

## **PAUTAS TÉCNICAS PARA UN PROYECTO DE REGULACIÓN DE LA COGENERACIÓN**

María Isabel Sosa, Alberto Fushimi  
Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de La Plata  
Avda 1 esq. Calle 47 (1900) La Plata, BA  
Teléfono: 54 221 470 7176. Fax: 54 11 4294 4043  
E-mail: [misosa@speedy.com.ar](mailto:misosa@speedy.com.ar), [afushimi@ing.unlp.edu.ar](mailto:afushimi@ing.unlp.edu.ar)

**RESUMEN.** La no sustentabilidad de la generación termoeléctrica y calórica a partir de combustibles fósiles hace indispensable la mejora de la eficiencia del sistema de conversión de los recursos primarios. La incentivación de la cogeneración es una medida adecuada que debería aplicarse de inmediato. Para ello es necesario que haya una regulación adecuada que permita asegurar que la operación del sistema será factible y dará valores de interés desde el punto de vista de la conservación de recursos. Las instalaciones que sean de interés deberían recibir la ayuda necesaria para que el proyecto pueda materializarse, o sea que su tasa interna de retorno alcance un valor aceptable. En el presente trabajo se dan pautas derivadas de nuestra experiencia en el análisis de estos sistemas, que pueden ser de utilidad para la confección de una regulación adecuada, para quienes deban hacerla.

**PALABRAS CLAVE.** 1 Cogeneración. 2 *Combined Heat and Power* (CHP), 3 Marco Regulatorio, 4 Conversión energética, 5 Generación termo-eléctrica integrada.

### **INTRODUCCIÓN**

En el campo energético, es evidente que la era de los hidrocarburos fósiles abundantes y baratos está próxima a comenzar un proceso de incremento de los precios en la medida en que la creciente demanda mundial supere la previsiblemente declinante oferta, como primer paso hacia una nueva era, con consecuencias difíciles de pronosticar.

Usar desaprensivamente los recursos energéticos no renovables y escasos en nuestro País implica desembocar en una segura crisis, puesto que el agotamiento de estas fuentes fósiles se producirá en nuestro País mucho antes que el promedio del mundo, y nos veremos obligados a la importación de los mismos a un precio muy superior al actual. No se ven signos de acciones correctivas ni de preocupación por una planificación estratégica que requiere la comprensión y el consenso de la población para atravesar la transición en la forma más organizada y menos traumática posible.

Las acciones que se deberían comenzar lo antes posible corresponden a un problema cuya ocurrencia es inexorable, por lo que debería como mínimo existir el conocimiento de cómo se responderá ante el mismo con soluciones viables, los esfuerzos que deberán ser movilizados, y sus costos. Pero en lo inmediato, la valoración de los recursos fósiles remanentes y la práctica del uso racional de la energía deberían ser alentadas, como asimismo las actividades de investigación y desarrollo de recursos y procesos de conversión no convencionales que habrán de sustituir a los actuales.

La cogeneración, si bien no constituye la solución del problema, es una medida de aplicación inmediata que contribuye a la misma reduciendo significativamente el consumo de recursos, y un concepto que es aplicable en algunos de los sistemas del futuro. (Sosa y Fushimi, 2000). Su práctica implica un beneficio social en términos de conservación de recursos, y la consiguiente reducción del impacto ambiental. Pero desde el punto de vista microeconómico, la reducción de los costos energéticos en el contexto de bajos valores tarifarios de los energéticos, una elevada inversión agravada por una economía de escala desfavorable, y un marco regulatorio inadecuado, pueden abortar los esfuerzos en esta dirección con resultados contrarios al interés público.

Consideramos necesaria una regulación que aliente y posibilite construir y operar instalaciones de cogeneración a quienes tienen la posibilidad física y tecnológica de hacerlo, lo cual en lo fundamental consiste en hacer converger el interés empresario (rentabilidad) con el interés público (conservación de recursos e impacto ambiental para el mismo efecto útil producido, reforzamiento de las fuentes de trabajo por menores costos y consecuente mayor competitividad). En un primer análisis parecería que ambas condiciones deberían satisfacerse naturalmente, sin embargo, ha sido comprobado en Europa y los Estados Unidos que esto no sucede espontáneamente.

Un marco regulatorio tiene contenidos técnicos y económicos, pero también políticos, legales, sociológicos, etc. fuera del alcance de nuestra incumbencia ingenieril. En el presente trabajo abordamos solo los primeros, basados en nuestra experiencia sobre el análisis de estos sistemas desarrollado a lo largo de la ejecución del Proyecto Acreditado I-070 "Cogeneración de Energía", (UID, 2000-2003). En la misma hemos procurado, además de desarrollar nuestro conocimiento sobre el tema y metodologías específicas de análisis, diseminarlas a través de la educación de grado y postgrado en nuestra Universidad y otras a las que hemos podido llegar, publicaciones y trabajos presentados en Congresos y otros eventos nacionales e internacionales de la especialidad, a los que alumnos y docentes del grupo hemos podido acceder.

## NOMENCLATURA

$Q_u$	Calor útil producido por la instalación en un año calendario
$C$	Energía del combustible insumido para la producción de $W$ y $Q_u$ en un año calendario
$C_s$	Energía del combustible utilizado suplementariamente para la producción de $W$ en ciclos de bottoming
$W$	Energía o electricidad producida por la instalación en un año calendario
QF	Status de instalación calificada, o <i>Qualifying Facility</i>
$\eta_{FERC}$	rendimiento FERC
$\eta_{FI}$	rendimiento FI
$\eta_w$	rendimiento de la transformación de combustible a electricidad del proceso convencional de referencia
$\eta_Q$	rendimiento de la transformación de combustible a vector calórico del proceso convencional de referencia
A%	ahorro porcentual de recurso (combustible) de la comparación del consumo del sistema de cogeneración, con relación a los dos procesos convencionales de referencia, a igualdad de vectores secundarios producidos

## LA CONTRAPRESTACIÓN POR PARTE DEL COGENERADOR

En la mayoría de los casos, y especialmente en las instalaciones pequeñas, el cogenerador es un industrial cuyo negocio principal no es la generación eléctrica. Pero es posible incentivar la instalación de un sistema de cogeneración otorgándole una cantidad de beneficios en virtud de la contraprestación de carácter social o público que quien los recibe debe comprometerse a aportar, y cuyo cumplimiento debe ser controlada por la institución regulatoria. Para el caso de instalaciones de cogeneración, consideramos que la propiedad de interés de la instalación para la Sociedad, es la conservación de recursos, o "ahorro de recursos", en especial cuando estos recursos se refieren a gas o petróleo, cuya magnitud puede ser medida directa o indirectamente a través de una eficiencia determinada según un procedimiento normalizado.

La legislación de los Estados Unidos (FERC, 1979) establece un "status" de "instalación calificada, o *Qualifying Facility*, (QF) que se conceden a instalaciones que cumplen ciertas condiciones establecidas en la regulación.

Como standard operativo, para los *ciclos de cogeneración por topping* debe cumplir la condición dada por la ecuación (1)

$$\frac{Q_u}{W + Q_u} \geq 0.05 \quad (1)$$

Como standard de eficiencia, no hay exigencias salvo los casos en que el combustible utilizado es gas o derivados del petróleo. En estos casos se rige por las condiciones dadas por las ecuaciones (2) y (3) según corresponda. El indicador definido por  $[(W + 0.5 \cdot Q_u) / C]$  es conocido como "Rendimiento PURPA", o "Rendimiento FERC", en el que el factor 0.5 se interpreta como "factor de valoración del calor con relación a la electricidad"

$$\text{Si } \frac{Q_u}{W + Q_u} \leq 0.15 \quad \text{debe ser: } \frac{W + 0.5 \cdot Q_u}{C} \geq 0.45 \quad (2)$$

$$\text{Si } \frac{Q_u}{W + Q_u} \geq 0.15 \quad \text{debe ser: } \frac{W + 0.5 \cdot Q_u}{C} \geq 0.425 \quad (3)$$

Para *ciclos de cogeneración por bottoming* se define el rendimiento FERC como el cociente indicado por la ecuación (4)

$$\eta_{FERC} = \frac{W}{Q_u} \quad (4)$$

En contraposición a los anteriores, para los ciclos bottoming, no se exigen standards operativos, ni exigencias de eficiencia, salvo cuando el combustible usado como suplementario sea gas o derivados del petróleo, en cuyo caso debe ser:

$$\frac{W}{C_s} \geq 0.45 \quad (5)$$

Como puede observarse, la metodología establecida por el FERC (1979) para medir la calidad del sistema que se desea calificar es indirecta, tiene la ventaja de su simplicidad, puesto que se requiere conocer solamente los parámetros W, Qu, C en instalaciones de topping, y alternativamente W, y Cs en instalaciones de bottoming para definir el cumplimiento de las especificaciones técnicas para obtener el status QF.

Pero por otro lado, el factor 0.5 es sumamente impreciso con relación al ahorro de recursos puesto que no la determina ni establece un valor de corte como condición de calificación. Se trata de una simplificación, de ninguna manera rigurosa.

Los estudios realizados en el marco del Proyecto Cogeneración, institucionalmente acreditado por la UNLP, (UID, 1999-2003) permitieron establecer un nuevo rendimiento definido a partir de:

$\eta_w$  = rendimiento de la transformación de combustible a electricidad del proceso convencional de referencia

$\eta_Q$  = rendimiento de la transformación de combustible a vector calórico del proceso convencional de referencia

A% = ahorro porcentual del recurso (combustible) de la comparación del consumo del sistema de cogeneración, con relación a los dos procesos convencionales de referencia, a igualdad de vectores secundarios producidos.

La expresión es la indicada por la ecuación (6) y es denominado "rendimiento FI",  $\eta_{FI}$ , definido por (Fushimi, 1999, 1994), el cual se considera mas simple y riguroso para calificar al cogenerador

$$\eta_{FI} = \frac{W + \frac{\eta_w}{\eta_Q} \cdot Q_u}{C} \quad (6)$$

que se correlaciona con el ahorro de recursos a través de la ecuación:

$$A\% = \left( 1 - \frac{\eta_w}{\eta_{FI}} \right) \cdot 100 \quad (7)$$

Cuando la instalación de cogeneración se destina a sustituir energía aportada a la red, el rendimiento  $\eta_w$  debería ser adoptado como valor promedio de las unidades de menos eficiencia (las primeras en ser sustituidas) que aportan su generación al sistema. Con el mismo criterio, si el vector calórico generado por el sistema de cogeneración se destina a sustituir al generado por un sistema convencional existente,  $\eta_Q$  es el rendimiento de este último. En instalaciones nuevas, es razonable adoptar el rendimiento típico promedio de equipos de conversión convencionales equivalentes. Estos valores deberán ser definidos por la Autoridad correspondiente, y eventualmente revisados en función de la evolución tecnológica y otros factores relevantes, como ser la criticidad en el aprovisionamiento de combustibles, variaciones en los valores tarifarios, etc.

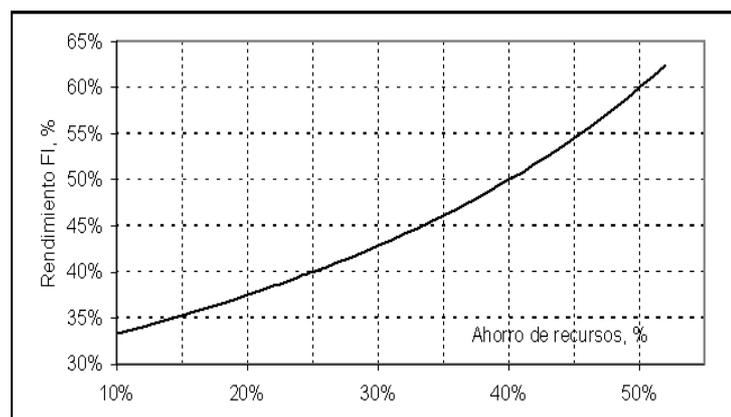


Figura 1. Correlación Ahorro de recursos (%) y Rendimiento FI (%), para  $\eta_w = 0.3$ , y  $\eta_Q = 0.8$

Para  $\eta_w = 0.3$ , y  $\eta_Q = 0.8$ , la relación de eficiencias de los procesos de referencia es de 0.375 y la correlación entre este indicador cualitativo  $\eta_{FI}$  y el ahorro de recursos se muestra en la Fig. (1).

Por ejemplo, si se decide que son de interés solamente las instalaciones de cogeneración que con relación a instalaciones convencionales de rendimientos  $\eta_w = 0.3$  y  $\eta_Q = 0.8$ , ofrezcan un ahorro de combustible del 25% o mayores, bastará con especificar que su rendimiento FI definido por la ecuación (6) sea no menor de 0.4 (40 %).

En cuanto a las instalaciones de cogeneración por bottoming, se analizó la consistencia del standard de eficiencia prescripta por FERC 292.205 (1979), para el aprovechamiento de un caudal de 100 kg/s de aire caliente a diferentes temperaturas, que es utilizado como comburante de una combustión suplementaria, que eleva su temperatura hasta 800°C, con el objetivo de generar vapor de parámetros razonables para alimentar a una turbina de condensación de características adecuadas.

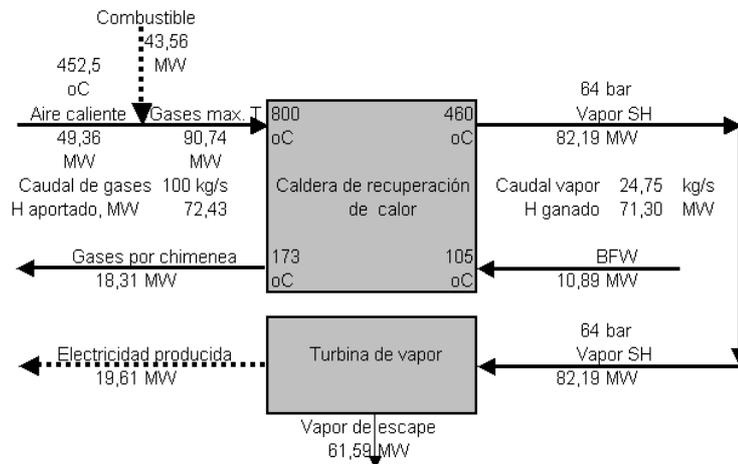


Figura 2. Corrida de un modelo de análisis de las características de un ciclo de bottoming, para una eficiencia FERC del 45%

Un modelo simplificado del ciclo *bottoming* se presenta en la Fig. (2), donde se alimenta una caldera de recuperación con un caudal de gases de 100 kg/s a 452.5°C, los cuales con un agregado de 43.56 MW de combustible suplementario permite una transferencia entálpica de 72.43 MW, al agua ingresante, produciendo un caudal de vapor sobrecalentado SH de 24.75 kg/s a 480°C con un contenido entálpico de 82.19 MW. El mismo se expande en una turbina de condensación que produce 19.61 MW de potencia eléctrica con una pérdida entálpica en el vapor de escape de 61.59 MW.

En este caso el rendimiento FERC es:

$$\eta_{FERC} = \frac{W}{C_s} = \frac{19.61MW}{43.56MW} = 0.4501 \quad (8)$$

y es el valor mínimo para que la instalación sea considerada aceptable de ser incentivada bajo los supuestos adoptados para poder obtener la calificación QF. La temperatura mínima del calor residual entrante es la indicada en la Fig. (2) y resulta de 452°C. Si la temperatura del calor residual es mayor, el requerimiento de combustible suplementario será menor y el rendimiento FERC aumentará, siendo infinito si no se lo requiere.

Consideramos razonable la exigencia impuesta por FERC para ciclos de bottoming, aunque los casos que se dan en la práctica pueden diferir del esquema planteado para la confección del modelo.

## LA VIABILIZACIÓN DE LOS PROYECTOS DE COGENERACIÓN

Existen numerosos ejemplos de derroches energéticos como ser calderas industriales de gran magnitud consumiendo gas natural, corrientes de alta temperatura que se evacuan sin la correspondiente recuperación, etc., que pueden ser resueltos mediante los conceptos de cogeneración, si se encuentran las formas de viabilizar estos proyectos.

Si se acepta que un proyecto de sistema de cogeneración cuyo desarrollo se desea analizar, resulta de interés social según la evaluación de la prestación social en términos de Conservación de Recursos que la misma puede aportar, para lo que se dieron pautas generales en el punto anterior, resulta necesario analizar si el mismo puede ser desarrollado bajo ciertas condiciones regulatorias actuales (Cammesa, 2002) corregidas en lo inadecuado según la realidad que le plantea a un gran demandante de calor que potencialmente podría optar por realizar un proyecto de cogeneración, (Sosa y Fushimi, 2003), ya sea por sí mismo, o por alguna de las opciones empresarias, *joint ventures*, financiamiento y/u operación por terceros, compañías de servicios energéticos, etc, que implica un esfuerzo empresarial y de inversión importantes.

Una instalación de cogeneración debe sujetarse primariamente a los requerimientos de su usuario y secundariamente a los del Sistema Eléctrico y no a la inversa como lo establece el Anexo 12 de “Los Procedimientos”, (Cammesa, 2002). La literatura (PURPA, 1978) relacionada a estudios realizados en los Países Avanzados informa que el desarrollo de la cogeneración es limitado cuando el cogenerador es considerado meramente un actor del mercado eléctrico, posición al que puede acceder si es aceptado. Por el contrario, analizan sus necesidades y establecen regulaciones para dales solución e incentivar su desarrollo.

### **Requerimientos generales de los cogeneradores**

Consideramos que la legislación debería considerar los requerimientos de los cogeneradores detallados a continuación:

*Que se le conceda la interconexión con la red* para poder asegurar la paridad eléctrica mientras su equipo de generación opera en condiciones nominales. Esto le permite simplificar la regulación del suministro de electricidad y calor a su planta industrial, a la vez que permite optimizar la operación del sistema de cogeneración maximizando la conservación de recursos.

*Que se le suministre energía suplementaria*, o sea el complemento a su generación para abastecer la demanda de sus procesos que se supone puede producirse en forma permanente o temporaria, debido a la fluctuación de su demanda.

*Que se le reciba el excedente de generación* cuando su demanda es inferior a la capacidad nominal de su equipo. Esta estipulación generalmente se encuentra establecida en Leyes, los detalles de las transacciones en los decretos reglamentarios u otras regulaciones federales o estatales que ratifican la obligatoriedad de la compra por parte de los “Utilities” salvo imposibilidad técnica. En los Estados Unidos se utiliza el costo evitado “*avoided cost*” como base para la remuneración del aporte de energía cogenerada, en otros Países, (España), la autoridad regulatoria establece los valores por medio de lo cual se ejerce una influencia muy poderosa en la incentivación de la cogeneración. Estimamos que en nuestro País, la interfase entre el cogenerador y el sistema debe ser en la mayoría de los casos el distribuidor eléctrico de la zona, y el precio según el concepto de costo evitado, el precio estabilizado para distribuidores

*Que se le suministre energía de reserva, (de back up)*, en caso de avería imprevista de su sistema de generación. Por razones de factibilidad económica, una instalación de cogeneración difícilmente tendrá un grupo generador de back up, por lo que en caso de una falla del equipo, se quedará sin energía para su planta, y deberá mantenerla en operación con la que pueda recibir del sistema eléctrico. El pago de la potencia durante los doce meses del año para poder obtener esta energía durante un corto período de tiempo constituye una penalización que puede inviabilizar el proyecto.

*Que se le suministre energía de mantenimiento*, o sea la energía necesaria para el mantenimiento programado de la planta industrial, cuando los equipos de generación estén fuera de servicio.

*Que se le permita mantener su sistema de cogeneración en marcha* puesto que una interrupción de su operación penalizará económicamente la producción del vector calórico que su actividad principal demanda. Este derecho también es asignado a los cogeneradores calificados por períodos que coinciden con la frecuencia de los informes de cumplimiento de los standards de eficiencia (generalmente anuales), y no están sujetos al régimen de despacho económico sino al de las centrales hidráulicas de pasada por coincidir conceptualmente en su fundamentación. El Anexo 12 de “Los Procedimientos”, (Cammesa, 2002) define para el cogenerador, un consumo específico equivalente que además de inadecuado, presenta un error en su formulación, por cuanto en nuestra opinión debería coincidir con el “*fuel chargeable to Power*”, que se encuentra en la bibliografía. ( Fisk and Van Housen, 1996)

*El costo de estos servicios*, por razones de equidad debe ser equivalente al vigente a los usuarios en general, aunque adaptados a las condiciones específicas de cada caso y buscando las formas y los valores posibles mas convenientes a efecto de que el proyecto no pierda viabilidad económica, y con ello se malogre el aporte del mismo a la conservación de recursos. De haber beneficios extraordinarios, los mismos deben ser interpretados como compensación al proyecto por el aporte que realizarían en caso de concretarse.(compensación por beneficios de naturaleza heterogénea), por lo que su magnitud debe ser razonablemente proporcionada.

*Prioridad en la asignación del combustible en situaciones de emergencia.* Esto sucede con el gas natural en épocas invernales, y constituye un criterio lógico puesto que las instalaciones de cogeneración tienen un menor consumo para las mismas cantidades de electricidad y calor producidas, contribuyendo a aliviar la situación.

*Que no se le obligue a una operación excesivamente complicada*, como sería si fuera un generador del Mercado Eléctrico Mayorista MEM, sometido a las exigencias estipuladas en “Los Procedimientos”, (Cammesa, 2002). El cogenerador es generalmente un industrial, cuyo negocio no es estrictamente el energético, por lo que es necesario presentarle la problemática en forma simple y clara. Como pauta, señalamos que en los antecedentes consultados, se encuentran simplificaciones como la “tarifa monómica standard” en instalaciones chicas operando en paralelo con la red, de hasta 100 kW, o en algunos casos mayores, con medidores bidireccionales.

### **Otros aspectos promocionales**

*Simplicidad en las tramitaciones.* Sería conveniente que las autorizaciones para la concreción del proyecto como ser las de localización, reglamentaciones ambientales, permisos de importación de los equipos y materiales no fabricados en el País, etc fueran tramitadas en forma simple y resueltas con rapidez. Sería de importante ayuda que la reglamentación sobre cogeneración explicitara todas las exigencias y las formalidades a cumplir en cada caso.

*Acceso a regímenes de financiamiento preferencial.* Los proyectos de cogeneración son capital intensivos, por lo que el acceso a un financiamiento conveniente es de fundamental importancia.

*Beneficios fiscales.* Se deberán decidir las exenciones o diferimientos impositivos que puedan ser otorgadas, como incentivos a la implementación de sistemas de cogeneración, o en general de aquellas instalaciones nuevas o remodeladas que impliquen una reducción del consumo energético e impacto ambiental.

*Subsidios.* Si con los beneficios concedidos entre los listados anteriormente, la rentabilidad de la inversión no resulta suficiente, quedaría como último recurso el otorgamiento de subsidios, a la inversión, al precio de venta de la electricidad, o al precio de compra del combustible. Este recurso debe ser administrado cuidadosamente, para no producir rentabilidades no razonables, y controlado rigurosamente, debiendo el beneficiario devolver todos los beneficios recibidos en caso de incumplimiento. En algunos casos se subsidia la actividad de investigación y desarrollo, siempre que esta incluya una amplia difusión de los resultados.

Dada la diversidad de las condiciones en las que se analiza un posible proyecto de sistema de cogeneración, los esquemas conceptuales y equipamientos con que se implementen, la incertidumbre de la evolución de las demandas energéticas de la industria, las tarifas vigentes, etc. es imposible dar pautas que permitan hacer que todos los casos se alcancen una rentabilidad razonable, por ejemplo una tasa interna de retorno del 12%. Si el proyecto puede ser implementado con un monto de inversión bajo, y las tarifas de combustibles y electricidad son elevadas, se obtendrán elevadas rentabilidades sin necesidad de ayuda alguna. No es el caso que vemos aquí y ahora, en el que los valores de inversión y costo de capital son elevados, y las tarifas eléctricas y de gas están entre las más bajas del mundo. Esta condición se ha agravado por la pesificación y devaluación ocurrida recientemente, no habiéndose llegado a corregir distorsiones y por ende alcanzar un equilibrio estable. En las condiciones actuales, no se ve posible la inversión privada en generación eléctrica, lo cual indica la ocurrencia de una crisis en el futuro, en especial si se mantiene una alta tasa de crecimiento económico por todos deseada.

## CONCLUSIONES

Es necesario que exista una Ley que complemente a los mecanismos del mercado en la problemática de la cogeneración. La regulación existente en cuestiones sobre cogeneración se encuentran solo en uno de los Anexos de Los Procedimientos del Mercado Eléctrico (Ley 24065/1992). Lo prescripto allí es inadecuado, insuficiente y hasta con errores conceptuales básicos sobre las reales necesidades de los cogeneradores.

La calificación del cogenerador es el primer paso para determinar si la instalación es de interés o no para recibir los beneficios que pudieran serle otorgados. El rendimiento FI resulta adecuado para calificar al cogenerador por topping..

Existe una batería de medidas promocionales que pueden ser otorgados como ayuda a un potencial cogenerador al que la autoridad regulatoria puede recurrir, y que su otorgamiento al menos idealmente deberían ser en cada caso las suficientes para que la rentabilidad alcance valores mínimos aceptables.

## REFERENCIAS

- CAMMESA.(2002), "Los Procedimientos del Mercado Eléctrico Mayorista", Ley 24065/1992, Anexo 12, Buenos Aires.
- FERC, (1978), Part 292. Title 18. Regulations under Sections 201 and 210 of the Public Utility Regulatory Policies Act of 1978 with regard to Small Power Production and Cogeneration, USA.
- Fisk, R.W. and Van Housen, R.L. Cogeneration Applications Considerations. GE Power Generation . Schenectady, NY. Paper GE 3430 D, 1996.
- Fushimi, A., (1999), Tesis de Magister en Ingeniería, UNLP titulada "Cogeneración con turbina de gas, aplicación al calentamiento de aire para secado de malta", Capítulo II: Conceptos fundamentales, Fac.Ingeniería, UNLP, La Plata.
- Fushimi, A., (1994), Informe 2 al Ente Provincial Regulador de la Energía de la Provincia de Buenos Aires.
- PURPA, (1978), "Public Utility Regulatory Policies Act", P.L.95-617, Parte del National Energy Act., Sections 201 and 210. Cogeneration and small power production. Federal Register, November, USA.
- Sosa M. I. y Fushimi A., (2000), La cogeneración en el contexto de las tecnologías de conversión energética del futuro, AVERMA, Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente, volumen 4, Tomo II, 07.01.
- Sosa M.I. y Fushimi, A. (2003), "El rol de la regulación en el desarrollo de la cogeneración", Asades, Resistencia.
- UID, (2000-2003), UNLP- FI, Proyecto acreditado por el periodo 2000-2003, "Cogeneración de Energía", I-070, Facultad de Ingeniería, UNLP, La Plata.

## ABSTRACT

The non sustainability of the thermic generation of electricity and heat in energy conversion systems burning fossil fuels makes necessary the improvement of efficiency of these facilities. The encouragement of cogeneration is an appropriate measure that should be applied immediately. For it is necessary an appropriate regulation that allows the operation of selected systems will give values of interest, as far as economics and conservation of resources are concerned. The facilities qualified as of interest should receive the necessary help so that the project can be materialized. The presently existing bibliography shows a number of promotion measures whose applicability to cogeneration projects in our Country should be analyzed. In the present work some preliminary ideas are given according to the experience we have collected through the analysis of these systems. We wish they will be useful for the making of an appropriate regulation, for those who should do it.