

Proyecto Energético

Revista del Instituto Argentino de la Energía "General Mosconi"



LA COMPETENCIA EN LOS MERCADOS ENERGÉTICOS

OPINIÓN

Cumplimiento de los compromisos de política energética asumidos en 2014

LA COMPETENCIA EN LOS MERCADOS ENERGÉTICOS

Seminario IAE-UCEMA

RAZONES PARA NO VENDER TRANSENER:

Documento IAE

20 AÑOS, TODOS LOS DÍAS



- **75%** de la superficie de Mendoza
- **437.369** Usuarios
- **11** Oficinas comerciales
- **42** Estaciones Transformadoras
- **97** Transformadores de Potencia

- **13.039** Subestaciones Transformadoras
- **15.521** Transformadores de Distribución
- **970 KM** Líneas de Alta Tensión
- **17.513 KM** Líneas de Baja Tensión
- **7.976 KM** Líneas de Media Tensión

TODA LA ENERGÍA
PUESTA EN VOS



Staff

EDITOR

Instituto Argentino de la Energía
"General Mosconi"

DIRECTOR

Ing. Gerardo Ariel Rabinovich

COMITÉ EDITORIAL

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

ÁREA ADMINISTRATIVA

Liliana Cifuentes
Franco Runco

DISEÑO

Disegnobrass
Tel.: (5411) 4772 2693
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

Cdor. Marcelo Di Ciano

PROTESORERO

Lic. Alejandro Einstoss

VOCALES TITULARES

ing. Jorge Mastrascusa, Lic. Luis Rotaache,
ing. Jorge Enrich Balada, Lic. Jorge Olmedo,
Ing. Jorge Forcinitti, Lic. Andrés Di Pelino,
Lic. Bernardo Mariano, Cdor. Néstor Ortolani

VOCALES SUPLENTE

Lic. Horacio Lafuente, Ing. Luis Flory,
Ing. Pablo Magistocchi, Lic. Lucio Lapeña,
Dr. Pablo Ferrara, Ing. Alfredo Storani,
Ing. Jorge Gaimaro, Ing. Virgilio Di Pelino

REVISORES DE CUENTA TITULARES

Dr. Roberto Taccari
Cdor. Ricardo Molina

REVISORES DE CUENTA SUPLENTE

Dr. Enrique Mariano

Proyecto Energético

04. EDITORIAL

Gerardo Rabinovich

06. OPINIÓN

El estado de cumplimiento de los compromisos de política energética firmados en 2014

Jorge Lapeña

10. COMPETENCIA EN EL MERCADO DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS

Sebastián Scheimberg

14. CÓMO ALCANZAR MERCADOS ENERGÉTICOS COMPETITIVOS

Fernando Navajas

20. LA COMPETENCIA EN LOS MERCADOS ENERGÉTICOS

Santiago Urbiztondo

24. ENERGÍAS RENOVABLES EFICIENCIA Y POBREZA

¿Las redes de gas favorecen la inclusión energética?

Sivina Carrizo, Guillermina Jacinto
y Salvador Gil

30. EVOLUCIÓN DE LAS POLÍTICAS NACIONALES EN ENERGÍAS RENOVABLES EN LOS ÚLTIMOS 40 AÑOS EN LA ARGENTINA

Jaime A. Moragues



35. LA VENTANA INDISCRETA

La medición como clave en la implementación de un sistema de gestión de la energía.

Cecilia Rosales Marsano y Raúl Ernesto Faura

38. DOCUMENTO DEL INSTITUTO ARGENTINO DE LA ENERGÍA "GENERAL MOSCONI"

Poderosas razones para no vender las acciones que posee el Estado nacional a través de Enarsa en Transener

NÚMERO 112 - Junio- 2018

ISSN 0326-7024

Es propiedad del Instituto Argentino de la Energía "General Mosconi".
Expediente N° 5352687

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

ING. GERARDO RABINOVICH / DIRECTOR

Nuestro país ha tenido un primer semestre 2018 traumático, con variables fuera de control que obligaron a recurrir al Fondo Monetario Internacional (FMI) para obtener respaldo financiero y de esa forma superar una crisis que amenaza el crecimiento y la estabilidad social. El sector energético se encuentra en el centro del fenómeno estructural de nuestra economía heredado de la gestión anterior por la pérdida del autoabastecimiento, la necesidad de recurrir a importaciones crecientes de combustibles y por una política de subsidios indiscriminados generando un deterioro estructural de la economía que fue heredada en diciembre de 2015 con un déficit fiscal del 7% del PBI, un déficit del comercio exterior del 5% del PBI, y escasas reservas en el Banco Central.

La estrategia para superar estas difíciles condiciones de partida fue la aplicación de un plan económico mediante el cual se buscó restablecer “gradualmente” el equilibrio y disminuir los déficits gemelos, teniendo en cuenta los aspectos sociales que mostraban una pobreza cercana al 30% de nuestra población. Una serie de decisiones tomadas en materia de precios de gas natural y liberación del mercado de combustibles líquidos, en presencia de mercados concentrados y frente a una pérdida de credibilidad en materia económica, con una inflación que se estima va a ser cercana este año al 30% y un deterioro del tipo de cambio que llevó la paridad a valores cercanos a 28 \$/US\$, con una devaluación de casi el 40% en pocas semanas, estuvo en el origen de los cambios que se produjeron con el alejamiento y reemplazo del Ministro de Energía y de parte de su equipo.

Analizando la Declaración de Compromiso sobre Política Energética, elaborada por el grupo de ex Secretarios de Energía y firmada en el 2014 por los candidatos a la presidencia, entre ellos el actual Presidente de la Nación, vemos que se cumplieron solamente dos de los acuerdos programáticos allí establecidos, quedando pendientes más de diez, entre ellos, los que requerían acuerdos políticos amplios que pudieran concretarse en acuerdos parlamentarios dando lugar a las políticas de Estado tantas veces reclamada para el sector energético.

Los más destacables tienen que ver con la política de hidrocarburos convencionales y no convencionales, un marco para el desarrollo de la hidroelectricidad y la energía nuclear y muy especialmente la elaboración y aprobación del Congreso de un Plan Energético Estratégico Nacional de largo plazo que muestre un camino en el cual el sector privado, el sector público y los

consumidores encuentren amplios consensos (Lapeña, 2018).

El restablecimiento de la competencia en los mercados energéticos y la reducción de los precios de abastecimiento a los usuarios finales es un tema central de reflexión sectorial y fue tratado en el Seminario que el Instituto Argentino de la Energía, y la Universidad UCEMA organizaron en forma conjunta el 24 de mayo pasado dos de las presentaciones realizadas por el Dr. Fernando Navajas y el Dr. Santiago Urbiztondo en dicho seminario se sintetizan en el presente número.

Una de las conclusiones obtenidas en estas discusiones ha sido que el objetivo final según la teoría económica es el interés público y la maximización del bienestar general. La competencia es una herramienta para alcanzar dichos objetivos, y no es posible generar competencia en el mercado energético sin previamente restablecer un mercado eléctrico, intervenido por el gobierno anterior y que no ha sido recuperado aun por el actual, basado en una oferta térmica eficiente con gas natural. El camino para ello es lograr un coordinado funcionamiento institucional, reorganizando los mercados mayoristas de la electricidad y el gas natural, y definiendo en la transición un sistema de reglas claras hasta alcanzar el objetivo, con mercados en competencia, donde ello sea posible.

Otra conclusión es que los costos de no regular eficientemente son cada vez mayores frente a los cambios tecnológicos. Las estructuras de precios y tarifas tienen que reflejar los verdaderos costos económicos de la provisión de energía en cada momento, con variaciones de precios de la generación eléctrica en tiempo real y la correcta fijación de cargos fijos y variables en la distribución. El desafío es muy grande, y las instituciones que definen estos instrumentos deben ser de alta calidad, incluyendo la coordinación sectorial y regional, además de la participación de la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia, con procesos que permitan reconocer y corregir errores que inevitablemente se van a cometer.

El caso del petróleo crudo y los combustibles líquidos es distinto a los anteriores, ya que se requiere generar un régimen de competencia que beneficie a los consumidores, dando alivio a la macroeconomía (*contrario sensu* a lo que viene ocurriendo), ofreciendo una posibilidad de reducir el precios de los combustibles, así como el costo de generación de energía eléctrica.



Los sistemas de subasta tienden a recomponer el funcionamiento de los mercados mayoristas, fomentando la competencia, y deben reemplazar a los esquemas pro-empresa. El valor del gas en boca de pozo entre 4 y 5 dólares por MMBtu era el umbral máximo tolerable (según consta en documentos de Fundación Pensar). Un valor que se pudo haber utilizado de referencia transitorio mientras se desregulaba el mercado bajo una coyuntura favorable. Cual es el modelo regulatorio factible hacia adelante?. Todo apunta en la dirección de ir reemplazando el modelo de negocios por el de mercado (Scheimberg, 2018).

También las energías renovables requieren ser analizadas como vectores de inclusión que favorezcan una mayor inclusión y la reducción de la pobreza energética (Silvina Carrizo, Guillermina Jacinto y Salvador Gil, UNSAM), esencialmente en los sustratos de menor poder adquisitivo: generalmente estos sectores utilizan los combustibles más caros, difíciles de conseguir y con mayor impacto ambiental. Estas energías han tenido una evolución que ha ido in crescendo en los últimos 40 años, desde el Programa Nacional de Investigaciones en Energía no Convencional en 1978, pasando por la formación de Centros Regionales a partir del Programa Nacional de Uso Racional de la Energía, y llegando a nuestros días con la institucionalización de las Subsecretarías de Ahorra y Eficiencia Energética y de Energías Renovables, que constituyen piedras fundamentales de un largo camino que ha permitido el crecimiento continuo y la formación de profesionales capacitados. El Dr. Jaime Moragues nos hace un resumen de ese largo, complicado y actualmente exitoso camino. Y desde Mendoza, en este mismo orden de ideas, Raúl Faura y Cecilia Marsano del EPRE nos muestran que la medición es un factor

clave en la implementación de los sistemas de gestión de energía, que deben contribuir al uso racional y eficiente de la misma, implementando los sistemas de certificación ISO 50001, destacando que esta institución ha sido el primer organismo público del país en acreditar este sistema.

Finalmente, y en contribución a tantos años de experiencia en el sector energético, publicamos la declaración del IAE "General. Mosconi", en la que el IAE alerta al Gobierno Nacional respecto del error que conllevaría la venta de las acciones que posee el Estado Nacional en la empresa monopolica de transporte de energía eléctrica en alta tensión, TRANSENER, planteando poderosas razones para no hacerlo, desde la teoría de la economía de la energía, la mala experiencia en los años 1990, cuando el transporte de electricidad fue uno de los puntos débiles de la transformación del sector eléctrico, y la acertada decisión del gobierno de Cambios de incrementar la participación estatal en esta actividad regulada monopólica, en vistas de los futuros desafíos en la incorporación de energías renovables intermitentes que van a exigir un manejo de la red de transporte completamente neutral y eficiente, y teniendo en cuenta la buena salud económica y financiera de la empresa, cuyo destino es solamente seguir creciendo y aportando beneficios a sus accionistas, en este caso a la comunidad nacional.

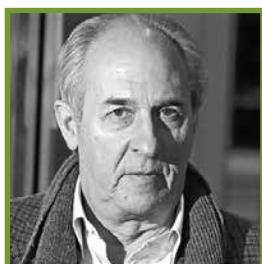
En estos momentos difíciles para nuestra sociedad, esta publicación busca a través de sus artículos y sus prestigiosos colaboradores hacer un aporte para la reflexión de quienes hoy tienen la ardua tarea de llevar adelante el sector energético, con el objetivo planteado arriba: alcanzar el interés general y maximizar el beneficio de nuestra sociedad.



El estado de cumplimiento de los compromisos de política energética firmados en 2014

¿Cómo es la situación del cumplimiento de estos compromisos programáticos generales acordados en 2014?

Una revisión de los logros y de las cuentas pendientes en materia de acuerdos energéticos.



JORGE LAPEÑA
Presidente del IAE "General Mosconi"

Entre los meses de marzo y agosto de 2014 los principales precandidatos a la Presidencia de la Nación para las elecciones del año 2015 firmaron la DECLARACIÓN DE COMPROMISO sobre POLÍTICA ENERGÉTICA.

La DECLARACIÓN fue elaborada por el GRUPO DE EX SECRETARIOS DE ENERGÍA, a propuesta de Sergio Massa, y fue firmada por Mauricio Macri, Ernesto Sanz, Sergio Massa, Margarita Stolbizer, Hermes Binner, Julio Cobos, en ese momento todos precandidatos a la Presidencia de la Nación. Además de ello firmaron la UCR, el GEN y el PARTIDO SOCIALISTA, y un buen número de líderes parlamentarios de dichos partidos.

En esencia se trata de Documento Programático en el cual los firmantes se comprometieron a utilizar como marco de referencia para la elaboración de los Programas de gobierno. Esta característica es importante en tiempos en que las campañas políticas se diseñan cuidando de no explicitar lo que se hará si se accede al Gobierno. La DECLARACIÓN consta de 14 puntos y fue publicada en el Libro CONSENSOS ENERGÉTICOS 2015.¹

Del análisis realizado a fines de mayo de 2018 surge a primera vista un grado de cumplimiento desparejo de los compromisos asumidos.

En cuatro casos se han cumplido a satisfacción los compromisos firmados, en un cinco casos, sin embargo, los compromisos no ha sido cumplidos no siquiera en sus fases preliminares.

Han transcurrido ya 30 meses del gobierno de Cambiemos. El actual Presidente de la Nación es uno de los firmantes, varios de los que también estamparon su filar son figuras importantísimas del oficialismo y de la oposición en la Argentina. Veamos cómo es la situación del cumplimiento de estos compromisos programáticos generales acordados en 2014.

(1) Autor Grupo de Ex Secretarios de Energía, Editorial del IAE Mosconi (2015)

La DECLARACIÓN DE COMPROMISO consta de Trece puntos “programáticos de fondo” y TRES “medidas urgentes”.

Del análisis realizado a fines de mayo de 2018, surge a primera vista un grado de cumplimiento desparejo de los compromisos asumidos. En cuatro casos se han cumplido a satisfacción los compromisos firmados, mientras en cinco casos, sin embargo, los compromisos no ha sido cumplidos ni siquiera en sus fases preliminares. En el medio hay una franja gris de siete compromisos con cumplimientos solo parciales y/o con importantes omisiones.

Más precisamente, el análisis cuantitativo indica que en lo relativo a “los acuerdos programáticos”, dos acuerdos se cumplieron; siete tuvieron un cumplimiento parcial y cuatro no fueron cumplidos. En lo relativo a las “medidas urgentes”, dos fueron cumplidas y una no fue cumplida.

Un análisis cualitativo de estado de cumplimiento de los compromisos indica claramente que permanecen incumplidos los compromisos asumidos que requerían acuerdos políticos capaces de plasmarse en acuerdos parlamentarios profundos como para aprobar leyes de fondo o insertas en una “política de Estado” con suficiente apoyo y debate como para que puedan perdurar largos períodos que contengan varios ciclos de gobierno.

Dentro de estos incumplimientos deben citarse los siguientes: **1)** Reforma del Marco Jurídico de los Hidrocarburos; **2)** Aprobación por Ley del Congreso del

Es muy significativo que no se haya cumplido la primera de las medidas urgentes: la Auditoría Independiente sobre el Inventario de Reservas de Hidrocarburos en todas sus categorías.

Plan Energético Nacional; **3)** Ley de Programa para la construcción de nuevas Centrales Nucleares; **4)** Plan Nacional de Exploración de Hidrocarburos; **5)** Régimen ambiental especial sancionado por ley del Congreso para la exploración y explotación de recursos fósiles no convencionales (shale gas/shale oil); **6)** aprobación de un Programa Nacional de Hidroeléctrica.

En lo que hace a las medidas urgentes propuestas en la DECLARACIÓN es muy significativo que no se haya cumplido la primera de las medidas urgentes: **la Auditoría Independiente sobre el Inventario de Reservas de Hidrocarburos en todas sus categorías.**

Se han cumplido a satisfacción, en cambio, dos medidas urgentes de las acordadas en la DECLARACIÓN: la normalización y puesta a punto -todavía en curso- del sistema eléctrico del área metropolitana a los efectos de resolver los graves problemas de suministro que tuvieron lugar en diciembre de 2013 y enero de 2014. Así como también el tema de la importación del GNL, que ha sido normalizado y en la actualidad es un sistema seguro que ha disminuido los precios por una mayor

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.
Cámara de Estaciones de Combustibles
y Anexos de Entre Ríos

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

CEC JUJUY
Cámara Expendedores de
Combustibles de Jujuy

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

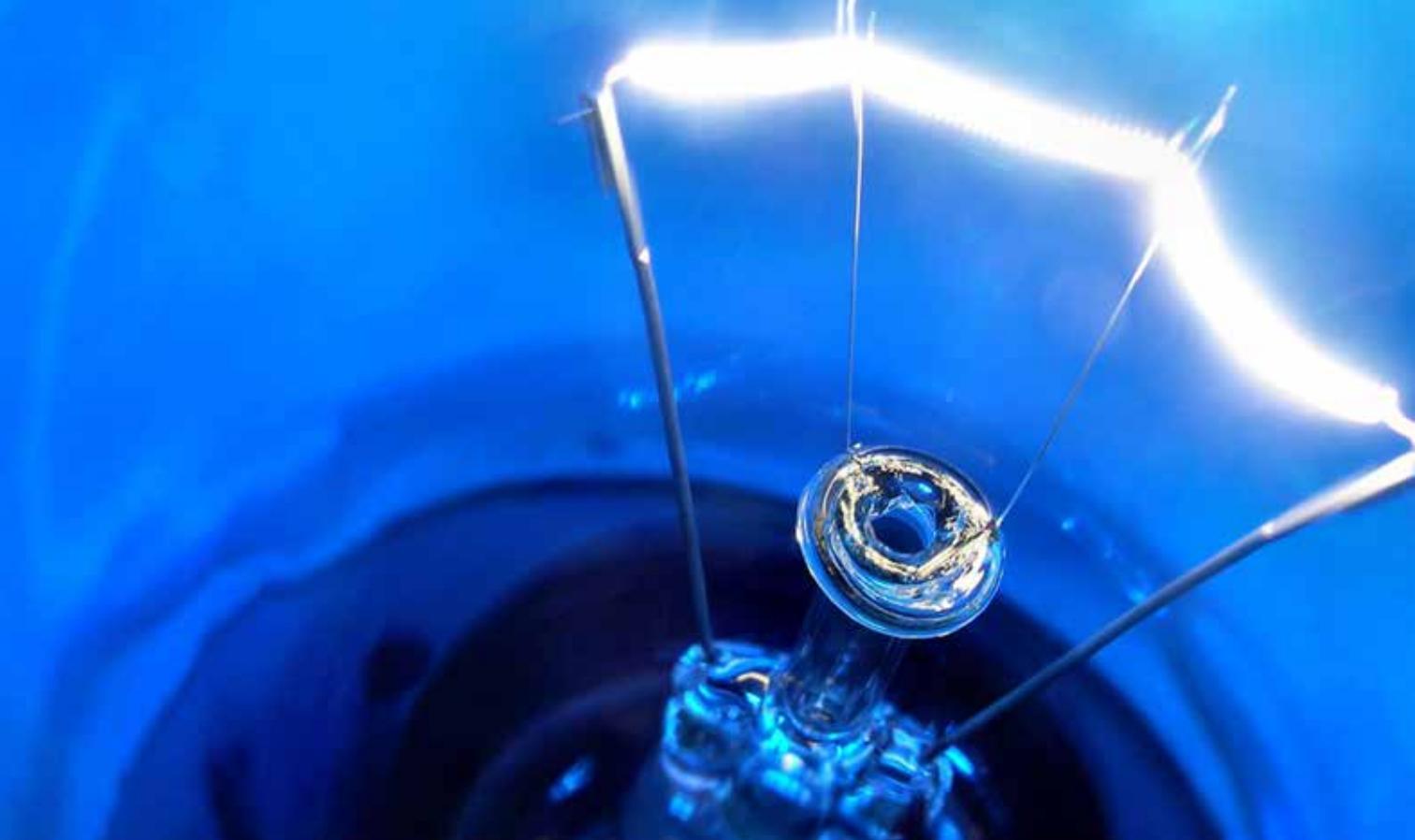
C.E.S.COR
Cámara de Estaciones de
Servicio y Empresarios de
Combustibles de Corrientes

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



competencia, y al mismo tiempo por una caída de los precios internacionales del GNL. El sistema es hoy transparente.

Dentro de las medidas programáticas acordadas se han cumplido las atinentes a la normalización de los ENTES REGULADORES ENERGÉTICOS NACIONALES; los procesos de REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL de las empresas prestatarias de servicios públicos energéticos –gas natural y energía eléctrica– de jurisdicción nacional; la disminución de los subsidios energéticos socialmente no justificados y el establecimiento de una tarifa social para los sectores carecientes. En igual sentido debe mencionarse que el avance en materia de promoción de la inversión de las Energías Renovables constituye un avance significativo.

Como hecho destacable debe mencionarse que al presente existe todavía un importante conjunto de compromisos acordados en los cuales el cumplimiento todavía es parcial y que aún se estaría a tiempo de cumplir en lo que resta del período constitucional del actual mandato si comprometieran acciones políticas concretas y eficaces con ese fin. Por contraposición se puede conjeturar que los acuerdos no serán cumplidos si se persiste en la actual situación de “cumplimiento parcial”. A título de ejemplo podríamos plantear la siguiente pregunta a nuestros lectores: ¿Cree Ud. que el Poder Ejecutivo nacional logrará antes del fin de su mandato que el Plan Energético Nacional esté terminado y en condiciones para ser aprobado por el Congreso?

Se han cumplido la normalización y puesta a punto -todavía en curso- del sistema eléctrico del área metropolitana a los efectos de resolver los graves problemas de suministro que tuvieron lugar en diciembre de 2013 y enero de 2014. Así como también el tema de la importación del GNL, que ha sido normalizado.

En lo personal, estimo la mayor debilidad para el cumplimiento de lo acordado se encuentra en la organización gubernamental para darle cumplimiento que carece de un funcionario definido con la misión específica de implementarlo, pero también de la oposición que no ha creído importante hacer cumplir lo pactado.

Finalmente digamos a modo de conclusión que lo ocurrido en el mes de mayo con la ley de tarifas aprobada en el Congreso de la Nación y vetada por el Presidente de la Nación en ejercicio de sus facultades constitucionales demuestra que Argentina está lejos aún del ideal que significa la política de Estado para la Energía: diálogo nulo inter-fuerzas; diálogo insuficiente dentro del espacio Cambiemos; nula información al ciudadano que “tiene el derecho constitucional a informarse”, pero que aún carece de posibilidades reales de ejercer esos derechos.



CURSOS DE POSGRADO

- ✓ Hidrocarburos para el Sector Energético.
- ✓ Curso Intensivo Cambio Climático.
- ✓ Curso Intensivo Energías Renovables.
- ✓ Actualización en tarifas eléctricas.

- SEPTIEMBRE 2018 -

Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética.
Facultad de Derecho de la Universidad de Buenos Aires.
Avenida Figueroa Alcorta 2263 2º Piso.
Tel./Fax: (+54 11) 4809-5709 - Email: ceare@arnetbiz.com.ar
Web: www.ceare.org Facebook: [@ceareuba](https://www.facebook.com/ceareuba)

COMPETENCIA EN EL MERCADO DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS

Un análisis detallado de los encadenamientos productivos de los combustibles líquidos, niveles de concentración, actores y márgenes de comercialización, que delinea elementos capaces de responder a la pregunta: ¿cómo lograr que ésta industria funcione competitivamente?



SEBASTIÁN SCHEIMBERG
Economista, especialista en Regulación
de Mercados de Hidrocarburos

Hacia finales del mes de marzo, y a requerimiento de la CNDC, presenté un documento que lleva el mismo nombre que la presente nota. Ese documento analiza con cierto grado de detalle los encadenamientos productivos del sector de los hidrocarburos líquidos; los niveles de concentración en la industria aguas arriba y aguas abajo; los actores que participan y la forma en que se organiza la industria. También evalúa las ventajas y desventajas de la integración vertical en la relación de elaboración/distribución/comercialización de combustibles; las cuestiones que pueden dificultar la competencia (vinculado al uso de la logística); y una perspectiva histórica de lo que han sido los márgenes de comercialización local de combustible.

Algunas de las conclusiones allí señaladas serán volcadas en forma sintética a continuación, más allá de lo deseable, que considero sería la difusión de dicho documento, así como la posibilidad de discutir varias de las medidas propuestas en el ámbito del MINEM, por ser éste el organismo al que apuntan la mayoría de las recomendaciones a fin de generar un mercado competitivo. Algo que no va a surgir simplemente por Decreto.

Pero, más allá de intentar reproducir algunas de las ideas ya expuestas, considero un hito relevante las jornadas de discusión que han tenido lugar en la Universidad del

CEMA en la “Semana de Mayo”, dándole una mirada algo revolucionaria de lo que vienen siendo las propuestas del gobierno. En efecto, estas jornadas han encontrado a un grupo de profesionales destacados que señalan la necesidad de cambiar varias de las políticas energéticas implementadas, y que en alguna medida no son sino (a mi juicio) una continuidad del régimen regulatorio de la gestión anterior.

Si bien se reconoció la necesidad que hubo de ajustar los precios relativos del gas y la electricidad, se ha señalado que el régimen de “comando y control” adoptado dista mucho del gradualismo y no tiende a fomentar la competencia, excepto parcialmente en lo que hace a las licitaciones de fuentes renovables. Algunos, como el caso de un alto funcionario de una empresa de distribución, señala que “se excedieron”, en alusión al precio del gas que fijó el Ministro para las usinas (5,2 US\$/MMBTU), asegurando que, librado a la competencia ese precio sería menor.

El caso del petróleo crudo y los combustibles líquidos ha sido distinto, e igualmente mal manejado. Inicialmente no existía una necesidad de recomponer los precios relativos en dirección creciente pues los precios domésticos superaron a los internacionales hasta bien avanzado el 2017. Más bien se precisaba generar un régimen de competencia a una velocidad muy superior a la que se decidió. Ello hubiera

beneficiado a los consumidores en lugar de a los productores, dando a su vez alivio a la macroeconomía (*contrario sensu* a lo que viene aconteciendo), a partir de ofrecerle una rebaja de precios de los combustibles, así como al costo de generación eléctrica. Este hubiera sido el resultado de adoptar un modelo competitivo de shock con una mirada económica unificada

Igualmente oportuno habría sido desregular el precio del gas natural, como varios funcionarios del equipo del MINEM proponían, ya que durante el año 2016 el precio del gas de Bolivia estuvo en el orden de los 3,5 dólares y el GNL con costo de regasificación incluido debajo de los 7 US\$/MMBTU. Esta propuesta venía acompañada de la construcción (pública o privada) de al menos una nueva planta de gasificación que hubiera generado ahorros significativos sobre las compras del gasoil para usinas en años posteriores. Al menos ese era el diagnóstico que existía en tiempos de debate, previo a la asunción de gobierno, en el ámbito de la Fundación Pensar.

Lo que siguió es una historia conocida. Poco debate de ideas y una centralización de decisiones que generaría beneficios sectoriales más que una coordinación de los objetivos micro con los macroeconómicos, o inclusive una mirada de equilibrio general. Mucho menos, hablar de las restricciones sociales y políticas, por las que tuvo que terciar la Corte Suprema de Justicia, y que en la actualidad ha permitido unificar a prácticamente toda la oposición en contra de la política energética, que indefectiblemente deberá cambiar el rumbo tras la reciente devaluación del peso.

LA ALINEACIÓN DE LOS COMBUSTIBLES

Recién cuando los precios internacionales del crudo treparon por encima de los 54 dólares el MINEM decidió que era hora de converger a esos mayores precios (Decreto 962/2017 de apertura de las importaciones). No obstante, dicha desregulación quedó rápidamente interrumpida a partir de un nuevo acuerdo informal entre el Ministerio y las petroleras, que establecen retomar el camino a la convergencia, pasadas las turbulencias de mayo y junio, lo que aparece altamente dificultoso.

La decisión de adoptar un régimen de competencia a partir de 2018 quedó librado al buen criterio de las empresas y a una supuesta acción de monitoreo de la CNDC. Justamente en la propuesta realizada a ese organismo se manifestaba que, en presencia de un actor con posición dominante, el camino crítico para fomentar prácticas competitivas consistía no sólo en la elaboración y seguimiento de algunos estadísticos como la “Paridad de Importación”

En el caso de los combustibles líquidos no existía una necesidad de recomponer los precios relativos sino generar un régimen de competencia.

y la evolución del “Crack Spread”, sino también en la aplicación de recomendaciones sobre las condiciones de acceso a activos de logística y almacenamiento y al seguimiento de buenas prácticas de competencia y regulación en temas vinculados al medio ambiente, así como el perfeccionamiento de los controles de calidad y la mejora en la presentación de información por parte del MINEM.

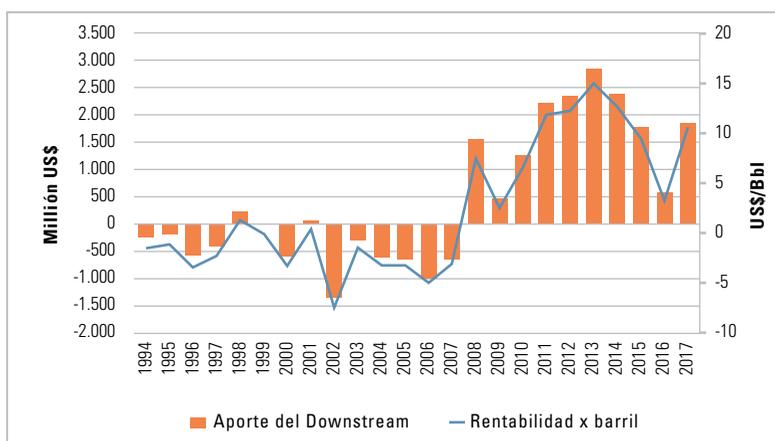
Si bien no se puede responsabilizar a una política sectorial de ineficaz en el marco de una corrida cambiaria que termina erosionando el valor de la moneda en más del 25%, existía al menos algún instrumento para estabilizar el valor de referencia en dólares, por ejemplo, a partir de la creación de un Fondo de Estabilidad de precios, que hubiera requerido de un mayor compromiso de parte de las autoridades a la hora de la elaboración de un “Plan Estratégico Energético”. En cambio de eso, se le sirvió en bandeja al sector un precio sostén sin compromiso alguno de establecer un techo a la suba en los ciclos alcistas transitorios. Y sumado a esta falta de previsión el sector enfrenta actualmente una coyuntura de precios mayores a los esperados. En este sentido el programa va a volver a quedar en deuda con las petroleras pues la combinación de devaluación y volatilidad del commodity reflejan precios internos por debajo de la Paridad de Importación (excepto para los productos Premium).

Como bien señaló Navajas en “la Semana de Mayo”, existen diferencias entre competencia y competitividad; así como diferencias entre un régimen pro mercado y uno pro negocios.

El mercado de combustible tiene dificultad en avanzar hacia la competencia porque existen —entre otros— problemas de competitividad, los que se evidencian en márgenes de protección que resultan sumamente elevados a la luz de la comparación internacional.

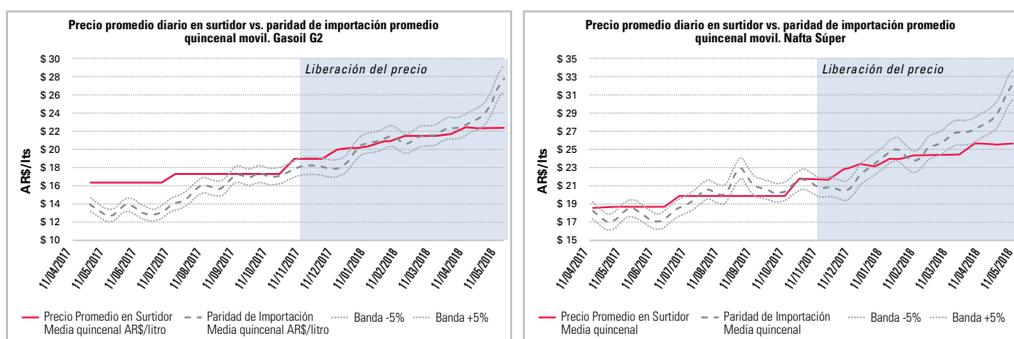
De allí que, en presencia de un actor con posición dominante y concentración en el negocio de logística y almacenaje, los costos deberían incorporar márgenes menores a los que se venían observando en el último quinquenio, con resultados para el Downstream que incluso, en períodos de precios del crudo inferiores a los internacionales habían generado beneficios elevados para este sector.

Resultados estimados del sector de Refinación



Fuente: Elaboración propia

Comparación del precio doméstico con la Paridad de Importación



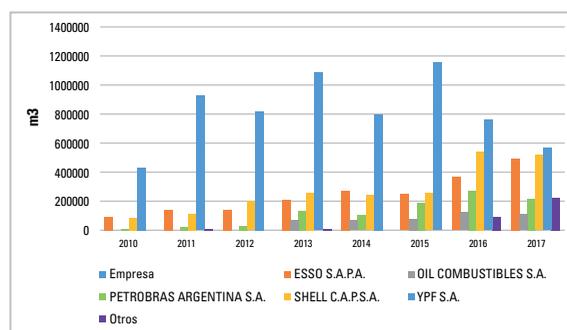
Fuente: Elaboración propia

Analogía entre los sectores regulados y el de los Combustibles líquidos

En el marco de precios internos muy inferiores a los internacionales, no fue sino hasta bien entrado el año 2017 que se reglamentaron los requerimientos para autorizar la importación de productos. Esta situación generaba beneficios extraordinarios para las firmas que conseguían el cupo de importación, de igual manera que genera beneficios extraordinarios la asignación de los Programas de Estímulo a la producción de gas incremental (Res. 46/2016), e igual que el precio extraordinario que consiguieron las empresas generadoras que se beneficiaron de la Resolución 21/2016, por la puesta a disposición de potencia emergencial.

Pero la diferencia entre los sectores de energía eléctrica y de hidrocarburos es que mientras el primero tiende a utilizar esquemas de subasta para asignar beneficios (típicamente el caso de las Energías Renovables), en el caso de los hidrocarburos aparece una mayor discrecionalidad. El caso de la importación de gasoil premium sirve de muestra para visualizar este mecanismo.

Importación de gasoil G3 por empresa. En m3



Fuente: Sistema SESCO, Ministerio de Energía y Minería

Es preciso destacar que el régimen de precio sostenido procuraba mantener el nivel de actividad del Upstream con refinerías plenamente abastecidas de crudo y producción local de refinados, y en tal sentido la asignación de cuotas de importación por encima de valores de años precedentes podría interpretarse como una selección de ganadores, en particular para empresas ya establecidas.

La pregunta que surge es: ¿Podrían haberse diseñado sistemas de atribución de cupos con reglas que proveyeran mayor transparencia y respondiesen a señales de mercado? Efectivamente, en general los sistemas de subasta o remate por oferta pública tienden a ser más robustos que la asignación directa. Por ejemplo, podría considerarse una alternativa a la asignación discrecional de las cuotas

de importaciones incrementales a las distintas compañías basada en la licitación de los volúmenes incrementales (respecto a un año base), asignando las cuotas a las firmas que hubieran ofrecido una reducción en el precio al consumidor. Este tipo de mecanismo, que permite acotar el extra beneficio de las firmas importadoras, reduce los incentivos(riesgos) de captura del regulador.

Extra beneficio por asignación de cuotas de importación de gasoil (G3). En MM US\$

AÑO	YPF	AXION	OIL	PETROBRAS	SHELL	RESTO	TOTAL VEHICULAR
2015	233,7	51,0	16,0	37,9	51,3	1,0	391,1
2016	121,0	59,1	19,7	43,4	86,8	14,7	344,8
2017	102,6	88,6	20,4	38,8	93,4	39,9	383,7
Total	457,3	198,7	56,1	120,2	231,6	55,6	1110,5

Fuente: Elaboración propia con datos MINEM

El camino a seguir

Uno de los problemas es que MINEM le ha cerrado la puerta a los sistemas de subasta que tienden a recomponer el funcionamiento de los mercados mayoristas, fomentando la competencia. En su lugar predominan esquemas pro empresa. Esta es la principal debilidad del actual sistema de decisiones centralizadas, y no solo los “revolucionarios de Mayo” lo habían planteado. El valor del gas en boca de pozo entre 4 y 5 dólares era el umbral máximo tolerable antes del arranque (según consta en documentos de Fundación Pensar). Un valor que se pudo haber utilizado de referencia transitorio mientras se desregulaba el mercado bajo una coyuntura, como planteamos, favorable.

Para finalizar, deberíamos pensar en cuál es el modelo regulatorio factible hacia adelante, que obviamente deseché las escaleras de precios *ad hoc* en medio de un régimen de inestabilidad macroeconómica. Todo apunta en la dirección de ir reemplazando el modelo de negocios por el de mercado. Siendo la empresa de posición dominante de mayoría estatal, el esfuerzo deberá ponerse en medidas que aumenten la

competitividad, y si bien resulta imposible establecer metas de precios en pesos, al menos procurar estabilizar el valor en dólares de la energía, tal como se encuentra en la actualidad, a partir de una combinación de contratos de mediano plazo y Fondos de Estabilización (en dólares) compatibles con márgenes similares a los de países más competitivos de la región.

La iniciativa de centralizar las decisiones económicas en una sola cabeza es un paso adelante para lograr el éxito de un programa anti inflacionario. Posiblemente el nuevo escenario de precios relativos tenga algunos grados de distorsión, pero ello no se puede corregir con nuevos aumentos nominales muy por encima de la inflación, sino a partir de ganancias de competitividad y un diseño institucional que limite volatilidades de precios exógenos y a la vez fomente la competencia y el intercambio regional, con políticas públicas mucho más activas hacia la eficiencia energética.

Sebastián Scheimberg Trabajó en YPF, y asesoró a Organismos Internacionales. En el ámbito público, fue funcionario de la Secretaría de Ambiente y Subsecretario del Ministerio de Energía, hasta julio 2017. Actualmente se desempeña como asesor del Ministerio del Interior

TECNOLATINA

Nuestra energía a su servicio

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

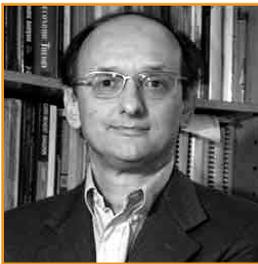
TECNOLATINA S.A.

Suipacha 1111 - Piso 31°
(C1008AAW) Buenos Aires
Argentina

TE: 4312-0066 - Líneas Rotativas
Email: tecnolatina@tecnolatina-sa.com.ar
Website: www.tecnolatina-sa.com.ar

CÓMO ALCANZAR MERCADOS ENERGÉTICOS COMPETITIVOS

Este artículo resume la presentación realizada por el Dr. Fernando Navajas en el Seminario realizado el día 24 de mayo 2018 en la Universidad del CEMA, organizado por UCEMA y el Instituto Argentino de la Energía “General Mosconi”.



FERNANDO NAVAJAS
Economista- Jefe FIEL

La discusión sobre cómo es posible alcanzar mercados energéticos competitivos, se puede resumir en cuatro “NO” y en el trazado de un camino:

- 1) La competencia NO es un objetivo final en la teoría económica; el objetivo final es el interés público: la maximización del bienestar social;
- 2) Ser favorables a los negocios, es decir “Pro-Business”, NO es lo mismo que ser favorable al mercado: “Pro-Mercado”; la política energética argentina actual es más pro negocios que pro-mercado.
- 3) “Competitividad” NO es lo mismo que “Competencia”, la política energética argentina es competitiva (Vaca Muerta y Renovables), pero hoy limita la competencia;
- 4) NO puede haber competencia en los mercados energéticos sin PRIMERO recrear un mercado eléctrico mayorista sobre una oferta térmica eficiente con gas.

Cual es el camino para construir competencia en los mercados energéticos en nuestro país?:

- a) Reunir Paneles de Expertos capaces de realizar un diagnóstico sobre el sector eléctrico en cabeza del Ministerio de Energía y del ENRE; y otro sobre el sector gasífero liderado por el ENARGAS y la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia;

- b) Elaborar una hoja de ruta para la reorganización del mercado mayorista eléctrico/gas;

- c) Definir reglas claras de transición, entre la situación actual y el punto de llegada, con mercados en competencia donde sea posible.

Energía eléctrica

En diciembre del año 2017, en Santiago de Chile, durante un Seminario sobre Perspectivas de los Mercados Eléctricos en América Latina organizado por Harvard Environmental Economics Program y la Fundación ENEL se planteaban (Navajas, 2017b) los principales desafíos en el diseño futuro del mercado de generación eléctrica alertando sobre los siguientes aspectos:

- ▶ la generación de energía eléctrica modular y descentralizada con costos marginales cercanos a cero requiere nuevos enfoques que están siendo investigados en el mundo pero que aún no se han encontrado respuestas homogéneas, y lo que es aún peor, en muchas partes este problema no es siquiera considerado, y se continua pensando el funcionamiento de estos mercados con un razonamiento clásico e histórico;
- ▶ más allá de ello, serán necesarias seguramente fuertes mejoras en los métodos de medición inteligente y en los mecanismos de formación de precios, dos aspectos

que se encuentran muy atrasados en la Región;

¿Volveremos a repetir los ciclos de inversión y sobrecapacidades al momento de ahondar en los incentivos hacia las fuentes “renovables”? ¿Cómo promover estas tecnologías sin distorsionar el funcionamiento de los mercados y los flujos de fondos de las plantas que son despachables? Los incentivos del tipo de “*feed in tariff*” han demostrado en Europa que no han sido exitosos; habría que explorar mecanismos del tipo “*feed in premium*” o pagos por energía vs. pagos por potencia.

La Argentina tiene que reconstituir un mercado eléctrico mayorista y devolver el rol que le corresponde a cada institución y agente. La Argentina es un caso donde la transición hacia la descarbonización se puede ver favorecida por la disponibilidad de gas natural (Natale et al, 2018) con plantas térmicas que podrían funcionar siguiendo principios de mercado, haciendo “aterrizar” las energías renovables a través de subastas y contratos convergentes hacia precios de mercado. Esta opción podría revelarse tardía cuando los contratos PPA de las renovables alcancen un cierto umbral, pero resulta una opción lógica que nunca fue seriamente explorada por el MI-NEM. Por eso decimos que un enfoque pro negocios no necesariamente es pro mercado. Impulsar renovables es pro negocios, recrear un mercado eléctrico mayorista es pro mercado. Ambas cosas tienen que converger en una visión integradora en la Argentina.

Los grandes desafíos para un adecuado diseño del mercado eléctrico se encuentran focalizados en las redes: la creciente penetración de energías renovables intermitentes (VRE) va a requerir cuantiosas inversiones en transporte y distribución (T&D). Ello requiere desarrollar un planeamiento estratégico de largo plazo que permita guiar y responder las preguntas acerca de quién, dónde y cuánto se debe invertir.

En América Latina aun no se ha desarrollado la suficiente granularidad para ubicar los precios en la cadena de valor, que permitan responder a preguntas respecto a la forma del financiamiento de los crecientes “costos residuales”, aquellos no están cubiertos por los cargos actuales, y los costos derivados de las decisiones de políticas (subsidios a las renovables, eficiencia energética, etc.) sobre las redes. ¿Cómo deben ser soportados los cargos de transmisión? ¿Mediante una compensación entre los generadores térmicos y los renovables con una predisposición a favorecer a estos últimos? No parece razonable sesgar de este modo la regulación. La regulación de la infraestructura energética del futuro debería adoptar una posición neutral sobre las tecnologías dejando que estas evolucionen en función de sus ventajas competitivas.

La Argentina tiene que reconstruir un mercado eléctrico mayorista y devolver el rol que le corresponde a cada institución y agente.

Gas Natural

Según se explica en una presentación previa (Navajas, 2016), un mercado de gas requiere de varios elementos críticos: una demanda “madura”, numerosas facilidades de infraestructura, varias fuentes de gas en competencia, liquidez, señales de precios e impuestos eficientes para la inversión en producción, infraestructura, almacenamiento, consumo (ahorro/eficiencia) y permitir la entrada de nuevos actores con acceso justo para oferentes no incumbentes.

La Argentina tiene una demanda “madura” y buena infraestructura, pero claramente ahora no tiene liquidez para lo cual se necesita competencia en el abastecimiento. Las reglas de precios tienen que permitir señales claras, de forma de lograr la entrada de nuevos actores en condiciones de competencia. Es claro que hay condiciones necesarias pero no suficientes para poder actuar en un mercado de gas competitivo en nuestro país, y que se debe avanzar en su concreción.

El mercado mayorista de gas no puede pensarse sin referencia al lugar donde se entrega físicamente el producto. En este mercado operan transacciones primarias, bajo la forma de contratos bilaterales de largo plazo, y secundarias (spot) que permiten hacer los ajustes y balances necesarios y la coordinación de precios. Dos modelos se destacan: el del mercado regional de los Estados Unidos y el mercado europeo, con nuestro país más asimilable a este último: requieren la regulación explícita de las redes y la intervención de un operador del sistema (TSO) que coordine y regule los derechos de transmisión de modo explícito o implícito (capacidad + gas). La representación comercial de la red se sintetiza en un conjunto regulado de puntos de entrega (hub virtual) que reduce los costos de transacción y aumenta la liquidez y la competencia gas-to-gas. Obliga a utilizar mecanismos de balanceo para cerrar la brecha física y comercial y manejar la congestión (física y contractual).

Como conclusión, el mercado mayorista de gas no es una construcción aislada de la red, sino íntimamente relacionada a la operación de la red y por ello el regulador del gas debe estar muy involucrado en su diseño.

(4) Traducción y adaptación de un gráfico para proyectos privados presentado en Microgrid 2017 Conference. Nov. 6 a 8, 2017. Boston. MA. USA.



El GNL ¿está en condiciones de darle liquidez y precios de referencia al mercado? Alguna experiencia internacional sirve al respecto. Se plantean tres etapas hacia la globalización de los mercados de gas, que hasta ahora son regionales: **1)** “Project Utility Chain Model”; **2)** “Crecimiento y Economías de Escala” y **3)** Flexibilidad contractual y respuestas de los actores. En estas condiciones es posible aproximarse a mercados globales con señales de precios vinculados y con mayor tendencia a un arbitraje incompleto; con cambios contractuales de esquemas rígidos del tipo Take or Pay a contratos más flexibles (re-exportables) y transacciones de corto plazo, con mecanismos de formación de precios adaptables a los mercados de destino (no exógenos) y respuesta a la integración vertical de los actores.

Si el GNL resultara no apto para generar la liquidez requerida para la competencia en el mercado argentino, entonces la alternativa es ir por el rearmado de un mercado de subastas, revisando la arquitectura de la red física y virtual. Mi principal crítica a la reautorización irrestricta de exportaciones de gas a Chile en un país con faltante estructural de gas (Navajas, 2017a), aún cuando responda a razones estacionales y sea defendida desde la lógica de los planes de inversión y producción de los productores, es que esta decisión tiene que pasar el escrutinio de los efectos que la misma tiene sobre la liquidez y la competencia de mercado. Porque puede ser

que sea una estrategia coordinada tácita (un paralelismo consciente) de las empresas para evitar que el mercado vuelva a quedar muy líquido y vuelva a ser un mercado donde el lado corto lo pasa a tener la demanda. Siguiendo estas líneas, hasta podría evaluarse una hipótesis posible de que detrás de la fervorosa coordinación de los proyectos de exportación de gas a Chile en los 90 estaba subyacente una estrategia coordinada tácita de las empresas (Navajas, 2008, ver nota al pie 16) para limpiar el exceso de oferta en el mercado doméstico.

Cualquiera sea el caso, GNL o mecanismos de subasta, la Argentina tiene que revisar críticamente la estructura competitiva del mercado de gas natural. Este tema fue dejado de lado en la década pasada porque no era relevante para modelar la oferta en un mercado intervenido (Barril y Navajas, 2015) y en donde sucesivos acuerdos con los productores, promovidos por el propio esquema intervencionista para que abastezcan el mercado regulado, terminaba de hecho coordinando a los oferentes. Esto tiene que revisarse críticamente si se aspira a reconstituir la competencia. Los indicadores crudos de concentración son siempre indicadores útiles pero no nos alcanzan para diagnosticar el grado de competencia cuando existen barreras a la entrada promovidas por la propia regulación de GNL o cuando existen formas de ejercer el poder de mercado a través del control vertical de los comercializadores.

REFERENCIAS

Barril D. y F. Navajas (2015), “Natural Gas Supply Behavior Under Interventionism: The case of Argentina”, *The Energy Journal*, Vol 36 N°4, December, pp. 23-39.

Natale O., F. Navajas y M. Panadeiros (2018), “Descarbonizar el sistema energético argentino. Algunas reflexiones”, Cap.6 en Fanelli J.M. (compilador), *Desarrollo sostenible y medio ambiente en la Argentina*, Buenos Aires: Siglo XXI y Fundación OSDE.

Navajas F. (2008), “Infrastructure Integration and Incomplete Contracts: Natural Gas in the Southern Cone”, *Integration and Trade*, N°28, January-July, pp.25-48.

Navajas F.(2010): “Energía e Infraestructura en la Argentina: Diagnosticos, desafíos y opciones” Documento de Trabajo FIEL N° 105, Noviembre.

Navajas F. (2016): “Promoviendo la competencia en los mercados energéticos: Gas Natural”, Seminario de FIEL, Hotel NH City, Buenos Aires, noviembre 9.

Navajas F. (2017a), “Exportaciones de gas natural ¿porqué tanto apuro?”, *El Cronista*, Enero 18.

Navajas F. (2017b): “Economic Perspectives on Electricity Markets in Latin America”, HEEP/ENEL Seminar, Santiago de Chile, December 1

EL EPRE DE MENDOZA CADA VEZ MÁS CONECTADO CON LOS USUARIOS

El EPRE desarrolló una aplicación gratuita que puede descargarse en el celular. También trabajan en un método de información especial para los usuarios electrodependientes por cuestiones de salud e impulsan programas para estar más cerca de los usuarios. Con la finalidad de llegar a todos los usuarios de la provincia de Mendoza, el Ente Regulador Eléctrico creó una App gratuita "EPRE Usuarios", con el objeto de que los usuarios puedan efectuar sus reclamos, consultas o informarse a través del celular, respecto al beneficio de la Tarifa Social o en los próximos días a las interrupciones programadas por mantenimientos preventivos. La aplicación está disponible gratuitamente en la Play Store, desde donde puede ser descargada en los dispositivos de los usuarios que deseen acceder a ella.

Con esta iniciativa los usuarios ganan comodidad y rapidez para la atención de sus necesidades. En tanto el EPRE, suma un nuevo canal de control a las empresas de servicio y una nueva vía de comunicación con los usuarios de manera moderna y amigable. Esta nueva herramienta además permite acortar distancias, ganando en tiempo, eficacia y mayor cobertura geográfica para que el EPRE esté al alcance de todos. Actualmente, los técnicos responsables de la App planifican llegar a la población a través de una notificación de alerta de cortes programados, sobre todo para alertar a aquellos usuarios electrodependientes por cuestiones de salud.

No obstante, el Ente Regulador Eléctrico de Mendoza, como ente de control de un servicio público como es la electricidad cumple una función social: velar por los derechos de los usuarios y fomentar su participación en los procesos de intercambio. En este marco, viene trabajando en el fortalecimiento de una Red de Usuarios, que nació con la colaboración de los municipios que integran la Provincia de Mendoza y de manera integral, a lo antes mencionado, ha sumado el Programa "El EPRE donde vos estas", el cual consiste en que un Centro Móvil de Atención al Usuario recorre los distritos, barrios y zonas de los departamentos, con el fin de que los usuarios puedan ejercer sus derechos e informarse sobre aspectos del servicio eléctrico.

El EPRE de Mendoza el primer organismo público en certificar eficiencia energética

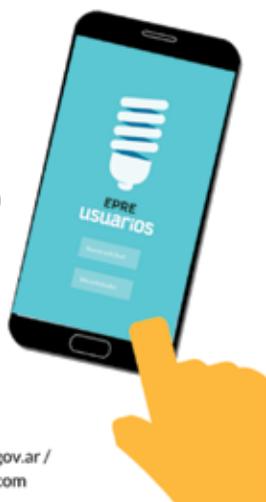
Desde el año 2011, el Ente Regulador Eléctrico de Mendoza asumió como objetivo institucional certificar la Norma ISO 50001, implementando dentro de la Institución un Sistema de Gestión Energética (SGE) en el marco de la citada ordenanza. Es así que a comienzos del año pasado fue la primera entidad pública del País en haber alcanzado tal certificación satisfactoriamente y mantenerla durante este año.

Como política permanente del EPRE difundir y promover acciones y normas tendientes a la eficiencia energética puso, a disposición de los usuarios en general, el conocimiento alcanzado en la temática, dado que La implementación de un sistema de gestión de la energía (SGE), es un acto voluntario y puede darse en cualquier tipo de organización, sin importar su actividad, tamaño o consumo energético. Para ello, los interesados pueden comunicarse con el Ente Regulador al 0800 222 3773 o mediante el sitio web <http://www.epreactivo.org>

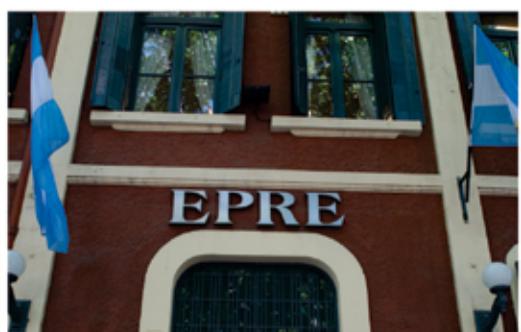
EPRE en tu celular

Descargá y usá la App EPRE Usuarios

- Bajá la App desde tu tienda de android
- Registrate por única vez
- Completa tus datos personales y tu identificación de suministro
Para esto tenes una factura a mano
- Listo! Ante problemas con el servicio eléctrico nos puedes contactar



También puedes contactarnos
0 800 222 3773/ www.epremendoza.gov.ar/
Facebook o Twitter [epremendoza.com](https://www.facebook.com/epremendoza.com)



LA COMPETENCIA EN LOS MERCADOS ELÉCTRICOS

Este artículo resume la presentación realizada por el Dr. Santiago Urbiztondo en el Seminario realizado el día 24 de mayo 2018 en la Universidad del CEMA, organizado por UCEMA y el Instituto Argentino de la Energía “General Mosconi”. El mismo ha sido publicado también en los *Indicadores de Coyuntura* de FIEIL



SANTIAGO URBIZTONDO
ECONOMISTA JEFE FIEIL

Se hace aquí un breve análisis conceptual sobre instancias, riesgos y preguntas emergentes en Argentina sobre la competencia en el sector eléctrico.

Monopolio y Competencia en el análisis económico: Teóricamente, **con información completa** un planificador central puede tomar decisiones para la asignación eficiente de recursos en un mercado. Ello implica:

- Elegir inversiones/tecnologías adecuadas para minimizar costos (sociales, con externalidades) y riesgos;
- Minimizar costos variables de producción en cada momento;
- Fijar precios eficientes para que los consumidores dispuestos a pagar esos costos puedan consumir el bien o el servicio;
- Aplicar impuestos y subsidios no distorsivos para permitir el acceso de consumidores de bajos recursos;
- Delegar la producción/provisión en una empresa privada cuidando que ésta no abuse de su poder monopólico, fijando su rentabilidad máxima.

Pero en el mundo real, nos encontramos con información incompleta. Dejando de lado que el planificador pueda tener agenda propia, podemos plantear dos casos:

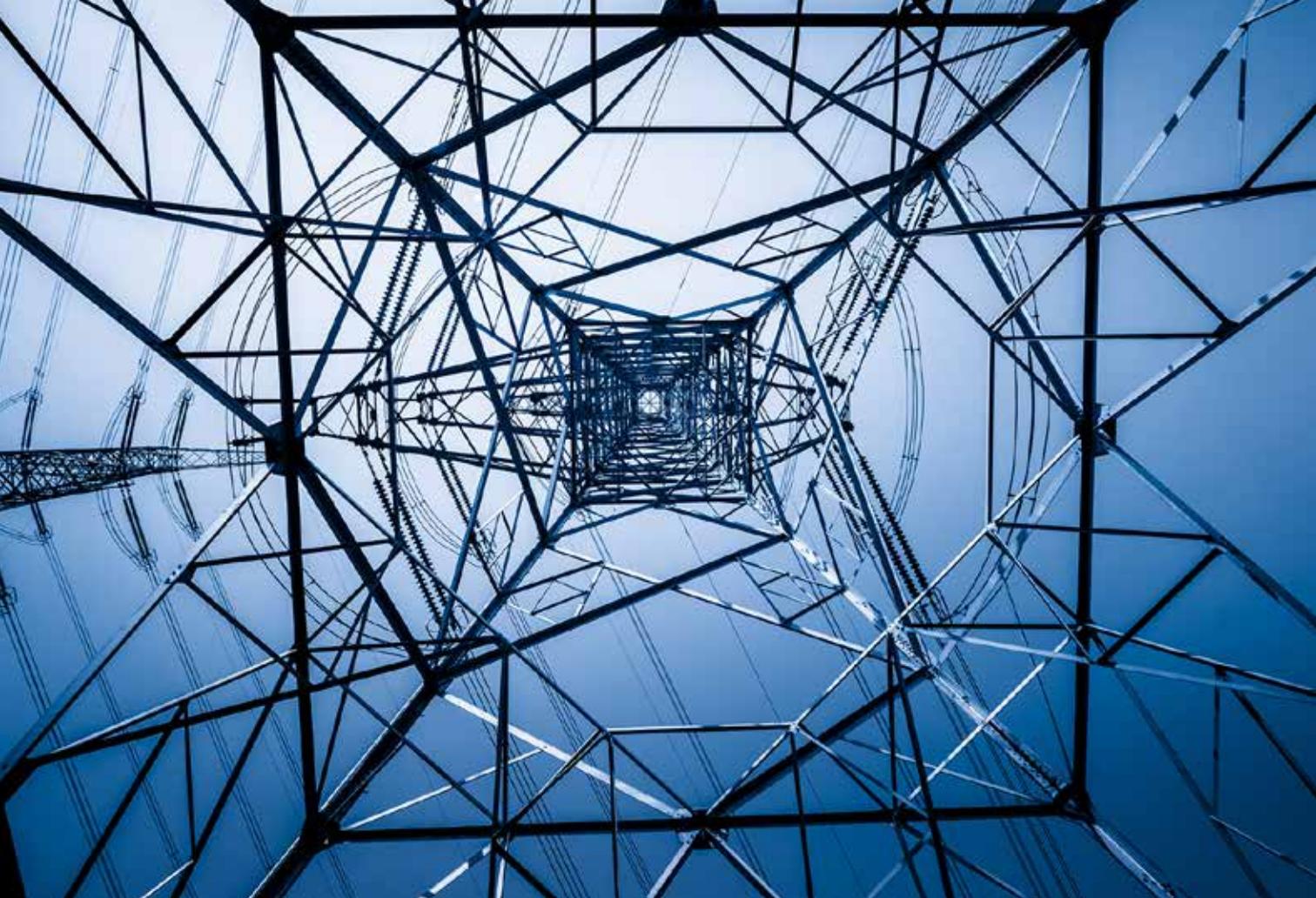
Primer caso: existe un monopolio natural (MN) no desafiante (los costos de producción para atender la demanda mínimos, con una empresa, y deben incurrirse en costos hundidos e irreversibles que limitan el acceso de potenciales competidores). En tal situación, la solución –imperfecta–, es la regulación directa del MN, procurando lograr eficiencia asignativa (nivel de producción correcto) y productiva (menor costo de esa producción).

Segundo caso: no hay MN (o no hay barreras a la entrada) y la competencia (efectiva o potencial) provee incentivos e información descentralizada para asignar mejor los recursos. En este caso, la competencia entre proveedores (¿con distinta tecnología?), tomando decisiones para maximizar sus beneficios y expuestos a riesgos y ganancias asociadas, podría replicar el resultado que hubiera querido decidir el planificador central.

Competencia en el sector eléctrico

Desde fines del siglo XIX, la “competencia por el mercado” (reducido geográficamente) desembocó en fusiones y adquisiciones (F&A), que demostraron –al aprovechar economías de escala y de alcance para atender distintas demandas– la condición de monopolio natural de estructuras verticalmente integradas en generación-transporte-distribución (G-T-D) de alcance regional.

Agotada la competencia por el mercado, dejó de haber



competencia, siendo la regulación aplicada por costos (o la provisión pública).

A partir de los años 1980, la innovación tecnológica comenzó a erosionar los monopolios naturales: los sobrecostos de las empresas integradas, la aparición de plantas de generación térmica más eficientes y más pequeñas, y las mejoras tecnológicas en informática y tratamiento de datos transformaron a la generación eléctrica en una actividad potencialmente competitiva, instalando la competencia en este nivel mediante la desintegración vertical y el acceso no discriminatorio (*open access*) a las redes T&D.

En los años 1990, los continuos y exponenciales progresos en la tecnología de la información, medición inteligente de los consumos y coordinación regulatoria de los servicios públicos de energía (electricidad y gas natural) permitieron desarrollar la competencia en la comercialización mayorista y minorista (separadas del transporte local – distribución). La evaluación de la competencia comenzó a requerir el examen de las opciones de abastecimiento a todo tipo de usuarios.

Finalmente, en los últimos años se han comenzado a incorporar (con un desarrollo final aún desconocido) “fuentes de generación” no convencionales y recursos de

energía distribuida (DER) que incluyen paneles de generación solar, almacenamiento en baterías (específicas o de automóviles), aparatos inteligentes para programar y acomodar el consumo eléctrico durante el día, etc., con inversiones descentralizadas a nivel de cada usuario, dando nacimiento así a los “*prosumers*”, mezcla de productores y consumidores.

De esta forma se generan mayores condiciones de competencia entre DER y la generación convencional, así como también entre usuarios, comercializadores minoristas y dueños de las redes de distribución.

Ventajas de la competencia en el sector eléctrico

Al regular un monopolio verticalmente integrado (MVI) con un mix de *price-cap* y *cost-plus* subsisten los siguientes problemas: “riesgo moral” (ineficiencia productiva en la composición de la matriz de producción y su posterior despacho); necesidad de auditar seriamente los costos para evitar abusos monopólicos; riesgo regulatorio de distinto grado en función del contexto; y en general, costos y tarifas relativamente elevados.

La competencia en la generación puede limitar la ineficiencia productiva de los generadores existentes,

**Teóricamente con información completa
un planificador central puede
tomar decisiones para la asignación
eficiente de recursos en un mercado.
Pero en el mundo real nos encontramos
con información incompleta.**

promover el ingreso de generadores con menor costo (y simétricamente, la salida de los generadores de mayor costos) y limitar los subsidios cruzados a (eventualmente) los márgenes de T&D (las actividades supuestamente no expuestas a la competencia en este caso).

La competencia minorista, finalmente, podría limitar el riesgo moral en el *pass-through* de costos de la energía (adicional a la separación vertical G-T-D), motivar la diferenciación de calidad/confiabilidad del servicio ofrecido, y aumentar la elasticidad-precio de la demanda minorista (ayudando al desarrollo de las DER), reduciendo la capacidad de generación necesaria para asegurar el abastecimiento y la confiabilidad del sistema.

Sin embargo, existe el riesgo de que la competencia sea promovida con otros fines, distintos a la maximización del bienestar general por medio de la obtención de menores costos y precios/tarifas en el mediano y largo plazo, buscando por el contrario transferir cuasi-rentas entre distintos actores del mercado.

En efecto, Borenstein y Bushnell (2015) sostienen que el lobby a favor de la desregulación y competencia en el mercado eléctrico de los Estados Unidos en los años 1990 surgió porque el costo medio de generación era mayor que el costo marginal ($-C_{me} > C_{mg}$), a raíz de lo que los usuarios industriales querían comprar energía al costo marginal dado por el gas natural barato, dejando activos hundidos (*stranded assets*) de generación (más costosa) a las *public utilities*. De igual forma, estos autores también señalan que lo mismo ocurre actualmente con la promoción de las DER, donde los usuarios extraen cuasi-rentas de los operadores de la red de distribución, debido a que si bien: sus inyecciones descentralizadas ahorran la generación desplazada, el menor uso de la red que ello trae asociado —que reduce sus facturas— no implica una reducción real del costo de distribución que es mayormente un costo fijo.

En nuestro país, sucede algo similar en el sector de hidrocarburos: se presentan posiciones oportunistas a favor de la desregulación cuando la paridad impo/expo del gas natural es de 3 US\$/MMBtu y/o de 1/40 US\$/barril en el caso del petróleo, pero que se transforman en posiciones en contra cuando esos valores pasan a 6 US\$/MMBtu y/o 70 US\$/barril.

En tal sentido, debe notarse que la competencia oportunista (o la promoción de la competencia según sea conveniente a para quienes la promueven circunstancialmente) no es buena, ya que si no fuera por la transferencia de cuasi-rentas tal tipo de desregulación y competencia no existirían, de forma tal que si bien las mismas podrían eventualmente aportar cierta disciplina para minimizar los costos de infraestructura igualmente llevarían a distorsionar nuevas decisiones de inversión.

Ahora bien, considerando la adopción no oportunista de un modelo competitivo, las regulaciones pro-competencia se pueden resumir en los siguientes puntos:

- Separación vertical estructural G-T-D-C;
- Acceso abierto (no discriminatorio) a la red de transporte;
- Mercado mayorista de máxima amplitud geográfica, con ofertas de precios horarios para el día siguiente (*day-ahead*) y mercado spot por diferencias más contratos (*multi settlement markets*), con un operador independiente (ISO); cabe aquí considerar las ventajas y desventajas de un despacho económico de oferta de precios o la utilización de una curva de oferta construida con estimaciones/declaraciones de costos directos por parte de los generadores (ver más adelante);
- Precios nodales que reflejen menores costos marginales de generación más transporte en cada punto de la red,
- Sumando remuneración de capacidad y servicios complementarios vía subastas por ej.;
- Tarifación de la red de T&D que refleje la estructura de costos, distinguiendo entre costos fijos y variables, y según el uso potencial y/o efectivo de la red,
- Impuestos, subsidios y tarifas sociales no distorsivas, para corregir externalidades y asistir al acceso universal.
- Finalmente, algo fundamental en términos más generales: aplicar un trato simétrico a las cargas y a la generación.



Preguntas domésticas emergentes en el sistema eléctrico argentino

Precios/remuneraciones discriminatorios o uniformes en el MEM: Desde el 2002 el despacho en el MEM se realiza según costos directos, con múltiples precios/ remuneraciones según tecnología, vía un agente de compras común (CAMMESA) que contrata la expansión, con el precio a la demanda reflejando el costo medio del sistema a medida que se van eliminando los subsidios hasta a fines de 2019.

Esta situación presenta múltiples ineficiencias, generando desincentivos a la operación eficiente, competencia segmentada en la expansión y riesgo de manipulación/captura/futuros *stranded costs*, etc.

Cabe preguntarse entonces si es mejor volver a un

sistema competitivo con precio único en el MEM, siendo ahora el costo medio menor al marginal, $C_{me} < C_{mg}$. La respuesta tiene que ver seguramente con la voluntad de adoptar –sin oportunismos– el mejor mecanismo en el mediano y largo plazo, sin por ello saltar a la utilización de costos marginales de corto plazo de forma inmediata, sin contratos de mediano y largo plazo, y sin dar un trato diferencial a la oferta de emergencia que aún existe y sería muy relevante en la determinación de los (mayores) precios del MEM en el corto plazo.

Ofertas de precios o declaración de costos: La mayor penetración de energías renovables y el futuro desarrollo de las DER obligan a reevaluar la adopción del sistema de ofertas de precios (con resguardos) en el MEM: los sistemas de ofertas con precios declarados tienen ventajas y desventajas (distintos riesgos de abuso monopólico –ver Muñoz et al, 2018), pero, las ofertas de precios permiten

reflejar mejor los costos de la energía renovable intermitente en el MEM y dar señales adecuadas para inversiones eficientes en DER (en tiempo real). Esta ventaja de las ofertas de precios se torna crecientemente importante, incluso fundamental para un desarrollo eficiente de las nuevas posibilidades de competencia detrás de DER, lo cual lleva a evaluar seriamente la conveniencia de reformar el mecanismo de ofertas y competencia en el MEM.

Nueva Ley de Generación Distribuida: la Ley 27.424 de Fomento a la Generación Distribuida (BO 27/12/2017) contiene/enfrenta varios problemas. En primer lugar, crea un fondo –denominado FODIS– para subsidiar equipamiento DER, pero omite que las tarifas de distribución mal diseñadas (porque no reflejan los verdaderos costos) distorsionan las decisiones individuales (promoviendo autogenerar para evitar pagar por el uso de la red de distribución, aunque sin renunciar a sus beneficios –la posibilidad de utilizar dicha red, o bien su menor uso sin que ello implique un menor costo para el operador de la red).

En efecto, en GBA la mitad de los ingresos de distribución provienen de cargos variables (40% para R7 y 70% para R4); las tarifas (sin impuestos) en segmentos R1-R3 rondan los 11 cents US\$/kWh y en R7-R9 los 17 cents US\$/kWh, cuando el precio sin subsidio (igual al costo medio) del MEM es de alrededor de 7 cents US\$/kWh, y el costo marginal de 10 cents US\$/kWh. Esto premia excesivamente el DER para autoconsumo, aunque no se extiende a eventuales “inyecciones” de excedentes DER sólo remunerados según el precio estacional del MEM para cada usuario (que, por otra parte refleja el costo monómico o medio del MEM, y por ende será distinto del Cmg de la generación).

En segundo lugar, esta ley omite que los precios y las tarifas no distinguen los costos de generación en tiempo real (ni siquiera en pico y fuera de pico), no promueve que la generación descentralizada sea el vehículo para que la demanda reaccione a los costos y a los precios de generación variables (con medidores inteligentes que en la mayoría de los casos deberán ser pagados por los usuarios), y no reconoce la incidencia del prosumidor sobre el sistema eléctrico (provocando mayores costos por el desarrollo de una red necesariamente bidireccional) dependiendo del cambio en el patrón de consumo neto y sus entregas a la red al prohibir la aplicación de cargos específicos del distribuidor al prosumidor.

Los costos de no regular eficientemente son mayores frente al cambio tecnológico. Las estructuras de precios y tarifas deben reflejar los verdaderos costos económicos de la provisión de energía en cada momento.

CONCLUSIONES

La liberalización, desregulación y competencia en presencia de instalaciones esenciales permite la obtención de potenciales ganancias de eficiencia, tanto en generación como en comercialización minorista, pero no debe ser un mecanismo promovido para distribuir cuasi-rentas de forma oportunista. La competencia es un mecanismo de ayuda al regulador, con ventajas de eficiencia para reducir los costos globales de un servicio eficiente en tanto no existan ventajas infundadas hacia distintos actores o tecnologías, de forma tal que no puede estar orientada oportunistamente a beneficiar a algunos en contra de otros según las circunstancias de cada momento.

Los costos de no regular eficientemente (esto es, no otorgar exclusividades, propiciando o fijando precios y tarifas que reflejan costos económicos, subsidios/ impuestos que reflejan externalidades, tarifas sociales focalizadas y neutras sobre decisión del consumo) son mayores frente al cambio tecnológico. Las estructuras de precios y tarifas deben reflejar los verdaderos costos económicos de la provisión de energía en cada momento, con variaciones de precios de la generación en tiempo real y la correcta fijación de cargos fijos y variables en la distribución.

El desafío es muy grande, por lo cual las instituciones que definen estos instrumentos deben ser de alta calidad, incluyendo coordinación sectorial y, regional, además de la participación de la Autoridad Nacional de la Competencia, con procesos que permitan reconocer y corregir errores que inevitablemente se van a cometer.

REFERENCIAS

- Borenstein S. y Bushnell J.: “The US electricity industry after 20 years of restructuring”, Energy Institute at Haas, Berkeley, 2015.;
Wolak, F.: “Efficient Pricing: the key to unlocking radical innovation in the electricity sector”, OECD Working Party No 2 on Competition and Regulation, 2017.;
Muñoz, F., Wogrin, S., Oren, S. y Hobbs, B.: “Economic Inefficiencies of cost-based electricity market designs”, The Energy Journal, vol. 39, No 3, 2018.

ENERGÍAS RENOVABLES EFICIENCIA Y POBREZA

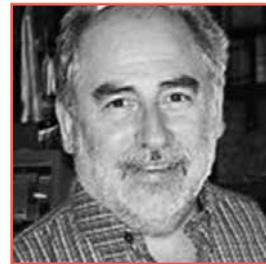
¿Las redes de gas favorecen la inclusión energética?



SILVINA CARRIZO
CONICET - UNICEN y UNNOBA –
Buenos Aires, RA



GUILLERMINA JACINTO
CONICET - UNICEN y UNNOBA –
Buenos Aires, RA



SALVADOR GIL
ECyT - UNSAM –
Buenos Aires, RA

Los combustibles que más utilizan las poblaciones de bajos recursos, son en general los más caros, difíciles de conseguir y de mayor impacto sanitario y ambiental. Particularmente, la leña –de uso muy difundido en el mundo y en Latinoamérica– demanda importantes esfuerzos de recolección; su combustión en las viviendas afecta negativamente la salud y genera deforestación, perjudicando el hábitat de los animales criados por las comunidades, para su propia alimentación.

Las familias en condiciones de pobreza energética, tampoco poseen servicios adecuados para calentamiento de agua sanitaria o iluminación, entre otros. En estos hogares, el impacto relativo de los gastos en energía es más elevado que para el resto de la sociedad.

En Argentina, 3% de los hogares –1,4 millones de personas aproximadamente– dependen de la leña como combustible principal para la cocción. La mayor parte de la población dependiente de la leña, vive en el Norte del país (Figura 1).

Figura 1

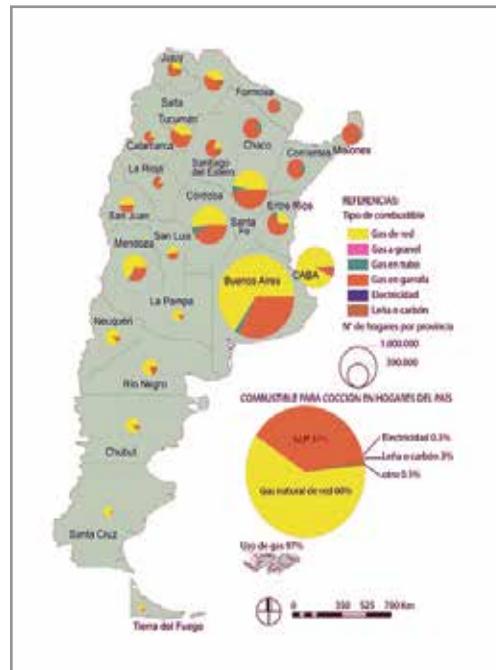


Figura 1. Combustible utilizado para cocinar en hogares de Argentina y por provincia. Elaboración propia a partir de INDEC 2010 y ENARGAS.

Alrededor de 500.000 habitantes (1,2%) carecen de electricidad, localizados principalmente en espacios aislados y de difícil acceso.^[1] Las provincias del Norte argentino registran los niveles de ingreso más bajos, la precariedad habitacional más alta y las menores tasas de electrificación. Las del Noreste no disponen de redes de gas natural.

Igualmente, la existencia de redes no es condición suficiente para que los usuarios accedan al servicio. Formosa resulta un ejemplo paradigmático de que la proximidad a las redes de gas no basta para que se concrete la conexión. Desde 1999, la ciudad cuenta con una red de gas de 38.000 m que podría abastecer aproximadamente 2.500 hogares. A 2018, menos de 100 usuarios se han conectado a la red. De manera similar, en Paso de los Libres, inaugurada en 2015, la red de 11.000 m, a 3 años de su tendido, cuenta con menos de 10 usuarios.

Las condiciones socioeconómicas resultan cruciales para la incorporación de usuarios a la red de gas, que

red por usuario es mayor. Suponiendo que existiera un gasoducto troncal a algunas decenas de kilómetros del espacio a servir u otro sistema de abastecimiento, el costo de tender la red hasta la vivienda rondaría 2.500 USD. Para conectar la vivienda, se requiere primero su regularización dominial, que en sectores de bajos recursos no siempre se cumple. Luego se necesita una instalación domiciliaria con equipos que cumplan las normas de seguridad (Normas NAG 200). Esto exige condiciones de seguridad, que implican modificaciones en los lugares con acceso al gas, como la ventilación en las cocinas o la colocación de rendijas. Usualmente, el costo de una cocina y un calefón ronda 15 mil pesos y una instalación interna, realizada por un gasista matriculado, puede costar entre 15 y 25 mil pesos. Es decir, además de la situación dominial regular para la vivienda y de la adecuación de la construcción, el usuario debería de disponer 40 a 50 mil pesos o sea unos 2.000 USD, para conectarse a la red de gas. La inversión en esta mejora se amortiza en 4 o 5 años y en general es difícil conseguir financiación para ella, lo cual constituye una importante barrera. Se sumarían

Figura 2

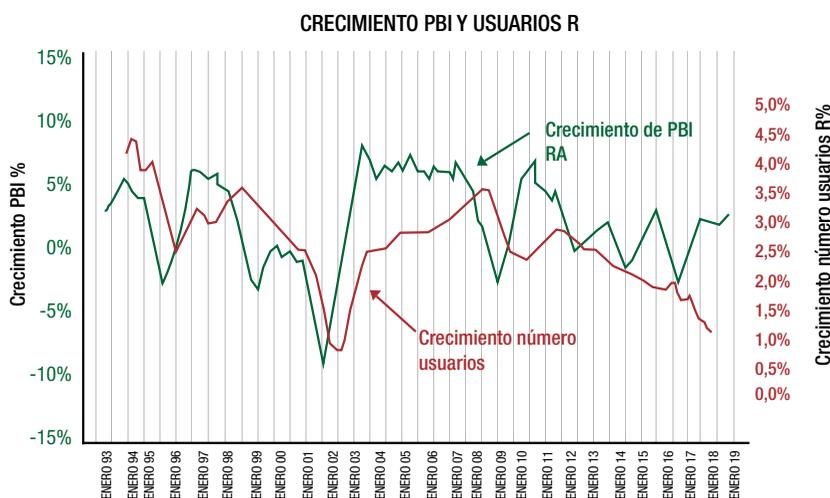


Figura 2 Crecimiento PBI de Argentina (curva verde referida al eje vertical izquierdo) y crecimiento de número de usuarios de gas natural (curva roja referida al eje vertical derecho). Se ve claramente una correlación entre estas variaciones, indicando que en los períodos de recesión el crecimiento de los usuarios de gas se atenúa. Elaboración propia a partir de datos de ENARGAS

constituye el combustible de menor costo para el consumo residencial. El crecimiento de los usuarios residenciales conectados guarda relación con el crecimiento del PIB, disminuyendo en tiempos de crisis económicas (Figura 2).

Como en muchas zonas de bajas densidades, en el Noreste, los costos de tender redes de gas y conectarse son altos: a menor densidad de población, el costo de la

además, los costos del gas consumido en los hogares.

Las garrafas sociales constituyen luego, una opción económicamente atractiva para poblaciones sin acceso al gas de red, como lo ilustra la Figura 3. No obstante, no siempre resultan accesibles para algunos sectores de la población, que aún usan la leña o el carbón. Asimismo, la provisión de gas subsidiado es apenas suficiente para

(1) R. Durán y M. Condori, «Índice multidimensional de pobreza energético para Argentina: su definición, evaluación y resultados al nivel de departamentos para el año 2010,» Avances en energías renovables y medio ambiente, vol. 20, pp. 21-32, 2016.

cubrir necesidades mínimas de cocción y de calentamiento o de agua sanitaria.

La leña resulta uno de los combustibles más caros, junto al carbón y al kerosene (Figura 3). En parte por esto, en general los usuarios la recogen en su entorno. Esto

implica esfuerzos físicos, tiempo y deforestación.

Los sistemas de cocción a leña, tradicionalmente utilizados por las poblaciones más vulnerables, son los más ineficientes. Esto conlleva el uso de mayores cantidades de combustible, lo que supone un mayor gasto o esfuerzo de

Figura 3

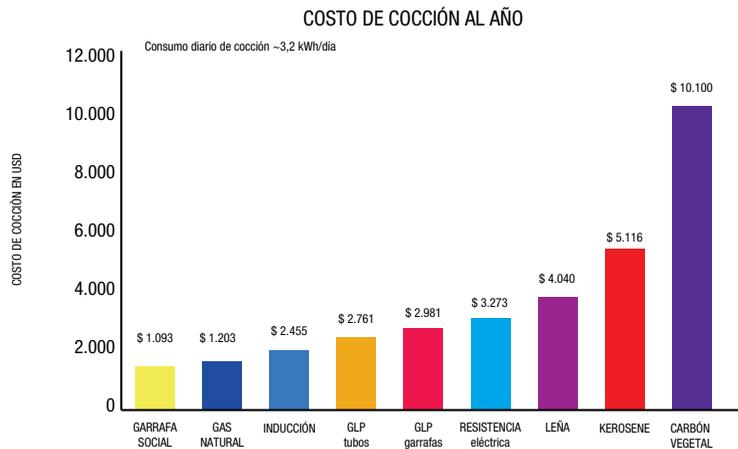


Figura 3 Costo de los combustibles usados para cocinar en Argentina en mayo de 2018. Los combustibles más caros son los que usan los sectores de menores recursos, de ahí la importancia de la garrafa social. Los usuarios de leña en general la recogen ellos mismos, aunque ocasionalmente compran leña o carbón.

Organiza



Auspicia



recolección. Además, su combustión afecta negativamente la salud. La inhalación de humos y partículas genera serios problemas respiratorios, especialmente en niños, mujeres y adultos mayores, que están más tiempo expuestos. Asimismo, son frecuentes los accidentes por inhalación de monóxido de carbono, quemaduras e incendios.

Para sustituir la utilización de la leña y limitar el consumo de combustibles fósiles, sería conveniente promover el aprovechamiento de la energía renovable distribuida y la eficiencia energética. Las cocinas solares pueden ser, en muchos casos, un excelente sustituto de las cocinas a leña. Aún más, si a su vez se asociaran medidas de

eficiencia para la cocción, como el uso de ollas térmicas u ollas brujas, que permiten cocinar los alimentos sin usar energía. Se trata de recipientes aislados térmicamente, como cajas de EPS o Telgopor, donde se colocan las ollas con los alimentos hervidos. En ellos se mantiene la temperatura por varias horas y la cocción prosigue sin consumo de energía. Así, se ahorraría leña o se reducirían los gastos en gas. El uso de las ollas térmicas se ha difundido en otros países.^[2]

Por sus características climáticas, en el Noreste de Argentina, es relativamente menor la necesidad de calefacción, siendo el calentamiento de agua sanitaria el

Figura 4

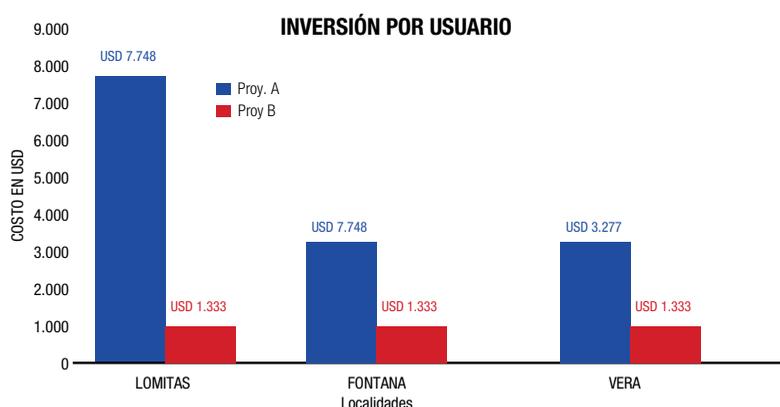


Figura 4. Comparación de las inversiones por usuario, en USD, en dos proyectos de servicio de ACS, para las localidades de Las Lomitas (12.399 habitantes, Formosa); Fontana (32.000 habitantes, Chaco) y Vera (20.000 habitantes, Santa Fe). Proyecto A: gas natural por red y equipos de ACS convencionales y Proyecto B: sistemas eficientes de calentamiento de agua híbridos solar-GLP.^[4]

Figura 5

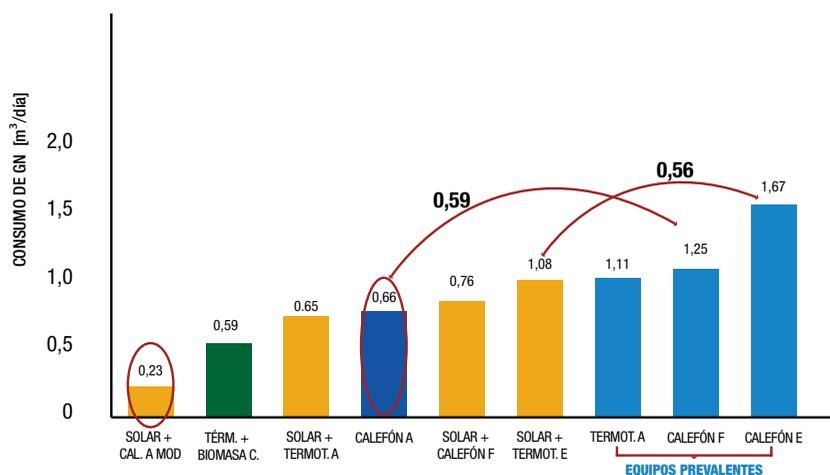


Figura 5. Comparación de consumos de gas natural (GN) para el calentamiento de agua sanitaria (ACS) con el uso de distintas tecnologías. La variación del consumo diario en ACS entre los distintos sistemas híbridos (barras de color amarillo) o artefactos convencionales (barras de color celeste) es muy notable. Los ahorros que un sistema solar híbrido puede aportar son muy significativos si se utiliza como respaldo un calefón modulante sin piloto, clase A. Asimismo, un calefón clase A, consume menos que un sistema híbrido con termotanque de respaldo. Los equipos prevalentes son los que se encuentran, por lo general, en la mayoría de las viviendas.^[3]

(2) E. Canelo, «El Canelo de Nos», 2018. [En línea]. Available: <http://www.elcanelo.cl>.

(4) J. Biloni y al., «Sostenibilidad y eficiencia en el suministro de servicios energéticos», ERMA Energías renovables y Medio Ambiente, n° 38, pp. 15-23, 2017.

que demanda mayor consumo de energía, en general cuatro veces mayor al usado en cocción. Por ende, el aprovechamiento de la energía solar térmica para calentar agua sanitaria podría ser muy significativo, especialmente en barrios urbanos y áreas rurales de bajas densidades, donde el apantallamiento solar es mínimo.

Los sistemas híbridos solar-GLP o solar-electricidad para el calentamiento de agua pueden resultar apropiados para estas poblaciones de baja densidad poblacional y abundante recurso solar. Resultarían quizás, alternativas más ventajosas que la conexión a una red de gas. Un análisis reciente de los servicios energéticos para varias localidades del Noreste -cuyo aprovisionamiento está contemplado en el proyecto del gasoducto GNEA- muestra sus ventajas: a) mucho menor inversión requerida en la instalación; b) menores consumos de gas; y c) menores emisiones de gases efecto invernadero (Figura 4). Sin embargo, para poder aprovechar al máximo las ventajas de esta tecnología, debe evitarse la colocación de termotanques convencionales como equipos de apoyo, ya que éstos tienen altos consumos pasivos.^[3] (Figura 5)

La incorporación masiva de sistemas híbridos promovería la fabricación nacional de equipos solares y de sus sistemas de apoyo; tendería a abaratar esta tecnología; propiciaría la generación de empleo industrial y la formación local en los oficios de instalación y reparación.

Los diseños bioclimáticos, con mayor aislación en la envolvente, reducen los consumos para acondicionamiento térmico, tanto en invierno como en verano. Esto resulta particularmente importante en las

viviendas sociales, para las cuales debería promoverse el equipamiento con artefactos de alta eficiencia. El costo de equipar cada unidad habitacional con sistemas eficientes de agua caliente sanitaria o sistemas solares, heladeras clase A, iluminación LED y ollas brujas, tiene una incidencia baja en el costo total de la vivienda nueva y reduce significativamente el consumo energético en el hogar.

El gas ahorrado mediante la utilización de energías renovables y equipamiento doméstico eficiente, podría destinarse a la generación eléctrica o a las industrias, que no tienen la flexibilidad para emplear otra alternativa. Proveer con gas natural al sector industrial podría tener un impacto positivo en la actividad productiva y ser una palanca para generar empleo y desarrollo.

La combinación de energías renovables distribuidas y medidas de eficiencia resultaría un modo efectivo, económico y limpio de llevar servicios energéticos a poblaciones en situación de pobreza. El uso de cocinas solares, junto con la utilización de ollas térmicas, podría reducir el consumo de leña y de combustibles fósiles, con mejoras para el ambiente, la economía y la salud de las personas de más bajos recursos. La instalación de sistemas híbridos solar-GLP o solar-electricidad para el calentamiento de agua resulta factible y ventajosa -económica y ambientalmente- frente a la conexión a la red de gas natural. El diseño bioclimático y el equipamiento doméstico eficiente mejorarían la calidad de vida y las posibilidades económicas de los hogares más precarios y en las regiones más desfavorecidas, brindando servicios sostenibles, para hacer frente a la pobreza energética en Argentina.

(3) L. M. Iannelli y al., «Eficiencia en el calentamiento de agua sanitaria en Argentina,» Energías Renovables y Medio Ambiente, vol. 39, pp. 21 - 29, 2017.

WÄRTSILÄ

Soluciones multi-fuel

ASEGURANDO EL SUMINISTRO DE ENERGÍA

Central Termoeléctrica Parque Pilar

Wärtsilä Argentina S.A. | +54 11 4555-1331 | info.argentina@wartsila.com

EVOLUCIÓN DE LAS POLÍTICAS NACIONALES EN ENERGÍAS RENOVABLES EN LOS ÚLTIMOS 40 AÑOS EN LA ARGENTINA



DR. JAIME A. MORAGUES

Director Nacional de Conservación y Nuevas Fuentes de Energía,
Secretaría de Energías.

Director Científico del Programa Nacional de Investigaciones de Energías
no Convencionales, Secretario de Ciencia y Tecnología.

Presidente de la Asociación Argentina de Energías Renovables y Ambiente

“...No hay cosa más difícil de tratar ni más dudosa de conseguir, ni más peligrosa de conducir, que hacerse promotor de la implantación de nuevas instituciones. La causa de tanta dificultad reside en que el promotor tiene por enemigos a todos aquellos que sacaban provecho del viejo orden y encuentra unos defensores tímidos en todos los que se verían beneficiados por el nuevo.”

Fragmento de “El Príncipe” (Maquiavelo)

Esta ha sido durante muchos años la lucha que los grupos impulsores de las energías renovables llevaron adelante, y que, felizmente, hoy pueden ver los frutos.

Un resumen de la historia de su evolución en Argentina hace honor a esos pioneros.

ANTECEDENTES A NIVEL MUNDIAL

La energía ha estado siempre directamente vinculada con las grandes *revoluciones de la Humanidad*.

Actualmente estamos ya inmersos en la cuarta revolución energética, que irá cambiando los usos y costumbres

de la sociedad a medida que se vayan concretando los *nuevos paradigmas* basados en energías renovables y su uso descentralizado, el uso racional y eficiente de la energía y la conservación del ambiente.

Históricamente, fueron tres las llamadas revoluciones energéticas: el control del fuego, que posibilitó la ampliación de la superficie habitable y un mayor consumo de alimentos con la utilización de biomasa; el surgimiento de la agricultura y pecuaria, que utilizó la energía solar para los cultivos y la energía mecánica aportada por los animales de carga; la revolución industrial del siglo 19, cuando se logró la conversión de la energía térmica, en base al carbón, a mecánica. La cuarta revolución, la que estamos viviendo, se inició en los años 70 a través de dos caminos: el energético y el ambiental. El primero –al incrementarse enormemente, en 1973, el precio del petróleo– hizo ver a los países industrializados la necesidad de desarrollar nuevas opciones energéticas. En 1978 se produjo un nuevo aumento de este combustible, que incentivó más los programas de desarrollo de las tecnologías de aprovechamiento de fuentes renovables de energía. La Conferencia de la Naciones Unidas sobre el Medio Ambiente Humano, realizada en 1972 en Estocolmo, donde se formó el Programa de Naciones Unidas sobre el Medio

Nuestra visión de futuro.



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

Genneia
La vida es energía

www.genneia.com.ar

Ambiente (PNUMA), fue el camino ambiental que también impulsó el desarrollo de estas fuentes de energía.

Luego de entrar en un cono de sombra a mitad de la década del 80, con la disminución del precio del petróleo, las energías renovables volvieron a surgir, y ahora para quedarse, con la toma de conciencia de los problemas de contaminación ambiental que producen los hidrocarburos, a partir de la Conferencia conocida como ECO 92 o la Cumbre de la Tierra, realizada en 1992 en Río de Janeiro.

El desarrollo de las tecnologías desde la década del 90 hizo que el empleo de estas fuentes de energía, que no eran competitivas desde el punto de vista económico, ya lo sean hoy en día.

Hoy la sociedad, ya consciente de los problemas ambientales generados por el uso hegemónico de los combustibles fósiles, enfrenta el desafío de diversificar su matriz energética, sustituyendo aquellos por las energías renovables y aplicando medidas de eficiencia en todas las acciones que se realizan en las diversas etapas del que-hacer energético para optimizar su uso, partiendo de los recursos, pasando por los servicios, hasta llegar al nivel de los consumidores.

DESARROLLOS EN ARGENTINA. SIGLO XX LAS DÉCADAS DEL 70 Y DEL 80

Al igual que en el resto del mundo, la crisis antes mencionada llevó a la Argentina a impulsar programas de energías renovables y de uso racional y eficiente de la energía (UREE), tanto a nivel de ciencia y técnica como de política-institucional.

En la Secretaría de Ciencia y Tecnología (SeCyT) de la Nación, se desarrolló, a partir del año 1978, el “Programa Nacional de Investigaciones en Energía no Convencional”, con un comité coordinador conformado por representantes de los grupos de investigación y desarrollo, y un Director designado por la Secretaría. Su tarea principal fue la coordinación entre los incipientes grupos dedicados a las energías renovables a fin de que se cubrieran la mayor cantidad de temas con la menor superposición posible. Disponía de un presupuesto propio para el apoyo a los grupos de I&D, así como para la colaboración en la financiación de congresos nacionales y la asistencia a reuniones internacionales. Los desarrollos realizados durante todo ese período, así como la consolidación de los grupos de I&D, tuvieron en este Programa un apoyo fundamental e invaluable. El mismo finalizó en 1992 por disposición de la SeCyT.

Al igual que en el resto del mundo, la crisis llevó a la Argentina a impulsar programas de energías renovables y de uso racional y eficiente de la energía (UREE), tanto a nivel de ciencia y técnica como de política-institucional.

Desde el año 1981, fecha de creación de la Dirección Nacional de Conservación y Nuevas Fuentes de Energía (DNCyNFE) en el ámbito de la Secretaría de Energía de la Nación, hasta su disolución al final de la década del 80 con el cambio de gobierno, se han ido desarrollando en Argentina numerosas actividades relacionadas a las energías renovables y el UREE.

La primera disposición legal referida a estas acciones fue el Decreto 2247/85^[1], con una duración de cinco años durante el período 1985-1989, el cual asignaba recursos económicos específicos para la promoción de las actividades de energías renovables y UREE, siendo la DNCyNFE la responsable de su desarrollo. El “Programa de Uso Racional de la Energía” tenía como subprograma:

- Conservación de Energía;
- Sustitución de Combustibles;
- Evaluación, Desarrollo y Aplicación de Nuevas Fuentes de Energía;
- Régimen de Financiamiento.

Se crearon Centros Regionales por convenios con las provincias y/o universidades locales donde había grupos de I&D con experiencia en cada fuente. Sus funciones eran apoyar a los nuevos grupos que surgían aportando su experiencia acumulada, así como actuar de bancos de pruebas de equipos. Los Centros creados fueron:

- Centro Regional de Energía Solar [CRES] (Provincia de Salta)
- Centro Regional Energía Eólica [CREE] (Provincia de Chubut)
- Centro Regional de Energía Geotérmica [CREG] (Provincia de Neuquén).
- Centro Regional de Microaprovechamientos Hidráulicos [CRMH] (Provincia de Misiones).

Y un centro de estudios que no llegó a concretarse como Centro Regional

[1] Infoleg. Decreto 2.247/85. Buenos Aires: Información legislativa y documental. Ministerio de Economía, 2014.



- Centro de estudios de biomasa (alconafta) [CEB] (Provincia de Tucumán).

Estos Centros funcionaron hasta el cambio de gobierno en el año 1989, salvo el CREE que fue absorbido por la provincia de Chubut y hoy sigue siendo un centro de excelencia en el tema eólico y el CRES, cuyo grupo INENCO es un Centro del CONICET y de la Universidad de Salta, referente en el tema solar térmico en el país.

Asimismo, se crearon los Grupos de Estudios Sobre Energía (G.E.S.E.) en convenio con la Universidad Tecnológica Nacional (UTN) para realizar programas de diagnóstico de consumos de energía en pequeñas y medianas empresas, realizándose numerosas auditorías energéticas en las PyMes. Muchos de estos grupos siguen existiendo actualmente ampliando su accionar a las energías renovables.

Durante 10 años, de 1979 a 1989^[2], se empleó la caña de azúcar para producir alcohol, que era mezclado en una proporción de 12% en volumen con la nafta y empleado como único combustible vendido para automotores en 12 provincias del norte argentino. Esto permitió enfrentar los precios internacionales desfavorables del azúcar. Con el aumento de dichos precios, las industrias azucareras solicitaron que se discontinuara este “Programa nacional

Durante 10 años, de 1979 a 1989, se empleó la caña de azúcar para producir alcohol, que era mezclado en una proporción de 12% en volumen con la nafta y empleado como único combustible vendido para automotores en 12 provincias del norte argentino.

de alconafta”, pedido que fue convalidado por decisiones políticas que priorizaron la utilización del gas natural comprimido en el transporte.

En el año 1974, durante la crisis energética antes mencionada, se creó la Asociación Argentina de Energía Solar (ASADES). Fue formada por grupos de investigación y desarrollo iniciados en la temática de energía solar, distribuidos en diferentes lugares del país, a fin de unir fuerzas y coordinar las tareas que implementaban de adaptación de las distintas tecnologías de aprovechamiento de esta fuente de energía a las condiciones locales. En el año 1997 amplió su campo de acción, tomando el nombre actual de Asociación Argentina de Energía Renovables y Ambiente. Su Reunión Anual N° 40 se realizó en San Juan en octubre de 2017.

[2] “Perspectivas de los Biocombustibles en la Argentina y en Brasil”, SAGPyA / IICA - Buenos Aires, Octubre de 2005.

DÉCADA DEL 90

En el año 1992 la Secretaría de Ciencia y Tecnología del Nación creó el Programa Nacional prioritario de Medio Ambiente y Recursos Naturales^[3], y dentro del mismo el Subprograma de Energía no Convencional. Este último contó con un Coordinador y una Comisión Asesora. Las “Líneas temáticas prioritarias” que se desarrollaron dentro de dicho subprograma fueron: Desarrollo de sistemas de producción de energía eléctrica para pequeñas potencias. Desarrollo de sistemas de energía térmica para el sector agroindustrial y residencial. Desarrollo de técnicas de aprovechamiento de la energía no convencional para la disminución del impacto ambiental.

La Subsecretaría de Energía Eléctrica dependiente de la Secretaría de Energía y Minería de la Nación puso en marcha en 1994 un programa que fue denominado Programa de Abastecimiento Eléctrico a la Población Rural Dispersa de Argentina (PAEPRA). El mismo promovía como política nacional, dentro de los marcos regulatorios provinciales del sector eléctrico, la adopción del criterio de que el sector rural disperso fuera considerado como mercado eléctrico diferenciado, limitado a los sectores residencial o de servicios, cubriendo la población rural sin electricidad.

La Secretaría de Energía solicitó y obtuvo un préstamo del Banco Mundial para la financiación parcial del PAEPRA. El proyecto presentado al Banco, denominado Proyecto Energías Renovables en Mercado Rurales (PERMER), recibió finalmente 30 millones de dólares a lo cual se debió sumar 10 millones de dólares del Fondo Mundial del Medio Ambiente (GEF) otorgados en carácter de donación. El cumplimiento de todos los requisitos exigidos por el BM, el GEF y las leyes argentinas tuvo lugar en octubre de 1999 y, a partir de ese momento, el PERMER quedó en condiciones de iniciar su implementación. El Proyecto de alto contenido social, tuvo como objetivos atender al mejoramiento de la calidad de vida de las comunidades rurales dispersas, fundamentalmente a través de energías renovables. En el año 2015 el Banco Mundial otorgó un nuevo subsidio para una segunda etapa, el PERMER II, que sigue en operación actualmente, siendo uno de los programas con mayor continuidad.

En noviembre de 1998 el Congreso de la Nación sancionó la ley 25.019^[4], denominada “Régimen Nacional de la Energía Eólica y Solar”, a través de la cual se declaraba de interés nacional la generación de energía eléctrica con estas fuentes en todo el territorio argentino, estableciendo incentivos impositivos a toda actividad de generación que estuviera destinada a la prestación de servicios públicos.

Cabe mencionar que en ese momento los costos de los sistemas solares para la generación de electricidad eran muy elevados, por lo que sólo se instalaron sistemas eólicos. Los aerogeneradores de potencia fueron principalmente incorporados por parte de Cooperativas en puntas de línea para elevar tensión; la ley remuneraba con 0,015 \$/kWh la electricidad generada con estos sistemas, que en ese momento equivalía a pago en dólares. Al salirse de la convertibilidad, en el año 2001, no se continuaron las instalaciones salvo algunos casos aislados.

La Universidad Nacional de Salta creó en 1997 la Maestría y Especialidad en Energías Renovables y, en 1998, el Doctorado en Ciencias - Área Energía Renovables, ambos aprobados por la Comisión Nacional de Evaluación y Acreditación Universitaria (CoNEAU), habiendo actualmente más de 40 doctorados.

SIGLO XXI

En el año 2006 el Congreso de la Nación sancionó la Ley 26.190 (reglamentada por el Decreto 562/2009), “Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica”, considerando, además de las energías eólica y solar, a la geotérmica, mareomotriz, hidráulica hasta 30 MW, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración y biogás, con excepción de las consideradas en la Ley N° 26.093.

Asimismo, se sancionó en el año 2006 la Ley 26.093 (reglamentada por el Decreto 109/2007) de “Regulación, promoción, producción y uso sustentable de Biocombustibles (bioetanol, biodiesel y biogás)”, que estableció la mezcla de gasoil o diesel oil con “biodiesel” (por la Resolución N° 1125/2013 el dosaje actual es del 10 % [B10]) y la de nafta con “bioetanol” (por Decreto 543/16, la actual es del 12% [E12]).

Ese mismo año se sancionó Ley 26.123 (que sigue sin reglamentar), para el desarrollo de la tecnología, producción, uso y aplicaciones del hidrógeno como combustible y vector de energía.

En el año 2006 se creó la Cámara Argentina de Energías Renovables (CADER), entidad sin fines de lucro que nuclea a empresas del sector de las energías renovables.

Se realizó en el año 2009 una Licitación Pública Nacional e Internacional (programa GENREN) para la

[3] www.bnm.me.gov.ar/giga1/documentos/EL003939.pdf

[4] <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/50000-54999/53790/norma.htm>.



Hacer las cosas bien es la mejor manera de hacerlas

Somos la primera compañía privada integrada de energía de la región. Desde hace 20 años invertimos, trabajamos y crecemos haciendo que otros crezcan.

Pan American
ENERGY

generación de electricidad con energías renovables en centrales de potencia conectadas a la red. El programa fue anunciado por la Secretaría de Energía de la Nación e implementado a través de ENARSA^[5]. Del total de 895 MW adjudicados, se concretaron 139 MW (131 eólico, 7 FV, 1 PAH), debido fundamentalmente a problemas de financiación de las instalaciones.

DÉCADA ACTUAL

La Universidad Tecnológica Nacional creó en el año 2010 la Maestría en Energías Renovables, dependiente de la Subsecretaría de Posgrado del Rectorado de dicha institución.

El Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva (MINCYT) presentó en el año 2011 el Plan Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva - Argentina Innovadora 2020. El mismo define 36 “Núcleos Socio-Productivos Estratégicos (NSPE)” destinados al fomento de innovaciones tecnológicas en seis sectores socioeconómicos. Uno de los sectores corresponde a Energía y dentro del mismo se localizan los NSPE “Aprovechamiento de Energía Solar”, “Alternativas de Cultivos Energéticos y Procesos para la Producción de Biocombustibles de Segunda Generación”, “Generación Distribuida de Electricidad” y “Uso Racional y Eficiente de la Energía” el cual comprende también el almacenamiento de energía y otras energías renovables. Desde 2010 a la fecha, la Agencia Nacional de Promoción Científica y Tecnológica, a través del Fondo Argentino Sectorial (FONARSEC), ha realizado cinco convocatorias mediante el instrumento Fondos de Innovación Tecnológica Sectorial (FITS): Energía Solar 2010, Biocombustibles 2012, Biomasa 2012, Desarrollo y Fabricación de Aerogeneradores de Alta Potencia 2013, y Uso Racional y Eficiente de la Energía 2013. Se financiaron 37 proyectos con un monto de subsidio algo mayor a \$ 514 millones. En 2016 el MINCYT diseñó el instrumento Proyectos Estratégicos, para dar respuesta a las necesidades de la población y generar trabajo de calidad mediante la investigación científica, el desarrollo tecnológico y la innovación productiva. En 2018 el Proyecto Estratégico de Energías Renovables se puso en marcha realizándose las primeras reuniones de su Comité Asesor.

En el año 2012 fue creado PROBIOMASA, Proyecto para la promoción de la energía derivada de biomasa, que no incluye los biocombustibles, conformado actualmente por el Ministerio de Energía y Minería y el Ministerio de Agroindustria, con la asistencia técnica y administrativa de la Organización de Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura (FAO).

El Gobierno Nacional lanzó en el 2014 el proyecto Pampa Azul, una iniciativa estratégica de investigaciones científicas en el Mar Argentino que incluye actividades de exploración y conservación, de innovación tecnológica para los sectores productivos vinculados al mar, incluyendo el estudio del aprovechamiento energético de éste, y de divulgación científica dirigida al público en general. Está coordinado desde el Ministerio de Ciencia Tecnología e Innovación Productiva a través del Gabinete Científico Tecnológico (GACTEC) e integrado por los ministerios nacionales de Relaciones Exteriores y Culto; de Agroindustria; de Turismo; de Defensa; de Seguridad; y de Ambiente y Desarrollo Sustentable.

En el año 2015 se sancionó la Ley 27.191 modificando la ley 26.190, que cubre la generación de electricidad con fuentes renovables en sistemas conectados a la red, determinando que para el año 2016 se debería generar, con energías renovables, el 8% del total de electricidad del país y para el año 2025 el 20%.

En diciembre del 2015 se creó el Ministerio de Energía y Minería, absorbiendo a las anteriores Secretarías de Energía y de Minería, introduciéndose dentro de la Secretaría de Energía Eléctrica la Subsecretaría de Energías Renovables. En nuestra opinión, esta última debería ser un área que dependiera directamente del Ministro, a fin que pueda cubrir tanto la parte de generación eléctrica como la térmica a partir de estas fuentes de energía, como fue durante el periodo 1986 a 1989 la Dirección de Conservación y Nuevas Fuentes de Energía que dependió directamente del Secretario de Energía.

En 2016 el Ministerio de Energía y Minería realizó una convocatoria abierta nacional e internacional, para la provisión de energía eléctrica a partir de fuentes renovables en el mercado eléctrico mayorista (MEM). Se concretaron dos rondas y se adjudicaron 29 proyectos (1.142 MW) en la RenovAr 1 con costos promedio de 61,33 UDS/MWh y 30 proyectos (1.281 MW) en la RenovAr 1,5 con promedio de 53,98 USD/MWh. En total fueron adjudicados 1.472,9 MW eólico, 916,2 MW solar FV, 11,4 MW hidro y 8,6 MW biogás.

En el año 2017 se realizó un nuevo llamado por un total de 1.200 MW, que todavía está en proceso de análisis de propuestas. La característica del mismo es que se ha regionalizado para los sistemas basados en energía solar (NOA y Cuyo) y eólica (Comahue, Patagonia y Buenos Aires). Con la “apertura del sobre B” se encontró que lideraron los proyectos de tecnología eólica con un promedio de US\$ 47,64 el MWh y como precio mínimo récord se llegó a los US\$ 37,30 el MW, con un incremento importante en todos los casos de Componente Nacional Declarado.

[5] ENARSA Energía Argentina S.A.

En septiembre del 2017 la Cámara de Diputados de la nación dio media sanción al Proyecto de Ley “Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública”, la cual fue aprobada a fin de Noviembre por la Cámara de Senadores. La norma establece un sistema que se llama “net billing” el consumidor paga el precio normal a la distribuidora por la energía que recibe de la red, pero cuando vende su propia electricidad recibe un precio menor, como si fuera un mayorista. La ley establece diferentes categorías de usuario-generador en función de la magnitud de la potencia de demanda contratada y capacidad de generar a instalar. La clave está en el decreto reglamentario. Si el estímulo que se hace en dicho decreto en términos de financiamiento e inversión inicial es el adecuado, va a ser un instrumento poderoso. La reglamentación de la ley se realizará durante el primer trimestre de 2018

Asimismo, en la Cámara de Senadores se encuentra en análisis desde hace muchos años un proyecto de Ley sobre “Aprovechamiento de la Energía Solar Térmica de Baja y Media Temperatura”. Se creó la “Cámara Eólica Argentina” en febrero de 2018 que agrupa once firmas

de peso, encabezadas por Siemens, PAE, YPF, Aluar y Genneia, y muchas de ellas participan a nivel local e internacional, con sus propios parques eólicos.

En marzo de 2018 el Ministerio de Energía y Minería modificó su organigrama y desde ahora la Subsecretaría de Energías Renovables depende directamente del Ministro, salvando así una limitación que siempre tuvo el área de renovable al depender, antes de una Subsecretaría y recientemente de una Secretaría de Electricidad, salvo durante el período de la década del 80 que informalmente dependió directamente del Secretario de Energía de aquella época. Esta modificación, que permite cubrir el área eléctrica y térmica, fue numerosa veces propuesta anteriormente sin éxito.

El relato cronológico de estos hechos demuestra que la Argentina avanza positivamente en el rumbo de las energías alternativas, pese a los cambios políticos que no siempre han dado continuidad a los proyectos.

Muchos profesionales impulsaron estas fuentes renovables a lo largo de estos 40 años desde diferentes niveles, técnicos y políticos, y a ellos se debe que hoy se haya hecho realidad el empleo de las mismas.

Desarrollo, Tecnología e Innovación
Transporte marítimo y fluvial de petróleo crudo y subproductos, remolcadores de puerto y remolcadores offshore.

Development, Technology and Innovation
Marine and fluvial transportation of crude oil and byproducts, harbour towage and offshore vessels services.

ANTARESNAVIERA
.COM

Antares Naviera

Bouchard 547 | Piso 21
Tel.: 54.11.4317.8400
C1106ABG | Buenos Aires
ARGENTINA

ABS

LA VENTANA INDISCRETA

La medición como clave en la implementación de un sistema de gestión de la energía.



CECILIA ROSALES MARSANO
Responsable del sistema de gestión de la energía del EPRE



RAÚL ERNESTO FAURA
Responsable del sistema de gestión de la energía del EPRE

**¿Qué necesitas para poder registrarlo?
Dime, ¿qué necesitas?**

frase de la película “La ventana indiscreta”, dirigida por Alfred Hitchcock, 1954

La presente nota intenta aclarar las dudas más comunes que se presentan a los organismos que desean encarar la certificación de su sistema con los requisitos de la Norma ISO 50001:2011, resumiendo la experiencia del Ente Provincial Regulador Energético de Mendoza, a la hora de implantar y posteriormente certificar su gestión energética. En particular, destaca el protagonismo de la medición de los consumos asociados a los diferentes usos, al momento de sentar las bases metodológicas del sistema. Posteriormente mucho trabajo y dedicación para sostener la mejora continua en el desempeño energético, no hay otro secreto. El uso racional de la energía dentro de las empresas contribuye en primer término a bajar sus costos y también de acuerdo a las actuales tendencias medioambientales, las posiciona favorablemente en la mente de sus clientes y de la sociedad. Sin embargo, a pesar de las bondades de la implementación de un sistema energético bajo norma, no se observan muchas organizaciones certificadas. A continuación, desde nuestra función de responsables de la implementación del sistema de gestión de energía del Ente Provincial Regulador Eléctrico de Mendoza, contaremos en formato de cuestionario,

nuestra experiencia a la hora de obtener y sostener la certificación de la ISO 50.001:2011 de las manos de IRAM, Instituto Argentino de Normalización y Certificación, e IQNET, destacando que el EPRE fue el primer organismo público del país en acreditar su sistema. En los siguientes párrafos aspiramos a evacuar las dudas más frecuentes respecto de los requisitos, los tiempos y la certificación de esta norma que por su objeto, marca tendencia en el ámbito internacional.

¿Cuáles son las ventajas derivadas de la implementación de un sistema de gestión de la energía?

En este aspecto, tenemos que distinguir entre la implementación del sistema de gestión de la energía y su certificación. Una adecuada gestión de la energía conlleva al uso racional de la misma, lo que se asocia con una optimización de los costos, lo que torna más competitiva a la empresa. Por otra parte, la certificación, correctamente comunicada, resulta un elemento diferenciador de la competencia principalmente a la hora de exportar productos o servicios a países comprometidos con el cambio climático, el cuidado del ambiente y los recursos naturales. Los consumidores



y las sociedades de esas naciones, exigen el compromiso de las empresas y esto se demuestra con la certificación del sistema de gestión de la energía con los requisitos de una norma internacional, como la ISO 50.001.

¿Por qué a pesar de las ventajas enunciadas derivadas de la implementación, se verifican tan pocas certificaciones del sistema de gestión de la energía?

Una explicación a esta resistencia, probablemente se asocie a la implementación de los sistemas de calidad relacionados. Estimamos que existen muchos prejuicios respecto de esta normativa, en particular asociados con la elaboración de un sinnúmero de documentos. Sobre este aspecto conviene aclarar que, a diferencia de la calidad, que es un concepto abstracto y difícil de definir, el trabajar con energía es muy concreto. Lo que resulta básico para quien decide encarar la implementación de un sistema energético, es contar con mediciones independientes en todos sus procesos, para lo cual hay que tener los circuitos correctamente identificados y diferenciados.

¿Qué tipo de organizaciones pueden implementar el sistema de gestión conforme a los requisitos de ISO 50.001?

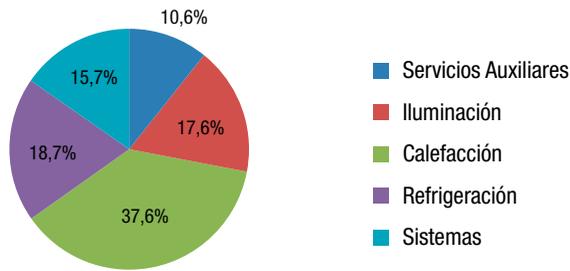
La norma establece, en su capítulo 4, los requisitos genéricos de un sistema de gestión energética. Así

resulta de aplicación a organizaciones que producen bienes o servicios de diferente naturaleza y tamaño, posibilitando su implantación en diferentes culturas, sociedades y ámbitos geográficos. Así, la norma resulta de aplicación a industrias, empresas de transporte, hospitales, que realizan actividades complejas, pero también a comercios, establecimientos educativos u organismos públicos, que sólo desarrollan tareas administrativas, como es el caso del EPRE, donde se han podido identificar una grilla muy sencilla de procesos.

¿Qué beneficios brinda la implementación de un sistema de gestión de la energía hacia el interior del organismo?

Principalmente impulsa un cambio cultural. Se adopta el cuidado de la energía como valor. Se verifica una notable modificación de los hábitos en todo el personal. Por ejemplo, si hay un sensor que no funciona correctamente y queda encendida la luz del sanitario, alguien te avisa. Una consecuencia de esta conciencia por el recurso escaso, es el cuidado del agua tan importante para Mendoza, que se encuentra enclavada en un desierto y donde la crisis hídrica ha pasado de ser coyuntural, para convertirse en estructural. Otra ventaja es que sustenta las decisiones de inversión en criterios objetivos con el fin de optimizar el desempeño energético, lo que abrevia las discusiones. Por otra parte, en el caso particular de un organismo público, cuya dirección se renueva por períodos es muy importante contar con una política energética,

Consumo Energético Total (Electricidad y Gas)



que traducida en metas e indicadores, garantiza que ya no habrá vuelta atrás. Recordemos que la reducción en el consumo de la electricidad nos acerca a la sostenibilidad del planeta, cada kWh que no se consume ahorra recursos fósiles.

¿Cuáles fueron las medidas concretas que se tomaron?

En primer lugar desagregar la medición. El uso de medidores de tecnología GPRS que son interrogados vía WEB, nos proporciona un registro on line de lo que está ocurriendo y actuar en consecuencia. ¡Son verdaderamente indiscretos! Otra medida fue la incorporación de tecnología LED que permite ahorrar energía en iluminación sin modificar, o aún mejorando la calidad de la misma. Respecto del equipo de climatización, se pasó de realizarle un mantenimiento meramente correctivo, a uno preventivo.

¿Entonces la norma obliga a un plan de inversión?

De ninguna manera, la norma no es determinante. No impone ningún estándar respecto al desempeño energético y mucho menos obligaciones de inversión para alcanzarlo. Cada empresa planifica su esquema de mejora continua, de acuerdo con su disponibilidad de recursos.

¿Cómo puedo implantar un sistema de gestión energética?

Existen diferentes alternativas: puedo desarrollar mi propio sistema de gestión de la energía. Sin embargo, resulta más práctico guiarme por alguna norma que recopila la experiencia y el conocimiento de los expertos en la materia. La ventaja de desarrollar un sistema bajo los requisitos de una norma como la ISO 50001, es que permite acreditar su implantación a través de un organismo certificador como IRAM, BBQ o TUV.

¿Es necesario contratar a un consultor para implementar el sistema?

Su tratamiento requiere conocimiento y experiencia, lo que puede lograrse con personal interno idóneo en la materia o contratando un consultor. Siempre debemos tener en cuenta que ningún consultor conoce mejor que nosotros a nuestra empresa. En todo caso, su colaboración es a través de su experiencia en la norma. Cuando se decide encarar la tarea con personal propio, conviene capacitarlo en la norma y en otras temáticas, como eficiencia, medición, auditorías energéticas, para luego desarrollar el sistema.

¿Cuántas personas integran el equipo de gestión de la energía?

No existe un número determinado de personas, el número depende del tamaño de la organización y de su complejidad energética. La norma exige un representante de la dirección, para asegurar el compromiso de la misma y un equipo de gestión que resulta responsable de la implementación eficaz de las acciones necesarias para alcanzar mejoras en el desempeño energético. Esto involucra como mínimo a un responsable del equipo, a un encargado de mantenimiento y a otros actores, dependiendo de la diversidad energética de la empresa. El sistema es transversal y requiere la participación del área de administración, tal como compras y recursos humanos. Sin embargo, su dedicación al sistema, puede ser parcial y, el mantenimiento, puede resolverse a través de un contrato externo. Lo que sí es imprescindible es contar con el compromiso de toda la organización.

¿Qué ocurre con las actividades subcontratadas?

A diferencia de otros sistemas de gestión, cómo el de calidad, donde la relación con los proveedores puede ser muy compleja, en los sistemas de energía los controles necesarios se tornan más sencillos, porque la actividad de venta de energía, como de provisión de equipamiento energético, están muy reguladas.

¿Qué y cuánta documentación necesito?

La norma define cuándo resulta necesario un documento o registro y la particularidad del sistema determina los requisitos adicionales que se deben documentar, por ejemplo las mediciones. Muchos malos consultores han colaborado a instalar la idea que la manera más segura de implementar un sistema es llenarlo de procedimientos y registros. Hoy no existe el "papeleo" ya que la documentación se encuentra a disposición del personal en la intranet.

¿Cómo se resuelve el soporte documental del sistema?

Hoy la mayoría de las empresas cuenta con herramientas derivadas de las tecnologías de información, para optimizar los seguimientos, los indicadores y la comunicación. Resulta deseable contar con esas herramientas para soportar la información del sistema. Aunque las normas fueron desarrolladas en la época en que los documentos, registros y procedimientos estaban en formato de papel, hoy la existencia de un servidor común facilita la gestión de la documentación, que es un requisito de la norma y la consiguiente difusión de la última versión.

¿Cuánto puedo tardar en documentar implementar y obtener la certificación ISO 50.001?

El camino a recorrer previo a la certificación es variable, dependiendo del alcance que se le dé al sistema, que no siempre abarca todos los procesos energéticos de la organización. Nosotros demoramos seis meses y nuestro alcance fue la sede principal, no las sucursales, tampoco certificamos la movilidad. Lo bueno de la lógica de ISO, es que uno puede empezar con un alcance acotado, e ir ampliándolo cuando así lo considere conveniente. Para poder certificar se requiere que el sistema de gestión de la energía esté implementado y se halla realizado al menos un proceso de revisión por la dirección que involucra haber realizado una auditoría interna y haber resuelto las desviaciones o no conformidades encontradas. A partir de ese momento el organismo certificador desarrolla dos auditorías, una de precertificación y otra de certificación propiamente dicha.

¿Qué costos involucra implantar y certificar ISO 50.001?

En consecuencia de lo indicado anteriormente, los costos involucrados son los derivados de la incorporación de mediciones en los procesos críticos, las horas hombre del personal afectado, las horas de capacitación interna y el costo de la auditoría externa de certificación. A este costo se debe sumar la asesoría externa, en el caso de decidirse por esa opción y descontar el costo de las mediciones, cuando la empresa ya cuente con las mismas, ya que muchas industrias cuentan con procesos identificados y mensurados.

¿Qué diferencia existe entre ISO 50.000 e ISO 50.001?

ISO son las siglas de "International Organization of Standardization" (Organización Internacional de

Para poder certificar se requiere que el sistema de gestión de la energía esté implementado y se halla realizado al menos un proceso de revisión por la dirección que involucra haber realizado una auditoría interna y haber resuelto las desviaciones o no conformidades encontradas.

Normalización), organismo que se encarga de desarrollar, promover y publicar normas internacionales aplicables a productos y servicios. ISO maneja su propio sistema de codificación de las normas por tipología, por niveles y grupos. El número 50.000 se utiliza para referirse a la familia de normas relativas a sistemas de gestión de la energía; dentro de la cual se encuentra la ISO 50.001:2011 que es la única norma certificable del grupo, que detalla los requisitos para implementar un sistema de gestión de energía que se sustenta en el modelo de mejora continua que también se utiliza en otras normas como 9.001 o 14.001.; la ISO 50.002:2014, referida a Auditorías Energéticas; la ISO 50.003:2014, relativa a organismos que realizan la auditoría y certificación de sistemas de gestión energética.

¿Es necesario tener implementado un sistema de gestión de calidad o ambiental para certificar el sistema de gestión de la energía?

No es necesario, si se cuenta con el mismo se puede integrar con un mínimo esfuerzo. Sin embargo, el EPRE, no contaba con la certificación ISO 9.001, decidió empezar por 50.001 y no tuvo ningún inconveniente.

¿Cuándo comenzar a implementar ISO 50.001?

¡El momento es ahora! Vistas las ventajas que conlleva su implementación y ante el escenario de retiro paulatino de subsidios energéticos, es deseable mejorar el desempeño de la organización de inmediato, ya que colabora con una reducción de costos y me diferencia de la competencia a la hora de acceder a mercados nacionales e internacionales orientados hacia la eficiencia energética, el cuidado del ambiente y el cambio climático. Además la implementación de un sistema según los requisitos de la norma ISO 50.001 asegura alinear los esfuerzos de la organización con la premisa de mejora continua.

DOCUMENTO DEL **INSTITUTO ARGENTINO DE LA ENERGÍA “GENERAL MOSCONI”**

PODEROSAS RAZONES PARA NO VENDER LAS ACCIONES QUE POSEE EL ESTADO NACIONAL A TRAVES DE ENARSA EN TRANSENER

12 . 04 . 2018

El Instituto Argentino de la Energía “General Mosconi” considera un grave error ceder el control de TRANSENER en el momento clave del nacimiento de una nueva etapa eléctrica en la Argentina y de las transformaciones que pretende llevar adelante el gobierno de Cambiemos. Afortunadamente, el error puede todavía ser reparado si se actúa con honestidad intelectual, sin vanas obstinaciones y con grandeza política.

1. Introducción

La energía eléctrica no es un bien como cualquier otro, está en el centro de nuestras vidas y es un motor de desarrollo económico y social, como lo demostró en su rol principal durante los “Treinta Gloriosos”, ese periodo que después de la segunda guerra mundial dio sustento y viabilidad a lo que hoy llamamos “los países desarrollados”.

La experiencia de más de un siglo muestra que la electricidad es un elemento de difícil manejo: por ahora no se puede almacenar, sus caminos son imprevisibles y la corriente fluye por las líneas de menor resistencia dificultando su tarificación, sus precios son de altísima volatilidad, su transporte es complejo en razón de cuestiones técnicas, económicas y de confiabilidad de los sistemas. La demanda crece, los costos hundidos son enormes.

2. La teoría económica

La teoría económica abunda en demostraciones acerca de la competitividad en la cadena de valor de la industria eléctrica, y nos enseña que los segmentos del transporte y distribución son monopolios naturales que deben ser regulados, y cuya expansión requiere inversiones de largo plazo y baja rentabilidad. La planificación estratégica juega un rol central en la configuración de las redes, en la selección de su topología, y en la combinación de las tensiones de transmisión.

Afortunadamente, es posible generar condiciones de competencia en la generación y esa será la gran fortaleza en el desarrollo de las energías renovables no convencionales, eólica y solar principalmente, posibilitando la decisiva participación privada.

3. La experiencia de la privatización de los años 90 en el sector de la transmisión no debe ser soslayada

En la década de los años 1990, la privatización total del transporte de electricidad fue uno de los mayores fracasos de las transformaciones emprendidas en el sector energético ya que no generó los incentivos adecuados para la expansión del sistema. En el año 2000, el Estado nacional tuvo que crear el Plan Federal de Transporte, con el que se ampliaron las redes durante el presente siglo, método que hasta la fecha no se modificó.

4. El gobierno de Cambiemos y las decisiones adoptadas en el período 2015-2017

En forma acertada, el gobierno de Cambiemos ha definido como uno de los ejes estratégicos centrales en materia energética el incentivo a la instalación de centrales eólicas, solares y otras fuentes renovables y este objetivo forma parte permanente de los discursos del presidente Macri en este tema. Ese objetivo se logrará con una activa participación de la inversión privada de riesgo, lo que está de acuerdo con la experiencia mundial, y permitirá relevar al Estado de invertir en la expansión del sistema en ese rubro.

En los Escenarios al año 2030 que elaboró el Ministerio de Energía a través de la Secretaría de Planificación, el Gobierno plantea inversiones por 14.000 MW en estas centrales, alrededor de 3.000 MW hidroeléctricos, además de las centrales nucleares y térmicas. El sistema eléctrico en los segmentos de generación y distribución prácticamente se duplicará en ese período de apenas 12 años.

Esa extraordinaria ampliación de la energía eléctrica en los próximos 12 años deberá ser necesariamente transportada por una red de transmisión sofisticada y extensa desde los puntos más lejanos del país hacia los centros de consumo. Ello es así porque tanto la energía eólica como la solar y la hidroeléctrica se ubican en las cuencas productoras, y no donde se encuentra la demanda.

Es obvio que por las razones descritas más arriba, no será el mercado el que definirá esas ampliaciones del sistema de Transmisión, así lo ha demostrado la experiencia de los años 1990, que tuvo que ser modificada tan solo 8 años después de haber sido sancionada la ley de marco regulatorio eléctrico 24065. Será el Estado quien defina cómo y cuándo, y con qué costo será expandido el sistema de Transmisión.

5. La acertada decisión del gobierno del Presidente Macri en 2016 que el Decreto PE 882/17 revierte en 2017

El gobierno del Presidente Macri acertadamente decidió comprar las acciones de TRANSENER que una compañía al borde de la quiebra¹ había puesto en venta a precio de remate en mayo de 2016. El Estado nacional compró² a través de la estatal ENARSA, y a través de esa operación pasó a ser co-controlante³ de la empresa monopólica de transporte en Extra Alta Tensión TRANSENER, que a su vez controla la estratégica TRANSBA encargada de la distribución troncal de energía eléctrica en uno de los mayores centros del consumo del país: la Provincia de Buenos Aires

La decisión del presidente Macri valorizó la tenencia del Estado en TRANSENER, no como la consecuencia de una operación de corto plazo, sino por las implicancias futuras de la tenencia de esas acciones en el largo plazo teniendo en cuenta que TRANSENER tiene por delante una concesión de 68 años, en la cual operará un monopolio natural en expansión.

Veamos en detalle este tema: este año el gobierno de Cambiemos lanzará la construcción de ocho líneas de alta tensión por el programa de participación público-privada (PPP): 2.175 kilómetros de líneas, una potencia de transformación de 3.700 MVA, y una inversión de casi 3.000 millones de dólares.

Al ser TRANSENER el concesionario y operador del sistema, ingresará en sus arcas un porcentaje del 3% de esa inversión en poco tiempo, lo que incrementará notablemente su negocio de operación y mantenimiento regulado en una cifra muy importante, con los consecuentes beneficios que le aportarán las economías de escala que posee la compañía.

Es claro que el destino de la empresa TRANSENER es crecer en un negocio regulado sin riesgos empresarios ni comerciales.

Es obvio también que la existencia misma de la empresa TRANSENER es una garantía para el desarrollo del sector eléctrico en las próximas dos décadas, y el impulso que a nuestra economía darán los incentivos a las fuentes renovables no convencionales: desarrollo tecnológico y de la industria nacional, trabajo calificado, descarbonización, liderazgo regional. etc.

Esto es lo que le da valor a TRANSENER, no es una empresa ni una actividad como cualquier otra. Es estratégica para la transformación energética que propone Cambiemos, solo puede crecer y dar ganancias. ¿Por qué malvender y perder el control en este sector estratégico?

1 Electroingeniería

2 En septiembre de 2016

3 A través de la empresa CITELEC

6. El rol del IAE “General Mosconi” es el de velar por el desarrollo del sector energético nacional

Nuestra misión como institución y como especialistas comprometidos con nuestro país es alertar para no repetir los errores del pasado por un pensamiento corto y egoísta. Respaldemos los objetivos estratégicos y de largo plazo que lleva adelante el gobierno del ingeniero Macri. Por estos motivos, el Instituto Argentino de la Energía “General Mosconi” considera un grave error ceder el control de TRANSENER en el momento clave del nacimiento de una nueva industria eléctrica en la Argentina y de las transformaciones que pretende llevar adelante el gobierno de Cambiemos.

7. Diez razones para no transferir las acciones que el Estado posee en transener

7.1. Razones económicas

7.1.1.- No existe Estudio de Factibilidad previo al Dictado del Decreto PE 882/2017 que demuestre en forma clara y contundente que la venta de las acciones de Citelec en poder de ENARSA, sea más conveniente que conservar esas acciones en poder del Estado y obtener el flujo de beneficios futuros regulados por el propio Estado mediante las tarifas fijadas conforme a la legislación vigente.

7.1.2.- No se ha proyectado el flujo de beneficios futuros de la compañía teniendo en cuenta que la Concesión del Monopolio natural del Transporte de Energía Eléctrica en extra Alta Tensión en todo el territorio nacional durante el lapso remanente de la Concesión que es de 68 años. Debe tenerse en cuenta que el flujo de beneficios futuro será creciente con el crecimiento de la energía transportada (crecimiento de la demanda) y el cambio del factor de carga de las líneas (disminución del factor de carga de las instalaciones de generación en base a energías renovables).

7.1.3.- El Decreto 882/17 prevé la aceptación, como medio de pago, de los certificados de deuda con generadores – Liquidaciones de venta con fecha de vencimiento a definir (LVFVD)– originados en el programa FONINVEMEM, los cuales deberían ser aceptados como medio pago en el proceso de venta de los activos de ENARSA en generación, pero no es razonable su aceptación en la venta de TRANSENER.

7.2. Razones financieras

7.2.1.- ENARSA, la actual tenedora de las acciones que se enajenarán, es una empresa altamente deficitaria que requiere para su funcionamiento de fuertes “transferencias para gastos corrientes” por parte del Tesoro Nacional. Si ENARSA pierde el flujo de beneficios que las acciones de TRANSENER le reportan –unos 30 MMUS\$/año en 2017- , el Tesoro Nacional –actualmente en déficit- tendrá que aumentar las transferencias corrientes a ENARSA en esa misma proporción. Esas transferencias provendrán marginalmente de un mayor endeudamiento y probablemente este sea de costo mayor.

7.3. Razones patrimoniales para la nueva Enarsa

7.3.1.- ENARSA, o su sucesora, tiene una situación patrimonial extremadamente precaria; no es en la actual situación sujeto de crédito por parte de ninguna entidad bancaria. El real patrimonio de ENARSA se conforma solamente del valor de la tenencia accionaria en TRANSENER. Lo demás son solo papeles sin valor real. Vender esa tenencia accionaria es deteriorar gravemente el patrimonio de ENARSA y su sucesora.

7.4. Razones políticas

7.4.1.- Varios espacios políticos han expresado cuestionamientos a la decisión de la venta de las acciones de TRANSENER en las actuales circunstancias, una de ellas la UCR, ante el Ministro de Energía y Minería. El Ministerio de Energía respondió de forma política con un argumento altamente opinable (“aquello que pueda ser realizado por un privado no debe ser realizado por el Estado”), sobre todo teniendo en cuenta los antecedentes de esta venta.

El IAE “General Mosconi” estima que es arriesgado seguir adelante sin transparentar el problema ni contestar en forma racional y contundente todos los requerimientos planteados.

7.5. Razones técnicas

7.5.1.- TRANSENER es una empresa sin riesgo empresario, que opera con tarifas reguladas por el Estado, que retribuye los costos de funcionamiento de la compañía. El Estado nacional, además, carga en la tarifa el monto de las inversiones anuales que realiza la compañía para invertir en la Operación y Mantenimiento de las instalaciones o sea que éstas son afrontadas por los propios usuarios en sus tarifas. TRANSENER no está obligada, como sí lo están las Distribuidoras, a invertir en la expansión de los Sistemas de Transmisión.

De ello se deriva que no existe para esta empresa riesgo empresario en la inversión.

¿Por qué privar al Estado entonces que se beneficie de un negocio que funciona bien y da ganancias a los socios privados (Pampa Energía); institucionales (ANSES) o independientes?

7.5.2.- TRANSENER es una empresa que transporta por sus redes el 67% de la energía eléctrica que se genera y consume en Argentina. La tensión de transporte que opera es mayor a los 220 kV, y la tensión de transmisión en extra alta tensión en el SADI es de 500 kV. De estos datos deviene su importancia estratégica.

Esa característica, y la de ser la única empresa en su tipo en toda la Argentina, la transforma en una empresa líder que cuenta con recursos humanos de altísima especialización que no existen fuera de ella, ni en el sector privado, ni en la Academia, ni en el Estado nacional ni en los estados provinciales.

Ello configura una situación especial: no es suficiente con decir –como erróneamente lo ha hecho el MINEM- que la presencia del Estado en el sector solo se debe hacer a través de la regulación, en este caso del ENRE.

El Estado en general mantiene presencia en empresas de sectores estratégicos, como lo demuestra la experiencia mundial: la industria nuclear, la industria aeroespacial y muchas otras donde los servicios se prestan en condiciones de monopolio natural muestran como conveniente esta forma organizativa.

7.6. Razones institucionales

7.6.1.- El Estado nacional a través de ENARSA (que es una empresa estatal) posee el 50% de las acciones de CITELEC. El otro 50% pertenece a la empresa privada Pampa Energía.

CITELEC posee el 52% de las acciones de la empresa TRANSENER; el 48% restante de las acciones de esta última pertenece un 19% al Fondo de Garantía de la ANSES y el resto pertenece a un conjunto de accionistas independientes que cotizan en la Bolsa de Buenos Aires. CITELEC es la empresa controlante de TRANSENER, ya que reúne la mayoría del capital social. Al ser la participación del Estado nacional y del socio privado igualitaria las decisiones son tomadas por consenso entre ambos socios. Esto implica que ningún socio tiene el control pero si el poder de veto, ya que si un socio no aprueba una decisión el otro no puede imponer su voluntad. En este sentido, existe un co-control entre ambas empresas.

La experiencia de los últimos 12 años hasta el presente ha demostrado que el socio privado ha logrado imponer sus criterios de decisión al socio estatal.

En apretada síntesis, digamos que normalmente existen y han existido diferencias de enfoque en ciertas cuestiones clave donde el Estado empresario y el empresario privado difieren en forma substancial ⁴. No es conveniente que el Estado nacional renuncie a la intervención en cuestiones estratégicas de esta naturaleza. 7.6.2.- Finalmente, hay una última e importante razón para no vender TRANSENER, y es que el Estado nacional debe alentar al sector privado a invertir en aquellos sectores donde exista competencia y riesgo, evitando los monopolios privados originados en decisiones ministeriales. Bienvenido el sector privado en la inversión en la exploración petrolera, en la generación de energía eléctrica, en las energías no convencionales; en la construcción de rutas, puertos y sistemas ferroviarios afrontando los riesgos comerciales correspondientes y aportando los capitales necesarios para la construcción de los emprendimientos y la puesta en marcha. Bienvenido también el sector privado cuando a través de la PPP se suma a la construcción de la infraestructura necesaria para poner en marcha un país en desarrollo.

Firmas:

Dr. Pedro Albitos
Vicepresidente 1°

Ing. Gerardo Rabinovich
Vicepresidente 2°

Ing. Diego Grau
Secretario

⁴ Los casos de amplia divergencia son: 1) el pago del fee del operador; 2) Decisiones de hacer juicio al Estado nacional; 3) Reparto de Dividendos; 4) Valuación de Activos (Base de Capital); 5) reclamos sobre activos regulatorios; etc.

TGS INVIERTE EN VACA MUERTA

TGS está desarrollando una obra de **infraestructura Midstream** con una **inversión inicial de US\$ 300 millones** y que alcanzará los **US\$ 800 millones**.

TGS confirma su rol protagónico en la inversión privada, como sostén del crecimiento económico y la generación de empleo.

www.tgs.com.ar



Maestrini Comunicación

US\$ 300 millones
es la inversión inicial
que alcanzará los
\$800 Millones.



92km Tramo Norte
Gasoducto de 36"



33km Tramo Sur
Gasoducto de 30"



1 Planta de Acondicionamiento
60 MM.m3/d de capacidad total.

#ElGasInvierte

TGS



**ESTOS AEROGENERADORES TRANSFORMAN
EL VIENTO EN ELECTRICIDAD. Y SON NUESTROS.**

**PERO LO IMPORTANTE ES PARA QUÉ
TE SIRVE A VOS TODA ESA ENERGÍA.**

Estamos construyendo un nuevo parque eólico en el sur de nuestro país, que generará la energía eléctrica equivalente al consumo de 130.000 hogares. Porque en YPF venimos trabajando hace tiempo en crear nuevas energías para los tiempos que vienen. Para cuidar a tu familia y a la nuestra, que también vive acá.

YPF
ENERGÍA QUE NOS UNE