

La cogeneración en la Argentina

Por el Ing. Eduardo H. León

La cogeneración de energía consiste en la generación simultánea e integrada de energía eléctrica y energía térmica a partir de un mismo combustible, como el gas natural, logrando rendimientos sensiblemente superiores a los que se obtendrían mediante procesos de generación independientes.

En este artículo se analiza por qué, siendo tan claras las ventajas de la cogeneración para el usuario industrial que consume energía eléctrica y térmica, no existe en la Argentina un desarrollo importante de este tipo de instalaciones, y cuáles serían las modificaciones normativas que podrían aplicarse sin vulnerar las actuales condiciones de las concesiones.

El gran desarrollo industrial del último siglo se debió, entre otros factores, a la capacidad del hombre en el uso y transformación de la energía, dedicando grandes esfuerzos en conseguir energías y adecuarlas para su uso final en los centros consumidores.

Así, en el tema energético es tan importante la disposición de fuentes primarias de energías como la capacidad tecnológica de su conversión en formas energéticas útiles.

El sector energético parte de las energías primarias (las que se encuentran en la naturaleza) y a través de sus tecnologías las convierte en secundarias (disponibles en el mercado, como los combustibles y la energía eléctrica). Los usuarios acuden al mercado para adquirir las energías secundarias y convertirlas en energías terciarias (las que son directamente útiles, como vapor u otras formas de calor, iluminación, fuerza motriz, etc.) a través de sistemas tecnológicos propios del usuario final.

Pero en estos procesos de transformación y transporte se producen inevitables

pérdidas cuantitativas y cualitativas, que repercuten por un lado en sensiblemente mayores necesidades de energías primarias que las terciarias realmente utilizadas y en emisiones (térmicas, sonoras, gaseosas, líquidas, sólidas) contaminantes del medio ambiente.

Según sea el camino de transformación elegido, variarán estas pérdidas y por ende las emisiones y la cantidad de

energía primaria necesaria para la misma cantidad de energía terciaria o energía utilizada.

Spongamos un proceso que requiera 100 unidades de energía en forma de energía eléctrica (o mecánica) y 150 unidades

de energía en forma de vapor.

Eligiendo el camino convencional, generación de energía eléctrica en una central térmica y vapor en una caldera convencional en la planta, se necesitarán alrededor de 382 unidades de energía primaria, aun suponiendo la generación eléctrica en un moderno ciclo combinado con una altísima eficiencia (adoptamos 54% para el cálculo) y una caldera industrial de buen rendimiento (85%) (ver figura 1).

Si en cambio elegimos generar la misma cantidad y calidad de energías terciarias mediante la cogeneración, utilizando otras tecnologías, también conocidas y experimentadas, pero siguiendo otro camino de transformación, se requerirá una cantidad de energía primaria sensiblemente menor, del orden de 312 unidades de energía, aun con rendimientos individuales de los equipos mucho menores



Figura 1. Proceso energético convencional.

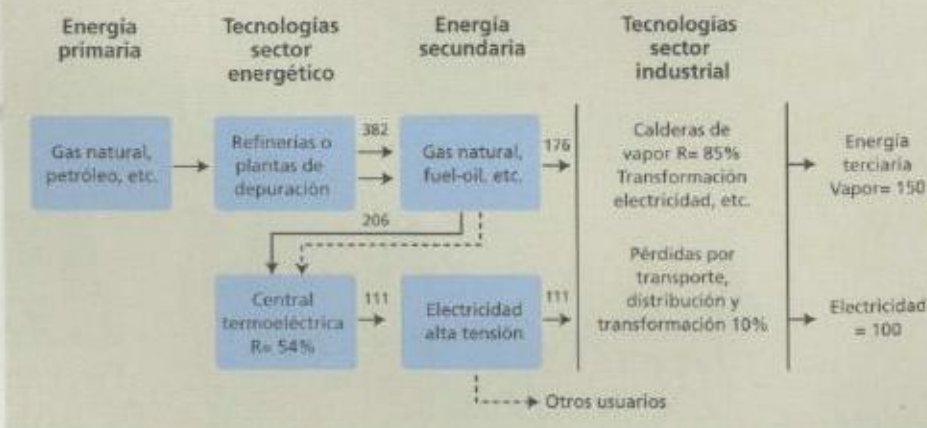
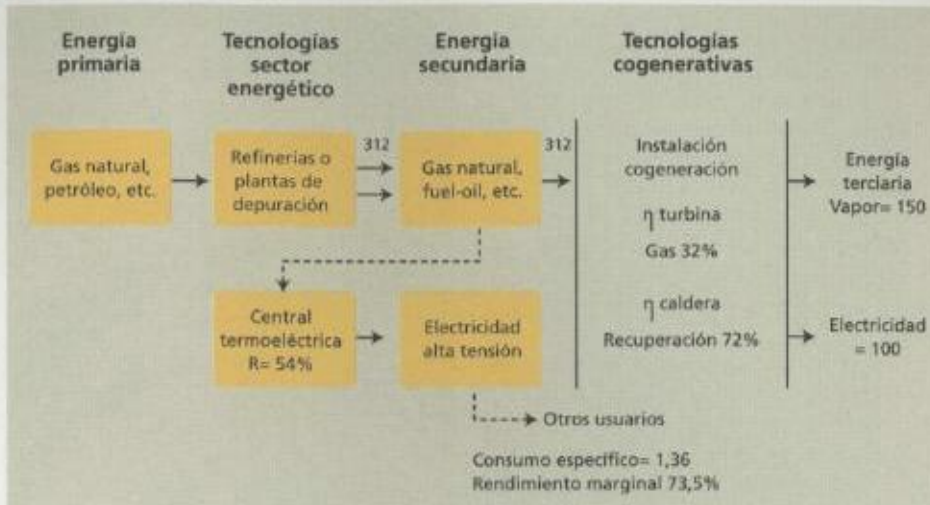


Figura 2. Proceso energético cogenerativo.



(32% para una turbina de gas y 72% para una caldera de recuperación), según se ejemplifica en la figura 2.

Es decir, la elección del camino energéticamente más adecuado permitirá un ahorro de más del 20% de energías primarias y una disminución de similar magnitud en las emisiones contaminantes al medio ambiente.

Más aún, consideremos ahora, en el sistema de cogeneración, cuál es el consumo de energía atribuido a la generación de energía eléctrica y cuál la atribuida a la generación de vapor.

Supongamos que atribuimos a la generación de vapor el mismo consumo que la alternativa convencional; lo que resta es el denominado "consumo específico de cogeneración", y su inversa es el "rendimiento marginal de la cogeneración", es decir, la relación entre la energía eléctrica generada y el consumo adicional de combustible, respecto de la generación de vapor en la alternativa convencional.

En el caso ejemplificado, el consumo específico de cogeneración es de 1,36 unidades de energía de combustible por cada unidad de energía eléctrica generada, o, lo que es lo mismo, un rendimiento marginal de 73,5%, mucho mayor que cualquier alternativa de generación aislada de energía eléctrica.

Con este criterio, el ahorro es de más del 35% de la energía primaria necesaria para generar la misma energía eléctrica en el mejor ciclo combinado [(73,5 - 54,0)/54,0 = 36,1%].

Clasificación de los sistemas de cogeneración

Un factor común a los sistemas de cogeneración es que parten de un combustible o calor para producir, en forma simultánea e integrada, energía eléctrica o mecánica y energía térmica útil. Para ello se requiere de una máquina que realice la conversión en energía mecánica y un sistema de recuperación de calor, que lo proporcione a un fluido adecuado para su utilización.

Según la utilización de la energía inicial, los sistemas de cogeneración se han clasificado como:

- De cabeza (*topping cycle*), cuando el combustible se utiliza directamente en la máquina que lo transforma en energía mecánica y el sistema de recuperación se aplica a la energía térmica disipada en el primer proceso.
- De cola (*bottoming cycle*), cuando ocurre a la inversa, es decir, la máquina

que obtiene energía mecánica funciona con la energía térmica recuperada de otros procesos y que de otra forma no sería aprovechable.

Pero el sistema de clasificación más habitual hace referencia a la máquina utilizada para la obtención de la energía mecánica (o eléctrica), distinguiendo:

Cogeneración con turbinas de vapor, cuando el elemento conversor es este tipo de turbina, generalmente de contrapresión en los ciclos de cabeza y de condensación en los de cola. La turbina de vapor de contrapresión produce relativamente poca energía eléctrica en proporción al calor, pero la energía térmica de salida (vapor) es directamente útil.

Fue la tecnología más conocida y utilizada hasta los años '80 y es de especial interés en aquellas industrias que consumen una importante cantidad de vapor de baja presión.

Su concepto consiste en generar vapor de alta presión y temperatura en una caldera que, una vez turbinado, quedará en las condiciones requeridas por el proceso.

Puede tener especial interés cuando se dispone de combustibles residuales que no puedan utilizarse en forma directa en motores de combustión interna o turbinas de gas, como por ejemplo gases residuales de proceso y, muy especialmente, residuos celulósicos de la agro-industria (bagazo, aserrín, corteza, cáscara de girasol o algodón, etc.).

Cogeneración con motor de combustión interna, que se considera un ciclo de cabeza, a menos que utilice un combustible residual, como gas de refinería o biogás. Es el que mejor rendimiento tiene, en instalaciones industriales, para la conversión de la energía del combustible en mecánica, pero la energía térmica que produce es de muy baja calidad y, muchas

veces, no es aprovechable en su totalidad (por su baja temperatura y porque se halla subdividida entre la contenida en los gases de escape, agua y aceite).

Los gases de escape se encuentran a unos 300 - 400°C y pueden utilizarse para generar agua caliente o vapor de baja presión, pero en mucha menor proporción que en las turbinas de gas.

El agua de refrigeración de las camisas del motor tiene una temperatura de unos 80 - 90°C; a esta baja temperatura es difícil aprovechar el calor en la industria, pero algunos procesos pueden ser especialmente interesantes (tintorería industrial, climatización, secados, etc.).

Puede trabajar a cargas parciales sin variar demasiado su rendimiento, a diferencia de las turbinas de gas y, en motores de potencia grande, pueden conseguirse equipos que utilicen combustibles líquidos pesados.

Cogeneración con turbinas de gas, que es el sistema con mayores utilidades en las actuales cogeneraciones industriales y terciarias. Presenta una situación intermedia entre las dos anteriores, con un buen rendimiento de conversión energética y todo el calor concentrado en gases de escape a elevada temperatura (del orden de 500°C), que son recuperables con bastante facilidad para generar vapor de media o baja presión, gases calientes para procesos de secado, etcétera.

Este tipo de cogeneración es especialmente interesante para la Argentina, donde las zonas con mayores instalaciones aptas para sistemas de cogeneración están abastecidas con gas natural, a precios muy convenientes.

Las plantas con turbinas de gas son muy simples, y su mayor complejidad reside en los sistemas de recuperación del calor residual.

Son muy interesantes las aplicaciones con la utilización directa de los gases de salida de turbina en secados de alto nivel de temperatura, como por ejemplo en la industria cerámica o en la elaboración de jabón en polvo.

Lo más habitual es la utilización de calderas de recuperación para producir el vapor requerido en los procesos.

Las calderas de recuperación pueden ser de varios tipos:

- sin poscombustión (*non fired*): en la que los gases de salida de turbina generan vapor sin ayuda de poscombustión. Si el vapor generable es mayor que el necesario, se pueden derivar gases directamente a chimenea, mientras que si el vapor generable es menor que el requerido, se debe complementar con calderas convencionales, que cubran esta demanda insatisfecha;
- con poscombustión (*fired*): los gases de salida de la turbina poseen un importante porcentaje de oxígeno, debido a que se debe trabajar con grandes excesos de aire para limitar la temperatura en los álabes. Mediante un quemador adicional en el flujo de gases se puede modificar la temperatura y generar más vapor para atender a la demanda. La temperatura máxima de los gases suele limitarse a 700 – 800°C, para poder utilizar calderas de recuperación con tubos aletados;
- con poscombustión máxima: en este caso, en la poscombustión se quema todo el combustible que permite el oxígeno de los gases de salida de turbina, elevando la temperatura al máximo y la caldera será prácticamente una caldera convencional, utilizando los gases de turbina como aire caliente en los quemadores.

De acuerdo con el ciclo termodinámico, los sistemas con turbinas de gas pueden clasificarse en:

- ciclo simple: si la generación de vapor se realiza a la presión requerida por el proceso;
- ciclo combinado: si se genera vapor de más alta presión, se inyecta en una turbina de vapor de contrapresión, y el vapor de salida de este último equipo es el que se utiliza en el proceso;
- ciclo de inyección de vapor (*stig* o *cheng*): parte del vapor generado se reinyecta en la turbina de gas, para generar más energía eléctrica y/o disminuir las emisiones de óxidos de nitrógeno.

En casos especiales, se puede preenfriar el aire de entrada al compresor de la turbina de gas (en general por humidificación en las zonas secas y con altas temperaturas) o sobrepresionar el aire de entra-



da a dicho compresor mediante un ventilador (en las zonas con mucha altura respecto del nivel del mar).

Las aplicaciones específicas de los sistemas de cogeneración son amplias y su selección depende de los requisitos energéticos de cada caso, como se puede apreciar en la figura 3.

Ventajas de la cogeneración

A nivel del balance energético global del país: se pueden lograr ahorros importantes en la energía primaria total, utilizada, en especial desde el punto de vista regional, dado que se mejora el balance en las provincias deficitarias, disminuyendo sus necesidades de importación de energía eléctrica.

Para el empresario industrial: disminuye sus costos energéticos, representa un aumento de su competitividad, contribuyendo a facilitar su inserción en los mercados externos.

Para la región donde se instala: se promueve el afianzamiento de la industria allí localizada, y se conservan y crean nuevas fuentes de trabajo directo e indirecto. La cogeneración, para escalas pequeñas y medianas, favorece el desarrollo de las PyMEs, generadoras fundamentales de nuevas fuentes de empleo.

Desde el punto de vista de la distribución de energía eléctrica de la zona: la instalación de sistemas de cogeneración permite descargar redes de distribución, mejorando las condiciones globales del servicio y postergando ampliaciones.

Desde el punto de vista del medio ambiente: las instalaciones de cogeneración significan una mejora sustancial de las condiciones ambientales, pues al utilizar globalmente mucho menos combustible que las soluciones de tipo "isla", la emisión de elementos contaminantes será también sensiblemente menor. Por ejemplo, anhídrido carbónico (CO₂), el que contribuye al efecto invernadero.

Por otra parte, los equipos actualmente utilizados en cogeneración poseen niveles de concentración de elementos contaminantes por Nm³ de gases de salida sensiblemente bajos, por lo que se disminuye aún más la emisión, como por ejemplo los óxidos de nitrógeno (NOx) que afectan a la capa de ozono.

¿Por qué no se desarrolla la cogeneración en la Argentina en medianas potencias?

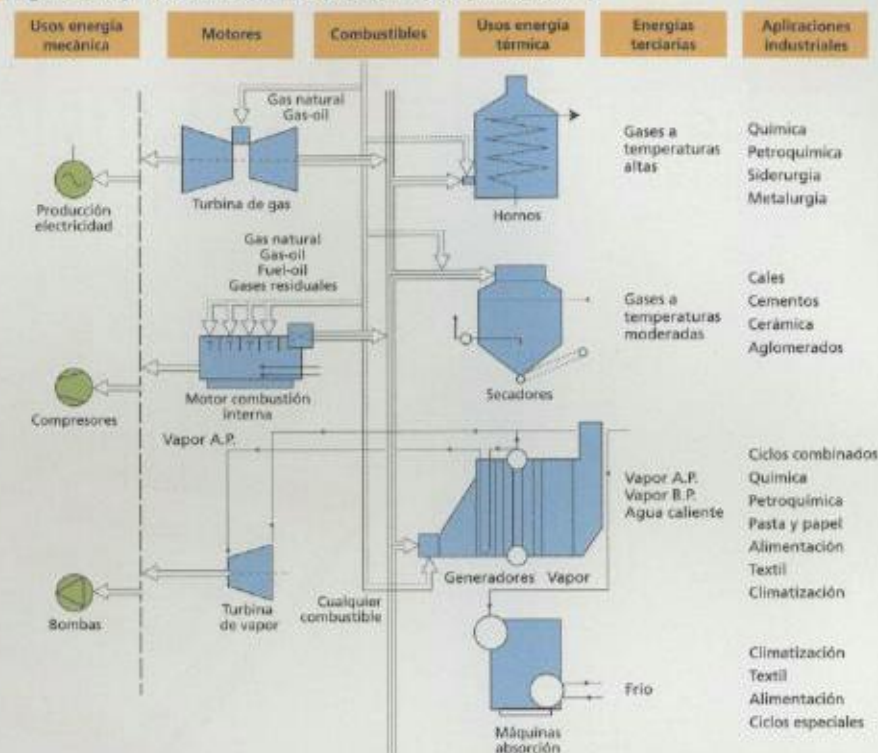
Pese a las múltiples ventajas anteriormente mencionadas (reconocidas mundialmente) no existe en la Argentina un desarrollo importante de este tipo de instalaciones, acorde con lo observado en países desarrollados o con desarrollo industrial similar al nuestro. Sólo se han instalado en el país en los últimos años unas pocas plantas de cogeneración y en todos los casos de grandes potencias.

En efecto, un relevamiento preliminar de los equipos de cogeneración instalados en la Argentina, muestra una potencia instalada del orden de 500 MW en turbinas de vapor, unos 70 MW en turbinas de gas de tamaño mediano y pequeño y aproximadamente 400 MW en tres grandes plantas de cogeneración con turbinas de gas de instalación reciente.

Esto representa menos del 5% de la capacidad total de generación de energía eléctrica y seguramente entre un 5% y un 6% de la energía generada, si bien este valor no es fácilmente disponible, dado que solamente se conoce la energía intercambiada en el MEM (Mercado Eléctrico Mayorista) y no la utilizada para los propios consumos.

Esto no se condice con el potencial técnico de la cogeneración, basado en el tipo de industria de nuestro país, por lo que seguramente podría triplicarse la potencia instalada, basándose especialmente

Figura 3. Aplicaciones de los sistemas cogenerativos



Vías de promoción de la cogeneración - El Programa ARCO

Siendo tan claras las ventajas de la cogeneración para el conjunto de la sociedad, no solamente en cuanto a los aspectos energéticos sino también en cuanto a los ambientales, al incremento de la competitividad de la industria argentina y de sus posibilidades de exportación, etcétera, resulta conveniente encarar un proceso de promoción de esta tecnología.

Esta tarea de promoción debe encararse de manera tal, que dentro de un mercado desregulado, con plena competencia y sin subsidios directos o encubiertos, se tienda a la remoción de las barreras que impiden un adecuado desarrollo del mercado de la cogeneración en la Argentina.

Conociendo la importancia del tema, el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG) ha asumido la responsabilidad de ser la Asociación Profesional que servirá de soporte a la Unidad de Gestión del Programa ARCO, fruto de un convenio entre la República Argentina, representada por la Secretaría de Energía, y la Unión Europea, representada por su Dirección General de Energía (DG I).

El Programa ARCO (*Attracting Resources to Cogeneration*) es un programa de promoción de la cogeneración de energía en el sector industrial de la República Argentina.

Tiene por objetivo demostrar, mediante realizaciones concretas en condiciones

reales de mercado en el sector industrial, los beneficios técnicos, económicos y ambientales de las tecnologías aplicadas en Europa en materia de cogeneración.

Estas acciones consistirán en la instalación de cuatro centrales de cogeneración, con una potencia de alrededor de 4 a 6 MW cada una. Se contará con el asesoramiento técnico, económico y financiero de los expertos contratados por el Programa ARCO y con un aporte económico de la Unión Europea mediante un subsidio del 10% aplicable al costo de los equipamientos provenientes de ese origen.

Otro importante objetivo del Programa es analizar la normativa energética vigente en la República Argentina vinculada a la cogeneración y sugerir las modificaciones que se consideren necesarias para un adecuado tratamiento de estos sistemas y su eventual intercambio de energía eléctrica con la red, desarrollando la figura del *cogenerador* en los marcos regulatorios existentes.

El desarrollo del Programa ARCO permitirá alcanzar otros beneficios, tales como:

- Conocer los potenciales de ahorro de energía y de reducción de emisiones contaminantes alcanzables por medio de la cogeneración y evaluar su incidencia como factor de desarrollo sustentable.
- Introducir tecnologías probadas en países desarrollados como elemento de mejora de la competitividad industrial argentina.
- Demostrar la viabilidad técnico-econó-

en ciclos con turbinas de gas.

En el caso de las turbinas de vapor, son en su mayoría instalaciones de la década del '60, debido al déficit en la generación y/o en la distribución de energía eléctrica que caracterizó a esos años.

De las que siguen en operación, la mayoría están en industrias con alta demanda de vapor para proceso y que disponen de gases o combustibles residuales, como por ejemplo las refinerías de petróleo, los ingenios azucareros, los productores de celulosa y papel, la industria de extracción de aceite de girasol.

En lo referente a turbinas de gas, prácticamente las únicas instalaciones recientes son tres grandes cogeneraciones de más de 120 MW cada una, en refinerías de petróleo y en una siderurgia, además de casos especiales de alguna alimenticia.

Un listado no excluyente de algunas de las barreras que dificultan la implementación de sistemas de cogeneración es la siguiente:

- Niveles de tarifas de energía eléctrica en descenso y de combustibles (gas natural) con ligero incremento en los últimos años.
- Las industrias priorizan inversiones para la modernización de sus áreas productivas, de gestión y de comercialización en detrimento de inversiones en el área de servicios auxiliares.
- Falta de capitales propios disponibles para estas inversiones.
- Prolongados períodos de repago simple de los proyectos, para las condiciones actuales del mercado.
- Escasez de crédito disponible en condiciones compatibles con la tasa de rentabilidad de los proyectos.
- Garantías y avales empresarios comprometidos para otras inversiones.
- Desconocimiento o desconfianza en soluciones "atípicas" tales como *leasing* o financiamiento por terceros.
- Inexistencia de incentivos fiscales para el desarrollo de estas iniciativas.
- Desconocimiento en muchos usuarios (industriales y del sector terciario) de los beneficios técnico-económicos de la cogeneración, así como de las tecnologías involucradas.
- Falta de incentivos para la compra por parte del distribuidor de los excedentes de energía cogenerada.
- Normativa vigente en el mercado eléctrico (a nivel provincial y nacional) que no promueve la cogeneración en potencias medias y bajas.
- Temor al cambio.

mica y las ventajas de la cogeneración para las empresas consumidoras industriales, tanto para mejorar la eficiencia de sus procesos como para aumentar la rentabilidad de sus actividades.

- Promover el apoyo y la participación de las empresas generadoras y distribuidoras de energía eléctrica y gas natural en los proyectos de cogeneración de energía en el sector industrial, mediante el armado de "unidades de negocio", integrando a estas empresas y a posibles inversores interesados en esta clase de emprendimientos.
- Ampliar las oportunidades de negocios para las empresas fabricantes de equipos, constructoras y/o proveedoras de servicios en el ámbito del mercado argentino y en el Cono Sur, promoviendo acuerdos y asociaciones entre proveedores locales y europeos.
- Cooperar en la búsqueda de asistencia financiera específica para este tipo de proyectos.

El cumplimiento de los objetivos del programa ARCO tenderá a la superación de la mayoría de las barreras que dificultan el desarrollo actual de la cogeneración.

Sin embargo, todo esto será insuficiente si no se contempla en forma simultánea la adecuación de la actual normativa vigente en el área energética, de manera tal que se contemplen las singulares características de la cogeneración, haciendo económicamente factibles estas instalaciones dentro de plazos razonables de retorno de la inversión, en un marco de plena competencia y sin subsidios.

Aspectos de la normativa vigente

La desregulación del sistema eléctrico argentino, las privatizaciones encaradas en ese esquema y el marco regulatorio creado a tal efecto han logrado en conjunto, como resultado, una importante disminución de las tarifas de suministro de la energía eléctrica y un claro incremento de la confiabilidad y de la calidad del servicio de provisión.

La mejora en la oferta tanto en cantidad como en calidad y precios, producto de la inversión y puesta en servicio de equipos de última generación, sumado a la posibilidad que brindó el funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) de formalizar los llamados "contratos a término" entre generadores y grandes usuarios, logró una provisión adecuada y suficiente de energía, dentro

de este mercado eléctrico.

Todo lo anterior muestra que, dentro del ámbito de la generación y compra y venta de energía en el Mercado Eléctrico Mayorista, se ha creado un mercado claramente competitivo y con alta transparencia, a lo que se suma la continua adecuación de la normativa en esta área que realizan los organismos competentes, tendiente a incrementar todavía más las condiciones de competencia.

Pero es fundamentalmente en las áreas con monopolios naturales, y por tanto sujetas a una regulación específica, como es la distribución de energía eléctrica, donde se encuentran falencias y ausencias normativas que dificultan la cogeneración.

Dentro de las causas principales se encuentran los siguientes ítems:

- **Costo de la potencia de reserva.** Durante la mayor parte del año, el cogenerador industrial no necesitará abastecerse de la red y, en el caso de existir intercambio, éste será de exportación de energía.

Sin embargo, siendo su finalidad fundamental la producción de bienes y no la generación de energía, necesitará siempre del apoyo de la red para suministrar la energía eléctrica en caso de salida de su sistema de generación, sea ésta programada o no.

En estos casos, cuando el cogenerador está vinculado al MEM, deberá pagar el cargo mensual por uso de la capacidad de transporte (CEPP) de la Prestación Adicional de la Función Técnica de Transporte como si lo utilizara todas las horas, siendo que su utilización será durante un tiempo muy breve.

No está contemplada en nuestra normativa, para el peaje en la distribución, la figura de utilización de corto tiempo u otra similar, como sí lo está en otros países.

Se puede argumentar que el costo fijo debe ser igual se utilice la red pocas o muchas horas anuales, pues siempre se debe tener esa capacidad disponible debido a que no se conoce el momento en que el cogenerador necesitará el apoyo de la red.

Es en general poco probable que la falla del cogenerador coincida con el momento en que la red de distribución se encuentre saturada, y justamente previendo esa eventualidad se podría permitir a los cogeneradores adoptar para el peaje la Prestación Adicional de la Función Técnica de Transporte No Firme (que hasta el momento no está permitido para compra de energía), aceptando el usuario los riesgos inherentes y su participación proporcional en caso de ser necesarias am-



pliaciones de la línea de distribución (al igual que los generadores).

Por otra parte, cuando este tipo de instalaciones está desarrollada, seguramente existirán varios cogeneradores sobre una misma zona del distribuidor y es virtualmente imposible que todos requieran el apoyo de la red al mismo tiempo.

Similarmente, en caso de no estar el cogenerador vinculado directamente al MEM sino al distribuidor, en el caso de las empresas de distribución de energía eléctrica del Gran Buenos Aires y La Plata su Reglamento de Concesión (subanexo 1, capítulo 4, inciso 1) prevé la figura del servicio eléctrico de reserva para este tipo de usuarios.

Allí se indica que se convendrán con el solicitante las condiciones en que se efectuará la prestación, si bien el distribuidor no tiene obligación de realizarla.

Una forma de cumplir con lo anterior, es reglar algún tipo de remuneración similar a la modalidad de contratación interrumpible, pues el distribuidor no tendría obligación de garantizar el suministro, pudiendo el cogenerador acceder a la red cuando se tenga capacidad para ello.

Asimismo, en caso de necesitarse ampliaciones a la red, el cogenerador participaría, en su proporción, del costo de esas mejoras.

El costo de la potencia de reserva es quizás la dificultad más importante que impide el desarrollo de la cogeneración en potencias medianas.

- **Tratamiento a las instalaciones de cogeneración a cargo de terceros.** En caso de instalarse un sistema de cogeneración dentro del predio de una industria, pero propiedad de una razón social distinta de la empresa fabril, el intercambio de energía estará sujeto a los impuestos y gravámenes de una venta convencional de energía en el Mercado Eléctrico Mayorista, pese a que para el MEM no existe demanda en el punto de vinculación, mientras el mismo sea exportador o resulte con intercambio nulo con la red.

En este caso, la única vinculación con

la red sería a través del sistema de cogeneración industrial, que se haría cargo de la demanda del usuario industrial, y este último no formaría parte del Mercado Eléctrico Mayorista.

Por tanto, no correspondería aplicarle el impuesto para el Fondo Nacional de Energía Eléctrica, pues de acuerdo con el artículo 70 de la Ley 24.065, al impuesto lo pagan los compradores del MEM y en este caso no hay realmente intercambio para el MEM.

• **Agrupamiento de empresas o polos industriales.** En el caso de un sistema de cogeneración donde participen empresas agrupadas con cercanía geográfica, como es el caso de los polos y parques industriales, se debería considerar que la transmisión de energía desde el lugar de cogeneración hasta los usuarios participantes del emprendimiento no sea tomada una distribución ni venta, sino un intercambio interno.

No se estaría vulnerando la exclusividad de la distribución, ya que no habría venta a terceros.

Obviamente, en caso de usar la red del distribuidor se deberán pagar los peajes correspondientes.

Lo anterior se refiere a las adecuaciones que podrían estudiarse para la normativa en el caso de suministro de energía eléctrica; similares consideraciones se pueden efectuar para el suministro de gas natural por redes, en especial creando una nueva categoría (cogeneradores, que son a la vez generadores y grandes usuarios y

no solamente estos últimos), de manera tal que se permita un tratamiento diferenciado de este tipo de usuarios respecto de los grandes usuarios, sin que esto implique una discriminación entre clientes del mismo tipo.

Resumen y conclusiones

La cogeneración, entendida como la generación simultánea e integrada de energía eléctrica y térmica útil a partir de una misma fuente primaria, permite el logro de numerosos beneficios, no solamente para el usuario directo de esta tecnología sino también para el conjunto del sistema energético y de la sociedad en general.

Mediante este tipo de soluciones tecnológicas se obtienen rendimientos globales mucho mayores que la utilización de soluciones tipo "isla", es decir la generación de energía eléctrica por un lado y de energía térmica por el otro.

El rendimiento marginal de la generación eléctrica (es decir, la energía en combustible adicional gastado en la solución de cogeneración frente al valor que de cualquier manera se tendría que gastar para producir la energía térmica requerida en el proceso) es mucho mayor que el mejor rendimiento de las grandes centrales de generación térmica de electricidad, pudiendo alcanzar valores de más del 75%, rendimientos inalcanzables al presente aun con el mejor ciclo combinado.

Las tecnologías involucradas en los proyectos de cogeneración de energía son

maduras y están suficientemente probadas en países desarrollados y en numerosos países en vías de desarrollo. No existe riesgo tecnológico en estos proyectos.

Hay en el mercado mundial una amplia gama de proveedores de equipamientos (turbinas a gas, alternadores, calderas de recuperación de calor, sistemas de control, etc.). En la Argentina se pueden construir a demanda calderas de recuperación con un nivel aceptable.

Pese a estas múltiples ventajas y posibilidades, el desarrollo de la cogeneración en la Argentina, en especial en potencias medianas para las industrias, es francamente escaso y muy pequeño respecto del potencial técnico.

Programas como ARCO (*Attracting Resources to Cogeneration*) ayudan a remover las barreras que dificultan estos emprendimientos.

Sin embargo, no pueden esperarse resultados importantes sin la adecuación de las normativas y regulaciones actuales, de manera tal que se tengan en cuenta las particulares características de los cogeneradores, en un marco de plena competencia y sin subsidios.

La adecuación de los cuadros tarifarios para las empresas distribuidoras de energía eléctrica del Gran Buenos Aires y La Plata, que debe realizarse para el año 2002, es una excelente oportunidad para tener en cuenta a los cogeneradores, si bien, como ya se expresó más arriba, pueden realizarse ya las modificaciones sin vulnerar las actuales condiciones de la concesión.

Empresas
comprometidas
con el crecimiento
regional

Medanito
S.A.



GAS
MEDANITO



FORESTAL
MEDANITO



PETROLERA
CENTRAL CO