



OPORTUNIDADES EN LA ARGENTINA RELACIONADAS CON GEOTERMIA DE ALTA ENTALPÍA Y ALMACENAMIENTO DE GAS SUBTERRÁNEO*

HIGH ENTHALPY GEOTHERMAL AND UNDERGROUND GAS STORAGE OPPORTUNITIES IN ARGENTINA

Por DANIEL PÉREZ PARÍS**

Resumen: El objetivo de este documento es analizar fuentes de energía renovable geotérmica y la técnica de almacenamiento de gas subterráneo como mecanismos estratégicos para el aporte a la seguridad energética nacional.

Palabras clave: geotermia, almacenamiento de gas subterráneo, energías renovables.

Abstract: The scope of this paper is to examine geothermal renewable energy sources and the underground gas storage as strategic techniques for the national energy security.

Key words: Geothermal energy, underground gas storage, renewable energy.

* Recibido: 9/9/2017. Aceptado: 2/1/2018.

** Ingeniero electrónico (Universidad San Juan Bosco, 1990). Estudios en Petróleo y Reservorios (Universidad de Tulsa, 1995). Cursos en Marketing (Harvard Business School, 2008). Magister en Negocio Internacional (Universidad Robert Gordon, Escocia, con disertación sobre las "Capacidades de la Argentina para desarrollar a largo plazo y satisfacer demandas energéticas, perspectivas desde la calidad geológica, la regulación, la capacidad de la cadena de suministro", 2017). Completó recientemente la diplomatura en Desarrollo y Financiamiento de Proyectos de Energía Renovable (UCEMA, Buenos Aires, 2017). Es autor y coautor de 27 publicaciones técnicas y tiene una patente sobre el sistema de recuperación de agente de sostén de estimulación *offshore* en Noruega. Lideró las primeras completaciones en exploraciones de gas no convencional *shale* y *tight* en Europa y el norte de África. Cuenta con experiencia en aspectos de integridad de pozo para almacenamiento de gas subterráneo y proyectos geotérmicos adquiridos en Europa, y ha participado en foros de la industria con publicaciones técnicas relacionadas. Cuenta con más de 26 años de experiencia internacional en el sector energético en puestos técnicos y gerenciales en empresas de primera línea y consultoras especializadas. Sus asignaciones incluyeron posiciones en América Latina, Europa y África sobre construcción e intervención de pozos, ingeniería de estimulación, optimización de producción, y recursos no convencionales y renovables. Actualmente es socio fundador y director de Ramp Energy Consulting, una consultora internacional con sede en Buenos Aires. Correo electrónico: daniel.perez@ramp-energy.com.

§ 1. INTRODUCCIÓN

La Argentina es un país que históricamente supo disfrutar de una autosuficiencia energética hasta 2008 en cuanto a gas, y hasta 2012 en lo referente a petróleo¹. Sin embargo, ha sufrido desde entonces importantes déficits energéticos, debido principalmente a que los yacimientos petrolíferos y gasíferos sufrieron una fuerte declinación, mientras que el PBI y la demanda de energía iban en aumento, exacerbando aún más la brecha energética. Por lo tanto, existe la oportunidad de convertir esta debilidad en una fortaleza, aprovechando las formaciones no convencionales y otras fuentes de energías renovables y creando una base sólida para una matriz energética diversificada y robusta.

El objetivo de este artículo es analizar las fuentes de energías renovables geotérmicas y la técnica de almacenamiento de gas subterráneo (en adelante, AGS) como mecanismos estratégicos para al aporte de la seguridad energética nacional.

Estas fuentes serían relevantes en nuestro país dado el gran recurso disponible (geotermia), especialmente en alta entalpia en la zona cordillerana (Neuquén y Mendoza) y la disponibilidad de servicios de la industria de petróleo y gas para la construcción de pozos en estas mismas provincias hidrocarburíferas².

Dichas actividades tendrían un alto grado de maduración y experiencia en Europa y Estados Unidos. Las técnicas y servicios para el acondicionamiento de pozos de gas depletados y abandonados (en el caso de almacenamiento de gas) o construcción de pozos para extracción de vapor de agua caliente (geotermia) serían similares a los de extracción y explotación de petróleo y gas, actividades que están estrechamente vinculadas y con un sustancial potencial en la Argentina.

En el caso del almacenamiento de gas, existen en el país numerosos campos de gas depletados. Sin embargo, se deberá evaluar la proximidad a los centros de distribución que servirían para almacenamiento y alimentación de turbinas térmicas de generación eléctrica, compitiendo directamente con las fuentes fósiles líquidas (gas oil y Diesel) y LNG adquirido en modo *Spot Price*. Por ende, se desea examinar si existen las condiciones en la Argentina para incorporar fuentes de energía alternativas tales como energía geotérmica, y a su vez utilizar el almacenamiento de gas subterráneo como técnica para disminuir el impacto de los picos de demanda energética de tipo estacional. Tales iniciativas apuntarían a brindar soluciones a necesidades futuras de energía del país. Los aspectos críticos por evaluar serían en relación con la calidad de los recursos geológicos en el país, la demanda y el mercado de estos tipos de energía, la capacidad de oferta y el impacto ambiental de las actividades. Asimismo, es importante determinar estas variables a través

¹ IAPG (2016).

² NACUL y RODRÍGUEZ (1997).

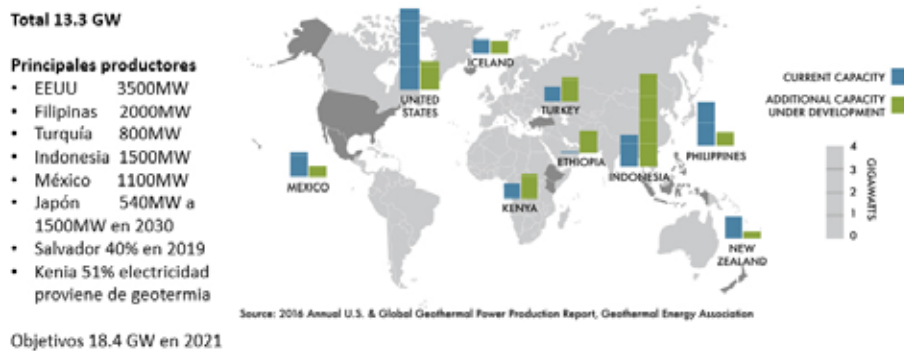
de un análisis económico de costos y rentabilidad, contemplando los precios de venta estacionales y las factibilidades técnico-económicas e implicaciones sociales. En el presente trabajo se examinan los aspectos mencionados, y el marco regulatorio en vigor, vacíos en cuanto a especificidades de esta actividad y posibles incentivos de dichas inversiones. Se formulan recomendaciones sobre posibles acciones para fortalecer esta industria y el desarrollo sostenible a largo plazo.

a) *ENERGÍA GEOTÉRMICA EN LA ARGENTINA.* — La energía geotérmica implica la utilización de vapor de agua caliente subterránea para la calefacción directa o la generación de energía. El agua a elevadas temperaturas (50 °C a 400 °C) se recupera en la superficie, produciendo vapor para alimentar una turbina que a su vez transforma la energía en electricidad. Típicamente, esta fuente de energía se encuentra disponible en regiones volcánicas o áreas con aguas termales.

La geotermia es una actividad difundida en el mundo, con una participación sustancial en la matriz energética de muchos países³. La generación mundial actual alcanza a 13,3 GW, con un objetivo al año 2021 de 18,4 GW⁴. La participación en geotermia (FIGURA 1) se observa en los países que poseen recursos naturales cerca de cadenas montañosas y volcánicas; tal es el caso de Filipinas, Estados Unidos, Italia, Turquía, México e Indonesia⁵.

FIGURA 1

Principales productores mundiales de energía geotérmica y proyecciones de producción futura



Fuente: GEOTHERMAL ENERGY ASSOCIATION (2016).

³ GEOTHERMAL ENERGY ASSOCIATION (2016).

⁴ GEOTHERMAL ENERGY ASSOCIATION (2016).

⁵ LUND *et al.* (2011); PARSONS (2013).

La Argentina contiene importantes recursos geotérmicos disponibles cerca de la región montañosa de los Andes. Sin embargo, este recurso no ha sido explotado en el pasado. Algunos proyectos inconclusos incluyen el complejo hidro-geotérmico Domuyo para generación de 100 MW, junto con la hidroeléctrica Colo Michico y Los Guiones⁶.

La explotación de un campo geotérmico se logra perforando pozos en los depósitos de agua caliente, con técnicas similares a las utilizadas en la industria de petróleo y gas. Por ende, estos recursos podrían ser explotados económicamente utilizando la misma capacidad instalada de la cadena de suministro ya disponible en las provincias de Neuquén y Mendoza.

Sin embargo, habría que aplicar un modelo de negocio apropiado para evaluar la viabilidad económica. En este sentido, el marco armonizado de las Naciones Unidas utilizado para comparar los recursos minerales sería una herramienta válida. Este marco permite justificar las inversiones mediante la comparación de la geotérmica con industrias difusas como la del petróleo y el gas⁷.

b) *OPORTUNIDAD DE ALMACENAMIENTO DE GAS*. — La Argentina dejó de ser autosuficiente en gas desde 2008⁸. En la actualidad el gas nacional solo abastece el 75 % de la demanda interna; el país debe importar el resto. Durante el periodo invernal se acentúa la falta de gas para inyectar en los gasoductos. En este periodo, se solicita a algunas de las industrias que reduzcan el consumo de gas ante la menor disponibilidad de gas importado desde Bolivia (actualmente en 14.000 millones de m³ de los 19.000 millones de m³ contratados) y dificultades operativas en los ingresos de barcos con gas licuado (GNL) a los puertos de Bahía Blanca y Escobar, lo que representa actualmente una emergencia nacional que afecta la economía, limitando el crecimiento⁹. La falta de capacidad de almacenamiento de gas es una carencia determinante para la seguridad energética nacional.

El almacenamiento de gas natural garantizaría la disponibilidad de provisión en el mercado, lo cual ayuda a reducir la volatilidad del precio y la incertidumbre. Las instalaciones de almacenamiento de gas cobran relevancia al permitir cubrir las variaciones entre la demanda y el suministro. Los gasoductos tradicionales que alguna vez pudieron satisfacer la demanda máxima de invierno son ahora incapaces de mantener el abastecimiento. A su vez, hay una creciente demanda de pico de verano de gas natural, debido a la generación eléctrica para refrigeración y el consecuente incremento de gas en plantas térmicas¹⁰.

⁶ PESCE (2000); AGENCIA DE INVERSIONES DEL NEUQUÉN (2016).

⁷ RIAVITS *et al.* (2015).

⁸ IAPG (2016).

⁹ CHÁVEZ-RODRÍGUEZ *et al.* (2017).

¹⁰ QADRAN *et al.* (2017).

La generación de electricidad despachable representa grandes oportunidades para el almacenamiento de gas. Los consumidores requieren una flexibilidad cada vez mayor y proveedores rentables. Las nuevas instalaciones de almacenamiento podrían suministrar a la red en forma instantánea. En consecuencia, estas soluciones reducirían la escasez estacional de la oferta, haciendo que el mercado sea menos volátil. El almacenamiento de gas natural se caracteriza principalmente por un alto caudal de entrega que se traduce en la eficiencia para colocar el gas natural en el mercado durante periodos de máxima demanda. Por lo tanto, sirve como una instalación de suministro “justo a tiempo” cerca de los centros industriales o de consumo, convirtiéndose en una estrategia para obtener precios atractivos en contratos de gas a largo plazo en países de Europa como Italia, Francia y Alemania, que son líderes en estas técnicas. Europa continental y los países del Este están afectados a interrupciones del suministro por parte del principal proveedor de gas, que es Rusia; por lo tanto, reducir la dependencia y las potenciales interrupciones durante períodos de invierno ha sido la principal motivación de la creación del almacenamiento subterráneo. En el caso de Estados Unidos, este mecanismo de almacenamiento, sea de petróleo o de gas subterráneo, ha sido utilizado por décadas para contrarrestar las deficiencias en el suministro por razones de escasez o geopolíticas¹¹.

Por su parte, la Argentina contiene diecinueve cuencas sedimentarias, de las cuales cinco (Noroeste, Cuyana, Neuquina, Golfo San Jorge y Austral) producen actualmente hidrocarburos. Estas cuencas poseen depósitos de gas depletados que potencialmente se convertirían en pozos de almacenamiento de gas. Las instalaciones de compresores de gas existentes podrían ser reconvertidos y reacondicionados para almacenar y bombear el gas al mercado en los períodos de mayor demanda¹². Por ende, se desea identificar yacimientos, sean de hidrocarburo depletado o acuíferos, que al estar cerca de los grandes centros de consumo podrían tornar económica su utilización.

§ 2. DESCRIPCIONES, PROBLEMÁTICA Y ANÁLISIS

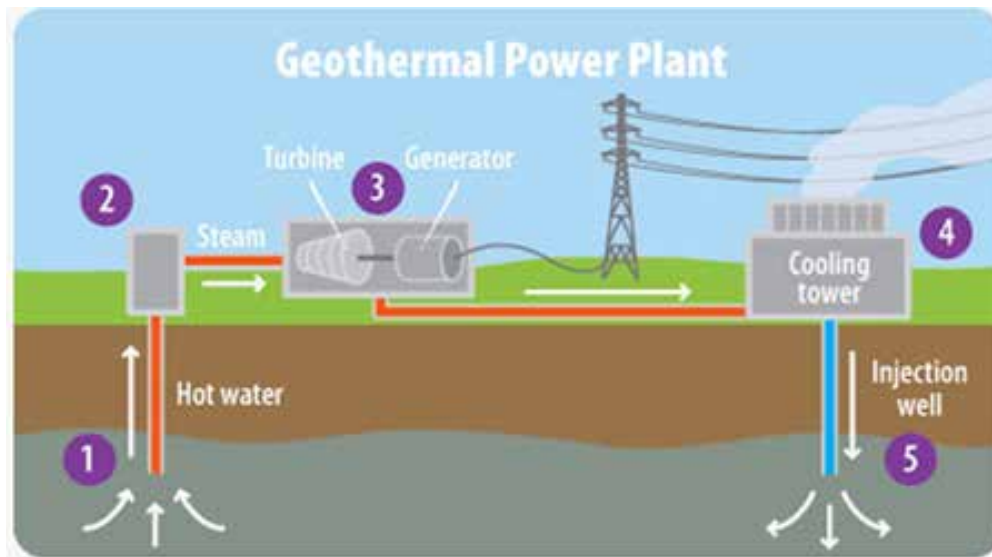
a) *GEOTERMIA*. — El recurso hidrotermal calorífico es producido por la tierra y se origina en las profundidades del planeta y en los bordes de las placas tectónicas y capas rocosas. Los sistemas hidrotermales se clasifican, según el origen, en volcánicos o no volcánicos. Los volcánicos son sistemas hidrotermales asociados a las fallas localizadas en el borde de las placas tectónicas, referentes a recursos de alta entalpía que producen vapor o agua caliente. Son candidatos para lograr estos efectos las rocas que poseen gradientes térmicos superiores a la media de 30 grados/1000 m.

¹¹ SIN AUTOR (2017).

¹² SALOMON ASSOCIATES (2016).

FIGURA 2

Esquema de sistema de generación geotérmica para producción eléctrica. Planta de energía geotérmica D STEAM-Geothermics (1984)



Fuente: U.S. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY.

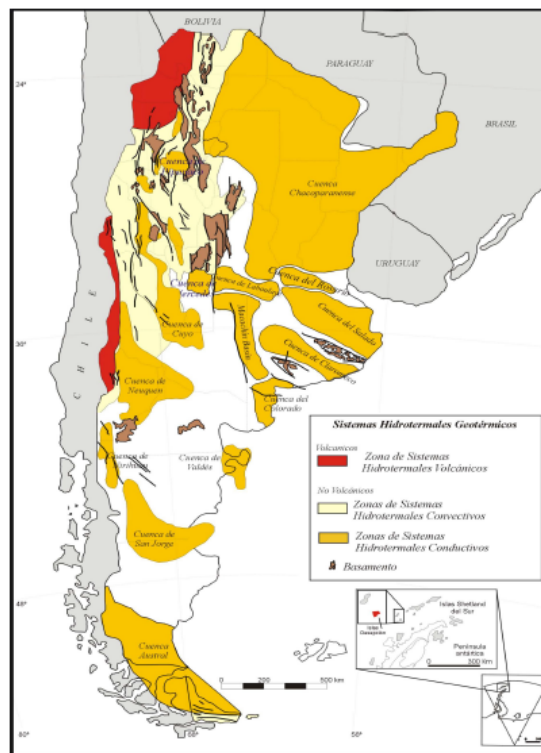
La geotermia de alta temperatura se utiliza para la generación de energía eléctrica. La condición está relacionada con el agua caliente y flujo (Q).

Los sistemas no volcánicos se dividen en convectivos, los cuales se asocian a fallas en zonas de actividad tectónica, y conductivos, que almacenan la energía térmica en rocas típicamente porosas de origen sedimentario. En esta zona se encuentran los recursos geotérmicos de baja temperatura, los cuales cuantitativamente son los más importantes porque afectan a vastas regiones, y sus aplicaciones están vinculadas a un uso directo del agua caliente, tales como los centros hidrotermales.

El éxito del descubrimiento del recurso geotérmico está relacionado a la caracterización del yacimiento. Estudios realizados entre 1976 y 1988 identifican más de trescientos puntos de interés geotérmico en el país. Las principales áreas con potencial volcánico para generación eléctrica en la Argentina están localizadas en la Puna y la cordillera de los Andes: Copahue (Neuquén); Domuyo (Neuquén); Tuzgle (Jujuy) y Valle del Cura (San Juan) (FIGURA 3).

FIGURA 3

Sistemas hidrotermales en la Argentina, resaltando las zonas volcánicas de la cordillera de los Andes



Fuente: PISTONE *et al.* (2006).

En Copahue la actividad se inició en 1976, con el fin de evaluar la posibilidad de alimentar una planta eléctrica piloto a partir del vapor de agua proveniente del pozo perforado¹³. El campo termal se encuentra en el extremo oeste y consiste en una megacaldera de 15 km por 20 km de diámetro, donde se ubica el volcán Copahue, de 2977 m. El primer reservorio geotérmico fue localizado entre 860 y 1060 metros. Se realizaron tres pozos: COP-1, a 1414 m; COP-2, a 1241 m y COP-3, a 1065 m. Los fluidos geotérmicos se utilizan actualmente para la calefacción y la balneoterapia. Se hallan temperaturas de más de 230 °C a una profundidad de 1000 m (muy superiores a la media de 30 grados/1000 m). Se instala una central de ciclo binario de 0,6 MW de potencia, generando energía eléctrica del vapor de pozo geotérmico Copahue-1, de donde se extrae vapor saturado a 6,7 toneladas/hora, entregando electrici-

¹³ AGENCIA DE INVERSIONES DEL NEUQUÉN (2016).

dad a la línea de 13,2 kV Caviahue-Copahue (FIGURA 4), la cual está actualmente en desuso. Este proyecto, además de ser una prueba piloto, permitió satisfacer la demanda local de energía eléctrica y conocer el comportamiento de la producción geotérmica del campo¹⁴.

Las investigaciones indican que se podría generar electricidad durante 30 años, utilizando el vapor desde una profundidad de 1200 m con una capacidad de generación de 30 MW¹⁵.

El Dr. Mauro Cataldi reconoció la existencia de áreas geotérmicas en el país. El autor afirma que la Argentina dispone de importantes recursos geotérmicos concentrados, sobre todo en el sector andino del país. Por otra parte, los recursos de alta entalpía podrían corresponder a un potencial geotermoeléctrico de al menos 1000 MW por un período de 30-50 años¹⁶.

Además se realizó un proyecto de derretimiento de nieve en el campo termal Copahue-Caviahue (Neuquén), donde se utilizan los fluidos geotérmicos para la calefacción de las calles (FIGURA 4). La ruta de acceso da a la Villa del Copahue, un centro termal reconocido mundialmente, con una capacidad para 2.500 baños termales diarios.

FIGURA 4

Planta de generación eléctrica a través de vapor geotérmico (Caviahue). Calles con calentamiento de vapor para producir derretimiento de nieve



Fuente: AGENCIA DE INVERSIONES DEL NEUQUÉN (2016).

En línea con lo que venimos planteando, Domuyo, en la provincia de Neuquén, es un campo con potencial hidrotermal, con una temperatura de 230 °C, que conserva una muy baja relación gas/vapor, mientras que los pozos de gradiente de 100 metros tuvieron una temperatura mayor que 30 °C,

¹⁴ AGENCIA DE INVERSIONES DEL NEUQUÉN (2016).

¹⁵ SEGEMAR (2014).

¹⁶ Cfr. SIERRA y PEDRO (1998).

alcanzando los 73,3 °C. Asimismo, el pozo N° 8 fue perforado a una profundidad de 376 metros, arribando a una temperatura de 180 °C en fondo de pozo. Como resultado, la sísmica indica que hay una zona de colapso entre los 500 y 1200 metros, en concordancia con lo indicado por el análisis gravimétrico en la aplicación del calefaccionado de una pequeña urbanización. Allí se completó la fase de desarrollo generando un modelo geotérmico, definiendo la zona de mayor importancia económica y localizando el sitio para realizar un pozo exploratorio profundo.

El yacimiento con potencial geotérmico de Tuzgle se localiza en el centro sur de la provincia de Jujuy, en el límite con la de Salta. Los estudios geológicos y geoquímicos del agua indican una mezcla entre las aguas profundas y superficiales y una temperatura geotermal del reservorio entre 132 °C y 142 °C. Sin embargo, en estos últimos años no se han realizado avances significativos. El yacimiento geotérmico de Tuzgle-Tocomar se encuentra próximo a un yacimiento de litio y potasio que requiere grandes cantidades de energía.

1. *Evaluación de proyectos.* El marco clasificatorio de las Naciones Unidas para la Energía Fósil y Recursos Minerales¹⁷ es una herramienta útil para evaluar y normalizar los diferentes recursos de energía geotérmica. Asimismo, en los años setenta el gobierno argentino solicitó a las Naciones Unidas su apoyo, a través del programa PNUD, para desarrollar la energía geotérmica en el país. Como resultado de la visita de un grupo de expertos, se concluyó que la explotación geotérmica merecía mayor atención por su gran potencial entálpico.

Este ejercicio es realizado por la compañía o ente interesado en el desarrollo de recursos geotérmicos. La metodología de la UNFC¹⁸ permite la normalización mediante el uso de un código de tres dígitos, indicando las características esenciales de la energía extraíble y los productos minerales aplicables a las economías de mercado. Este sistema de clasificación ayudaría a los países con economías en desarrollo a reevaluar sus recursos minerales según criterios determinados y cumpliendo con los estándares internacionales.

Los recursos energéticos y minerales naturales se describen en términos de: a) Recurso producido; b) Recurso remanente recuperable, y c) Recurso remanente no recuperable.

El foco principal de la UNFC se basa en los recursos recuperables. Los proyectos se clasifican según los tres criterios esenciales visualizado en tres dimensiones, como se muestra en las FIGURAS 5 y 8: viabilidad socioeconómica (E); factibilidad técnica de extracción (F), y conocimientos geológicos y

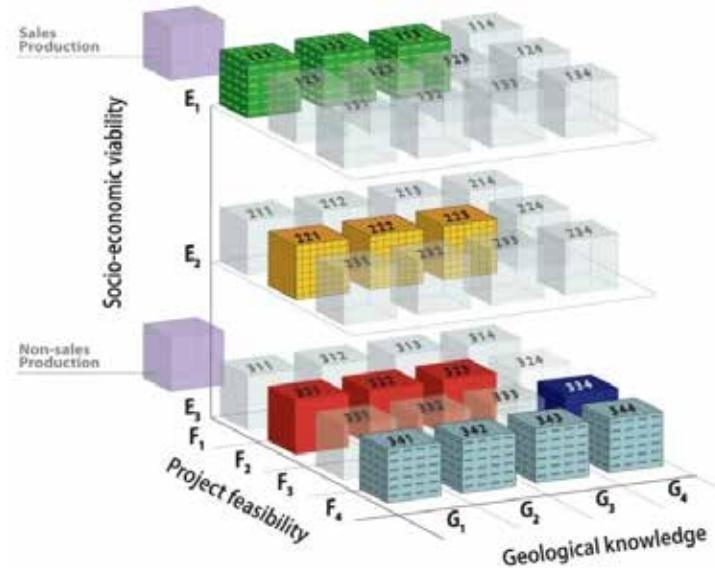
¹⁷ UNITED NATIONS ECONOMIC COMMISSION (2009).

¹⁸ La sigla corresponde al documento citado en la nota anterior: *United Nations Framework Classification for Fossil Energy and Mineral Reserves and Resources.*

potencial de recuperación (G). La visualización se hace a través de tres ejes progresivos.

FIGURA 5

Ejes de clasificación de proyectos



Fuente: UNITED NATIONS ECONOMIC COMMISSION (2009).

Para la clasificación se utilizan tres categorías principales para describir la viabilidad económica/comercial, la factibilidad del proyecto y el nivel de conocimiento geológico. Las cantidades de recurso son agrupadas en clases definidas por E a F y una categoría G, representada por los sub-cubos.

Para la determinación de la factibilidad comercial, la compañía interesada en desarrollar y producir el recurso debe satisfacer los siguientes criterios:

- a) Una positiva evaluación económica de la futura producción.
- b) Una expectativa de que existe un mercado para las ventas de la producción.
- c) Disponibilidad de instalaciones necesarias de producción y transporte.
- d) Seguridad en aspectos legales, ambientales, sociales y económicos para permitir la implementación del proyecto.

FIGURA 6

Crterios para clasificar reservas geotérmicas



Fuente: UNITED NATIONS ECONOMIC COMMISSION (2009).

2. *Problemática local.* Si bien el estudio de la geotermia detectó un alto potencial en las áreas mapeadas, su implementación no se llevó a cabo por las siguientes causas:

- La principal causa puede ser atribuible a la falta de impulso por parte del Estado, y a la falta de financiación disponible para su implementación¹⁹.
- Falta de conocimiento técnico y de negocio.
- Carencia de estudios profundos que analicen las posibilidades de desarrollo económico.
- Carencia de recursos humanos especializados en la industria.

Aunque las energías renovables pueden aportar beneficios socioeconómicos y medioambientales, su aplicación se enfrenta a una serie de obstáculos, especialmente en los países que no pertenecen a la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE).

Uno de estos obstáculos es la financiación: los sectores financieros subdesarrollados no pueden canalizar de manera eficiente los préstamos a los productores de energía renovable. La intermediación financiera, en particular la banca comercial, tiene un efecto positivo significativo en la cantidad de energía renovable producida, y el impacto es especialmente grande cuando consideramos las energías renovables no-hidroeléctricas, tales como la eólica, la solar, la geotérmica y la biomasa. También hay pruebas de que el desarrollo del sector de la energía renovable ha aumentado considerablemente en el período transcurrido desde la adopción del Protocolo de Kyoto.

3. *Costos.* La energía geotérmica actúa como un estabilizador de precios que compensa la dependencia de los mercados de energía generada de com-

¹⁹ BRUNNSCHWEILER (2010).

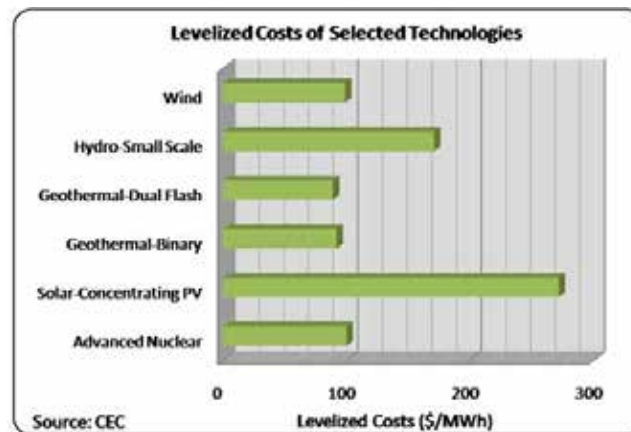
bustibles fósiles. Esto se debe a que la energía geotérmica no necesita combustible exterior para operar, sino que depende de una fuente constante de combustible libre de costo, tal como el vapor de agua. La energía geotérmica es capital-intensiva, por lo que todo el combustible se paga esencialmente por adelantado. Sin embargo, una vez que se construye el proyecto de energía, la mayoría de sus costos de producción de energía son conocidos y pocos parámetros de mercado pueden modificarlos.

Según algunos estudios²⁰, los costos de construcción de una planta geotermoelectrícula pequeña con capacidad de generación de 7 MW estarían en el orden de U\$S 10 millones, mientras que para una planta con capacidad de 30 MW, de última generación y mayor eficiencia, en la actualidad se necesitarían unos 15 millones de la misma moneda. Dicha planta incluiría la instalación de turbina, generador, bomba de agua de refrigeración, compresores, transformadores y sistema de control. Los costos de operación y mantenimiento de una planta geotérmica se estiman entre 15 y 30 U\$S/MW.

Estos costos serían equivalentes a los de la generación eólica en la Argentina, donde el costo de cada aerogenerador ronda 1,5 millones de dólares²¹ en modo “full EPC” o llave en mano, mientras que el precio por MW oscila entre 46 y 59 U\$S/MW según las rondas de licitación RenovAR 1 y 1.5²² y en Uruguay es de 70 U\$S/MW. El costo mayor en un sistema geotérmico está representado en un 54 % del costo total por la planta de generación eléctrica, pozos, líneas de transmisión y demás instalaciones superficiales (ver FIGURA 7).

FIGURA 7

Comparación de costos por energía renovable



Fuente: KLEIN (2009).

²⁰ PISTONE *et al.* (2006).

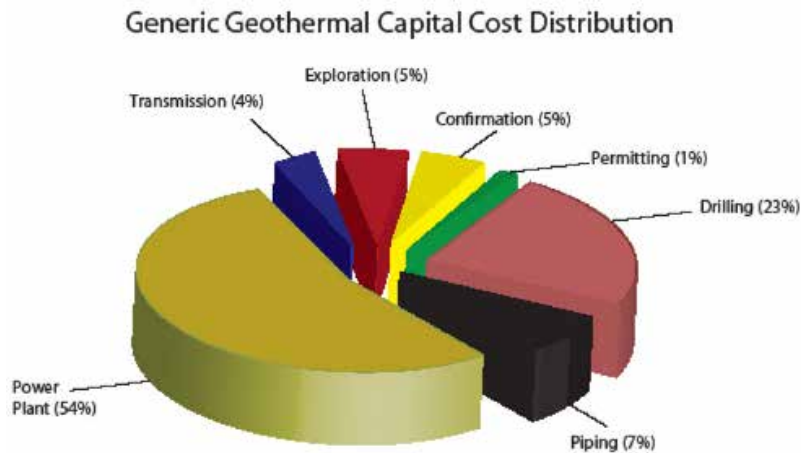
²¹ LÓPEZ-GAVIÑO (2016).

²² SIN AUTOR (2016a).

Si bien el costo de una nueva central geotérmica es superior comparativamente al de una central térmica de gas natural (65 % vs 22 %), a largo plazo los dos sistemas presentan costos similares. Esto se debe a que los costos de construcción de una planta térmica que funcione con gas natural representan solo un tercio del precio total de instalación, mientras que el combustible representa dos tercios del costo durante la vida útil. Los costos iniciales de construcción de una instalación geotérmica, en cambio, representan dos tercios o más de los costos totales. Así, aunque la inversión inicial es alta para la geotermia, esta actividad sigue siendo económicamente superior a largo plazo, cuando se consideran los costos de capital y los costos totales de combustible²³.

FIGURA 8

Contribución de costos en un proyecto geotérmico



Fuente: HANCE (2005).

Existen diversos factores que influyen en el costo de una planta de energía geotérmica. En general, las plantas geotérmicas se ven afectadas por el costo del acero y mano de obra, que son universales para la industria energética. Sin embargo, los costos de perforación también pueden variar. Los proyectos geotérmicos son específicos de cada sitio, por lo que los costos de conexión a la red eléctrica varían de un proyecto a otro. Además, los primeros proyectos en un área o reservorio en particular impactan en los riesgos como en los costos. Los desafíos en los permisos y habilitaciones varían según el proyecto.

En la Argentina, a través de los fondos de garantía como FODER, accesibles a través de participación en las licitaciones RenovAR, existiría finan-

²³ GEOTHERMAL ENERGY ASSOCIATION (2016).

ciación disponible del Banco Mundial para abordar dichos proyectos y cubrir instalaciones de superficie y la construcción de pozos de recurso geotérmico²⁴. También se encuentran disponibles seguros para cubrir riesgos específicos de esta actividad. Según la experiencia en Turquía, para una planta de 30 MW, con una inversión de 15 millones de dólares, los retornos financieros esperados serían del orden del 20 % al 40 %²⁵, con un repago de deuda a siete años.

4. *Regulación.* Es necesario un estudio comparativo de los países con recursos de clase mundial²⁶. Tal es el caso de Turquía, que es la tercera potencia geotérmica en Europa, y por ser un país en desarrollo tendría similitudes con el caso de la Argentina. Desde el año 2010, el gobierno turco introduce incentivos favorables, por lo que se establecen precios de 105 a 132 U\$S/MW, mientras que el funcionamiento tiene un costo de 20 U\$S/MW. Además, el gobierno ofrece acceso a financiación y a importantes incentivos impositivos durante los primeros cinco años de generación eléctrica, junto con la posibilidad de inyección a la red o venta directa a terceros. Estas medidas atrajeron importantes inversiones por 400 MW desde 2010 en adelante. En la actualidad la capacidad de generación geotérmica de este país es de 700 MW, con el objetivo para 2023 de generar 1000 MW, a través de nuevas plantas geotérmicas actualmente en construcción.

En Turquía, las licencias de explotación para la generación de energía eléctrica de fuentes renovables se otorgan en campos denominados “verdes”. La asignación de licencias es similar a las del petróleo y el gas, con diferenciación de áreas para producción y otras para exploración. Las licencias se asignan típicamente por 30 años, con opciones de extensión cada 10 años. Se otorga licencia a bajo costo versus el valor nominal de 1,5 millones de U\$S/MW. Las áreas asignadas poseen bajo costo de conectividad a las redes nacionales de distribución eléctrica.

Para garantizar la factibilidad es fundamental realizar los estudios geotérmicos de subsuelo en el área y áreas de adyacencia. Asimismo, se recomienda realizar un estudio del mercado eléctrico, de inversión, y financiación a largo plazo para garantizar el éxito del emprendimiento. Estos estudios se pueden realizar con combinaciones de recursos humanos en el país, que aportan el conocimiento local, y de países con probada experiencia, como los europeos o Estados Unidos. Se estima una duración de tres a seis meses para la realización de estas tareas. A pesar de que hoy no existen proyectos geotérmicos avanzados, excepto el de Copahue, en Neuquén, que tiene un mayor grado de maduración, se esperan oportunidades para el desarrollo geotérmico y generación eléctrica en las próximas rondas de licitaciones RenovAR²⁷.

²⁴ SIN AUTOR (2017b).

²⁵ AKSOY (2014).

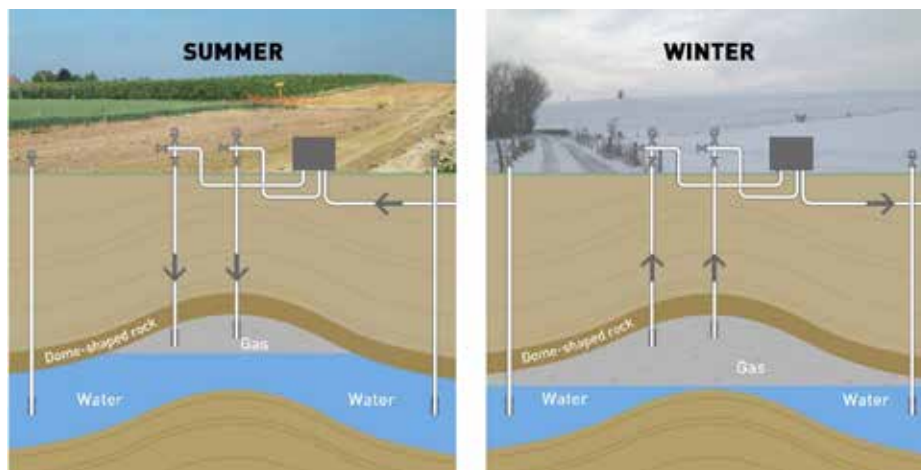
²⁶ KORKMAZ *et al.* (2016).

²⁷ SIN AUTOR (2016a).

b) *ALMACENAMIENTO DE GAS SUBTERRÁNEO*. — La metodología utilizada para el diseño de instalaciones de almacenamiento de gas requiere análisis petrofísicos y mecánicos del subsuelo para asegurar que el almacenamiento del gas sea a largo plazo. Los parámetros más importantes son el volumen de gas de trabajo, que se determina por el volumen de almacenamiento, y la diferencia entre las presiones de gas máxima y mínima (“working gas”). Siempre quedará un volumen de gas almacenado, que se denomina “gas de colchón” (“cushion gas”). El otro parámetro es el régimen de extracción máxima del gas almacenado (“deliverability”), que se ve limitado por la resistencia al flujo en el pozo de producción y en las rocas porosas. Es importante la utilización de tecnologías en tiempo real, para proveer el monitoreo de la integridad del reservorio y observar la evolución de la capacidad de almacenaje.

FIGURA 9

Esquema de sistema de almacenamiento de gas subterráneo



Fuente: EIA (U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION) (2015).

1. *Desafíos locales*. Los principales desafíos asociados a las técnicas de almacenamiento subterráneo están relacionados con: *a)* los costos; *b)* la capacidad de almacenamiento; *c)* la integridad de los pozos para evitar pérdidas; *d)* las grandes distancias a los centros de consumo.

En el caso de la Argentina, si bien posee yacimientos con buena capacidad de gas depletado que cumplirían las condiciones necesarias, estos se encuentran distantes de los grandes centros industriales y de consumo residencial. A diferencia de la transmisión de electricidad, el gas natural se desplaza a baja velocidad en gasoductos debido a su inercia. Por esta razón, los centros de almacenamiento de gas deberían estar cerca de los centros de

consumo (menos de 100 km), considerando las demandas del mercado y las condiciones geológicas de los reservorios.

2. *Situación del AGS en la Argentina.* La Argentina contiene reservas y recursos de gas significativos situados en las cuencas del noroeste, Neuquén, Magallanes y Golfo San Jorge, con capacidad de suministro por un período de al menos 30 años²⁸. Sin embargo, estos yacimientos se encuentran lejos de los principales centros de consumo de Buenos Aires, Córdoba y Rosario, lo cual podría representar una dificultad. A diferencia del sistema de transmisión de electricidad y debido a la baja velocidad a la que el gas natural se mueve a lo largo de las tuberías, estos sistemas tienen una fuerte inercia física.

La demanda estacional en invierno se incrementa en un 50 %²⁹, lo cual hace esencial desarrollar soluciones integrales de almacenamiento, transporte y distribución. Actualmente, debido a la crisis en la falta de gas para la generación eléctrica, se favorece el suministro residencial afectando la industria con cortes, lo cual afecta la producción y consecuentemente limita el crecimiento del PBI.

Ante esta realidad, se decide en los años noventa realizar pruebas piloto de almacenamiento subterráneo, que se instrumentan en un campo de petróleo depletado en la provincia de Mendoza, el campo Lunlunta Carrizal, con resultados no favorables. La otra prueba se realiza en el campo Diadema, en la provincia de Chubut, un campo de gas depletado, con resultados favorables. Se realizan las etapas de simulación numérica, comisionamiento de la planta de compresión, e inyección de gas en el reservorio.

3. *El campo Diadema.* El campo Diadema se encuentra a 40 km al noroeste de la ciudad de Comodoro Rivadavia, en el flanco norte de la cuenca del golfo San Jorge. La formación de almacenamiento se denomina Banco Verde y se compone de una arenisca de alta porosidad (25 a 30 %) y alta permeabilidad (> 2 Darcy³⁰). La formación Banco Verde es un yacimiento de gas depletado con un espesor medio de 15 metros y una presión original de 28 bares. Se estima la capacidad de almacenamiento (“working gas”) en 70 millones de m³ y el caudal de entrega de alrededor de 400.000 m³/día, con posibilidades de “pico” a 600.000 m³/día.

Las instalaciones, que se encontraban fuera de servicio, fueron reacondicionadas en 1992 para el proyecto piloto de inyección de gas. El gasoducto posee un diámetro de 10 a 12 pulgadas y una longitud de 7,1 km, aptos para operar en alta presión (65 bares), que conecta el depósito subterráneo con un ducto de 12 pulgadas, perteneciente a la compañía de distribución de gas

²⁸ NACUL y RODRÍGUEZ (1997).

²⁹ INSTITUTO ARGENTINO DEL PETRÓLEO Y EL GAS (2014).

³⁰ La unidad de medida Darcy señala la mayor o menor facilidad con la que el medio deja pasar el agua a través de él por unidad de área transversal a la dirección del flujo.

Camuzzi Gas. A su vez, este ducto se conecta con la red nacional General San Martín, luego de pasar por la planta de compresión de Manantiales Behr³¹.

En el año 2001 se adicionan cinco pozos de inyección con caudal de 300.000 m³/d por pozo. Se instala un compresor de 2000 HP para ampliar la capacidad de extracción.

Diadema constituye el primer proyecto de gas natural subterráneo comercial en la Argentina, que utiliza la capacidad vacante de transmisión del gasoducto General San Martín.

El campo es operado por YPF, mientras que CAPSA Diadema es propietaria del yacimiento. Durante el verano, es utilizado por YPF para la inyección de excedente de gas, a fin de cumplir con sus obligaciones en virtud de la venta de gas natural procedente de la cuenca del Golfo San Jorge. Este proyecto mejora el desarrollo y producción de petróleo de los campos productores de gas asociado, contribuyendo así a evitar el cierre de pozos con alto gas oil *ratio* en el periodo de verano. Esta situación conduce a un aumento de la producción de hidrocarburos en la cuenca Austral y Golfo San Jorge, un hecho que ayuda a la economía de las provincias debido a mayores ingresos en regalías anuales.

La proximidad a la ciudad de Comodoro Rivadavia ofrece mejor confiabilidad y calidad al suministro de gas natural, convirtiendo a Diadema en un nuevo punto de entrega en el red de distribución, que funcionará de forma independiente del sistema principal de transporte durante la temporada de invierno.

4. *Economía de los proyectos de almacenamiento de gas.* Las ventajas económicas de utilizar el almacenamiento subterráneo de gas para equilibrar las variaciones en el gas se ilustran a continuación, comparándolo con las principales soluciones tales como el incremento de producción en boca de pozo y el transporte por gasoducto, el aumento de las ventas ininterrumpibles y la instalación GNL³².

Las ventajas económicas del uso de almacenamiento de gas subterráneo para equilibrar las variaciones en la demanda de gas pueden compararse con las de otros métodos tradicionales. Los siguientes son los métodos comúnmente utilizados:

- 1) Desarrollo de campo de almacenamiento subterráneo de gas seco.
- 2) Desarrollo de campo de almacenamiento subterráneo acuífero.
- 3) Aumentar las compras de gas de gasoducto.
- 4) Aumentar las compras del gasoducto con compras ininterrumpibles.
- 5) Instalaciones de LNG.
- 6) Instalaciones de LPG.

El costo medio de inversión para el almacenamiento en campo de gas depletado es de 1,23 U\$S por MCF de almacenamiento superior. Los costos de operación son iguales tanto para campos grandes como chicos; por lo tanto, puede ser alto o bajo respecto del tamaño del campo en particular.

³¹ RODRÍGUEZ Y SANTISTEVAN (2001).

³² SCHWALM (1971).

La TABLA 1 muestra los costos calculados para el almacenamiento con todos los métodos en Estados Unidos. Para el caso de almacenamiento en campo de gas seco, el costo total anual para suministrar 3,0 BCF³³ del gas es de 1.453.500 U\$S o 0,48 U\$S/MCF vs. 3.045.000 U\$S o 1,33 U\$S/MCF para GNL.

TABLA 1

Análisis de costos de técnicas para evitar picos de demanda

| (1) Method Used | (2) Investment | (3) Annual Carrying or Demand Charge | (4) Annual Commodity Cost | (5) Annual Operating Cost | (6) Net Total Annual Cost |
|--|------------------------------|---|------------------------------------|------------------------------------|---------------------------------|
| Dry gas storage | \$3,690,000 (\$1.23/Mcf*) | \$553,500 (0.15 × Col. 2) | \$750,000 (25¢/Mcf) | \$150,000 (5¢/Mcf*) | \$1,453,500 (48¢/Mcf) |
| Aquifer storage | 4,470,000 (\$1.49/Mcf) | 670,500 (0.15 × Col. 2) | 750,000 (25¢/Mcf) | 240,000 (8¢/Mcf*) | 1,660,500 (55¢/Mcf) |
| Increase pipeline supply, no interruptible sales | — | 3,600,000 (\$36/Mcf) | 750,000 (25¢/Mcf) | — | 4,350,000 (\$1.45/Mcf) |
| Increase pipeline supply, interruptible sales (33.5 Bcf) | — | 3,600,000 (\$36/Mcf) | 750,000 (25¢/Mcf) | — | 3,345,000** (\$1.12/Mcf) |
| LNG facilities | 13,300,000 | 1,955,000 (0.15 × Col. 2) | 750,000 (25¢/Mcf) | 300,000 (10¢/Mcf) | 3,045,000 (\$1.02/Mcf) |
| LPG facilities | 4,500,000 | 675,000 (0.15 × Col. 2) | 3,000,000 | 300,000 (10¢/Mcf) | 3,975,000 (\$1.33/Mcf) |

Fuente: SCHWALM (1971).

Si bien el análisis comparativo determina la ventaja del AGS por sobre los otros métodos, siendo doblemente más atractivo que el LNG, el análisis basado en la economía del proyecto representa sólo una parte de la realidad. La falta de campos de gas depletados cerca de los centros de consumo o la carencia de condiciones geológicas necesarias para el almacenamiento del acuífero pueden eliminar la selección de esta técnica. Se recomienda realizar los ajustes para la economía argentina, con los costos de realización de un campo de almacenamiento de gas y su comparación con el GNL.

En la Argentina no existe hoy un precio diferenciado estacional para almacenamiento y recuperación de gas en verano/invierno, lo cual implicaría la inviabilidad económica de proyectos de AGS con el actual sistema tarifario. Debido a los altos costos de capital de inversión, la técnica de AGS sería más atractiva económicamente en campos de gas depletados, con pozos existentes e instalaciones de superficie tales como compresores; por ende, minimizando la inversión total requerida. Otros componentes principales en la formación de precios en la cadena gasífera para el análisis de rentabilidad financiera incluyen, además del precio en boca de pozo, las tarifas de transporte, distribución e impuestos. Otros criterios considerados en la evaluación son los factores sociales y ambientales.

5. *Escenarios de suministro de gas a los mercados. Expansión de red de gasoductos. Integración energética del Cono Sur.* En el Cono Sur, el gas está desempeñando un papel estratégico. Con Brasil y la Argentina en un déficit

³³ 1 BCF = 1.000 millones de pies cúbicos.

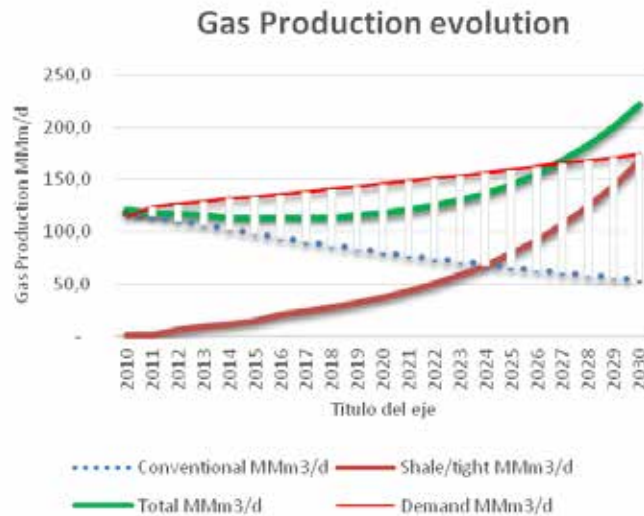
de energía y Bolivia en declinación para abastecer para las próximas décadas, el gas natural en forma de GNL debe ser importado³⁴. Actualmente, el GNL se utiliza esporádicamente para cubrir la escasez temporal, pero a expensas de los precios de mercado spot desfavorables. La región tiene un enorme potencial para la generación de energía, electricidad y distribución a través de una red integrada. A pesar de que la región está marcada por sentimientos de soberanía, un legado de colaboración podría prevalecer a futuro.

De acuerdo con ciertos escenarios energéticos³⁵, se estima que para 2030 la demanda de gas estaría en el orden de 174 millones de m³/d. Considerando un análisis de la combinación de declinación natural de gas y el incremento debido a contribución de formaciones no convencionales (*shale/tight*), se podría reducir la brecha. Si se considera la exitosa implementación del desarrollo de energías no convencionales³⁶, la producción equivalente al 2030 estaría en el orden de 206,6 millones de m³ de gas natural por día, correspondiente a una contribución de 48 % de fuentes convencionales y un 52 % de fuentes no-convencionales (FIGURA 7). En tal caso se produciría un excedente de 32,6 millones de m³/d.

FIGURA 10

Proyecciones al año 2030 de producción de gas convencional

Se observa que la contribución de *shale/tight gas* reduce la brecha. El análisis asume el crecimiento de *shale/tight* hasta lograr una economía de escala.



Fuente: Elaboración del autor.

³⁴ BARRIL y NAVAJAS (2015).

³⁵ FERNÁNDEZ (2015).

³⁶ CEFIDAS (2015); ACCENTURE (2016).

Con respecto al gas importado, en el escenario energético citado se estima que los volúmenes de Bolivia se mantienen, mientras que el GNL complementa los requerimientos adicionales. Además, se proyecta importar gas de Uruguay y Chile a través de envíos de GNL hacia fines del período 2030-2035.

Considerando un 10 % de almacenamiento estratégico para las importaciones se necesitarán unos 17,4 millones de m³/d para cubrir el riesgo en el suministro a riesgo. Sin almacenamiento estratégico se requerirían 29.000 millones de metros cúbicos (BCM) de volumen de gas de trabajo.

El buen funcionamiento de los mercados aportaría flexibilidad, pudiendo reducir la brecha a través del almacenamiento de 17,4 millones de m³/d en el futuro. Las obligaciones estratégicas de almacenamiento requerirían la intervención del Estado y una relación equilibrada entre una parte regulada del mercado de almacenamiento de reservas estratégicas y el mercado para el uso residencial e industrial.

6. *Regulación.* Sería necesario plantear una serie de reformas legislativas para implementar un régimen regulatorio que promueva la actividad de AGS. Para ello, se requiere que la legislación nacional sea revisada para contemplar los aspectos técnicos y legales relacionados con esta actividad. Algunas de las limitaciones que se identifican con esta actividad incluyen:

a) ¿A quién pertenece el gas inyectado? ¿Al Estado o a la compañía productora? Esto es particularmente relevante para evitar el pago doble de regalías y es un tema complejo, debido a que, con esta técnica, el gas ya procesado es reinyectado en una formación deplegada para luego ser recuperado por segunda vez.

b) ¿Cuál sería el régimen regulatorio que se aplicaría?

c) ¿Quién sería el responsable en caso de perjuicios a terceros originados por la práctica de almacenamiento subterráneo de gas?

El punto más importante con la práctica de almacenamiento de gas es sobre la propiedad del gas una vez que es inyectado: si es del Estado una vez inyectado (tal como todos los recursos naturales subterráneos) o si mantiene la propiedad la compañía productora.

Los riesgos más comunes se relacionan con pérdidas por falta de sello hidráulico dentro del reservorio, produciendo la pérdida del gas inyectado y, por lo tanto, afectando negativamente la economía del proyecto. Otro mecanismo de pérdida de gas hacia la superficie se produce por problemas de integridad del pozo, manifestándose canalizaciones en la cementación. Por ende, la integridad del pozo se transforma en un punto crítico para evitar tales riesgos.

§ 3. POSIBLE PLAN DE ACCIÓN Y RECOMENDACIONES

Las perspectivas de desarrollo del recurso geotérmico en la Argentina son elevadas. Sin embargo, faltan estudios específicos para evaluar el potencial geotérmico en áreas andinas del país. Se estima que existen en Argentina recursos de alta entalpía con un potencial geo-termoeléctrico de 1000 MW por un período de 30 a 50 años³⁷. Los recursos de media y baja entalpía resultan superiores a cualquier valor imaginable de la posible demanda de calor. Estos valores justificarían el esfuerzo e inversión para evaluación de los recursos geotérmicos de alta temperatura, para producción eléctrica a costos competitivos con otras formas de energía

En cuanto al almacenamiento de gas subterráneo, se propone un modelo de mercados estacionales de gas que sean lo suficientemente flexibles como para incluir los picos de la oferta y la demanda. Asimismo, se considera importante aplicar políticas alternativas basadas en topes de precios y tarifas asociadas al comportamiento del mercado estacional.

La tecnología y la innovación serían aportes fundamentales para el crecimiento de las actividades de geotermia y AGS en la Argentina. La utilización de modelos existentes en Europa que puedan ser replicables y adaptables en nuestro país puede ayudar a lograr resultados y optimizar los procesos.

POTENCIALES ACCIONES RECOMENDADAS. — 1) En geotermia se recomienda difundir para crear conocimiento a través de estudios específicos:

a) Identificar entidades con potencial e interés:

i) Gobiernos de Neuquén, Mendoza, Jujuy.

ii) Compañías de exploración y producción privadas.

b) Promoción a través de talleres de trabajo y proyectos de industria integrada.

2) Prestación de asistencia técnica a provincias y grupos de interés.

a) Reconocimiento de zonas potencialmente aptas para el aprovechamiento geotérmico.

b) Prefactibilidad en áreas según estudios previos y posibilidades de exploración.

c) Priorizar áreas que permitan cubrir necesidades energéticas en zonas de interés social, minero y geopolítico.

3) Difusión y promoción de las aplicaciones de las tecnologías correspondientes. Capacitación de los recursos humanos.

4) Investigación, apoyo gubernamental y fondos de inversión en geotermia y renovables.

5) En el caso de energía geotérmica, proponer estudios de explotación en forma piloto cerca de centros de consumo. Generar energía térmica para calefacción y electricidad, como en Malargüe.

³⁷ SIERRA y PEDRO (1998).

6) Proceder al mapeo de las zonas con entalpía natural y realizar estudios integrales de recursos, ambiente regulatorio, impactos ambientales y beneficios sociales.

7) En geotermia, se recomienda la creación de grupos interdisciplinarios que cubran la actividad sísmica, estudios geo-científicos en el área de construcción de pozos, geología, geofísica, geomecánica, rocas, completación de pozos, estudios integrales de factibilidad técnica, económica, social.

8) Se recomienda la aplicación del método UNFC (2009), utilizado para la clasificación de proyectos basados en los tres dominios de calidad geológica, factibilidad técnica e impacto socioeconómico.

9) En AGS, se recomienda realizar estudios integrales de geología para la identificación de campos de hidrocarburo depletado y reservorios de agua cercanos a centros de consumo.

10) Revisión del marco legal, que no contempla actualmente el almacenamiento de gas y su posterior venta en el mercado.

11) Sugerir modificaciones al marco existente a fin de ofrecer condiciones atractivas para potenciales inversores en este segmento.

12) Para el almacenamiento de gas, se deberían realizar pruebas piloto en campos en zonas hidrocarburíferas que contengan campos depletados cerca de los centros de consumo, en las provincias de Neuquén y Mendoza, como complemento al ya exitoso caso de Diadema (Chubut), que suministra gas para generación eléctrica a la ciudad de Comodoro Rivadavia.

13) Considerar a la geotermia y el AGS como un complemento a la industria del petróleo y el gas. De este modo se atraería no solo a compañías relacionadas con este rubro, sino también a aquellas relacionadas con la generación de energía eléctrica. Esto permitiría cubrir el ciclo de generación, almacenamiento de gas y distribución.

14) Promover las actividades de geotermia y almacenamiento de gas para otorgar un impulso adicional a la industria del petróleo y el gas, afectada últimamente por la caída de los precios internacionales. Esa iniciativa estaría acompañada por un programa y el apoyo del Estado con el fin de promover estas fuentes de energía y almacenamiento (ver TABLA 2).

La promoción de estas actividades proveería la generación de empleo, en las actividades en petróleo convencional, ya que el foco últimamente estuvo concentrado en el desarrollo de formaciones *shale*. Esto sería particularmente aplicable a las cuencas del Golfo San Jorge (Chubut y Santa Cruz), Mendoza y Salta.

TABLA 2
*Mapeo de recursos y presencia de la industria según
 provincias o zonas*

| <i>Provincia / zona</i> | <i>Recurso</i> | <i>Industria de petróleo y gas</i> |
|-------------------------------|---|------------------------------------|
| Neuquén | Petróleo y gas convencional. Shale Gas. Geotérmico. Almacenamiento de gas. | Disponible. |
| Mendoza | Petróleo y Gas convencional. Geotérmico. Almacenamiento de gas. | Disponible. |
| Salta | Petróleo y gas convencional. Almacenamiento de gas. Geotérmico. | Disponible. |
| Cuenca del Golfo San Jorge | Petróleo y gas convencional. Almacenamiento de gas. | Disponible. |

§ 4. CONCLUSIONES

Las técnicas de geotermia y AGS representarían un importante aporte a la seguridad energética nacional. A su vez, estos mecanismos proveerían soluciones para el desarrollo sustentable, reducción de emisiones de CO₂ y cambio climático. Estas tecnologías emergentes proveerían oportunidades en el ámbito de la investigación impulsando un cambio estructural y la creación de oportunidades en contexto de geotermia y renovables.

En cuanto al recurso geotérmico en la Argentina, por sus características geológicas, existen amplias zonas con manifestaciones termales de baja temperatura donde la puesta en marcha de proyectos vinculados con aplicaciones de los fluidos geotérmicos permitirá satisfacer demandas productivas y contribuir a mejorar la calidad de vida de esos lugares. Se trata de aplicaciones de la geotermia en urbanizaciones que miren al futuro, con soluciones replicables tales como calefacción y generación eléctrica, que puedan ser trasladadas a otros contextos geográficos.

La Argentina dispone de importantes recursos geotérmicos concentrados sobre todo en el sector andino del país. Los recursos de alta entalpía podrían corresponder a un potencial geo-termoeléctrico de al menos 1000 MW por un período de 30-50 años.

A pesar de la declinación natural de gas convencional, el *shale gas* podría abastecer la demanda actual del país durante 300 años³⁸. El petróleo y el

³⁸ ACCENTURE (2016).

shale gas no solo tienen el potencial de resolver la actual deficiencia energética en la Argentina, sino también el de proporcionar una plataforma sólida para el crecimiento económico sostenido de las generaciones futuras. A su vez, los recursos de gas no convencionales en la Argentina podrían ofrecer otra oportunidad a la integración energética regional, ayudando a restablecer el equilibrio entre la oferta y la demanda en el Cono Sur.

El almacenamiento es una fuente importante para proporcionar flexibilidad en la oferta a fin de satisfacer la demanda estacional de gas natural. Sin embargo, esta flexibilidad en la oferta es ahora únicamente proporcionada por la producción nacional e importada desde Bolivia y barcos de GNL. La disminución de las reservas aumentará la dependencia de las importaciones de fuentes lejanas, que son menos flexibles. Por lo tanto, la flexibilidad debe ser proporcionada por almacenamiento para permitir administrar el recurso estratégicamente.

En la Argentina existe una experiencia técnica y comercial de almacenamiento de gas, en el campo Diadema. Este es el primer proyecto de gas natural subterráneo en Latinoamérica que establece una experiencia y un desarrollo tecnológico, que utiliza capacidad de transmisión ociosa del gasoducto General San Martín para inyectarlo y a su vez suministrar el gas a la ciudad cercana.

Se concluye que, con la desregulación de los mercados con el fin de lograr flexibilidad, las fuerzas mismas del mercado podrían cerrar una brecha de almacenamiento de gas de 17,4 millones de m³/d en el tiempo. Esto crearía oportunidades en las prácticas comerciales de la empresa productora en boca de pozo, de transporte, almacenamiento y comercialización. Las obligaciones estratégicas de almacenamiento requerirían la intervención del Estado y una relación equilibrada entre una parte regulada del mercado de almacenamiento de reservas estratégicas y el mercado residencial e industrial.

A su vez, serían necesarias reformas legislativas para implementar un régimen regulatorio y tarifario para incentivar la actividad específica de AGS.

La influencia del sector financiero en el uso de recursos de energía renovable como geotermia y almacenamiento de gas sería vital para su desarrollo, así como también las políticas de estado que fomenten el desarrollo de este recurso.

BIBLIOGRAFÍA CITADA

- ACCENTURE (2016): *Reimagining Argentina. An Unconventional Look Towards 2035* (Buenos Aires, Accenture).
- AGENCIA DE INVERSIONES DEL NEUQUÉN (2016): “Proyecto Geotérmico Copahue” (Neuquén, Agencia de Inversiones del Neuquén), disponible en <http://www.adinqn.gov.ar/index.php/es/proyectos/proyecto-geotermico-copahue> (último acceso: 2/1/2018).
- AKSOY, Niyazi (2014): “Power Generation from Geothermal Resources in Turkey”, *Renewable Energy*, n° 68: pp. 595-601.

- BRUNNSCHWEILER, Christa N. (2010): “Finance for Renewable Energy: An Empirical Analysis of Developing and Transition Economies”, *Environment and Development Economics*, n° 15 (3): pp. 241-274.
- CEFEIDAS (2015): *Argentina’s Shale oil and Gas: Challenges and Opportunities 2015* (Buenos Aires, Cefeidas + Group, International Advisory Firm), disponible en: <http://shaleseguro.com/wp-content/uploads/2015/07/Argentinan-Shale-Oil-and-Gas-Challenges-and-Opportunities-Online-Version.pdf> (último acceso: 8/3/2018).
- CHÁVEZ-RODRÍGUEZ, Mauro; VARELA, Daniela; RODRIGUES, Fabiola; SALVAGNO, Javier; BUSTOS KÖBERLE, Alexandre C.; VÁSQUEZ-ARROYO, Evelin, y RABINOVICH, Gerardo (2017): “The role of LNG and Unconventional Gas in the Future Natural Gas Markets of Argentina and Chile”, *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, n° 45: pp. 584-598.
- FERNÁNDEZ, Ramiro (2015): *Escenarios energéticos Argentina 2015-2035: resumen y conclusiones para un futuro energético sustentable* (Buenos Aires, Fundación Avina Argentina), disponible en: http://www.escenariosenergeticos.org/fotos/EEA-2035_digital.pdf (último acceso: 29/12/2017).
- GEOTHERMAL ENERGY ASSOCIATION (GEA) (2016): *2016 Annual U.S. & Global Geothermal Power Production Report 2016* (Washington, D.C., U.S. Geothermal Energy Association), disponible en: <http://geoenergy.org/reports/2016/2016%20Annual%20US%20Global%20Geothermal%20Power%20Production.pdf> (último acceso: 2/1/2018).
- HANCE, Cédric (2005): *Factors Affecting Costs of Geothermal Power Development* (Washington D.C., Geothermal Energy Association for the U.S. Department of Energy), disponible en: <http://www.geenergy.org/reports/Factors%20Affecting%20Cost%20of%20Geothermal%20Power%20Development%20-%20August%202005.pdf> (último acceso: 9/2/2018).
- INSTITUTO ARGENTINO DEL PETRÓLEO Y EL GAS (2014): *Transporte y distribución de gas. Aspectos técnicos, estratégicos y geológicos* (Buenos Aires, Instituto Argentino del Petróleo y el Gas).
- KLEIN, Joel (2009): *Comparative Costs of California Central Station Electricity Generation Technologies* (California Energy Commission, CEC-200-2009-017-SD).
- KORKMAZ, Emine; SERPEN, Umrán, y SATMAN, Abdurrahman (2014): “Geothermal Boom in Turkey: Growth in Identified Capacities and Potentials”, *Renewable Energy*, 68: pp. 314-325.
- LÓPEZ-GAVIÑO, Juan C. (2016): *Cooperación energética regional y sistemas de energías sostenibles: ¿Hacia un modelo de transformación para América Latina y el Caribe?* (México D.F., Instituto Mora).
- LUND, John W.; FREESTON, Derek H., y BOYD, Tonya L. (2011): “Direct Utilization of Geothermal Energy 2010 Worldwide Review”, *Geothermics*, 40 (3): pp. 159-180.
- NACUL, Evando C., y RODRÍGUEZ, Juan J. (1997): *Underground Gas Storage in the World. Situation in the Republic of Argentina*, disponible en: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-38243-MS> (acceso restringido).
- PARSONS, Jim (2013): “Report: Global Market for Geothermal Heats Up”, *Engineering News-Record*, 272 (17), disponible en: <https://www.enr.com/articles/4295-report-global-market-for-geothermal-heats-up?v=preview> (acceso restringido).
- PESCE, Abel (2000): “Geotermia. Argentina Country Update”, en VV.AA., *Proceedings World Geothermal Congress 2000* (Kyushu-Tohoku, Japón), disponible en: <https://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2000/R0570.PDF> (último acceso: 9/2/2018).

- PISTONE, Luis; VILLA SOTO, Wilson y ALBIGER, Juan (2006): *Energía geotérmica en Argentina* (Buenos Aires, Facultad de Ingeniería), disponible en: <http://materias.fi.uba.ar/6537/Geothermal06.pdf> (último acceso: 9/2/2018).
- QADRAN, Meysam; AMELI, Hossein; STRBAC, Goran, y JENKINS, Nicholas (2017): “Efficacy of Options to Address Balancing Challenges: Integrated Gas and Electricity Perspectives”, *Applied Energy*, 190: pp. 181-190.
- RIAVITS, Luis; BRONSTEN, Víctor; CALIGARI, Rubén; HERNÁNDEZ, Mario; HIRSCHFELDT, Marcelo; PIGRETTI, Eduardo *et al.* (eds.) (2015): *Recursos hidrocarbúferos no convencionales shale y el desarrollo energético de la Argentina* (Buenos Aires, Eudeba, primera edición).
- RODRÍGUEZ, Juan J., y SANTISTEVAN, P. (2001): *Diadema Project - Underground Gas Storage in a Depleted Field, in Patagonia, Argentina*, disponible en: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-69522-MS> (acceso restringido).
- SALOMON ASSOCIATES (2016): *Worldwide Natural Gas Storage Performance Analysis* (July, 1), publicación de acceso restringido.
- SCHWALM, Harold E. (1971): *Economics of Underground Gas Storage*, disponible en: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-3288-PA> (acceso restringido).
- SERVICIO GEOLÓGICO MINERO ARGENTINO (2014): *Memoria 2014* (Buenos Aires, Servicio Geológico Minero).
- SIERRA, José L., y PEDRO, Graciela (1998): *Energía geotérmica*, disponible en: <https://www.epen.gov.ar/archivos/educativo/geotermia.pdf> (último acceso: 9/2/2018).
- SIN AUTOR (2016a): “Energías Renovables en Argentina: RenovAr – Ronda 1.5. Adjudicación de Proyectos” (Buenos Aires, Ministerio de Energía y Minería, Subsecretaría de Energías Renovables), disponible en: http://portalweb.cammesa.com/Documentos%20compartidos/Noticias/RenovAr/Presenta%20MINEM%20Ronda%201.5_%20Adjudicacion%202016%20nov%2025.pdf (último acceso: 29/12/2017).
- SIN AUTOR (2016b): “Importación y exportación de petróleo y gas”, disponible en: <http://www.iapg.org.ar/estadisticasnew/impoexporpais.htm> (último acceso: 29/12/2017).
- SIN AUTOR (2016c): “Geothermal Basics”, disponible en: <http://www.nce.energy/wp-content/uploads/2016/10/Geothermal-REV.pdf> (último acceso: 9/2/2018).
- SIN AUTOR (2017a): “USA, la reserva estratégica de petróleo guardada en cuevas que Trump quiere vender”, disponible en: <http://www.latam-energy.com/2017/08/07/usa-la-reserva-estrategica-de-petroleo-guardada-en-cuevas-que-trump-quiere-vender/> (último acceso: 8/8/2017).
- SIN AUTOR (2017b): “Energía geotérmica en Argentina”, disponible en: <http://energias-renovables.com.ar/index.php/2017/08/30/energia-geotermica-en-argentina> (último acceso: 29/12/2017).
- UNITED NATIONS ECONOMIC COMMISSION (2009): *United Nations Framework Classification for Fossil Energy and Mineral Reserves and Resources 2009. Incorporating Specifications for Its Application*, ECE Energy Series No. 39 (United Nations, Nueva York y Ginebra), disponible en: https://www.unece.org/energy/se/unfc_2009.html (último acceso: 3/2/2018).