debate público y parlamentario, en ese orden, un buen Plan Energético Nacional.

Soy optimista, valoro el esfuerzo ordenador hecho en los primeros 19 meses del Gobierno de Cambiemos (renegociación de tarifas reguladas de los servicios públicos, normalización de los entes reguladores, regeneración moral de la gestión pública; etc.), sin lo cual no estaríamos ahora hablando de estos temas verdaderamente importantes. Creo sinceramente que el futuro puede ser mejor que el presente si todos nos ponemos a la altura de los desafíos que nos plantea la República. Nuestro Instituto y nuestra gente pueden contribuir mucho en esta tarea.

17 de agosto de 2017



# El papel de las bolsas de energía en la formación de precios mayoristas

“Se hace importante reconstruir los mercados de electricidad y gas natural para poder recibir el volumen de inversiones que el país necesita. En ese contexto los mercados financieros tienen un papel que pueden jugar, aprendiendo de la experiencia recogida en los mercados europeos y de los Estados Unidos”.



**MARTÍN PÉREZ ENRRI,  
DIEGO PERFUMO  
BERNARDO MARIANO**  
consultores de ERDesk, firma especializada en infraestructuras de mercados financieros.

En el país los precios mayoristas de la energía están regulados, y no por mecanismos que agreguen la oferta y demanda del mercado en forma libre y transparente. La situación desalienta las inversiones de largo plazo y limita el desarrollo del sector porque no asegura precios determinados por condiciones de mercado. Esto es más crítico aún en países como el nuestro con inflación sostenida, donde los precios fijados por el regulador se desactualizan y quedan desalineados con los costos.

Las bolsas de energía resuelven este problema ofreciendo un mecanismo para la formación de precios mayoristas en un ámbito transparente y a través de las fuerzas del mercado. Además las bolsas brindan un marco eficiente para la cobertura de riesgos utilizando la formación de precios para el uso de productos derivados.

En momentos en que se discute el diseño de un marco adecuado para la formación de precios mayoristas en materia de energía eléctrica y gas, y a pocos meses de que el país sea sede de la reunión 2018 del G20, es útil repasar las tendencias globales en estructura de mercado y regulación para compararlas con las condiciones locales vigentes. En este sentido, se analizará el mecanismo de formación de precios (price discovery) que ofrecen las bolsas.

## EL MERCADO DE LA ELECTRICIDAD

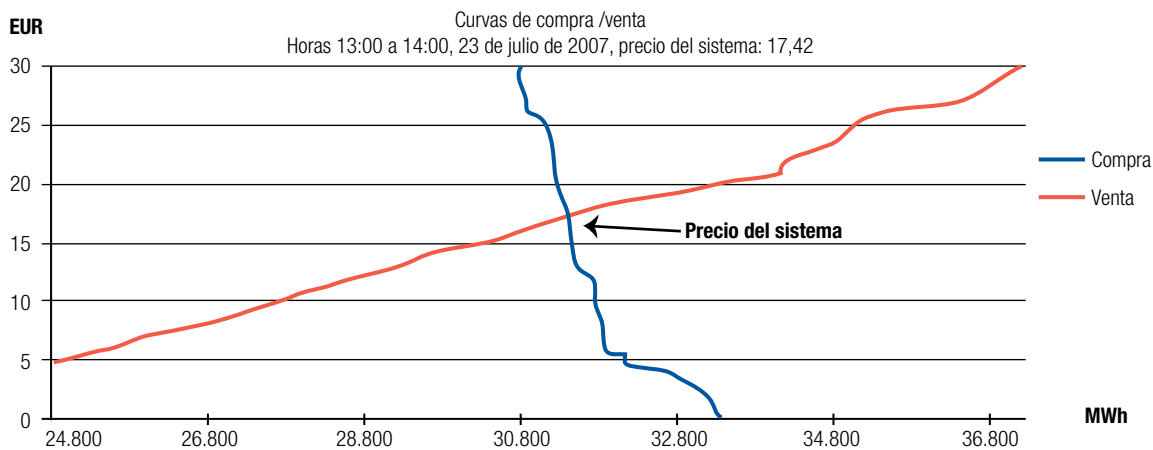
En diversos países europeos y americanos, el operador del sistema eléctrico se apoya en bolsas donde el precio de la energía disponible para el día siguiente (day-ahead) se determina libremente por oferta y demanda. Los participantes completan diariamente una grilla con las cantidades ofrecidas y demandadas a cada precio y para cada hora del día.

### Grilla de órdenes de oferta (demanda) individual

Precio MWh	-10	5	15	20	30	100	...	1000
Hora								
1								
2	0	0	0	100	100	200	...	300
3	0	0	100	100	200	200	...	300
...	...	...	...	...	...	...	...	...
23	-500	-500	-500	-500	0	0	...	0
24								



## Curvas de Oferta y demanda agregadas



Sumando las necesidades de cada participante, el operador del sistema logra identificar curvas de oferta y demanda agregada por hora del sistema. En una subasta diaria, el operador del sistema define el precio que despeja el mercado para cada hora allí en donde la curva de oferta agregada intercepta a la demanda agregada<sup>1</sup>.

Adicionalmente, las bolsas lanzan productos derivados para acomodar las necesidades de previsibilidad y cobertura de generadores y usuarios de la energía para cobertura a cambios de precios. Comparadas con los contratos bilaterales, las coberturas en bolsa son más líquidas y por lo tanto, más flexibles. Y son también más seguras, por cuanto el riesgo de crédito se minimiza si la compensación se realiza en una contraparte central (CCP).

Los mercados de futuros típicamente ofrecen contratos semanales, mensuales, trimestrales y anuales de electricidad con entrega física. El dispositivo por el cual se asegura la convergencia de los precios de los futuros con los del mercado disponible es el llamado mecanismo de cascada. Por el mismo, al expirar el contrato futuro, este se transforma en una canasta que incluye un contrato day-ahead y una serie de contratos futuros de más corta periodicidad. Por ejemplo, una posición en un contrato de provisión anual durante el 2018 se canjeará al finalizar el año 2017 por un conjunto de contratos: **I**) un contrato day-ahead de provisión durante el 1<sup>ro</sup> de enero de 2018, **II**) un contrato resto de la semana para esa primera semana del año, **III**) un conjunto de contratos semanales por lo que restará del mes de enero de 2018, **IV**) un contrato febrero 2018, **V**) un contrato marzo 2018 y **VI**) tres contratos trimestrales correspondiente al segundo, tercer y cuarto trimestres de 2018.

**En una subasta diaria, el operador del sistema define el precio que despeja el mercado para cada hora allí en donde la curva de oferta agregada intercepta a la demanda agregada.**

Con pequeñas variaciones, los mercados europeos de energía -Nord Pool, EPEX, APX, GME entre otros- y de derivados -ICE, EEX, IDEX, MEFF- responden a las características descritas arriba. Más cerca, en la región, el mercado colombiano de electricidad ha adoptado un modelo con similitudes inspirado en aquellos. Por regla general los contratos day-ahead se ejecutan a través de un mecanismo de subasta ciega como el descrito. En cambio, la operatoria de contratos de derivados y los intra-diarios se ejecutan alternativamente en mercados electrónicos continuos del tipo libro central de órdenes o bien en subastas a principio y final de sesión.

## EL MERCADO DE GAS

Similar al caso de los contratos de la electricidad, los contratos de gas natural disponibles en bolsas son del tipo day-ahead y los intra-diarios, que se utilizan en operaciones de arbitraje y balanceo. Los contratos de futuro tienen periodicidad mensual, trimestral, anual y estacional y son con entrega de un certificado nominativo de mercadería física del operador del sistema en un punto de entrega en particular. También son compensados centralizadamente en una CCP. Sin embargo, a diferencia de los contratos de electricidad, la negociación del contrato day-ahead se lleva a cabo de forma continua en un libro central electrónico de órdenes.

(1) En casos puntuales de congestión y necesidad de gestionar la asignación de capacidad, el esquema básico de determinación de precios de equilibrio se complementa con restricciones que arrojan otras soluciones de precios y cantidades.

## COMPENSACIÓN DE LAS OPERACIONES EN UNA CONTRAPARTE CENTRAL (CCP)

Las bolsas ofrecen compensación centralizada mediante una contraparte central (CCP) para garantizar que los contratos sean honrados evitando así eventos disruptivos en la formación de precios. Una CCP asume como comprador de cada vendedor y como vendedor ante cada comprador y reduce el riesgo de contraparte.

El uso de una CCP resulta además en ahorros para los participantes y usuarios que provienen de tres fuentes. La primera fuente se basa en el netting multilateral de las posiciones, lo que permite lograr una gran compresión de la exposición total de cada participante y del sistema, y por lo tanto reducir el monto de colateral necesario. La segunda fuente se deriva de la práctica por parte de las CCP de determinar los requisitos de margen de garantía en base a toda la cartera (portfolio margining) lo cual permite economías muy significativas de colateral si el participante mantiene posiciones de baja correlación o negativa correlación entre sí. La tercera, derivada de las prescripciones del Consejo de Estabilidad Financiera (FSB) del G20 y del marco de Basilea III, es que el cargo de capital a los intermediarios y los requerimientos de margen en las operaciones bilaterales son mayores.

## El dispositivo por el cual se asegura la convergencia de los precios de los futuros con los del mercado disponible es el llamado mecanismo de cascada.

Como contraposición, un usuario acordando contratos bilaterales con un proveedor se encuentra simultáneamente sujeto a la necesidad de:

- I) Constituir colateral en todas las posiciones con todas las contrapartes en vez de con una sola y sin posibilidad de netear/compensar aquellas posiciones de signo contrario.
- II) Incurrir requisitos de colateral más elevados por cada una de las posiciones bilaterales como consecuencia de las recomendaciones del FSB. En particular, mientras que para una posición en un contrato ejecutado en una plataforma electrónica y compensado en una CCP se requiere un nivel de margen basado en el Valor a Riesgo (VaR) de hasta dos días, para un contrato OTC se requiere colateral equivalente al VaR de entre cinco y diez días. Además, la operatoria bilateral no permite las eficiencias que se derivan de los mecanismos de determinación de márgenes de garantía basados en la cartera.

### Estructura de mercado

	<b>Mercado disponible day-ahead</b>	<b>Contratos derivados estandarizados</b>	<b>Contratos derivados no estandarizados</b>
<b>Ejecución / Formación de precio</b>	Bolsa (electricidad) Bolas u OTC (gas)	Bolsa u OTC vía plataforma electrónica multilateral	Bilateral
<b>Compensación y liquidación</b>	Contraparte Central (CCP)	Contraparte Central (CCP) o bilateral	Bilateral
<b>Registro</b>	Propio de la bolsa o CCP	Propio de la bolsa o CCP	Repositorio de transacciones (TR)
<b>Cargo de capital</b>	2% risk weight propio de CCPs elegible	2% risk weight en CCP elegible 20%-100% Risk weight si bilateral	20%-100% risk weight
<b>Requisito de margen</b>	VaR de hasta 2 días	VaR de hasta 2 días en CCP VsR de hasta 5 a 10 días si bilateral	VaR de 5 a 10 días
<b>Ejemplos</b>	Nord Pool Spot, EPEX Spot, APX, Powerenext, Bola de Energía	ICE, EEX, NGX, CME, IDEX, Nord Pool	Registro en REMIT

III) Incurrir en costos más altos debido al cargo más elevado de capital de los intermediarios derivado del marco de Basilea III y recomendaciones del FSB de los intermediarios derivado del marco de Basilea III y recomendaciones del FSB.

### CAMINO POR RECORRER EN EL PAÍS

De acuerdo a KPMG<sup>2</sup>, la Argentina precisa inversiones por US\$ 42.000 millones hasta 2025 en proyectos de generación eléctrica. Según el estudio “el crecimiento observado en la demanda en la última década, fomentado por el congelamiento tarifario y una estructura de subsidios al consumo, en conjunto al estancamiento de la oferta por la falta de previsibilidad en el ambiente de negocios, desincentivos a la inversión, tarifas bajas y el encarecimiento de los insumos, entre otras causas,

**De acuerdo a KPMG, la Argentina precisa inversiones por US\$ 42.000 millones hasta 2025 en proyectos de generación eléctrica.**

ha sido la razón principal de los problemas de abastecimiento eléctrico sufridos por el país”.

La transición hacia una formación de precios mayoristas más libre, previsible y transparente es una precondición para que Argentina pueda atraer las inversiones de largo plazo que en el sector necesita. Y como todo mercado libre, previsible y transparente, una bolsa de energía fortalecerá al desarrollo institucional.

(2) KPMG <https://home.kpmg.com/ar/es/home/media/press-releases/2017/06/se-invertiran-42-mil-millones-de-dolares-en-8-anios.html>



**80 años al servicio de la industria del petróleo y del gas**

[www.bolland.com.ar](http://www.bolland.com.ar)

Tte. Gral. Juan D. Perón 925, piso 6 - C1038AAS - Buenos Aires - Tel: (54 11) 4320-7500

# TENSIONES ENTRE LIBERALIZACIÓN Y DESCARBONIZACIÓN EN EL SECTOR ELÉCTRICO: LECCIONES DEL CASO BRITÁNICO



**RAHMAT POUDINEH**  
Investigador Senior  
Oxford Institute for Energy Studies (OIES), Oxford, UK

Gran Bretaña fue pionera en la liberalización y privatización de su sector eléctrico. En febrero de 1988, el gobierno del Reino Unido publicó el white paper “Privatizando la electricidad” que marcó el camino hacia la ley eléctrica que en 1989 estableció la nueva estructura adoptada a partir del 31 de marzo de 1990.

El cambio institucional más importante que siguió a la reestructuración fue la creación de un pool de despacho centralizado obligatorio, como mercado mayorista, con un sistema marginalista de precios (SMP) fijado por el generador sin restricciones más caro, solicitado por la demanda, al cual se agregó un pago por capacidad. Este diseño de mercado (power pool) existió hasta 2001 cuando el Nuevo Diseño de Comercialización de Mercado (NETA<sup>1</sup> por su acrónimo en inglés) reemplazó el pool centralizado con un mercado auto-despachado solamente de energía (desapareció el pago por capacidad), junto con un mercado de balanceo que corrigió las diferencias entre las posiciones contractuales y el equilibrio oferta/demanda en cada momento.

Este cambio fue motivado por la idea de que el modelo de pool con subastas centralizadas era susceptible de ser manipulado por los grandes actores. Esta forma de pensar estaba basada en la divergencia entre costos y precios en el mercado mayorista en ese momento.

**El plan original de la liberalización que consistía en una serie de mercados mayoristas diferenciados en el tiempo más el mercado al por menor, sufrió nuevos cambios debido a la intervención gubernamental directa.**

Con el transcurso del tiempo, la pertinencia de un mercado mayorista que remuneraba solamente la energía fue cuestionada por ciertas imperfecciones detectadas. Cuando los generadores dependen de los ingresos por energía para recuperar todos sus costos, incluyendo los costos de capital por las inversiones y otros costos fijos, los generadores en el pico que producen electricidad en pocas horas del año pero que son críticos cuando el balance oferta/demanda es estrecho, necesitan recuperar sus costos fijos por encima del costo marginal del mercado en ese momento.

Los límites en el precio de la electricidad en el mercado mayorista, debido a presiones políticas o a legítimas preocupaciones sobre el mercado eléctrico en periodos de escasez, conduce a un fenómeno conocido como “perdida de dinero” (missing money). Este fenómeno está referido

(1) New Electricity Trading Arrangement (NETA)

a condiciones donde el mercado impide a los generadores recuperar sus inversiones. Además de precios de electricidad deprimidos, la volatilidad del ingreso basado en energía solamente para los generadores de pico también es una preocupación para los inversores y sus financistas, especialmente en ausencia de un mercado de futuros con suficiente liquidez en el cual pueden realizar operaciones de cobertura de riesgos. Este fenómeno, conocido como “mercado perdido” (missing market), es al menos parcialmente atribuible a la conmutación a corto plazo de los proveedores por los consumidores en el mercado minorista, alentado por la liberalización.

Hacia fines del siglo pasado, el plan original de la liberalización que consistía en una serie de mercados mayoristas diferenciados en el tiempo más el mercado al por menor, sufrió nuevos cambios debido a la intervención gubernamental directa. Esta intervención primero fue explicada por correcciones asociadas a externalidades ambientales negativas, ocasionadas por varios esquemas de incentivos hacia las energías renovables, que variaban en su nivel de integración respecto de los mercados eléctricos existentes. Desde 2002 la obligación de incorporar energías renovables (renewable obligation) comenzó a emplearse como el principal modelo para respaldar

## La creciente penetración de generación renovable condujo a una pérdida de flexibilidad del lado de los generadores convencionales, que solía estar inherentemente integrada por generación térmica.

el incremento de la participación de las renovables en Gran Bretaña. De acuerdo a este modelo, los minoristas debían obligatoriamente incorporar un porcentaje de energías renovables en su abastecimiento obteniendo certificados verdes de generadores renovables. Los generadores renovables tenían entonces derecho a recibir ingresos de certificados verdes por encima de los precios del mercado de la electricidad.

La integración de generación procedente de fuentes renovables exacerbó el fenómeno de “dinero perdido” y de “mercado perdido”, deprimiendo el precio basado en energía que regía hasta ese momento. Esto porque el costo marginal de los generadores renovables es mucho



FORMANDO UN FUTURO  
**PARA EL SECTOR ENERGÉTICO.**

Maestría en Energía.

Seminarios.

Carrera de Especialización en  
la Estructura Jurídico Económica.

Cursos Intensivos: Hidrocarburos, Cambio Climático,  
Energías Renovables, Actualización en Tarifas Eléctricas.

- CAPACITACIÓN -  
**2018**

CEARE - Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética  
Conocé la oferta académica completa en [www.ceare.org](http://www.ceare.org) o llamando al (+54 11) 4809-5709



menor que el de los generadores convencionales, y las subvenciones basadas en la producción puede hacer que estén dispuestos a ofrecer precios negativos en el mercado mayorista para permanecer en operación. Ello no solamente baja los precios para todos los generadores sino que produce una mayor incertidumbre a los generadores convencionales respecto a la cantidad de horas que van a funcionar.

Adicionalmente, la creciente penetración de generación renovable condujo a una pérdida de flexibilidad del lado de los generadores convencionales, que solía estar inherentemente integrada por generación térmica. Además, debido a los bajos precios de la electricidad desaparecieron los incentivos para invertir en capacidad de generación que a su vez condujo a una severa declinación en los márgenes de capacidad y como consecuencia a una preocupación sobre la seguridad del abastecimiento en Gran Bretaña.

A ello debemos agregar que los esquemas obligatorios de incorporar renovables incrementan el costo de la descarbonización exponiendo innecesariamente al generador con renovables a incertidumbres de mercado.

La preocupación sobre la seguridad de abastecimiento y el incremento en el costo de descarbonización llevó al

### **El costo de los subsidios a las renovables comienza a ser transferido a los consumidores a través de una sobrecarga en los precios minoristas.**

gobierno del Reino Unido a legislar sobre dos reformas mayores en el mercado eléctrico a través de la Ley de Energía (Energy Act) de 2013.

Estas reformas incluyeron la introducción de un mercado de capacidad para mejorar la seguridad de abastecimiento y la creación del contrato por diferencias (CfD), reemplazando la obligación de incorporar renovables, para incentivar las inversiones en tecnologías bajas en carbono como la eólica, de las mareas o la energía nuclear. El mercado de capacidad consiste en subastas anuales, que premia al ganador con un contrato que determina sus obligaciones de proveer capacidad al sistema, y el precio que recibe basado en una liquidación de mercado. CfD es el tipo de contrato asignado al generador renovable ganador o al oferente de tecnologías con bajo contenido de carbono en una subasta inversa realizada por el gobierno. De esta forma el titular



tiene derecho a recibir la diferencia entre el precio de mercado de la electricidad y el precio de la subasta, por lo que el CfD protege a los generadores con tecnologías bajas en emisiones de carbono de la exposición al precio de mercado y reduce su riesgo económico. La introducción del mercado de capacidad y el contrato de CfD aumentó el papel decisor del gobierno en el resultado del mercado.

Al mismo tiempo, el costo de los subsidios a las renovables comienza a ser transferido a los consumidores a través de una sobrecarga en los precios minoristas.

Esto afectó aún más a los mercados de la electricidad a través del desacoplamiento de la señal del precio del lado de la oferta y de la demanda (mayorista vs. precio minorista). Mientras que los precios en el mercado mayorista resultan muy bajos por la heterogeneidad de las tecnologías en competencia en términos de costos de estructura y mecanismos de recuperación de costos disponibles, los precios minoristas son muy altos como consecuencia de las decisiones del gobierno de trasladar los subsidios a los consumidores.

Otra consecuencia importante de las reformas en el sector eléctrico en Gran Bretaña fue el crecimiento del papel que asumen las decisiones administrativas en el

nuevo mercado, buscando corregir el mercado original: las decisiones de adquisición de energía renovable y capacidad se realizan centralmente en los centros de decisión política, ya que los mercados no son confiables para entregar el resultado buscado. La descarbonización parece chocar con la liberalización.

En los últimos años se realizaron varias propuestas para abordar las cuestiones que presenta el mercado eléctrico. El objetivo de estas propuestas es en general reconciliar los objetivos de liberalización y descarbonización, y promover el papel del mercado coordinando y permitiendo alcanzar los objetivos del gobierno. Sin embargo, algunos sugieren que el foco de los problemas planteados en los actuales mercados eléctricos es la falla en definir claramente los objetivos de política energética, ignorando los arbitrajes que existen entre acceso, confiabilidad y sostenibilidad, conocidos comúnmente como el “trilema” energético.

Quizás quienes formulan la política energética deban priorizar entre sostenibilidad, seguridad y competitividad, y basándose en esa decisión, adoptar medidas que estén alineadas con la meta priorizada, aceptando resultados no óptimos para objetivos considerados menos importantes.

# HACIA LA “DESCARBONIZACIÓN PROFUNDA” EN ARGENTINA: EL CASO DEL VEHÍCULO ELÉCTRICO

Estudio en el marco del Proyecto global “Trayectorias de descarbonización profunda” (DDPP) del Instituto para el Desarrollo Sostenible y las Relaciones Internacionales (IDDR) y la Red de Soluciones de Desarrollo Sostenible (SDSN).



**FEDERICO BENGOLEA**  
Fundación Torcuato Di Tella



**DANIEL PERCZYK**  
Fundación Torcuato Di Tella

## INTRODUCCIÓN

El objetivo de este artículo es evaluar la competitividad del auto eléctrico frente a la del auto propulsado por un motor de combustión interna de cara al usuario. De este modo, se propone analizar una de las áreas vinculadas con la factibilidad técnica y económica para que la electrificación masiva del transporte liviano en la Argentina sea viable. Se trata de un sector significativo, ya que las emisiones de los vehículos que consumen nafta o GNC representan un 15% de las emisiones del sector energético argentino. Se destaca que el reemplazo de estos vehículos por vehículos eléctricos que consuman energía eléctrica de la red se obtendría una reducción de emisiones del orden del 50% si se considera la composición del parque generador de la red actual.

Este análisis comparativo se plantea y desarrolla dentro del marco del Proyecto de Descarbonización Profunda de la Fundación Torcuato Di Tella que ya se ha presentado en esta revista.

La comparación se basa en el costo de producción de un

vehículo liviano con motor de combustión interna versus un vehículo de similares características con propulsión eléctrica y batería de litio-ion. Para simplificar el estudio se han obviado temas cualitativos que influyan sobre la decisión, como las sensaciones del usuario de un automóvil al manejar un vehículo eléctrico y los efectos positivos por contribuir con la sustentabilidad entre otros.

## SUPUESTOS DEL ANÁLISIS

Se asume que el costo del motor de un tren de potencia para un vehículo dotado de un motor de combustión interna para cumplir con las reglamentaciones de emisiones de dióxido de carbono para el año 2020 es cercano al costo de producción de un motor eléctrico de la misma potencia pico. El principal sustento de este supuesto es que los vehículos de más de 1400 kg de peso tendrán casi en su totalidad asistencia híbrida eléctrica al 2020 en Europa, a fin de cumplir con los menos de 95 gramos por cada kilómetro de emisiones de CO<sub>2</sub> como exige la reglamentación europea. Se puede concluir entonces que el principal factor diferenciador en el costo de producción y por ende de venta al público, estará determinado



principalmente por la capacidad de almacenamiento de la batería de propulsión y su costo.

Para la comparación, se toma por un lado un vehículo híbrido con motor naftero de 1,4 litros de cilindrada con una potencia pico combinada eléctrico-nafta de 80 kW. El consumo se estima en 4,1 litros de combustible cada 100 kilómetros. El vehículo eléctrico para la comparación tiene características de carrocería y equipamiento similares y esta propulsado por un motor eléctrico de 80 kW y una batería de 50 kWh. Con esta capacidad de almacenamiento alcanza fácilmente los 300 kilómetros de autonomía, consumiendo 14 kWh por cada 100 kilómetros en el mismo ciclo de manejo que el vehículo híbrido.

Se definen los dos vehículos a comparar como similares en todos los aspectos que componen el auto menos el de la plataforma motriz o tren de potencia. Los puntos en común son el peso del automóvil en orden de marcha (W), el área frontal (A), el coeficiente de arrastre aerodinámico (Cd), la resistencia a la rodadura de los cuatro neumáticos (Rr), la capacidad de transporte de pasajeros y carga (Pw), la autonomía con una carga de combustible o bien una carga completa de batería medida en kilómetros (D), entre otros.

Se han tomado los datos de precio de combustible fósil (nafta) y de electricidad vigentes en Argentina. En un análisis de largo plazo se tomarán las proyecciones de estos precios.

## ANÁLISIS

Para simplificar el estudio y a modo ilustrativo se toma entonces, como única diferencia en el costo de los dos vehículos el paquete de baterías. Se fija el consumo del vehículo con motor de combustión interna en 4,1 litros/km, equivalente a unas emisiones de 95 gramos de CO<sub>2</sub> por kilómetro en nafta. El consumo energético del vehículo eléctrico se establece en 14 kWh/km. Es importante recalcar que ambos consumos son medidos en base a la performance de los vehículos en el ciclo de manejo WLTC (World Harmonized Light vehicles Test Procedure, procedimiento para estandarizar y medir la eficiencia, consumo de energía y emisiones de gases de vehículos livianos). Procedemos entonces a los cálculos:

Costo de la batería: actualmente puede llegar hasta los 225 usd/kWh en producción industrial. Se analiza un escenario en el cual el costo del kWh empieza en 300 y baja hasta los 50 usd/kWh en el futuro.

Se adoptan los siguientes precios: nafta 1,20 usd/litro y electricidad 0,0278 usd/kWh.

## La diferencia de costo inicial entre un vehículo de combustión interna y otro con propulsión a batería es principalmente el costo de la batería misma.

En cuanto a los patrones de utilización del auto o ciclo de manejo argentino, se estima que un usuario típico en Argentina mantiene su auto comprado 0 km durante 5 años en promedio. El viaje habitual durante la semana, tomado para el ejercicio del presente artículo, es de 70 kilómetros diarios, durante 25 días por mes. Resulta entonces que el usuario recorre una distancia anual de 21.000 kilómetros según el uso mencionado.

Los costos de utilización del vehículo derivados de la energía necesaria para recorrer 105.000 kilómetros en 5 años son:

Vehículo a combustión interna:  $5.166 \text{ usd} (\text{distancia total (km)} \times \text{consumo (litros/100km)} / 100 * \text{costo nafta (usd/litro)})$

Vehículo a propulsión eléctrica:  $327 \text{ usd} (\text{distancia total (km)} \times \text{consumo (kWh/100km)} / 100 * \text{costo electricidad (usd/kWh)})$

En cuanto a la capacidad de acumulación de energía de los vehículos, se puede asumir para este análisis que el costo del tanque de combustible es prácticamente cero, mientras que actualmente el costo de un pack de baterías capaz de acumular 50 kWh es 11.250 usd.

La diferencia de costo inicial entre un vehículo de combustión interna y otro con propulsión a batería es principalmente el costo de la batería misma, o sea 11.250 usd en el ejemplo estudiado. Al mismo tiempo, la diferencia en costos por cargar combustible líquido (nafta) o bien alimentar de energía eléctrica a la batería del vehículo, cubriendo la misma distancia y bajo el mismo ciclo de manejo es de 5.166 usd – 327 usd lo que es igual a 4758 usd a favor del vehículo eléctrico.

Agregando el costo inicial de la batería, la ecuación resulta:

$\Delta \text{Costo inicial} + \text{Costo de utilización} = \text{Costo nafta 5 años} - \text{Costo kWh red eléctrica 5 años} - \text{Costo Batería} = 5.166 \text{ usd} - 327 \text{ usd} - 11.250 \text{ usd} = - 6.411 \text{ usd}.$

Resulta entonces que, con los precios actuales del litro de nafta y de la electricidad, y el costo por kWh para producir las baterías de litio-ion, al cabo de 5 años el costo extra para el usuario es de 6.411 usd por utilizar un vehículo eléctrico. Este análisis no toma en cuenta ningún

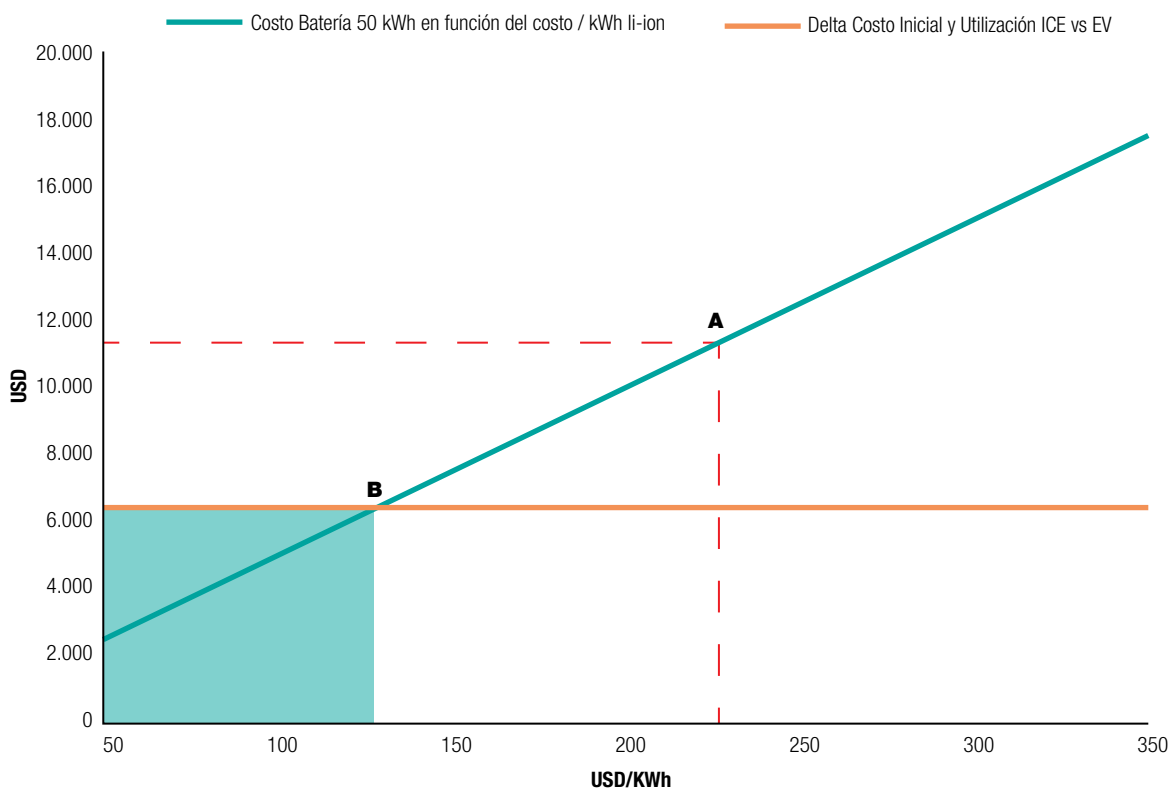
tipo de impuesto ambiental, beneficios impositivos o posibles cambios en los precios por distorsiones actuales en los mercados (como el eléctrico).

Se estima que se producirá una baja significativa de los costos de producción de las baterías de li-ion. Si se toma esto en cuenta, se puede encontrar el punto de inflexión donde, aún en ausencia de beneficios impositivos para los vehículos eléctricos, éstos se vuelven rentables. El gráfico 1 lo muestra:

Con los precios actuales del litro de nafta y de la electricidad, y el costo por kWh para producir las baterías de litio-ion, al cabo de 5 años el costo extra para el usuario es de 6.411 usd por utilizar un vehículo eléctrico.

### Gráfico 1

La línea verde representa el costo de un pack de batería de 50 kWh en función del costo de producción en usd/kWh. La línea horizontal naranja representa la diferencia en costo inicial y costo de utilización entre los dos vehículos a los valores actuales.



La situación actual es cercana al punto A, donde el costo de producción de las baterías de li-ion es de 225 usd/kWh. La línea horizontal naranja indica el delta o la diferencia de costos iniciales y durante la conducción de los dos vehículos. Es decir, debajo de la línea naranja es más rentable para el usuario comprar un vehículo eléctrico, al cabo de cinco años de utilización. Esto es el punto B y el área del rectángulo verde claro. Es importante aclarar que en el gráfico 1 el precio de la nafta se

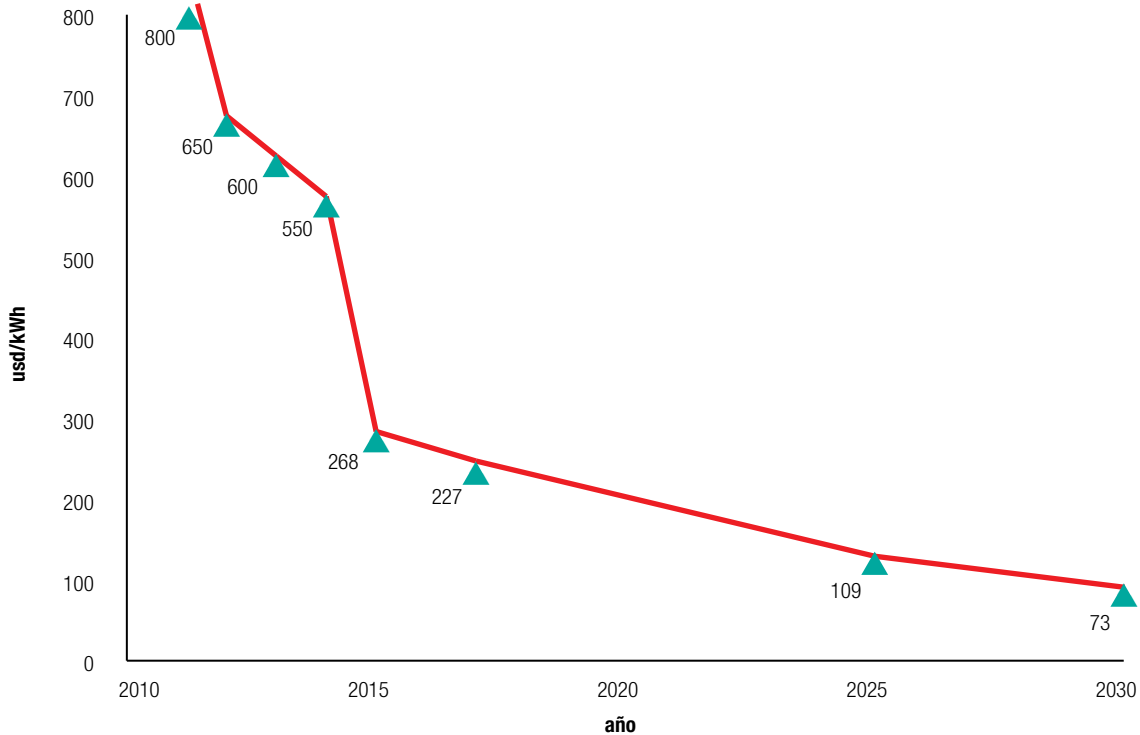
mantiene constante al igual que el precio de la energía eléctrica. El precio de la nafta está a valor internacional, mientras que el de la electricidad podría tener aumentos en el mediano plazo.

Según el caso estudiado, los autos con propulsión eléctrica con batería li-ion se volverán rentables cuando el costo de producción de baterías sea inferior a 125 usd/kWh. Según el gráfico 2 esto sucedería entre el año

2020 y 2025, mucho antes de lo anticipado por los expertos unos años atrás. Se observa entonces que con el costo de baterías a menos de 100 usd/kWh, la penetración del transporte eléctrico podría ser masiva. Para finalizar es importante tener en cuenta la significativa baja de costos de producción que ha afectado de manera positiva a la implementación de los vehículos eléctricos en el día a día.

Según el caso estudiado, los autos con propulsión eléctrica con batería li-ion se volverán rentables cuando el costo de producción de baterías sea inferior a 125 usd/kWh.

**Gráfico 2 - Histórico y proyección del costo de USD/kWh.**



Fuente: Bloomberg Energy Finance (<http://www.automotivebusiness.com.br/abinteligencia/pdf/EV-Price-Parity-Report.pdf>)

<b>TECNOLATINA</b>		<b>Nuestra energía a su servicio</b>	
Servicio de Ingeniería y Consultoría Generación, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica Contratos de abastecimiento de Gas Natural y Energía Eléctrica Ampliaciones y accesos a los sistemas de Transporte de Gas Natural y Energía Eléctrica		TECNOLATINA S.A. Sulpacha 1111 - Piso 31º (C1008AAW) Buenos Aires Argentina  TE: 4312-0066 - Líneas Rotativas Email: <a href="mailto:tecnolatina@tecnolatina-sa.com.ar">tecnolatina@tecnolatina-sa.com.ar</a> Website: <a href="http://www.tecnolatina-sa.com.ar">www.tecnolatina-sa.com.ar</a>	

# Los últimos acontecimientos en Qatar y sus efectos en el mercado del GNL

¿Cuál será el impacto de la tensa situación diplomática que experimenta Qatar en el mercado de GNL? Desde Río de Janeiro, Brasil, un análisis sobre la situación y sus posibles consecuencias.



**YANNA CLARA PRADE**  
 Doctorando en Economía  
 Instituto de Economía – Universidad  
 Federal de Rio de Janeiro

*(\*) Este artículo fue publicado en el Blog Infopetro del Grupo de Economía de Energía (GEE), IE-UFRJ, 1 de agosto de 2017 (infopetro.wordpress.com).*

Qatar es dueño de la tercera mayor reserva probada de gas natural en el mundo, solamente detrás de Irán y Rusia, y es el principal exportador de gas natural licuado en el mercado internacional, posición que mantiene desde 2006, con aproximadamente el 30% del market share mundial.

A pesar de que su liderazgo se ve comprometido por los proyectos en desarrollo en los Estados Unidos y principalmente en Australia, cuyas terminales de licuefacción actualmente en construcción van a permitir que este país se transforme en el mayor exportador de GNL hacia el 2020. Frente a este riesgo, y debido a la necesidad de revertir la declinación prevista en su producción, Qatar decidió en abril de 2017 retirar la moratoria en la producción del Campo Norte, el mayor reservorio de gas natural del mundo, presionando de esta forma a sus competidores cuyos proyectos son más costosos.

Un nuevo momento en la historia de este pequeño emirato ocurrió en junio de este año, cuando Egipto, Arabia Saudita, los Emiratos Árabes y Bahréin cortaron

las relaciones diplomáticas con Qatar, alegando que este país tiene fuertes vínculos con el terrorismo que asola la región. Esta acción impacta, inevitablemente, sobre el mercado internacional de GNL y en la seguridad de abastecimiento sobre este mercado.

Frente a estos recientes acontecimientos, el presente artículo intenta describir la historia de Qatar como líder del mercado de GNL y la situación actual de este mercado, buscando identificar las tendencias que puedan presentarse en el futuro.

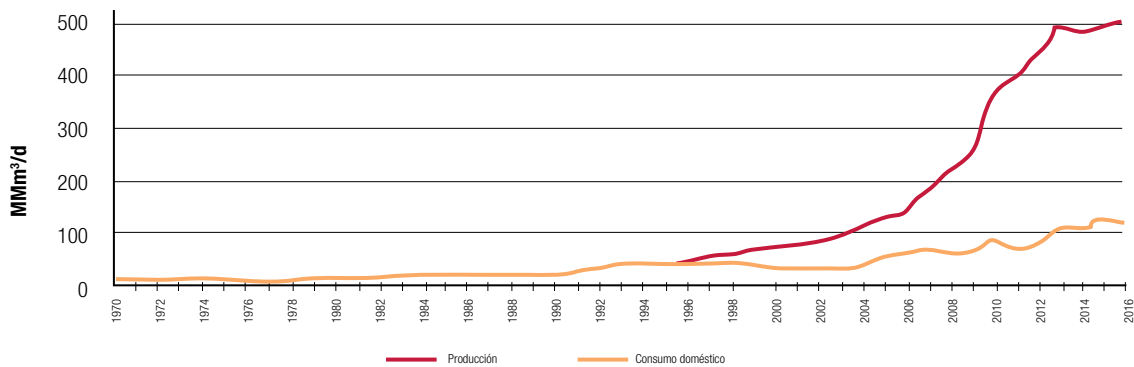
## LA TRAYECTORIA DE QATAR

Qatar es un pequeño país en Medio Oriente con aproximadamente 2 millones de habitantes. Tiene fronteras con Arabia Saudita y se encuentra frente a Irán, y muy cerca de los Emiratos Árabes y Bahréin. La economía de Qatar es dependiente de los recursos petroleros y logro mantener una buena tasa de crecimiento económico en los últimos años, debido al fuerte crecimiento de su producción de gas natural.

Es relativamente un nuevo actor en el mercado del GNL, habiendo iniciado sus exportaciones recién en 1996, con un rápido crecimiento en los años siguientes. La producción de gas natural y su exportación se vieron incentivadas por el desarrollo del Campo Norte. Estos recursos fueron descubiertos en la década de los '70 por la Royal Dutch Shell, pero recién en los años '90 su producción tomó impulso, con la estrategia enfocada en la exportación.

**Apenas diez años después del inicio de las exportaciones, el país se transformaría en el mayor exportador de GNL en el mundo, y también en el líder de la tecnología y producción de GTL.**

**Figura 1 – Producción y Consumo de gas natural en Qatar – 1970-2016**



Fuente: Yanna Clara Prade en base a datos de la BP Statistical Review 2017

**A+++**  
**A++**  
**A+**  
**A**  
**B**  
**C**  
**D**

**A++**

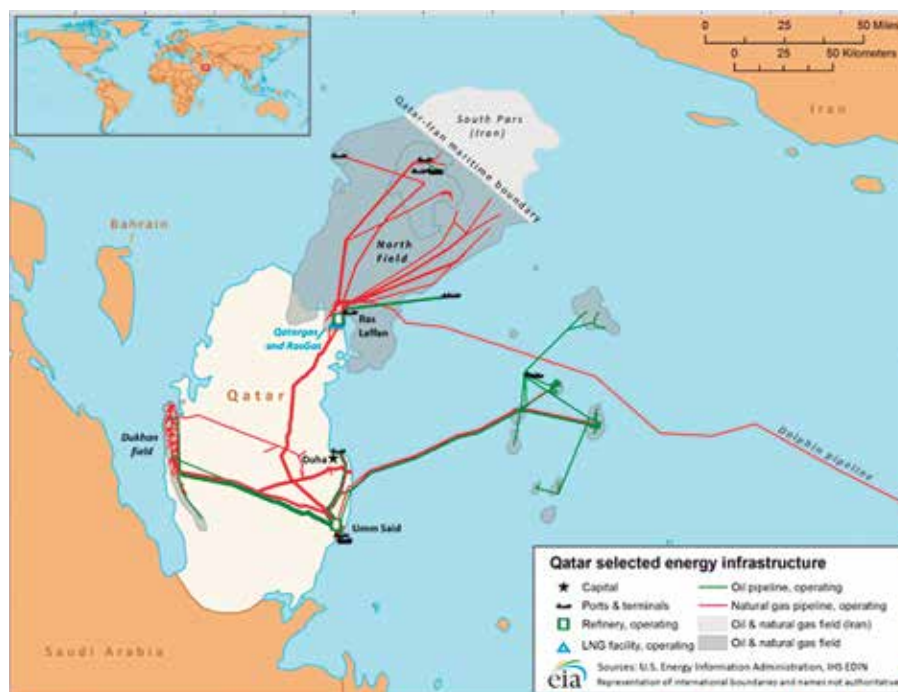
**ADEERA**  
 Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina

**Cuidemos la energía**

En el año de las energías renovables, trabajamos junto con nuestras 47 distribuidoras socias para garantizar un **servicio eficiente** y satisfacer las necesidades de los consumidores, de forma oportuna y con **calidad**.

Tacuari 163 8° Piso (C1071AAC) CABA - Tel. +54 11 4331 0900 - adeera@adeera.org.ar  
 www.adeera.org.ar @Contacto\_ADEERA in adeera

**Figura 2 – Infraestructura de Qatar y el Campo Norte**



Fuente: EIA (2015)

Apenas diez años después del inicio de las exportaciones, el país se transformaría en el mayor exportador de GNL en el mundo, y también en el líder de la tecnología y producción de GTL (gas to liquid). Qatar dispone de siete plantas de licuefacción con una capacidad total de 77 millones de toneladas por año (25% de la capacidad mundial existente), en consorcio con algunas de las empresas más presentes en el mercado de GNL como Shell, ExxonMobil, Total, Marubeni y Mitsui.

Una característica muy importante del GNL en Qatar es su costo relativamente menor que el de los otros países exportadores. De acuerdo con Fattouh y al (2015), el punto de break even para el gas qatarí es cercano a los 2 u\$s/Mbtu, mientras que los nuevos proyectos de GNL en Estados Unidos giran alrededor del precio en Henry Hub + 4-5 u\$s/Mbtu, y otros proyectos greenfield fuera de los Estados Unidos tienen valores de alrededor de 9-12 u\$s/Mbtu (Rogers, 2017). Estas ventajas de Qatar se mantienen inclusive inclusive en relación a los nuevos proyectos en construcción en otros países, que han tenido importantes incrementos de costos, principalmente los proyectos australianos que sufren de las particularidades de su propio mercado (un shock en el cambio y la escasez de la mano de obras especializada local).

El Campo Norte es uno de los yacimientos más grandes del mundo de gas natural no asociado, con una reserva

Por más que en el corto plazo el impacto pueda ser mínimo, la incertidumbre generada respecto en relación a la seguridad de abastecimiento del GNL qatarí puede tener consecuencias en el largo plazo.

estimada en 25 trillones de m<sup>3</sup>, lo que equivale aproximadamente al 13% de las reservas probadas mundiales. El yacimiento se extiende más allá del límite marítimo de Qatar y esta compartido con Irán, donde el yacimiento se llama South Pars. La producción actual de gas natural de Qatar proviene casi totalmente de este yacimiento.

En 2005, el gobierno de Qatar preocupado con el rápido desarrollo del Campo Norte, declaró una moratoria suspendiendo la exploración y producción de nuevos recursos. La moratoria se extendió hasta 2006, pero la reanudación de la actividad se prolongó durante años con la justificación que era importante mejorar el conocimiento de las reservas antes de avanzar en su exploración. En abril de 2017, el país decidió retirar esta restricción declarando que sería posible aumentar la producción de gas y condensados en un 10% y las exportaciones en un 30% en los próximos cinco a siete años cuando se concluyan los actuales proyectos. Una justificación plausible a estas acciones inesperadas después de tantos años de demora es el hecho que la producción de gas natural en el país comenzó a declinar, el que se piensa compensar parcialmente con la entrada en producción del último proyecto aprobado antes de la moratoria, el yacimiento de Barzan, en 2017. Independientemente del motivo por el cual la moratoria fue levantada, esto le dio un nuevo impulso al país para mantener su share market frente a los nuevos exportadores de GNL.

## LOS ACONTECIMIENTOS RECIENTES Y LAS POSIBLES CONSECUENCIAS SOBRE EL MERCADO DE GNL

El corte de las relaciones diplomáticas con Qatar, por parte de Arabia Saudita, los Emiratos Árabes, Bahréin y Egipto fue anunciado en junio de 2017. La justificación de esta sanción se basó en la acusación al gobierno qatarí de apoyar células terroristas y mantener relaciones amistosas con Irán, con quien Arabia Saudita mantiene una serie de conflictos históricos. Estos países cortaron relaciones y prohibieron el acceso de transportes y personas procedentes de Qatar, por vía aérea, terrestre o marítima. Las consecuencias para las relaciones comerciales son todavía inciertas, a pesar del inmediato corte comercial entre Arabia Saudita y Qatar, que forzó a este último a reemplazar importaciones desde otros países, principalmente de alimentos.

Los países del boicot presentaron exigencias para el restablecimiento de las relaciones diplomáticas. Dentro de estas condiciones se encuentra el cierre de la red de TV qatarí Al Jazeera, y la limitación de las relaciones con Irán. Esta última exigencia en particular dificulta aún más la reconciliación, ya que una de las principales razones para Qatar de mantener buenas relaciones con su vecino está en el hecho de mantener segura la reserva compartida entre Campo Norte y South Pars.

Respecto del mercado de GNL, el gobierno qatarí realizó anuncios respecto de sus exportaciones, afirmando que estas no se verían afectadas, en particular para los grandes consumidores asiáticos, Japón, India, Corea del Sur, y China. Sin embargo, la incertidumbre se siente en el aire, principalmente en posibles restricciones al acceso al canal de Suez, en Egipto, principal ruta hacia los mercados europeos.

Las opiniones de los especialistas sobre las tensiones diplomáticas son coincidentes: posiblemente no afectaran en el corto plazo a las exportaciones de Qatar que envía a otros mercados (las exportaciones que se encaminan vía Egipto y los Emiratos Árabes no se verían afectadas), y tampoco se verían perjudicados los consumidores (Egipto), que pueden encontrar otras fuentes de abastecimiento, aunque más costosas<sup>1</sup>. El mayor impacto estaría relacionado a la limitación en el uso del Canal de Suez, o del incremento de la tasa por atravesar el Canal para las embarcaciones provenientes de Qatar. En caso de una improbable prohibición en el uso del Canal, los buques deberían tomar otras rutas elevando el costo al mercado europeo en aproximadamente 0,05 u\$/Mbtu. Para internalizar estos mayores costos, Qatar podría redireccionar sus cargamentos con destino al mercado asiático lo que podría resultar en una caída de los precios spot en Asia (Rogers, 2017).

### Referencias

Agencia Internacional de Energía – IEA (2017). Natural Gas Market Report 2017. / EIA (2015) – Country Report Qatar. / Fattouh, B.; Rogers, H.; Stewart, P. (2015). The US shale gas revolution and its impact on Qatar's position in gas markets. Center on Global Energy Policy, Columbia University, NY.

## La perspectiva de sobreoferta en el mediano plazo en el mercado de GNL es muy plausible, situación que ya viene siendo considerada desde 2015 y que afecta el desarrollo de nuevos proyectos de licuefacción.

Por más que en el corto plazo el impacto pueda ser mínimo, la incertidumbre generada respecto en relación a la seguridad de abastecimiento del GNL qatarí puede tener consecuencias en el largo plazo. Se vislumbran dos posibilidades: una relacionada con los proyectos de licuefacción de GNL en el mundo y la otra con los nuevos contratos de GNL.

La capacidad actual de licuefacción es de 452 mil millones de metros cúbicos (bcm). Considerando proyectos con Final Investment Decision (FID), esta capacidad llegará a 650 bcm en 2022, contra una demanda esperada de 460 bcm, según la IEA (2017). Estas proyecciones no consideran los nuevos anuncios del gobierno de Qatar de retomar el desarrollo del Campo Norte, que puede incrementar aún más la capacidad mundial de licuefacción.

La perspectiva de sobreoferta en el mediano plazo en el mercado de GNL es muy plausible, situación que ya viene siendo considerada desde 2015 y que afecta el desarrollo de nuevos proyectos de licuefacción. Uno de los motivos para que los nuevos proyectos no cuenten todavía con FID es la dificultad de conseguir contratos de consumo de largo plazo, necesarios para viabilizar las inversiones. Las incertidumbres generadas por la crisis diplomática con Qatar, hace posible que los consumidores de GNL prefieran realizar contratos de largo plazo con otras fuentes que consideren más seguras, abriendo ventanas de oportunidad a los nuevos proyectos de licuefacción en otras partes. Un escenario posible es que las incertidumbres generadas den más poder de negociación a los compradores de GNL de Qatar, tratando de negociar mejores cláusulas y condiciones para administrar el riesgo de la potencial ruptura del abastecimiento.

El futuro sobre el GNL qatarí es todavía incierto y el impacto de los acontecimientos políticos de la región puede tener grandes proporciones en el mercado. Al mismo tiempo que Qatar planea reiniciar las inversiones para viabilizar una mayor producción de gas natural, las condiciones geopolíticas del país podrían apartar compradores que buscan una fuente segura de GNL.

(1) Platt's, Oxford Energy y Reuters

# LA PRODUCCIÓN NACIONAL DEL EQUIPAMIENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES

El desarrollo previsto para las energías renovables en el país abre las puertas a oportunidades en toda su cadena de valor.



**LUIS M. ROTAECHE**  
IAE General Mosconi

Por suerte, el país ha tomado conciencia de la conveniencia y necesidad de desarrollar las energías renovables no convencionales (ERNC): La opinión pública, los medios, el H. Congreso y el Poder Ejecutivo, muestran su convicción con hechos para desplegar estas nuevas energías.

Ante esta nueva realidad, se plantea ahora un gran debate en cuanto a la participación que la industria nacional debería tener en el aprovisionamiento de los equipos con que se instale las nuevas centrales. En los extremos de este debate podrían ubicarse, exagerando su postura, de un lado quienes sin mayor consideración por los costos y la calidad proponen que dicho equipamiento sea totalmente fabricado en el país. Y en el otro extremo estarían quienes pretenderían que la producción solo podría ser nacional en tanto o cuanto sea competitiva en precio y calidad, admitiendo los equipos importados sin restricción alguna.

Ciertamente, estas diferencias forman parte de un debate mucho más amplio y generalizado en nuestro país y en el mundo, que se abraja bajo el gran título del proteccionismo, y cuya sola mención puede indignar a tantos, con su posición a ultranza, que no parecen apreciar en lo más mínimo los argumentos divergentes.

Sería difícil, entonces, intentar aquí tallar en semejante

**Se plantea ahora un gran debate en cuanto a la participación que la industria nacional debería tener en el aprovisionamiento de los equipos con que se instale las nuevas centrales.**

discusión, por lo que solo se pretende proponer algunas ideas que ayuden a debatir el caso particular del equipamiento para las ERNC en nuestro país.

Se sugiere ampliar este tema e incluir en el mismo “lo que se denomina la “industria verde” (*green industry*), la cual podría definirse como el fomento de producción más sustentable de bienes y servicios, procesos de producción, diseño de productos, innovación e investigación”<sup>1</sup>. Incluyendo un uso mucho más amplio de las ERNC y el uso de bienes y energías sustentables en el transporte, revolucionado con la llegada de los automóviles eléctricos que se suponía que había un siglo para adaptarse al fin de los motores de combustión interna pero resulta que en una década el transporte podría ser mayormente eléctrico, como bien lo destaca un artículo de un periódico londinense<sup>2</sup>, ratificado por la reciente y

(1) Luis M. Rotaèche. “Las energías renovables y la producción verde en el país”. Revista Proyección Económica” del Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Año V. Edición N° 9. Agosto 2016.



asombrosa declaración del presidente de Shell, la petrolera más grande de Europa”, quien afirmó que su próximo automóvil será eléctrico<sup>3</sup>.

Deberíamos también aprovechar nuestros grandes recursos de silicio para producir celdas fotovoltaicas más grandes y en mayor cantidad, así como el aprovechamiento del litio, del cual tenemos una de las mayores reservas del mundo, para la producción de modernas baterías que tanto va demandar la electrificación del sector del transporte y la estabilización de las energías intermitentes, como la solar y la eólica, de costos marginales en el corto plazo prácticamente nulos. Convendría además intensificar la exploración de los llamados “metales raros” muy demandados entre otros para la manufactura de equipos de ERNC, y cuya producción estaría hoy concentrada en China<sup>4</sup>. Reiterando así la conveniencia de desarrollar la “industria verde”.

Así, el desarrollo de la industria verde, incluyendo el transporte eléctrico y todo el equipamiento para las ERNC, puede en vez de ser un costo transformarse en una gran oportunidad para que el país se especialice en producir bienes y servicios requeridos para la mitigación y adaptación de nuestro planeta al cambio climático. Con ello, en vez de pugnar por la parte de un negocio relativamente pequeño nos beneficiaríamos ampliando nuestras posibilidades y tratando de competir en los mercados internacionales.

La promoción de la industrialización de las ERNC en el país está muy bien analizada en el capítulo escrito por Dante Sica en el reciente libro de Energías Renovables

**El desarrollo de la industria verde, incluyendo el transporte eléctrico y todo el equipamiento para las ERNC, puede en vez de ser un costo transformarse en una gran oportunidad para que el país se especialice.**

que editamos con Gerardo Rabinovich<sup>5</sup>, donde entre otras cosas destaca que una contribución importante para fomentar la fabricación en el país de equipamiento para las ERNC sería que el Estado dé un horizonte claro y lo más largo posible de las licitaciones futuras que se prevén para la instalación de nuevas centrales de ERNC y una política industrial no del todo fácil de implementar.

Cabría también tener en cuenta otros aspectos en la industrialización de las ERNC que podrían ayudar a ser más efectivos y eficientes en su promoción:

No habría ninguna posibilidad de fabricar el cien por ciento del equipamiento de las ERNC en el país. No lo logran aquellos países que tienen mercados mucho más grandes que el nuestro, y con una industria más desarrollada.


Durante dos décadas hemos invertido mayoritariamente en centrales térmicas para mantener, más mal que bien, el sistema eléctrico, lo cual además de rechazar la necesidad de diversificar la matriz e ignorar los problemas de medio ambiente, se hizo con equipos importados,

(2) The Telegraph. “Oil barons face a slow death by electrification” 27.VII.17. Ambrose Evans-Pritchard

(3) “El CEO de Shell avisa: “Mi próximo auto será eléctrico”. Cronista C. 1.VIII.17

(4) Luis M. Rotaache. “Las energías renovables y la producción verde en el país”. Ob. Cit.

(5) Capítulo VII de Dante Sica: “El desarrollo de la industria y la integración de las energías renovables”, del libro editado por Luis M. Rotaache y Gerardo Rabinovich: “Energías renovables no convencionales. Argentina frente al desafío de un futuro sostenible”. Editorial del Instituto Argentino de la Energía “General Mosconi” (2ª edición 2017).



[www.edemsa.com](http://www.edemsa.com)

- Cinco programas de Responsabilidad Social Empresaria
- 74% del territorio provincial
- 940 km. de líneas de Alta Tensión
- 7.800 km. de líneas de Media Tensión
- 17.000 km. de líneas de Baja Tensión
- 422.000 clientes
- 695 colaboradores directos

**18 años acompañando el crecimiento de Mendoza**



sin mayor oposición. No sería muy sensato que ahora que estamos realmente desarrollando las ERNC pretendamos que estas sean en un 100% fabricadas en el país.

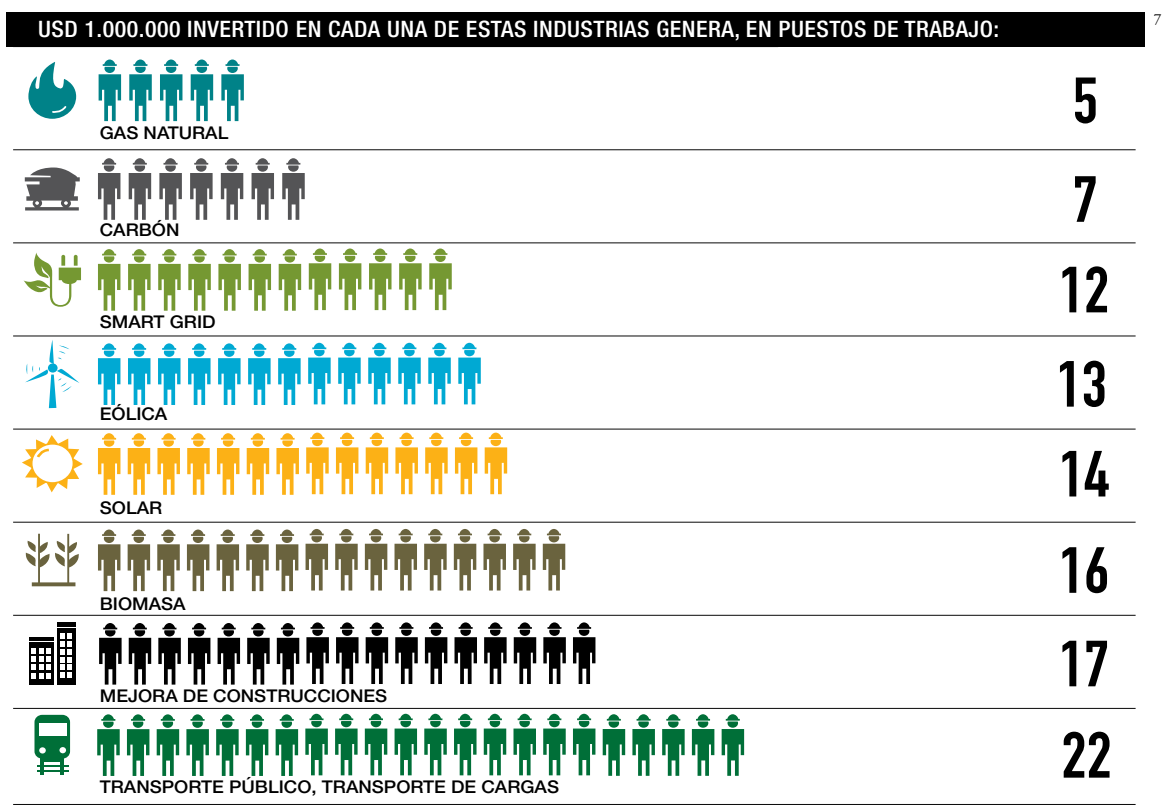
El tipo de tecnología que utilizan la energía eólica y la solar tiene también mucho más potencial para que sean industrializadas aquí que las centrales térmicas. Prueba de ello es que ya contamos con manufactura para producir equipos para ERNC. Producimos en el país turbinas, palas, torres y otras partes para las centrales eólicas, con una fábrica, INVAP, de celdas fotovoltaicas chicas para la industria espacial y otras empresas que ensamblan paneles solares.

Cabe destacar que las ERNC tienen una intensidad en el uso de mano de obra mayor que las centrales térmicas, que el trabajo de Dante Sica<sup>6</sup> mencionado no solo ratifica, citando varias fuentes, si no que destaca que el país podría aprovechar ese mayor uso de mano de obra solo si hay una participación de la industria nacional en la provisión de bienes y servicios para las ERNC. En el gráfico que sigue se mide la cantidad de trabajo que se necesita para una inversión de un millón de dólares en energía y otras industrias, estimado por la Universidad de Massachusetts:

Por otro lado, no podemos suponer que las trabas a la importación no tienen un costo, de precio y calidad, para el país aunque no los pague el Estado sino el consumidor. Ello no invalida la conveniencia eventual de aplicar tales trabas, simplemente que cuando se diseñen políticas de este tipo se debe contabilizar bien estos costos.

Es posible que la subvención a la industria nacional de ERNC, dentro de lo que permite la reglamentación internacional que el país también suscribió, sea una herramienta de política sumamente útil con la cual conoceríamos mucho mejor sus costos y evaluaríamos más eficazmente sus resultados

Sin embargo pareciera que el país ha tenido una política que ha impedido el desarrollo de la industria, entre otros por: la inflación, la incapacidad del Estado para imponer una política pública que controle las presiones, los lobbies o las corporaciones, los pronunciados ciclos que tienen tanta distancia entre la prosperidad y las penurias, las crisis políticas y sociales, la falta de financiamiento, la inexistencia de un banco de desarrollo exitoso, las deficiencias en la infraestructura y la notable incapacidad para definir adecuadamente las prioridades del gasto público.



(6) Dante Sica. Ob. Cit.

(7) Publicado en <http://cleantechnica.com/2013/10/08/advantages-disadvantages-solar-power/>. Reproducido en el libro Energías Renovables No Convencionales. Ob. Cit. Capítulo I. ERNC. Futuro Estratégico. Luis M. Rotaache. Fuente original: Political Economy Research Institute at the University of Massachusetts.



Sería muy importante evitar políticas de industrialización cuyos costos recaigan sobre las ERNC, en costos y calidad, que es justamente la energía que se intenta desarrollar. Así se impediría el despliegue de estas nuevas energías y por ende la producción nacional de sus equipos, matando así “la gallina de los huevos de oro”.

Como el país tiene una industria eólica o fotovoltaica incipiente, hay que tratar de consolidarla y de que sea competitiva, en calidad y en precio. Pero lo que no se puede hacer es subvencionar o poner barreras aduaneras a una industria que cada día requeriría más subvención o más barreras.

Habría que concentrar los esfuerzos para la promoción de los equipos para las ERNC donde se tiene ventajas comparativas, ampliando su escala de producción y sus mercados en colaboración con sus aliados naturales, Brasil y los demás países del Mercosur. Y buscar así integrar esta incipiente manufactura.

La industrialización de las ERNC tiene un potencial enorme, cuyo desarrollo debe ser un claro objetivo, ya que como dice Dante Sica<sup>8</sup> la generación eléctrica basada en ERNC sería uno de los sectores que requerirán mayor inversión en los próximos años.

**Sería muy importante evitar políticas de industrialización cuyos costos recaigan sobre las ERNC, en costos y calidad, que es justamente la energía que se intenta desarrollar.**

Parece que es necesario que trabajemos para ser un poquito más sofisticados en esta labor. No se trata imponer barreras sin mayor análisis que pueden tener efectos muy negativos sobre la propia industria que se trata de promover, sobre otras industrias y sobre la economía en general, sino de mejorar y ampliar la producción local.

“Podemos seguir discutiendo qué hacemos con las importaciones, mientras nuestro enorme potencial, infinito, el viento, el sol, los residuos, el mar, la hidroelectricidad, etc., siguen siendo eso, potencial, que esperan que los descubramos para convertirnos quizás en un país “pionero” que puede y produce energía e industria verde. Seremos así “un país singular, que apuesta a la salvación de nuestro planeta y que se beneficia de ello enormemente para su desarrollo económico”.

(8) Dante Sica. Ob. Cit.

# Energía renovable, el desafío de retener en nuestra economía la inversión privada

Valor agregado local: un análisis sobre los potenciales beneficios asociados a la sustitución de importaciones de equipamiento para la generación renovable.



**DANIEL RADA**  
Gerente Administración y Finanzas  
EMESA  
Profesor Titular de la cátedra  
Economía Internacional UNCUYO



**PABLO MAGISTOCCHI**  
Director Energía Mendoza  
Vicepresidente de EMESA

Argentina ha comenzado a transitar el camino que supone cambiar, en un plazo razonable, el actual modelo y matriz energética por un nuevo modelo productivo y energético bajo en emisiones de carbono. Así queda establecido con la meta del 20% de comercialización de energía renovable fijado para el año 2025.

Argentina, además de contar con recursos hídricos, eólicos, solares, dispone de empresas capaces de desarrollar la tecnología y de fabricar equipos que se traduce en la capacidad de completar el círculo virtuoso compuesto, no sólo por la generación de energía eléctrica limpia y renovable, sino también por la creación de valor agregado local y particularmente de generación de empleo en tecnología. La inversión en energías renovables ofrece un amplio margen para generar oportunidades de empleo, cuestión que reviste una importancia capital en las políticas públicas. El desarrollo de proyectos, la construcción e instalación de tecnologías y el funcionamiento y mantenimiento de proyectos de energías renovables lleva aparejado un potencial de empleo considerable y el acrecentamiento del acervo de conocimiento en esta

materia. Es por ello que creemos que nuestra Nación debe tomar el desafío de retener en su economía la inversión privada, la creación de empleos verdes, la integración de las cadenas productivas y el acrecentamiento del capital humano asociado a las distintas tecnologías (hídricas, eólicas y solares).

Según el informe “Empleo asociado al impulso de energías renovables” elaborado por el IDAE<sup>1</sup>, el 50% de los puestos de empleo que crean las cadenas productivas de la energía renovables son en la fabricación de bienes de capital. El caso español releva que en el año 2011, 947 empresas en el sector emplean a 160.000 personas.

Es por esta razón que es de vital importancia analizar la estrategia de desarrollo que seguirá la energía renovable desde la perspectiva de dos caminos diferenciados: **a)** la fabricación bienes de capital con industria nacional, o **b)** la importación de estos bienes de capital. Es necesario analizar y destacar los efectos indirectos e inducidos involucrados en un caso y otro. En el caso en el cual se opta por importar el insumo o bien de capital,

(1) Empleo asociado al impulso de las energías renovables [http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos\\_11227\\_e5\\_empleo\\_A\\_08df7cbc.pdf](http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_11227_e5_empleo_A_08df7cbc.pdf)



# Enel Argentina

Hoy nos abrimos  
a las energías renovables.

[enel.com.ar](http://enel.com.ar)



Enel Argentina

**enel**

Green Power



no existe generación de valor agregado y el valor social de ese insumo o bien de capital importado es igual a la cantidad de divisas demandadas para poder adquirirlo (a diferencia del valor privado, valor computado en el proyecto, que incluye además los costos de nacionalización de ese bien de capital).

En el caso de que el insumo o bien de capital sea industria nacional, existe una creación de valor agregado ya que su implementación implica ocupar mano de obra, capital, capacidad empresarial y demanda de insumos locales que en el caso de encontrarse desempleados constituyen un beneficio social.

En tal caso, esa generación de valor agregado, expresada como U\$S por MWh generado, debería considerarse como una adicional al precio privado de la energía determinado en los flujos de fondos de los proyectos.

Para el caso de fabricación de aerogeneradores, la cuantificación del impacto económico de su fabricación doméstica, significaría que la sociedad como un todo podría afrontar un precio de 30 a 35 U\$S/MWh superior al precio del proyecto debido a los efectos indirectos e inducidos que el proyecto genera.

Asimismo, se cuantificó la reducción del precio de la energía generada por un parque que se verificaría si se realiza con un aerogenerador importado, siendo el valor obtenido de 5 a 10 U\$S/MWh. Es decir que generar energía con tecnología nacional, para una rentabilidad dada, es entre 5 y 10 U\$S/MWh más cara que hacerlo con tecnología importada. En términos de la teoría económica, esta reducción en el precio de venta de la energía es lo que se define como el beneficio del comercio por el lado de la demanda. Esto es, al poder los demandantes a un bien acceder al mismo a un menor precio, incrementan lo que se conoce como el

**Para el caso de fabricación de aerogeneradores, la cuantificación del impacto económico de su fabricación doméstica, significaría que la sociedad como un todo podría afrontar un precio de 30 a 35 U\$S/MWh superior al precio del proyecto debido a los efectos indirectos e inducidos que el proyecto genera.**

excedente del consumidor o en este caso excedente de la demanda.

El otro componente que se debe evaluar tiene que ver con la producción que compite con esos bienes de capital importados. En este sentido, las importaciones desplazan producción local, que puede implicar (i) que los recursos liberados se reasignen hacia otros sectores productivos y esta liberación de recursos se evalúa como un beneficio; (ii) Si los recursos quedan desempleados, este desempleo de recursos es evaluado como un costo social, siendo este el caso relevante y sensible para el desarrollo de las energías renovables.

Respecto a los proyectos solares fotovoltaicos, las conclusiones son las siguientes. El beneficio social, medido como disminución del precio para los demandantes de paneles solares es de aproximadamente U\$S 5/MWh, en tanto que el costo social derivado la sustitución de un bien importado por un bien nacional producto de la pérdida de valor agregado más efectos fiscales en el orden de los U\$S 18/MWh. El efecto neto resultante es un costo social de U\$S 13/MWh en el precio por MWh generado.

# Optimizando el uso de la energía.



**30**  
Años

Evolucionando juntos.

**discar**

# CAUCHARI SERÁ EL PARQUE SOLAR MÁS GRANDE DE LATINOAMÉRICA

La construcción de la planta de energía fotovoltaica de 300 MW, ya es un hecho. Comenzaron de manera efectiva las obras que le darán forma al único proyecto solar a más de 4.000 metros de altura. Cauchari creará 600 puestos de trabajo de manera directa y cerca de 1.000 de manera indirecta.

## JUJUY ES ENERGÍA

Jujuy es una provincia que decidió dejar atrás la postergación, apostando fuertemente a las energías renovables, con políticas públicas adecuadas a las bondades naturales y culturales que la caracterizan.

Con un gobierno presente en todo el territorio y con la mirada puesta en el progreso, la gestión de Gerardo Morales dio sus primeros pasos con la necesaria recuperación institucional y de marcos normativos que generaron condiciones adecuadas para atraer inversiones.

El pueblo jujeño acompaña un intenso proceso de transformación en su matriz productiva que hoy –a 20 meses de gestión- ya muestra resultados reales. El balance es altamente positivo por las expectativas de un futuro compartido y deseado.

## CAUCHARI

El parque solar más grande de Latinoamérica, que producirá 300MW de energía renovable.

Grandes obras viales con apertura de nuevas rutas ya se ejecutaron para

esperar los 80 camiones que ingresarán a diario para traer desde China el millón doscientos mil de paneles solares que se montarán en 600 hectáreas.

Jujuy tiene uno de los niveles de radiación solar más altos del mundo, que durante décadas no han sido explorado, ni siquiera advertido. Sin embargo, desde una gestión integral del ambiente, el Gobierno provincial ha decidido promover energías limpias y renovables.

El fomento de la producción solar respeta los valores de los pueblos originarios, que mantienen su lugar de residencia y los recursos naturales tal como sus antepasados. A la vez, presta particular la atención a la crisis del sistema energético del país ofreciendo una solución innovadora.

Según estudios de organismos internacionales y de la Universidad Nacional de Jujuy, la Puna tiene más de 2.400 horas de radiación efectiva por año, condiciones únicas en el mundo que la destacan para la producción de energía fotovoltaica.

Con políticas públicas económicamente sostenibles, ambientalmente equilibradas y socialmente justas, y un trabajo sostenido desde la perspectiva ética, técnica

**Jujuy tiene uno de los niveles de radiación solar más altos del mundo, que durante décadas no han sido explorado, ni siquiera advertido.**



y tecnológica, basado en la concepción andina del cuidado del ambiente, Jujuy asegura su adecuación a los presupuestos mínimos y las metas de Carbono Neutral 2030.

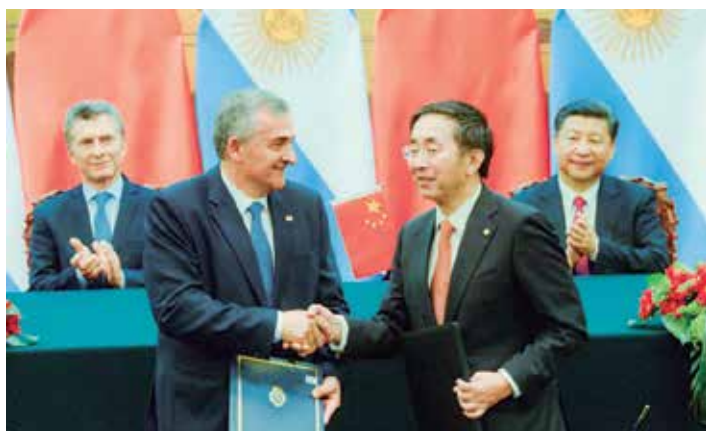
El marco es el programa “Pachamama te cuido” se está produciendo una transformación política histórica orientada a revalorizar la cuestión ambiental y posicionarla en lo más alto de la agenda institucional.

Paralelamente, el Gobierno busca superar sus históricas condiciones económicas basada en producciones primarias que obligan al Estado provincial a responder por 60% del empleo. Esta

situación, sin dudas, serán atenuada con la generación de puestos de trabajo genuino, que rendirán -incluso- beneficios directos a la comunidad indígena Pueblo Atacama Termas de Tuzgle.

La empresa Jujuy Energía y Minería SE (JEMSE), participó y ganó la licitación convocada por el ministerio de Energía y Minería de la Nación RenovAR 1 para la producción de energía solar en 2016. Con un equipo técnico-legal propio y en sociedad con las firmas Powerchina, Shanghai Electric y Talesun, y el financiamiento del EximBank China, JEMSE impulsó el precio más que conveniente de US\$ 60 el MWh, mejorando mucho otras ofertas de empresas privadas.

**El fomento de la producción solar respeta los valores de los pueblos originarios, que mantienen su lugar de residencia y los recursos naturales tal como sus antepasados.**



El presidente argentino, Mauricio Macri; su par de la República Popular de China, Xi Jinping; el gobernador de Jujuy, Gerardo Morales; y el titular de la compañía Power China, Yan Zhiyong. Los gobiernos de Argentina y China celebraron el convenio de operatoria crediticia a través de bancos de ambos países, a los fines de financiar la ejecución de los proyectos de generación de energía renovable Cauchari 1, 2 y 3, en el departamento de Susques.

**CONFEDERACION DE ENTIDADES DEL COMERCIO DE HIDROCARBUROS Y AFINES DE LA REPUBLICA ARGENTINA**



**Integrante de C.L.A.E.C.**  
Comisión Latinoamericana de Empresarios de Combustibles

**A.M.E.N.A.**  
Asociación Mendocina de Expendedores de Naftas y Afines

**C.A.P.E.G.A.**  
Cámara de Comerciantes y Derivados del Petróleo, Garajes y Afines

**C.E.C.A.E.R.**  
Camara de Estaciones de Combustibles y Anexos de Entre Rios

**C.E.C.L.A. LA PAMPA**  
Asociación Cámara de Expendedores de Combustibles, Lubricantes y Afines de La Pampa

**C.E.C. NEUQUEN Y RIO NEGRO**  
Cámara de Expendedores de Combustibles de Neuquén y Río Negro

**C.E.C.A. SAN JUAN**  
Cámara de Expendedores de Combustibles y Afines

**C.E.C.A. SAN LUIS**  
Cámara de Expendedores de Combustibles de San Luis

**C.E.C.A.CH.**  
Cámara de Expendedores de Combustibles y Afines del Chaco

**C.E.GNC**  
Cámara de Expendedores de GNC

**C.E.P.A.S.E.**  
Cámara de Expendedores de sub-Productos del Petróleo y Anexos de la Provincia de Santiago del Estero

**C.E.S.COR**  
Cámara de Estaciones de Servicio y Empresarios de Combustibles de Corrientes

**C.E.S.E.C.A.**  
Cámara de Estaciones de Servicio Expendedores de Combustibles y Afines de Salta

**F.A.E.N.I.**  
Federación Argentina de Expendedores de Nafta del Interior

**F.E.C.A.C.**  
Federación de Expendedores de Combustibles y Afines del Centro de la República

**C.E.C.H.A.** 4342-4804 / 4342-9394 | Av. Mayo 633 2º / 12º Capital Federal (1084) | [cecha@cecha.org.ar](mailto:cecha@cecha.org.ar)



*Fuerte impulso a los representantes de la Comunitàdades Cauchari Tuzgle en la autogestión. Gerardo Morales entregó beneficios para cooperativas de proveedoras*

### ACCIONES EN VARIOS NIVELES Y PLAZOS

El impulso a la producción de energías limpias y renovables incluye acciones en varios niveles, desde la generación de energía eléctrica a gran escala y en alta potencia a partir del sol, hasta el desarrollo de pequeños sistemas fotovoltaicos rurales, pasando por usos térmicos productivos como bombeos, esquiladoras o secaderos de vegetales, y usos comunitarios, como nuevos poblados solares o generación urbana distribuida. Así como la ejecución de una política habitacional con energía renovable y limpia en las viviendas de zonas rurales alejadas lo que democratiza el acceso al recurso básico. O también la creación de un clúster; un ambicioso plan de capacitación y concientización del uso eficiente; o equipamiento térmico y fotovoltaico para viviendas sociales y espectáculos masivos.

### PUEBLOS ORIGINARIOS Y EL RESPETO AL RECURSO NATURAL

Es de destacar la participación de los pueblos originarios en este proyecto de gran escala, a través de la implementación de la regalía social. Es decir, un pueblo postergado por décadas recibirá los beneficios del innovador emprendimiento. Con un criterio absolutamente social, Jujuy rescata la rentabilidad de proyecto tecnológico de punta para volcarla al desarrollo económico integral.

Especial atención se puso en el trabajo conjunto con las comunidades originarias de la zona. Los dueños ancestrales de estas tierras comunitarias están incorporados como actores fundamentales del proceso de desarrollo y de autogestión de los beneficios de la generación de energía. El Gobierno ha entregado de créditos y personerías jurídicas a cooperativas de proveedores de servicios en la zona.

**En base a la concepción andina del cuidado del ambiente, Jujuy hoy fusiona costumbres ancestrales con la modernidad productiva.**



*La delegación jujeña, encabezada por el gobernador Gerardo Morales, en China. En Mayo pasado se firmaron los acuerdos comerciales y de inversiones*



Delegación jujeña visita un planta solar en China que cuenta con similares características técnicas a la que se emplazará en Susques-Jujuy.

El reconocimiento de la diversidad cultural, valorando el aporte de los pueblos indígenas en el cuidado del recurso y en el desarrollo en armonía con la naturaleza, es una meta para el Gobierno provincial desde diciembre de 2015.

El Estado jujeño tenía una gran deuda con los pueblos originarios que está siendo saldada con el reconocimiento de la importancia de su aporte identitario, cultural, ideológico a la gestión de políticas públicas. Las energías renovables son amigables con el ambiente, con la naturaleza y en concordancia con los valores ancestrales del cuidado de la Pachamama.

En base a la concepción andina del cuidado del ambiente, Jujuy hoy fusiona costumbres ancestrales con la modernidad productiva. En conjunción de ética, técnica y tecnológica al servicio de la vida y la naturaleza, la provincia norteña lidera una experiencia innovadora.

El brillo del sol no solo hace el cambio ambiental por la imprescindible urgencia de superar el paradigma hidrocarburífero, sino fundamentalmente hace el cambio económico-social, porque pone a la Provincia a transitar el sendero del desarrollo con energía a precios competitivos para una nueva matriz productiva y tecnológica.

La esperanza de mejorar la calidad de vida sustenta las expectativas de

crecimiento que derraman desde las políticas públicas que se vienen ejecutando. Con este panorama, Jujuy es una provincia que se levanta de la postergación y el abandono histórico, orgullosa de sus raíces y de un futuro prometedor.

Jujuy es la demostración que se pueden alcanzar grandes sueños cuando la naturaleza, la cultura y la decisión política unen sus fuerzas en un objetivo en común, respetando los preceptos básicos y fundantes de la Pachamama y de todo lo que de ella proviene. Jujuy es tierra bendecida por el sol, con incommensurable compromiso ancestral de cuidar y respetar la madre tierra. A sabiendas que el progreso y el desarrollo sustentable es posible con las energías renovables.

## Cauchari Jujuy

Números que hablan por sí mismos

 Planta solar de energía más grande de Latinoamérica	 Con índice de radiación solar más alto del mundo
 Producción 300 MW	 Participación de pueblos indígenas en las regalías
 Generará 600 puestos de trabajo de manera directa y cerca de 1000 indirectos	 "Pachamama te cuida", cuidado y respeto por la naturaleza

**El importante cambio que se ha puesto en marcha en Jujuy, es un camino de construcción colectiva donde diferentes actores se empoderan con orgullo en la creación del parque solar más grande de Latinoamérica en armonía con los cuidados ancestrales del ambiente. Cauchari se emplaza en la localidad de Susques, en la puna jujeña, a 4000 msnm.**

# EL AVANCE DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES



**Maurizio Bezzeccheri**  
Country Manager de Enel Argentina



En los últimos años la tendencia mundial -y los mayores países latinoamericanos no han sido una excepción-, se ha caracterizado por la diversificación de la matriz de generación. En el pasado la matriz estaba constituida principalmente por centrales térmicas y grandes hidroeléctricas. Hoy vemos diversificarse esta matriz hacia las energías renovables. Las térmicas están condicionadas por la volatilidad de los precios de los combustibles fósiles y las grandes hidroeléctricas sufren fenómenos climáticos como El Niño y La Niña.

Las renovables han demostrado su sostenibilidad: ambiental, con una neta reducción de emisión de gases de efecto invernadero; social, con una mejor integración para las comunidades locales; económica, con una sustancial reducción de los precios de la energía eléctrica generada con respecto a las térmicas.

También para Argentina ha llegado el tiempo de la energía renovable con el programa Renovar. El gobierno de Mauricio Macri ha reglamentado una ley que se aprobó casi por unanimidad en la gestión anterior, lo que constituye un verdadero ejemplo de “política de Estado” versus “política de Gobierno”. La dos subastas anteriores del 2016 han tenido un gran éxito, pero será muy importante seguir de cerca la puesta en marcha de los proyectos asignados.

Ahora se lanzó la tercera subasta por 1.200 MW, que se adjudicará al final de 2017. Tenemos por delante muchos desafíos: logísticos, de transporte, de mano de obra especializada, de maquinaria para la construcción y de financiación. Todos tienen que ser enfrentados recorriendo un camino similar al de países como Brasil, Chile y México, que han superado con éxito estos desafíos y se han caracterizado por un rápido desarrollo de energía renovable en los últimos años.



## **CAPACITACIÓN DE TGS en escuelas de Neuquén y Bahía Blanca**

Buenos Aires, 17 de Julio de 2017.

TGS informa a los medios de comunicación y a la comunidad que se desarrolló el Programa de Concientización Pública "Transportando Conciencia" en escuelas públicas de Neuquén, Cipolletti y Bahía Blanca, creado hace 10 años.

"Transportando Conciencia", es una herramienta de capacitación y comunicación para alumnos de escuelas primarias dictado a través de talleres didácticos con el mensaje sobre la importancia de los gasoductos que TGS tiene bajo su responsabilidad y que prestan un servicio público fundamental para la comunidad y las industrias del país.

El objetivo es que los chicos y docentes conozcan y comprendan las medidas de seguridad cuando se observan carteles que indican la cercanía de gasoductos, como por ejemplo: no realizar asentamientos, no prender fuego, no excavar y principalmente, si se observa maquinarias viales o grúas en zona de gasoductos llamar al 0800-999-8989.

De esta manera, "Transportando Conciencia" permite que alumnos y docentes sean transmisores de consejos de seguridad y el uso del teléfono de Prevención de daños en escuelas y hogares.

En Neuquén y Cipolletti, las escuelas que recibieron la capacitación fueron la N° 4, 195, 150, 131 y 305.

En Bahía Blanca, las escuelas son la N° 6, 75, 22, 63 y 59.

Los invitamos a conocer más sobre el Programa ingresando en

**[www.tgs.com.ar/Servicios/Transporte-de-gas-natural/Prevencion-de-danos](http://www.tgs.com.ar/Servicios/Transporte-de-gas-natural/Prevencion-de-danos)**.

TGS es la Licenciataria del Servicio Público de Transporte de gas natural que, desde diciembre de 1992, opera el sistema de gasoductos Sur de nuestro país uniendo los yacimientos gasíferos de Neuquén, Tierra del Fuego, Santa Cruz y Chubut, con los centros de consumo.

Transporta el 62% del gas consumido en Argentina y abastece en forma directa a distribuidoras, generadoras eléctricas e industrias, a través de sus 9.133 kilómetros de gasoductos de alta presión, que atraviesan 7 provincias de nuestro país. Sus 32 Plantas Compresoras distribuidas a través de toda la extensión del gasoducto, y sus 778.600 HP de potencia instalada, generan una capacidad de transporte firme de 82,5 MMm<sup>3</sup>/día, que atienden en forma directa e indirecta a alrededor de 5 millones de consumidores finales.

Con una dotación de 913 empleados directos, TGS presta sus servicios de transporte durante las 24 horas, los 365 días del año, priorizando la confiabilidad, seguridad y calidad del servicio. TGS invirtió entre el año 1993 y el año 2016, la suma de 1.350 millones de dólares y espera invertir 7.000 millones de pesos en el próximo quinquenio.

Don Bosco 3672 5° piso - C1206ABF - Ciudad de Buenos Aires - Argentina

Tel: (54-11) 4865-9050 / 60 / 70 / 80

[www.tgs.com.ar](http://www.tgs.com.ar)

# INGRESÓ AL SISTEMA UNA NUEVA CENTRAL TERMOELÉCTRICA DE 47 MW EN SANTA FE



Wärtsilä Argentina S.A., Gacetilla de Prensa, 10 de Agosto de 2017

La empresa Industrias Juan F. Secco S.A. invirtió U\$S 50 millones para instalar una central de 47 MW de potencia en la localidad de Villa Ocampo, al noreste de la provincia de Santa Fe. La planta, que entró en servicio un mes antes de lo previsto, está equipada con motores de la empresa finlandesa Wärtsilä.

Secco puso en marcha una nueva central termoeléctrica que incorporará una potencia eléctrica de 47 megawatts (MW) al Sistema Argentino de Interconexión (SADI). La planta está ubicada en la localidad de Villa Ocampo, al noreste de la provincia de Santa Fe, y está equipada con cinco motores de combustión de alta eficiencia fabricados por la empresa finlandesa Wärtsilä, uno de los mayores proveedores de soluciones de generación del planeta.

El proyecto, que demandó una inversión del orden de US\$ 50 millones, se concretó en el marco de la licitación realizada en 2016 por el Ministerio de Energía y Minería de la Nación, bajo la órbita de la resolución 21/2016 de esa cartera. La planta cuenta con motores dual-fuel Wärtsilä 20V34DF que están preparados para operar de manera flexible con gas natural, gasoil y fuel oil. De hecho, se trata de la primera central tri-combustibles del país, capaz de generar energía con un alto nivel de eficiencia: superior al 46 por ciento.

La central está conectada mediante una subestación de 132 Kv con la red de empresa santafecina EPE y brindará una solución a todas las localidades del noreste de esa provincia.

La obra se realizó gracias al liderazgo y a la capacidad de trabajo del grupo humano y profesional de Secco, una empresa fundada hace más de 80 años que cuenta con más de dos décadas de experiencia en la prestación de soluciones para el segmento de generación de energía. Así como también al soporte del equipo técnico de Wärtsilä.

La nueva central entró en operación el pasado julio, más de 30 días antes del plazo acordado en el contrato de compra de energía (PPA, por sus siglas en inglés) con Cammesa, la empresa mixta que administra el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). El plazo originalmente establecido en el contrato ya significaba un gran desafío a cumplir, pero el esfuerzo del equipo de profesionales involucrado en la tarea logró mejorar el mismo ingresando al SADI en tiempo récord.

*"El proyecto se construyó en tiempo récord. La planta está equipada con cinco motores 20V34DF de Wärtsilä y es la primera en la Argentina que está configurada de manera oficial para operar con tres combustibles (gas natural, gasoil y fuel oil). La construcción de comenzó en octubre del año pasado y la central ingresó en operación a principios de julio de este año es decir, apenas nueve meses después. Para nosotros es un orgullo haber participado de esta iniciativa, que permitirá ampliar el parque de generación de la Argentina", destacó Gastón Gianni, Gerente de Desarrollo de Negocios para el Cono Sur de Wärtsilä.*

## ACERCA DE WÄRTSILÄ

Wärtsilä es una empresa global, líder en tecnologías de avanzada y soluciones integrales que se extienden durante el ciclo de vida completo de las mismas, para los mercados marino y de energía. Con énfasis en la innovación sustentable y la eficiencia total, Wärtsilä maximiza el rendimiento económico y medioambiental de los buques y centrales eléctricas de sus clientes. En 2015, las ventas netas de Wärtsilä alcanzaron los 5.000 millones de euros con aproximadamente 18.000 empleados. La compañía opera desde más de 200 localizaciones, en casi 70 países alrededor del mundo. Las acciones de Wärtsilä cotizan en la bolsa Nasdaq de Helsinki (Finlandia).

[www.wartsila.com](http://www.wartsila.com)

## ACERCA DE WÄRTSILÄ ENERGY SOLUTIONS

Wärtsilä Energy Solutions es un proveedor líder a nivel mundial de centrales eléctricas, extremadamente flexibles y de hasta 600 MW, capaces de operar con diversos combustibles gaseosos y líquidos. Su oferta de servicios incluye soluciones de excelencia para la generación para carga base, compensación de picos de demanda, reserva de potencia y seguimiento de carga; así como para equilibrar la producción de energías renovables intermitentes. Wärtsilä Energy Solutions también ofrece terminales de gas natural licuado (GNL) y sistemas de manejo de gas. Wärtsilä cuenta hoy con una capacidad instalada, a través de sus centrales eléctricas, de 60.000 MW en 176 países.

## ACERCA DE SECCO

Fundada en 1936, la compañía celebró su 80º Aniversario el año pasado, convirtiéndose en una empresa líder en el país y la región. En 2015 - con una inversión de US\$ 40 millones - duplicó el tamaño de su planta industrial en Rosario, incrementando su capacidad para ensamblar y mantener equipos de marcas de renombre internacional.

En 2016, afianzó su presencia en el sector energético, comenzando un ambicioso proyecto: la construcción integral, puesta en marcha y operación de tres centrales termoeléctricas en las localidades de Cañada de Gómez, Pérez y Villa Ocampo. Las instalaciones - con capacidad de generar 64 MW, 76 MW y 47 MW, respectivamente - se ubican en la provincia de Santa Fe.

La compañía opera en cuatro unidades de negocio: Generación de Energía, Compresión y Tratamiento de Gas, Producción Industrial y Maquinaria para Movimiento de Cargas. En todas ellas se destaca por su política de inversión constante, su compromiso con la innovación y su personal altamente capacitado.

[www.secco.com.ar](http://www.secco.com.ar)

# Mil quinientos vientos huracanados.

Llegás a una de nuestras mil quinientas estaciones y muy probablemente te enfrentes a uno de los vientos más poderosos de la naturaleza, el llamado viento de YPF.

Esta vez no es nafta lo que necesitás, sino un buen café con medialunas. Hay que bajar si o sí. Y cometés el mismo error que todos: bajás desabrigada.

El viento se cuele entre la tela y va directo a las vértebras. La luz al final del túnel tiene nombre y calefacción, se llama "Full".

Pagás con tarjeta. La firma sale con tembleque por culpa del resabio de un chucho que quedó por ahí. Ahora hay que volver al auto. Pero no pasa nada, tus defensas están altas gracias a ese cortado con dos de manteca.

## YPF



[www.tgs.com.ar](http://www.tgs.com.ar)

CALIDAD  
EFICIENCIA  
**SOLIDEZ**  
EN NUESTROS SERVICIOS



Operamos el Sistema de Gasoductos más extenso de la Argentina.

TRANSPORTAMOS CALIDAD DE VIDA

25 años  
**TGS**