



COGENERACION

SIPNOSIS

La cogeneración es la producción simultánea, integrada y secuencial de energía mecánica o eléctrica y energía térmica útil a partir de una misma fuente energética primaria siendo el gas natural el más óptimo. Conocida también como CHP, generación combinada de calor y electricidad, permiten llevar a cabo un importante ahorro de energía a nivel usuario como global. Los equipamientos son a base de motores térmicos y se la utiliza tanto en la industria, fundamentalmente en las energointensivas, como en el sector servicios.

Su rendimiento marginal eléctrico, relación entre la producción de energía eléctrica y el consumo de energía térmica si se generara esta última en una caldera convencional, es más alto aún que de los más avanzados ciclos combinados.

Dada su confiabilidad y eficiencia, se ha expandido tanto a los países desarrollados como los del tercer mundo, importadores de gas o con abundante reservas del mismo. En Argentina solo hay un 3% del total de la potencia instalada en generación eléctrica.

En la Argentina el potencial máximo para el año 2.000 y sin considerar las ramas siderurgia y destilerías, es de 968 Mw. pero dado que relación actual entre los precios de la electricidad y del gas natural es del orden de 5 a 1, y sumado que no hay incentivos, se reduce a 120 Mw., como potencial económico.

La cogeneración es un negocio que puede ser explotado por las distribuidoras de gas, que saben donde están los nichos con factibilidad para cogenerarse y las generadoras termoeléctricas por usar una tecnología que no difiere en mucho al de la cogeneración.

Por lo tanto para llevar a cabo el plan de máxima cogeneración se deberá modificar al actual marco regulatorio, contemplando las características tecnológicas de la cogeneración o mejor aún que se promulgue una ley de uso eficiente de la energía que incentive a la misma.

La cogeneración brinda un montón de beneficios, desde el ahorro de un recurso no renovable como el gas natural, una reducción en la facturaciones energéticas, y una escala menor de emisiones, lo cual protege al medio ambiente y tiene la posibilidad de desarrollo de polos industriales con lo cual se incentiva el uso de la mano de obra.

Sr. Ing. Carlos V. A. TRZASKA

CLACET

COGENERACION



INTRODUCCION

Voy a empezar mi disertación con un concepto vertido, palabras más, palabras menos, por el Sr. Ing. Luis GIUSTI ex Presidente de PDVSA, ahora Consultor Internacional, al referirse, en la última exposición de Oil&Gas, sobre los grandes desafíos que tendrán por delante el empresariado inevitablemente inmerso, en la globalización ahora y en el futuro, a fin de preservarse y preservar al mundo para las futuras generaciones. Estos desafíos son:

- 1. Ser cada vez más eficientes*
- 2. Proteger al medio ambiente*
- 3. No descuidar la asistencia social.*

La cogeneración, como veremos, es una tecnología que cumple con los puntos enunciados. Es un eficiente proceso de operación y explotación de los recursos energéticos no renovables como es el gas natural, con una menor emisión de los gases tipo invernadero y gases tóxicos. Y al convertir a las empresas cada vez más competitivas, permite el desarrollo polos industriales, regionales o no, constituyendo a estas en una buena fuente de trabajo.

Citamos también, que como parte de un proyecto de ley de hidrocarburos del actual gobierno se halla el proyecto de ley de Uso Eficiente de la Energía y uno de los instrumentos de su política de uso, es la incorporación de tecnología destinada a mejorar la eficiencia energética y la calidad ambiental, como es la cogeneración.

Este proyecto está enmarcado en el artículo 41 de la Constitución Nacional, que consagra el derecho a toda persona a un ambiente sano y equilibrado en aras del logro de un desarrollo sustentable, reduciendo las emisiones nocivas para el medio ambiente, y estimulando la conservación de los recursos naturales no renovables.

Ahora Pasaremos a describir a la Cogeneración

Desarrollo

1. Definición y usos

La cogeneración es la producción simultánea y integrada de energía mecánica o eléctrica y energía térmica útil a partir de una misma fuente energética primaria. También se lo conoce como CHP, Combined Heat and Power o Generación combinada de calor y electricidad, término usado en la Europa de habla sajona.

Estos sistemas permiten llevar a cabo un importante ahorro de energía resultando una significativa reducción en las facturaciones energéticas sin alterar la producción.

La cogeneración, significa la transformación de las distintas energías eléctrica y térmica, a través de un mismo módulo, donde se aprovecha la energía que de otra forma escaparía a la atmósfera, a través de los radiadores y por el escape en caso de los motores de combustión interna, diferenciándose así, de la producción de las mismas energías en forma separada o en islas. Sin embargo, aunque el propósito de un sistema de cogeneración es suministrar todas las necesidades de calor y de electricidad del usuario, estas plantas se instalan junto con aquellos sistemas de alimentación de energías convencional, de tal forma que una mayor demanda de electricidad sea comprada a la red y en caso contrario, el exceso de electricidad cogenerada sea vendida a la red. (Ver figura N° 1)

Con estos sistemas se obtienen un rendimiento mucho más elevado que en el último caso e inclusive al mas avanzado Ciclo Combinado de generación eléctrica.

La fuente primaria es, por lo general, combustible fósil, petróleo y sus derivados o gas natural, pero también puede ser algún combustible no convencional como bagazo, astillas, cáscaras, aunque se los usa en mucho menor escala.



En países industriales como EUA o Alemania se utiliza en algunos casos el carbón para módulos muy grandes, en especial por la dependencia que tienen en la provisión de gas natural

La cogeneración es una tecnología que ha demostrado su confiabilidad y eficiencia aunque sus resultados económicos han sido cambiantes debido a las fluctuaciones en los precios de las distintas fuentes energéticas.

Se trata obviamente de equipamientos a base de motores térmicos que bien pueden ser alternativos, Ciclo Otto, o Diesel, como rotativos, turbinas de gas y/o a vapor, siempre acoplados con uno o más intercambiadores de calor, calderas, o recuperadores de gases de escape, radiadores, etc.

Los hay desde muy simples con un motor que acciona a un generador, utilizando a los gases de escape directamente en los procesos, hasta los mas complicados con una o más turbina de gas o vapor, calderas, radiadores, equipos de absorción y que funcionan de acuerdo a las diferentes demandas de calor según los procesos que se involucran y aún por cambios debido a factores climáticos o estacionales. En cuanto el uso de las turbinas a vapor podemos clasificar a los sistemas topping en que la utilización del calor es aguas abajo respecto a la producción de electricidad o sistema bottoming en que la energía térmica es aprovechada aguas arriba de la generación eléctrica

Más adelante veremos con más detalle los diferentes equipamientos.

La utilización de los equipos de cogeneración es para cualquier consumidor que tenga procesos en donde existe demandas de energía eléctrica y/o mecánica simultáneamente con calor, entendiendo a este último no solo donde halla un aumento de la temperatura sino también un descenso de la misma, como ser climatización o refrigeración. El/los procesos pueden utilizar calor en forma directa, por ejemplo en hornos de secado, u hornos de cocción, con y sin superficies de intercambio, o bien calor en forma de vapor o agua caliente para calefacción, procesos químicos, petroquímicos producción de pulpa y papel, o para generar frío para climatización o refrigeración, utilizando en tal caso equipos de absorción.

Por lo tanto, se la utiliza tanto en la industria, como en el sector servicios aunque en este último con módulos mas pequeños y por ende con una escala menor.

Es muy importante que las demandas energéticas de los posibles usuarios sean de uso intensivo durante grandes cantidades de horas año siendo preferible, además, que sea lo más uniforme posible. Por lo tanto son las llamadas industrias energointensivas las de mayor potencial en utilizar los sistemas de cogeneración.

No olvidemos que también lo utilizan las utilities, en especial en los países de habla sajona, para generar electricidad y vapor, este último para calefacción urbana (District Heatings).

2. Beneficios, Coeficientes y Rendimientos

Como hemos mencionado la cogeneración implica un importante ahorro de energía primaria, por lo que se encuadra en el uso racional de la energía especialmente en la utilización de los recursos no renovables, como son los combustibles derivados del petróleo y el gas natural.

Pero antes de abordar este tema, pasaremos a definir los distintos coeficientes y rendimientos asociados a la cogeneración.

Tomando un caso típico de un sistema de cogeneración típico (ver figura 2) a base de turbinas de gas de última tecnología entre 5 a 40 Mw. de potencia eléctrica, con una producción del 32.5 % en electricidad y del 52,5 % de energía térmica.

Si comparamos primeramente con la generación eléctrica en isla, o sea por separado, mediante ciclos combinados del 55 % de rendimiento, nos quedaría un 48,4 % de eficiencia en bornes del usuario conectado por lo general a la red de 13,2 Kv.

Respecto a la energía térmica que suponemos que se efectuaría con un 91 % de eficiencia, su consumo en isla sería del orden del 57,7 %.



Por lo tanto para 100 unidades de producción total de energía cogenerada, el consumo en isla es: energía térmica 57,70 unidades, y 67,15 unidades se consumen para generar las 32,50 unidades de energía eléctrica.

Se define como rendimiento global, a la suma de las energías mecánica o eléctrica más la térmica útiles generadas dividido por la energía del combustible consumida.

$$\text{Prod.}(E.. \text{Elec.} + E.. \text{Term.})/\text{Cons. Energ. del Sist.} = 32,5 + 52,5 / 100 = 85 \%$$

Entendemos como coeficiente energético o relación potencia calor, denominado Sk a:

$$\text{Prod. de E. Elec.} / \text{Prod. de E. Term.}: 32,5 \text{ Unid. Eléc.} / 52,5 \text{ Unid. Térm.} = 0,62$$

Al rendimiento global se le suele denominar como utilización del combustible, Sin embargo no lo podemos considerar como equivalente a una eficiencia térmica. Solo puede ser comparado con otros sistemas para los mismos coeficientes energéticos

Además hay que tener en cuenta que estamos sumando energías de calidades distintas, una superior, la energía eléctrica y otra inferior la térmica, con lo cual no es válido tomar como referencia con los rendimientos de otras alternativas de producción de energías útiles

En cambio se define como rendimiento marginal eléctrico a la relación entre la energía eléctrica del ciclo de cogeneración frente a la energía que se consumiría para producir, por separado, la misma cantidad de calor requerida en el proceso.

Para el ejemplo citado de 100 unidades de energía cogeneradas, 32,5 unidades son eléctricas y 57,7 son las unidades térmicas que se consumirían por separado, tenemos que el rendimiento marginal eléctrico como la relación:

$$32,5 \text{ unidades} / (100 - 57,7 \text{ unidades}) = 76,8 \%$$

Esta relación nos da una idea de la eficiencia del combustible adicional que se consume en el ciclo de cogeneración comparado con el consumo que se produciría generando la misma cantidad de calor en una caldera convencional, valores, estos que superan ampliamente al del mejor Ciclo Combinado.

Y el ahorro por cogeneración, para los considerándos, arriba descriptos es:

$$\frac{(57,70 + 67,15 - 100) \text{ unidades}}{(57,70 + 67,15) \text{ unidades}} = 19,9\%$$

Con el avance de la tecnología podremos, en corto tiempo tener a disposición turbinas de gas de módulos del orden de 5 MW o más con rendimientos a ciclo abierto del 40 %.

Con este tipo de máquinas la relación de ahorro del 19,9 % se convierte en 23 %.

Como en la gran mayoría de los casos se utiliza el gas natural como combustible primario, ya que se encuentra en abundancia en el país, y considerando a los 4.292 MM m³ de gas natural, cuando mencioné el consumo energético de las Empresas Energointensivas, el Ahorro del 19,9% se traduce en 1.848 MM m³/año de gas natural.

Pero no solo beneficia a los usuarios sino también, como veremos enseguida, a los generadores y distribuidores de electricidad.

La combinación de la generación eléctrica por medio de estas plantas con la red publica constituye además, una fuente ininterrumpida de electricidad.

Es mas, la alta confiabilidad que actualmente poseen los distintos sistemas de cogeneración alivia o mitiga a las Empresas Generadoras de electricidad la responsabilidad de realizar inversiones para producir mas cantidad de energía.



Y por el incremento de la capacidad de producción de energía eléctrica con menores inversiones, el precio unitario de la electricidad a nivel global también disminuye.(por razones coyunturales se excluye a la Argentina de este análisis)

Además, por una de las cuestiones tan en boga en estos tiempos, la cogeneración provee el beneficio de una escala mucho menor en emisiones y una virtual eliminación de los venteos, y por ende la eliminación en inversiones necesarias para instalar equipos de recuperación de gases de escape. Tan solo por el ahorro en quemar menos gas natural, las emisiones de bióxido de carbono, que provoca el efecto invernadero bajarían del orden de 1.000.000 Ton/año.

Pero la principal razón es y siempre será, el ahorro en pesos del orden del 20 % de la facturación energética con un período de retorno de la inversión de 4 a 6 años aproximadamente a nivel individual.

La cogeneración garantiza la confiabilidad en el suministro de electricidad que para algunos casos constituye un factor crucial para los procesos de producción y genera de esta forma un ahorro indirecto difícil de cuantificar.

Por lo tanto, para los sectores productivos mejorará sensiblemente su competitividad manteniendo, además, la localización de las industrias en distintas regiones, y por ende conservando las fuentes de trabajo

3. Experiencias Internacionales y Nacionales, Ejemplos

En los países desarrollados estos sistemas tienen una amplia difusión.

En Alemania la energía eléctrica cogenerada representa alrededor del 30 % del total de la energía eléctrica que se produce. En esta cifra se incluye los llamados district heatings o sea la producida por las suministradoras de energía para calefacción urbana.

En forma similar se encuentra Dinamarca en donde existe una planta modelo de Cogeneración con ciclo combinado de una eficiencia global del 87 % y de un 97 % de disponibilidad durante las primeras 8.000 hs de funcionamiento con 300 arranques y se está proyectando para el año 2001, la operación de una planta CHP del 94 % de eficiencia a plena carga

En España la potencia instalada en estos sistemas es del orden de los 3.800 Mw. Esto representa un poco menos del 10% de la potencia total instalada, alrededor de 40.000 Mw. En este país existe una regulación que promueven la instalación de plantas cogeneradoras que cumplan algunos requisitos sobre eficiencia global comprobable. Y estos momentos la mayoría de estas plantas cogeneradoras exportan sus excedentes a red pública.

Además podemos citar ejemplos como Bélgica, Holanda, Francia, etc., países estos como los tres nombrados anteriormente importadores de gas natural. También existen plantas de cogeneración en Inglaterra, país con producción propia de gas y petróleo.

Pero también existen plantas cogeneradoras en países llamados del tercer mundo como Turquía, Malasia, Pakistán, Tailandia, Emiratos Arabes, Kuwait, etc., y que si poseen gas natural en abundancia.

En EUA existe regulaciones a fin de favorecer los eficientes sistemas de cogeneración, desde el punto de vista del uso de los combustibles y fundamentalmente a partir de la vigencia de la legislación PURPA(Public Utility Regulatory Policies Act 1978).

En los primeros 15 años de vigencia de ese acuerdo la potencia instalada fue del orden de los 40.000 MW. y sigue en un sostenido crecimiento. Existen legislaciones regionales y los acuerdos se efectúan entre las propias empresas privadas.

En nuestro país se pueden citar varios ejemplos con muy buenos resultados en lo económico como así mismo en el funcionamiento del ciclo. Tenemos desde un módulo de 104 Kw. con motor alternativo a gas natural como combustible en el hospital municipal de Bariloche hasta los sistemas instalados en la Refinerías de YPF en Ensenada con una potencia eléctrica de 128 MW con 200 ton de vapor a 32 Kg/cm², que aunque no cubre toda la demanda de vapor de la refinería es un buen ejemplo de cogeneración. El otro esta en la Planta de Siderar de San Nicolás de 160



Mw. Provee entre 250 y 410 t/h de vapor para proceso, exportando electricidad a la red pública. En total en el país hay alrededor de 600 MW. de potencia eléctrica en cogeneración, sobre un total instalado de 20023 Mw., lo que da alrededor de un 3 %.

A esta cifra se llega considerando, además de las mencionadas, las plantas a vapor que tienen las principales empresas papeleras y afines. No se ha considerado como potencia eléctrica a la mecánica cogenerada en algunos ingenios azucareros. El total de energía cogenerada, comercializada a la red del MEM, fue en año próximo pasado de 1.121,334 Mwh, y el total generado por las centrales térmicas, en el mismo período, fue de 29.870,062 Gwh con una indisponibilidad media del 24,4%.

4. Módulos, Descripción de los equipamientos, Costos

Como lo anticipamos mas arriba existen equipos de cogeneración a base de motores alternativos a gas o gasoil, de tamaños desde 10 Kw. hasta 4.000 Kw. o más de potencia eléctrica. Estos sistemas son muy simples y constan del motor que acciona por lo general un generador eléctrico(puede ser una bomba o compresor), y el calor se transfiere desde intercambiadores instalados en las camisas de los cilindros, en el cárter de aceite o en el radiador de agua de refrigeración que junto con los gases de escape se pueden aprovechar para producir agua caliente o vapor a través de una caldera. Con estas características se pueden obtener equipos con coeficientes energéticos Sk entre 0,85 a 0,75 con motores a gas y produciendo agua caliente en el último caso. En cambio con motores diesel la relación es más cercano a 1(unos). A fin de generar refrigeración o frío, fundamentalmente para climatización se deben complementar con equipos de absorción.

Sabemos que los motores alternativos son de alta carga eléctrica o mecánica. Tienen muy buena respuesta a cargas parciales conservando un rendimiento alto y parejo del orden del 40 al 42% en capacidad de producción eléctrica y del 90% como eficiencia global. Son muy flexibles y con costos relativamente bajos, pero tienen la limitación del tamaño del equipo.

Se llama Microcogeneración a los sistemas de potencia eléctrica pequeña de 10 hasta alrededor de 100 Kw., posibles de fabricarlos en módulos compactos de dimensionados de tal forma que ocupen el espacio de una caldera de consorcios o de hoteles. Dichos módulos poseen todos los elementos para la producción simultánea de calor y electricidad e inclusive, en caso de necesidad, cuentan con un equipo de absorción.

Para mayores potencias tenemos los sistemas con turbinas de gas, que arrancan con potencias eléctricas desde 500 Kw. hasta actualmente los 280 Mw. El equipamiento se complementa con una caldera de recuperación de los gases de escape o HRG, a fin de producir vapor y/o agua caliente. Las turbinas de gas es uno de los motores mas apropiados para la cogeneración en la industria, tal es así que su utilización se ha diversificado en el mundo entero a partir de las nuevas tecnologías aplicadas en ella. Las razones fundamentales de ello son las altas cargas térmicas debido a:

- Alta temperatura de escape, que se hallan en el orden de los 420 a 600 °C, este último para las grandes unidades de 150 MW. o más.
- Gran caudal de gases de escape, aun en pequeñas unidades. Para tener una idea una turbina de 1200 Kw.(1,2 Mw.) la masa total de escape es alrededor de 6,45 Kg/seg.
- Confiabilidad, simplicidad e inversión relativamente baja.

Estas máquinas se diseñan tanto para cogeneración, como para ciclo combinado(acá hay que citar que un sistema de cogeneración puede estar integrado por un ciclo combinado mas el aporte de la energía térmica). Producen energía eléctrica y térmica con un coeficiente Sk entre 0,7 a 0,4.

Los sistemas se complementan con recuperadores del calor de los gases de escape. También se suelen llamar caldera debido en especial a que pueden producir vapor de alta presión inclusive, desde 1.05 Kg/cm² de vapor saturado hasta 105 Kg/cm² y 510 °C de vapor sobrecalentado esto último para mejorar el salto entálpico disponible y expandirlo en una turbina a vapor.



La eficiencia de una caldera de recuperación depende del calor de escape del turbogas y de la superficie de intercambio utilizada en el diseño del sistema. Las pérdidas de calor se producen: a) en los gases calientes a través de la chimenea, b) por fugas c) por radiación.

La eficiencia de un recuperador determinado varia con el comportamiento de la turbina en los distintos estados de carga y ambientales que no corresponden a los de diseño.

Dado que los gases de escape de un turbogas tienen un alto contenido de oxígeno, del orden del 14 al 16 % se puede efectuar lo que se llama una postcombustión mediante quemadores auxiliares poder así producir mas caudal de vapor sin adicionar ningún otro componente mayor.

Las calderas de recuperación pueden ser de circulación natural de eje horizontal tal como se usa en EUA o de circulación forzada de eje vertical usado especialmente en Europa debido al poco espacio disponible en este último continente.

También se puede utilizar el calor de los gases de escape en forma directa o indirectamente a través de algún otro fluido, puede ser aire, o con tabiques separadores por cuestiones de contaminación de los materiales a procesar.

Los sistemas con turbinas a vapor usan vapor como elemento de producción de calor y con su expansión en turbinas se puede generar energía eléctrica, en unidades desde los 500 Kw. hasta los 250 Mw. El vapor que se produce en el sobrecalentador de una caldera se expande en una turbina desde 42 Kg/cm² y 400 °C, como valores de trabajo iniciales más frecuentes hasta convertirse en vapor húmedo que se condensa en los procesos de producción a una temperatura constante. Luego este condensado retorna a la caldera por medio de las bombas de alimentación. Con este ciclo se obtienen por lo general un coeficiente energética de 0,1 a 0,2.

Mejorando el ciclo mediante precalentamientos por extracciones de la turbina y precalentando el aire, se pueden obtener coeficientes del orden de 0,4.

Actualmente se fabrican turbinas a vapor muy simples, de alto rendimiento de un solo cilindro y de un solo flujo para los tamaños medianos a mas chicos. Estas máquinas tienen los álabes de baja más largos que lo usual pero hay una menor pérdida de flujo de vapor. Son más compactas con un 25 % menos de peso y permite un ahorro en el montaje y operación.

Los Sistemas con ciclos combinados usan la turbina de gas y la turbina a vapor simultáneamente. El vapor generado por la caldera de recuperación puede seguir, dependiendo de las necesidades que tienen de este fluido los procesos de la fábrica, los siguientes caminos.

1. Parte de él se lo expande en una turbina a vapor a contrapresión o con extracciones , y el resto va al proceso como consumo térmico,

2. O todo el vapor va a la turbina a vapor, la cual, similar al caso anterior también puede ser a contrapresión o con extracciones intermedias

Estos sistemas se utilizan cuando la necesidad de energía eléctrica en función de aquella energía térmica, a vapor, supera a la que podría dar la/s turbinas de gas.

O en aquellos caso que la demanda de vapor están en varios niveles de presión de modo que en lugar de usar válvulas de estrangulación y así bajar la presión, al vapor se lo expande en una turbina a fin de transformarlo en trabajo útil.

Ventajas y desventajas de los distintos equipamientos:

Aquellos sistemas con turbinas a gas, deben tener una demanda de potencia continua y donde el consumo de calor sea importante.

Donde son requeridos grandes unidades de potencia, preferentemente arriba de los 2 Mw.,(esto no significa la exclusión de tamaños menores de 2 Mw.)

Donde el consumo de calor directo o indirecto de gases calientes es altas temperaturas, alrededor de los 400 a 550 °C, o donde se requiere grandes cantidades de vapor desde media y alta presión(30 a 105 Kg/cm²)

Es preferible seleccionarlo donde haya disponibilidad de gas natural, aunque no es un factor limitante.

Y se la utiliza en ciclos combinados con la turbina a vapor.



Los ciclos con turbinas a vapor son más factibles de utilizarlos cuando existe la posibilidad de que haya calor residual de procesos a un nivel térmico alto (sistemas bottoming).

Cuando es necesario reemplazar la caldera de vapor existente por fallas y/o deterioros de la misma, de tal forma que su costo no se sume al costo total de la instalación de cogeneración

Se la puede considerar como complemento de un ciclo combinado, para aumentar la producción de electricidad, o porque la demanda de vapor es a varios niveles de presión aprovechando esos saltos expandiendo al vapor en una turbina para generar trabajo útil.

Cuando existe la posibilidad de utilizar la biomasa, como combustible.

En cambio los motores alternativos son aconsejables utilizarlos cuando es requerido vapor de baja presión, o agua caliente a 115 °C, o gases calientes, entre 90 y 150 °C

Donde el coeficiente energético sea alto, arriba de 0,5

Si no hay gas natural disponible y donde no existen todavía restricciones ambientales se puede utilizar combustibles líquidos.

Cuando la demanda de potencia sea baja, por debajo de los 3 o 4 Mw. y donde pueda existir una variación o un requerimiento no totalmente continuo de la misma

O cuando el suministro de potencia tiene que ser escalonado.

En cuanto a los costos de los diferentes sistemas y/o módulos representados en las figuras 3 y 4, varían si son, ciclos simples con turbina de gas o motor alternativo, con calentamientos directos o indirectos, o con calderas a vapor, o con turbinas a contrapresión o a condensación

Referente a los costos de la energía eléctrica cogenerada, indicados en la figura N° 5, debemos tener en cuenta la amortización del equipamiento y los costos variables como ser el gasto de combustible, de operación y mantenimiento. Se ha tomado el caso de un sistema con turbina de gas de una potencia eléctrica entre 5 y 30 Mw., con caldera de recuperación a un costo total del orden de 645 u\$/kw. instalado, amortización en 15 años, sin considerar intereses y a una marcha de 7.500 hs/año.

Dado, como hemos señalado al principio, que todo cogenerador, salvo excepciones, debe estar conectado a la red eléctrica pública para reserva por alguna salida programada o no, el cogenerador, como usuario, debe pagar un cargo por reserva de potencia, que da como resultado a las 7.500 horas/año de funcionamiento del equipo un costo de 0,01264 u\$ por Kwh.

Como ejemplo podemos ver en la figura N° 6(word f6pcopds.912), un caso reciente, acerca de las inversiones que serían necesarias, para la instalación de plantas de cogeneración en una industria papelera, sus costos y los ahorros que pudieran obtenerse.

5. Precio del gas natural versus tarifa eléctrica, Mercado eléctrico mayorista

El precio del gas natural a los grandes usuarios que son regulados, el ente fija los máximos, sabemos que las distribuidoras realizan importantes descuentos a sus clientes.

Se ha creado un sistema de estímulo alternativo y optativo para las distribuidoras de gas., que opera como incentivo a la realización de operaciones en el Mercado de Corto Plazo del gas Natural.

El fin es otorgar un incentivo a la compra de gas más barato por parte de las distribuidoras. Con respecto a los precios de Cuenca de acuerdo a la informado por el Ente del semestre Mayo 98-Sep. 98 al Oct 98-Abril 99 tuvo una rebaja promedio del 6%, aunque durante el período 1994-1999 hubo un aumento en el precio en las cuencas Neuquinas y Noroeste y una rebaja en la Austral.

Pero lo que actualmente está en boga son los contratos por cuenta de terceros. Los grandes usuarios, industrias y centrales térmicas compran el gas natural por su cuenta, en forma directa con los productores o comercializadores, contratando el abastecimiento en firme o interrumpible. En los primeros podemos anotar la existencia a diciembre del año 98 de 56 contratos. La mayoría ha optado por la modalidad llamada by-pass comercial, es decir compran su propio gas y contratan con las distribuidoras el transporte y distribución.



De acuerdo a lo informado por el Ente, informe anual 1998, las distribuidoras realizan descuentos a las industrias por debajo del precio fijado por el ente como promedio del orden del 9,5 %. En cambio los By-Pass el descuento se eleva en promedio al 15 %.

Con esta modalidad estas empresas obtiene un ahorro en el costo del gas por unidad. Además debemos aclarar lo siguiente:

a. Las tarifas disminuyen a medida que se disminuye la distancia al yacimiento. La localización de los yacimientos más importantes son Neuquen, Austral, y Noroeste.

b. El costo por m³ disminuye a medida que aumenta el consumo. Para los contratos en firme el costo unitario disminuye a medida que se usa mas plenamente la capacidad diaria contratada o sea con un factor de carga alto.

c. La incidencia del gas depende de la combinatoria de proveedores y cuenca que tiene cada distribuidora, por lo tanto estas están facultadas para el costo del gas sea más o menos barato. Los precios promedio a nivel usuario están indicado en al figura 5.

En cambio la energía eléctrica comprada al servicio público en su gran mayoría de las industrias, campo de nuestro análisis tiene una modalidad comercial de Gran Usuario Mayor que contratan una parte en el mercado a término (actualmente alrededor del 75%), y el resto en el mercado spot. Para ello deben estar conectados a red eléctrica con una tensión mayor de 1 Kv., o sea en MT.(13,2 Kv.) o mayor y tener una demanda de potencia y energía mínimas para consumo propio de 1 Mw.(1000 Kw.) y 4380 Mwh anuales, respectivamente. Y por supuesto contratan con la distribuidora por el servicio llamado de peaje. El resultado de todo esto es que los grandes usuarios obtienen un ahorro significativo en la tarifa eléctrica, cerca del 20 % del que debería pagar a su distribuidora si esta le suministrara la energía. La modalidad es que obtiene una rebaja sustancial en el valor de la energía consumida y no tanto en la capacidad de reserva. Por lo tanto cuanto más consume y en forma constante durante el año, modalidad que cumplen las industrias energointensiva, mas es la reducción que tendrá en la facturación de electricidad

Para los dos tipos de consumo los contratos de suministro con las prestadoras son como mínimo de 2 años, la mayoría renovables. Existe cerca de 230 Gumas con posibilidad técnica de cogenerarse y 265 Grandes consumidores de gas con contratos en firme se han registrado en diciembre del año 1998.

Los valores medio se hallan indicados en la figura N° 5. El precio promedio monómico de venta en el MEM durante el año 1998 estuvo fue de 24,40 u\$s/Mwh en barras de Ezieza. El resto depende esencialmente de las regiones donde las industrias se hallan ubicadas. Y esto se le debe sumar los valores de peaje que en el caso de Edesur y Edenor está en 11,80 \$/Mwh más los impuestos.

Por lo tanto la relación de precios actuales entre la energía eléctrica y gas está entre 5 y 6 valor que no es sumamente atrayente para la inversión en sistemas de cogeneración.

Pero debemos resaltar que con los actuales precios de la energía eléctrica no puede existir un desarrollo sustentable de los sistemas de transporte en 500KV. y tampoco permite, económicamente hablando, la expansión en generación, lo que se tornaría algo peligroso para el futuro abastecimiento eléctrico.

6. Sectores con aptitud para cogenerarse, Industria y Servicios

Dentro del sector industrial tenemos las industrias energointensivas tenemos a la Celulósica y Papelera, Petroquímica, Destilería, Siderúrgica, del Vidrio y Cerámica.

Cabe mencionar que entre estas ramas se consumieron en el año 1998 un total de 4.292 MM m³/año solo de gas natural como uso energético. En cambio la demanda de electricidad de los grandes consumidores en las ramas mencionadas más arriba estaban en el orden de los 6.700 Gwh/año.



Respecto a la Siderurgia tuvo una demanda de electricidad del orden de 2.300 Gwh considerando solo los grandes usuarios. En cambio el consumo de gas natural fue de 1.300 MM m³/año con contratos, en la mayoría de los casos en firme.

Este sector se caracteriza por tener grandes plantas de producción, ubicadas en San Nicolás, V. Constitución, en la Provincia de Jujuy, etc. Se podrían instalar sistemas con turbina de gas y/o con turbinas a vapor con sistemas topping o bottoming

Es un sector que a pesar que en diversas plantas ya existen sistemas de cogeneración, aunque no en forma optima, con grandes posibilidades de Cogenerarse aún más. Una de las plantas que e encuentra ya en funcionamiento óptimo es el de Argener de 160 Mw.

En cambio el sector Destilerías que comprende las refinerías de petróleo, el consumo de gas natural en el año 98 fue de 1.150 Millones de m³. Cabe mencionar que también usan gas de proceso para generar vapor o LPG en la generación de energía eléctrica. Dado que la característica es que los tamaños de cada unidad son muy grandes, la destilerías es un sector sumamente interesante para instalar sistemas de cogeneración con grandes y medianas turbinas a gas, y/o con turbinas a vapor con condensación y/o extracción.

En Ensenada se halla en funcionamiento un sistema de cogeneración de 125 Mw. de potencia eléctrica, aunque no cubre la totalidad de la demanda energética pero que alimenta la refinerías de Ensenada y Lujan de Cuyo. Es necesario señalar que en las refinería de petróleo existe una demanda eléctrica muy variable, por ejemplo el sector iluminación de la planta es significativo.

Entre las Químicas y Petroquímicas la demanda de energía eléctrica en las principales plantas de elaboración fue del orden delos 3100 Gwh/año y el consumo de gas natural del orden del 1.000 MM m³/año.

En cuanto a las Químicas que comprenden laboratorios farmacéuticos, producción de abonos, plaguicidas, pinturas, jabones detergentes, etc. notamos gran concentración en el gran Buenos Aires Norte. y donde es más factible el uso de turbinas de gas dado los tamaños de plantas.

En el rubro de las petroquímicas cabe suponer que una parte bastante importante, del orden de los 200MM m³/año, del consumo de gas natural se lo utiliza como materia prima. Es un campo con industrias fácilmente identificables muy bueno para cogenerarse, ya que la concentración y la intensidad en el consumo energético es bastante grande.

Se adecuan mas bien los sistemas con turbinas de gas o de vapor a contrapresión, como también los ciclos combinados. Se puede usar no solo gas natural sino además gas residual. Por lo tanto es una rama donde el período de retorno de la inversión en un sistema de cogeneración se hace mas corto que en otras ramas.

El sector Celulósica y Papelera muestra una demanda del orden de los 380 MM m³/año y la demanda eléctrica ha rondado los 870 Gwh/año.

Los sistemas de cogeneración que más se adecuarían son aquellos con turbinas de gas, aunque se puede usar las turbinas a vapor a contrapresión. Dado que es una industria con uso intensivo del agua, las más grandes plantas se hallan ubicadas cerca de las orillas de los ríos. Las que existen en la provincias del noroeste aprovechan el bagazo de la caña de azúcar como combustible.

No obstante existe una importante cantidad de industrias papeleras ubicadas en el conurbano bonaerense pero son de pequeño módulo.

La potencia instalada en auto/cogeneración es aproximadamente de 120 Mw. instalado fundamentalmente por seguridad del suministro eléctrico. Hay en existencia plantas grandes, ubicadas en el norte de la Pcia de Bs. As. con enormes factibilidades desde punto vista técnico y económico, de cogenerarse.

En cuanto al sector Cerámica y Cristalería que comprende la fabricación de productos cerámicos refractarios y no refractarios, productos de arcilla, vidrios, etc. Se consumieron 600 MM m³/año.

En cuanto a la demanda de electricidad, entre las más importantes fábricas, fue del orden de los 200 Gwh/año. Al igual del sector papelerero los costos energéticos son un factor preponderante en la composición del costo del producto.



La mayoría de las industrias del sector usan secaderos u hornos industriales a temperaturas que oscilan entre 500 °C y los 250 a 200 °C. Para los primeros se adecuan más las turbinas de gas.

En cambio para las temperaturas inferiores es aconsejable los motores alternativos dado que el componente eléctrico es bastante importante en relación del térmico.

En cambio el sector del vidrio está concentrado en muy pocas empresas, la mayoría en el área metropolitana. Su componente térmico es bastante alto con muy altas temperaturas.

Pero también debemos destacar al sector alimenticio que comprende varias subramas, aceitera, frigorífica, bebidas y otros, en su conjunto, entre las grandes empresas consumidores de electricidad demandaron un aproximadamente 2500 Gwh/año y el consumo de gas natural fue de alrededor de los 1.100 Mmm³/año, y por lo tanto como mercado para la cogeneración es una rama muy importante.

Debemos destacar acá la subrama aceitera de una fuerte expansión en los últimos años aplicando nuevas tecnologías y con un menor índice de consumo termoenergético sobre la producción. Hay en existencia plantas que consumen residuos de procesos llamado biomasa. En cuanto a las bebidas destacamos la elaboración de cerveza que tuvo y tiene un gran desarrollo. El resto conforman industrias como la láctea, elaboración de azúcar molinería, etc. de gran expansión y donde cabría la posibilidad de instalar sistemas con turbina de gas de pequeño porte.

No debemos descartar a la rama Textil, con una demanda de gas del orden de 100 MM m³/año

En cambio el sector servicios, que comprende Hoteles, Supermercados, Hospitales, clínicas, etc. se caracteriza en general por tener un consumo de calor de baja temperatura, por debajo de los 100°C, ya que sus usos térmicos son fundamentalmente la climatización, salvo los grandes usuarios que consumen además vapor de agua, asemejándose así a los sistemas de cogeneración para las industrias.

Los clínicas, hospitales y hoteles serían los mejores lugares para implementar estos sistemas dado que en invierno o temporadas de baja temperatura deben usar agua caliente par calefacción debiendo complementarse con máquinas de absorción para el aire acondicionado en temporadas de alta temperatura.

También un campo posible de implementar estos equipamientos son los supermercados en especial los grandes o hiper donde se necesitan de frío para conservación de productos las 24 hs. del día durante todo el año.

La sugerencia para un planificación de un sistema de cogeneración a usarse en el sector servicios es:

1. Para la temporada de invierno tanto en hoteles como clínicas el consumo de agua caliente es prácticamente las 24 hs. del día. Por tanto habrá entre 3.000 a 4.000 hs. de funcionamiento del ciclo de cogeneración con un elevado rendimiento.

2. En cambio en verano, salvo la zona cordillerana sur, de Neuquen para abajo, el único consumo de calor será de agua caliente sanitaria. Desde octubre hasta abril, trabajará el equipo de absorción para aire acondicionado lo que se traduce a unas 3.000 a 4.000 hs. de funcionamiento.

Además es conveniente que el equipo opere al máximo en horas punta y la mayor cantidad de horas en el resto y en caso de feriados que trabaje el mínimo necesario para calentar los acumuladores y producir el aire acondicionado, para acumular así entre 6000 a 8.000 hs./año y lograr mantener la rentabilidad del mismo.

Para todos los casos lo más importante es efectuar previamente el/los estudio/s para verificar las posibilidades de llevar a cabo e/los emprendimientos. Es lo que llamamos estudio de factibilidad, que es el punto de partida de cualquier proyecto consistente en un riguroso análisis identificando los sistemas mas adecuados para las necesidades del consumidor y determinar si es atractivo desde el punto de vista económico.

El estudio de factibilidad debe involucrar las siguientes etapas:

Análisis de la situación actual



Estudio de la demanda

Evaluación técnica

Evaluación económica.

Respecto de los dos primeros tópicos, se trata de un estudio pormenorizado de las distintas demandas energéticas, inclusive con las posibles variaciones durante las horas del día, semana, meses y año. Es prioritario tener los siguientes datos:

Demanda de potencia y energía eléctrica mes a mes, y durante los husos horarios, sus costos

Demanda de energía térmica, mes a mes, a través de fluidos térmicos, sus características presión y temperatura, caudales, secado con calor directo en las unidades correspondientes, su variación diaria, semanal o mensual.

Si hay calefacción y/o refrigeración, variaciones estacionales

Horas reales de funcionamiento de los procesos involucrados

Con estos datos se confecciona el estudio de prefactibilidad

Una vez seleccionado los elementos principales, sistemas con turbinas de gas, con turbinas a vapor, o con motor alternativo a gas o diesel, será necesario elegir los equipos auxiliares requeridos y configurar la totalidad del sistema de cogeneración que cubra todas las necesidades energéticas del usuario.

La siguiente etapa consiste en la evaluación técnica del sistema, y determinar los consumos de combustible, la generación de electricidad, y calcular el ahorro energético. Donde hay leyes o marco regulatorios, pueden que haya límites al proyecto.

La etapa más importante del estudio preliminar va ser el análisis económico de la nueva instalación. Primeramente los ahorros anuales que se logran a través del uso de la cogeneración tienen que ser evaluados, calculando los nuevos costos de generación y de mantenimiento. Luego se estima la necesaria inversión.

Como resultado de este análisis económico se obtiene los planes de beneficios, generalmente el período de amortización simple, el valor actual neto y la tasa interna de retorno, para poder así tomar una la decisión.

7. Potenciales físicos y económicos

Como experiencias para la medición del potencial de cogeneración en el país podemos citar dos estudiadas en la industria de la Pcia de Bs. As., una complementando a la otra, mediante un programa de cooperación técnica EPRE-Sec. de Energía de la Nación por un lado y esta última con la comisión de Comunidades Europeas que datan de octubre de 1993 y 1995, respectivamente.

En la primera el potencial físico o técnico estimado que surgió extrapolando la muestra al total del universo fue de 580 Mw., y el potencial técnico-económico viable con inversiones amortizables en menos de tres años fue de 220 Mw., descartándose las destilerías y las metálicas básicas.

En la otra evaluación de acuerdo a los consumos relativos las industrias fueron clasificarse en: Electointensivas con Sk mayor que 0,45, Intermedias, Sk entre 0,45 y 0,09 y termointensivas con Sk menor que 0,09. El trabajo consideró solo aquellas industrias con Sk Menor que 0,45 o sea las intermedias y termointensivas.

Con estos criterios se seleccionaron 5 ramas del código Ciiu de dos dígitos y 21 de las subramas con 5 dígitos. Las ramas seleccionadas fueron la Alimenticia, Textil, Fabricación de Pasta para Papel, Papel y cartón, Químicas y Petroquímicas, Cerámicas y Vidrio. Como vemos no se evaluaron las ramas siderúrgicas ni las refinerías de gran magnitud y donde es necesario estudios caso por caso

Otro ejemplo de medición del potencial de cogeneración fue realizada en México en el año 92. En este caso se realizó un muestreo de 200 a 300 empresas de todas las ramas desde la metalúrgica al del cemento y cal. Luego desarrollaron un modelo matemático de pronóstico con colaboración del EPRI(Electric Power Research Institute) y con el auxilio del IDAE.



El análisis del potencial de cogeneración se realizó para los 2 tipos principales de sistemas: con Turbinas a vapor y con turbinas de gas y/o ciclo combinado, presentando tres escenarios de 1992 al 2007: Uno bajo, otro más probable y el último el escenario máximo.

El escenario más probable da como resultado un total 4.000 Mw. de potencia y una producción de energía de 28.000 Gwh/año.

Otra evaluación que nos toca de cerca es la realizada en el estado de Río de Janeiro, realizada en 1992. donde se han utilizado dos índices o coeficientes: uno llamado “**A(Alfa)**”, equivalente al coeficiente energético Sk , otro lo llamaron “**B(Beta)**” que es la relación entre la oferta de la energía eléctrica y de la energía térmica que cada sistema de cogeneración presenta, y por lo tanto dependiente de la tecnología aplicada.

Se han analizado sobre las Industria Químicas, Textil, Papel y Celulosa, Alimentación y bebidas, Metalúrgica, Cemento y sobre la demanda de calor útil considerando la sustitución de todos los combustibles utilizados por los sectores.

Los resultados fueron para la alternativa tecnológica a base a turbina de gas de ciclo simple una producción de 22.555 Gwh/año con una potencia de 3.219 Mw. , y para aquella a base de ciclos combinados dio un valor de 4353 Mw. de potencia y 30.503 Gwh/año de energía

Para la Estimación de Potenciales técnicos o físicos en la república de Argentina nos hemos basado en el estudio de los consumos del gas natural, rama por rama, pero exceptuamos las ramas siderurgia y refinerías, dado su complejidad, lo cual debe ser abordado caso por caso. Procedimiento:

1. Teniendo como datos los consumos de energía eléctrica y térmica por separado y rama por rama hemos calculado los distintos coeficiente energéticos (sk) de cada una de ellas, reflejando así la realidad tecnológica del país. De igual forma se ha comparado en todos los casos, con los valores que comúnmente se conocen en otros países con desarrollo en cogeneración.

2. En las ramas química y petroquímica al valor del consumo de gas informado por el Ente se le ha restado 200 MM m³ de gas, que sería el combustible que se usa como no energético, de acuerdo al balance de consumo de energía del año 1997.

3. Se procedió a calcular los potenciales de energía en Mwh/año a cogenerar en base al consumo de gas natural en una proporción del 100% en todas las ramas excepto la celulosa y papel donde el adoptado fue del 80 % de gas y un 20 % de hidrocarburos líquidos.

4. Los Potencias en Mw. a cogenerar se los cálculo en base a las energías adoptando un factor de carga igual a 1, pero en un tiempo de funcionamiento útil de 7500 Hs anuales ($fc=0,86$)

5. Y se procedió a dar las cifras de potenciales desde el año 2000 al 2012 de acuerdo a la tasa de aumento del valor agregado realizado por la fundación Bariloche junto con FIEL.

Con esta modalidad se ha cubierto las necesidades de demanda de energía térmica de las empresas, por lo tanto se trata de determinar la mayor potencia de equipamiento de cogeneración, considerándose factible la exportación de la energía eléctrica excedente a la red pública.

Como vemos en la figura N° 7 el potencial físico de cogeneración en el sector industrial para el año 2000 sería de 968 Mw. en términos de potencia y de 7076 Gwh/año de energía, sin considerar los sectores Siderúrgicos y las Destilerías, los cuales deben ser abordados caso por caso.

Pero si consideramos la definición de cogeneración debemos conocer de los usuarios sus demandas de calor y/o frío y las demandas de electricidad y las horas de funcionamiento de las unidades energéticas, o sea de los equipos que demandan esas energías, si estas operan al 100% y durante que cantidad de horas, como funcionan en el resto, datos que deben ser reales, precisos y si pueden ser lo mas detallado posible.

Por lo tanto lo más lógico es realizar un censo pidiendo los datos arriba descriptos, o tener estadísticas donde de alguna forma los mismos figuren y que pueden provenir de cámaras, uniones industriales, federaciones, etc.

Respecto al sector servicios lo que podemos comentar es que en los últimos 3 años el consumo de electricidad ha aumentado considerablemente, especialmente el sector comercial. Solo el sector súper e hipermercados anotados en el MEM, como GUMAS han consumido 294,2 GWh/año. Con los valores arriba mencionados calculamos el consumo de combustible por cogeneración y el necesario en el servicio público, considerando solo la instalación de sistemas con turbinas de gas al 32,5% de eficiencia media con una caldera de recuperación para la producción de vapor de baja presión hacia los procesos térmicos.

Comparando con el consumo de combustible con centrales de ciclo combinado de última tecnología de un rendimiento del 55 %, y considerando las pérdidas de distribución y transporte de electricidad en el orden del 12 %, tendremos una eficiencia en el suministro de energía eléctrica a los consumidores industriales del 48,4 %. Y si consideramos el consumo de combustible que efectuarían las industrias a fin de cubrir sus demandas térmicas(ver figura 7).

Por lo tanto tendríamos:

Ahorro de combustible: 3.554.000 Mwh/año, o sea un 13,15 % sobre la solución insular lo que equivale a 363.900.000 m³/año de gas natural, considerando tan solo aquellos proyectos para las medianas y pequeñas industrias(están excluidas las ramas destilería y siderúrgica).

Esto nos da los siguientes resultados:

Una disminución de emisiones de dióxido de carbono de efecto invernadero del orden de 667.000 ton./año

Y una disminución de emisiones del orden de las 600 ton./año por cada uno de los contaminantes como el NOx que afecta a la capa de ozono y del CO.

Potenciales económicos: Sin embargo por las razones que seguidamente se detallan los Potenciales físicos establecidos se transforman en:

Potencia: 120 Mw. sin saldos exportables a la red pública.

Energía: 900 Gwh/año

La causas por esta drástica reducción son:

1. Un costo de cogeneración mas alto que el del MEM , 37 contra 25 \$/Mwh, lo que hace imposible la exportación de excedentes
2. Una tarifa eléctrica baja del orden de los 38 \$/Mwh con relación al precio unitario del gas natural(Relación 5 a 1) que hace que los proyectos sean poco rentables.
3. Falta de definición acerca de las medidas a adoptar en el Marco Regulatorio. No hay incentivos
4. Falta de una ley de hidrocarburos que favorezca al uso racional de la energía.
5. Falta de financiamiento local
6. Poco interés en invertir en sistemas de cogeneración de parte de los posibles beneficiarios aunque admiten que les puede obtener importantes ahorros.

8. Distribuidoras de gas, generadoras eléctricas, Nuevas oportunidades de negocio

Planteado de la forma ya descripta, con el fin de mejorar inclusive la calidad de vida, la cogeneración que proponemos está basada con una energía primaria como el gas natural.

Los motivos técnicos y económicos por el cual el gas natural es el combustible más apto son:

1. El gas natural no posee contaminantes como el azufre, vanadio, sodio etc. Por lo tanto a los gases de escape de los motores se los puede enfriar bastante más que con los combustibles líquidos con el resultado de una mayor eficiencia energética por un mayor aprovechamiento de los calores residuales.
2. Es mucho más fácil manipular el gas natural que cualquier otro combustible y por lo tanto obtenemos una mayor eficiencia del sistema.



3. Las reservas comprobadas de gas natural respecto a las del petróleo es el doble, tomando en cuenta sus producciones. Este último hay para 9 años y el primero para 18 años.

4. La logística para los combustibles líquidos, salvo si proviene de un oleoducto o poliducto que son líneas troncales, es mucha más complicada que la del gas, y por lo tanto más cara.

5. El gas natural es apto para quemarlo en cualquier máquina térmica, en cambio los líquidos ya tienen algunas limitaciones.

Dado que el manejo del gas natural hasta la boca de entrada al usuario, industrial o de servicio, lo hacen las distribuidoras de gas o comercializadoras y en algunos casos las transportistas, lo más apropiado y lógico que estas lleven a cabo los negocios de la índole que estamos proponiendo y las razones son:

a. Poseen actualmente una estructura técnica y comercial de servicios energéticos muy amplia, en cambio las industrias y los servicios, poseen estructuras más pequeñas cuya finalidad es la producción o proceso generalmente de índole no energética.

b. Pueden conocer a priori los cambios de condiciones de abastecimiento de gas por el cual pueden modificar los suministros del mismo a los sitios más convenientes.

c. Aunque se debe invertir, se cambia la venta de gas natural, por la energía eléctrica y térmica de mayor valor agregado, y por lo tanto de un posible mayor beneficio.

d. En caso de ser partícipe de una sociedad con otros integrantes y dado que la cogeneración demanda más gas que el solo proceso térmico del usuario industrial, ver rendimiento marginal, la facturación por la venta del combustible aumenta.

e. Las distribuidoras de gas, al llevar la facturaciones de consumo de gas con fines termoenergéticos, son las que más saben donde se hallan los usuarios factibles de cogenerarse.

f. Para la generadoras de electricidad es una alternativa más, solo que las inversiones aunque más diversificadas son, unitariamente, mucho menos onerosas. La tecnología de los sistemas de cogeneración son similares al de los actuales ciclo combinados en lo que respecta a la generación eléctrica con turbinas de gas, turbinas a vapor y la producción de vapor a través de calderas de recuperación.

g. Ya existen empresas del rubro gas que han entrado en este negocio, por ejemplo en España. Por lo tanto más de una distribuidora del país, de parte de sus socios, ya poseen experiencia. Por el lado de las generadoras de electricidad la experiencia a nivel mundial es muy grande. Todos las CHP en los países europeos son las mismas Utilities. En cambio en EUA, existe más diversificación entre las suministradoras de combustible y utilities. Es más, el sistema de cogeneración de Ensenada es de y la opera una Utility. Respecto a este punto comentamos que en los países donde existe la cogeneración, excepto en donde existe la CHP, las utilities o generadoras de electricidad han tenido en el primer tiempo un poco de recelo o cierto temor, al regularse e incentivar la cogeneración. Pero la experiencia y la conclusión final ha demostrado que la cogeneración es otro negocio para esas firmas.

h. Respecto a los usuarios industriales, en muchos casos PYMES, la posibilidad de conseguir buena financiación de parte de las empresas de servicios es mucho mayor.

i. Respecto a lo legal, en principio no habría ninguna limitación para que un distribuidor o comercializador de gas pueda ser único dueño o participe de una sociedad y que opera y mantiene sistemas de cogeneración.

j. En cambio la ley del marco regulatorio de la actividad N° 24.076 y dentro de los objetivos que se fijan está el incentivo del uso racional del gas natural, velando así, por la adecuada protección del medio ambiente, que es uno de los resultados y pilares en la aplicación de la cogeneración.

Aquí nos permitimos citar lo manifestado por un dirigente de una empresa de distribución de gas. Tanto los entes reguladores como las empresas y los gobiernos provinciales y nacional tendrán que combinar sus esfuerzos para aportar al desarrollo de las respectivas zonas de actuación. Particularmente los dirigentes de empresas de servicios públicos energéticas que tendrán por delante una tarea fascinante. Se piensa en un debate, donde todo el sector energético discuta que puede hacer desde su nicho de negocios, cada uno para sí mismo.



En cambio a las distribuidoras de electricidad la cogeneración les permite descargar las redes de distribución de las empresas responsables de las mismas mejorando las condiciones de servicio. Inclusive podría incrementar la confiabilidad de las mismas. Y en vista de un posible estancamiento de inversiones en generación y fundamentalmente en transmisión en muy alta tensión, para las empresas distribuidoras sería una buena alternativa para tener siempre a disposición la energía a suministrar a los usuarios domésticos, comercios, etc.

Acá se lo asemeja a la llamada generación distribuida. Pero debo hacer notar que la cogeneración es un sistema que debe ser calificado.

En cambio la generación distribuida aunque es de alto rendimiento, que según los últimos ensayos da valores mayores que el 40 %, con módulos pequeños del orden de los 10 Mw., son sistemas únicamente generación eléctrica y no son calificados

Pero además la cogeneración mejora el balance energético en el área donde se instala la/s plantas de cogeneración, por ejemplo en las cooperativas eléctricas, disminuyendo las necesidades de compra de energía de mayor calidad como la eléctrica, mas cara, desde zonas fuera de esa área, reemplazándola por energía primaria más barata.(se habla de más cara o más barata desde el punto de vista energético por las transformaciones intermedias que se deben realizar)

9. Marco Regulatorio, Su Modificación e Incentivos, Perspectivas

El Marco Regulatorio Eléctrico por la ley N° 24.065 no distingue entre cogeneradores y autogeneradores, estos últimos sin aprovechamientos del calor asociado a la producción térmica. Por lo tanto no tiene en cuenta las características técnicas que requieren los sistemas de cogeneración.

El actual marco regulatorio define al cogenerador como aquel agente que vende parte o toda de la energía eléctrica que genera, a la red pública, pero obvia otros temas particulares sobre la cogeneración, desde que el cogenerador pueda ser el mismo usuario industrial o de servicios, hasta definir tamaños en potencia y rendimientos.

Además no se contemplarían aquellos cogeneradores de una potencia menor que un Mw., excluyendo así a la mayoría de establecimientos que prestan algún servicio o algún otro industrial pequeño o mediano.

Además se asimila en algunas partes al cogenerador con el generador y en otras al igual que al autogenerador, creando con esta última una situación riesgosa ya que por un lado el autogenerador es despachado por Cammesa de acuerdo a la conveniencia del sistema de la red pública y por otro el cogenerador debe trabajar según las necesidades del proceso del usuario, exporte o no a la red.

Con estas reglamentaciones evidentemente solo los grandes proyectos de cogeneración, como ser los de Ensenada, Argener, pueden ser factibles de llevar a cabo fundamentalmente para la venta de energía a la red pública ya que están atados a las redes de alta tensión desde los 66, 132 y 500 Kv. donde el pago por reserva de potencia es mucho menor que los mencionadas en los puntos anteriores de este informe.

Solo existe un marco regulatorio eléctrico nacional pero que abarca solo las áreas de Edenor, Edesur y Edelap, y en donde se contempla la existencia de cogeneradores, la venta de energía a la red o eventualmente a otros grandes consumidores, pero no está claro la forma y remuneración de una eventual venta de energía a la red, ni la venta a terceros. En el resto de las provincias adolecen de un marco específico regional o provincial.

Pero como mencionamos al principio se prevé la sanción de una nueva ley de hidrocarburos donde uno de los aspectos tiene por finalidad, entre otras cosas, promover el uso eficiente de la energía, contribuir a la preservación del medio ambiente e impulsar la sustentabilidad del desarrollo, dando a entender al uso eficiente de energía, como un ahorro, la eliminación de pérdidas y la sustitución de fuentes energéticas por otras. Dentro de los alcances de esta ley tenemos a la industria,

servicios, transporte, etc. y como instrumento de la política del uso eficiente está la incorporación de tecnología destinada a mejorar la eficiencia energética y la calidad ambiental.

Respecto a los incentivos y con el fin de garantizar el mejor cumplimiento de las políticas de uso eficiente de la energía el Poder Ejecutivo Nacional, promoverá un régimen de incentivos económicos y/o fiscales, a través de los instrumentos que considere pertinentes

Pero además se debería considerar asociaciones entre grupo de empresas con posibilidad de cogenerarse lo cual podría optimizar la ecuación técnica-económica.

Creemos que con esta nueva ley es el principio para cualquier iniciativa a fin de reglamentar y regular las actividades de cogeneración de la energía, teniendo en cuenta de que nos referimos a energías no renovables y con stocks que, aunque puedan ser abundantes, son finitos.

Como experiencias podemos citar el caso de España, donde existe un marco legal sobre la conservación de la energía y fomento de la autogeneración eléctrica. En este decreto se indica los requisitos para ser autogenerador donde se indica la obligatoriedad de la compra de excedentes por parte de la red pública, fijando precios razonables para dichos excedentes como así, para los servicios de apoyo o de reserva de potencia en caso de falla del sistema de auto/cogeneración. También existe una relación adecuada entre los precios de gas y de la energía eléctrica. Además en el plan energético español 1991-2000, se ha reconocido la importancia de la cogeneración.

Uno de los factores técnico económico que hace que los sistemas no sean rentables en períodos razonablemente cortos o medianos es el alto costo que debe pagar el cogenerador por reserva de potencia al distribuidor ya que incide en un 35 % del costo total de la energía eléctrica cogenerada.

Si enmarcamos dentro de la nueva ley de hidrocarburos el nuevo marco regulatorio deberá contemplar una rebaja sustancial del valor de potencia de reserva al 15 a 20 % del actual. Con esto las precios de las energías cogeneradas se asimilan a los del MEM.

CONCLUSIONES

Muy a pesar de los múltiples beneficios que resultarían si se instalan sistemas de cogeneración, según lo mencionado en capítulos anteriores, que en forma resumida son:

Menor costo de la energía para el industrial, lo que lo lleva a ser más competitivo, sumamente importante en los tiempos actuales

Mucho menor emisión de gases tóxicos, como ser el NOx y el CO.

Considerable disminución de la emisión de bióxido de carbono, principal causante del efecto invernadero.

Ahorro muy importante de la energía primaria utilizada, por ejemplo el gas natural

Aliviar de cargas a la redes de distribución de electricidad, haciendo incluso, que estas sean más confiables

Postergación de grandes inversiones a nivel generadores de la energía eléctrica.

No existe un desarrollo, salvo los grandes proyectos, similar al de los países con estructuras industriales parecidas al del nuestro.

Como informamos en el punto 6 el potencial técnico o físico de cogeneración para la industria, sin considerar las ramas destilería y siderurgia, para el año 2.000 es de:

Potencia 968 Mw. y Energía Eléctrica: 7.274 Gwh.

Sin embargo el potencial económico y legal para el mencionado año, considerando las mismas ramas industriales es del orden de:

120 Mw. en términos de potencia y de 900 Gwh anuales de generación

Los potenciales mencionados más arriba son de acuerdo a un escenario como el actual, o sea no favorable a la cogeneración.

Esas cifras de 120 Mw. de potencial de cogeneración se traduce de acá a diez años en lo siguiente:

Una inversión de 84 millones de pesos (promedio anual de 8,4 millones de pesos).

Un ahorro de energía primaria del orden de 44 MM m3 de gas natural por año.



Una disminución de emisión de bióxido de carbono del orden de 80.000 Ton./año.

Una disminución de contaminantes, NOx y CO, del orden de 70 ton/año por c/u.

En cambio si consideramos un programa de máxima cogeneración como es el de los potenciales físicos tenemos el siguiente cuadro:

Una inversión del orden de los 680 millones de pesos(promedio anual de 68 millones)

Un ahorro de energía primaria del orden de 363,90 MM m³ de gas natural por año

Una disminución de la emisión de dióxido de carbono del orden de 667.000 ton/año

Y una disminución de emisiones de Nox y CO del orden de 600 ton/año

Pero para que se cumplan con un programa de máxima cogeneración como es el de los potenciales físicos sugerimos efectuar cambios en la normativa o regulación que contemple:

1. Estipular el valor del cargo por reserva de potencia que cobran la distribuidoras de electricidad del 15 al 20 % del actual, considerando a esto como uno de los factores más importantes a tener en cuenta para una nueva reglamentación.

2. La consideración a nivel nacional y regional de la posibilidad de reglamentar alguna ley del uso eficiente de la energía, con incentivos y promoción para que los programas sean factibles de llevarlos a cabo.

3. Pero se deberán definir algunos aspectos técnicos para una calificación de los cogeneradores, aspectos que contemplen:

La producción simultánea y secuencial de las energías calórica y eléctrica.

Que el rendimiento marginal definido por el consumo adicional de combustible para generar un Kwh. eléctrico (Kwt/Kwe) no supere un cierto valor

La producción de las energías mencionadas utilizando energías renovables, como la biomasa.

Tener en cuenta a los agrupamientos industriales como aquellos conjuntos de consumidores de energías térmica y/o eléctrica cuyas cercanías permita el fácil intercambio de energía entre ellos, utilizando o no la red pública.

4. Se deberá favorecer a las inversiones de terceros privados o estatales dado el gran interés de parte de algunas empresas de ingeniería o energéticas, con mucha experiencia en el campo de la cogeneración. Esto nos traería un bagaje de conocimientos del tema ayudando inclusive a numerosas empresas nacionales y efectivizando un desarrollo de la ingeniería nacional bastante importante.

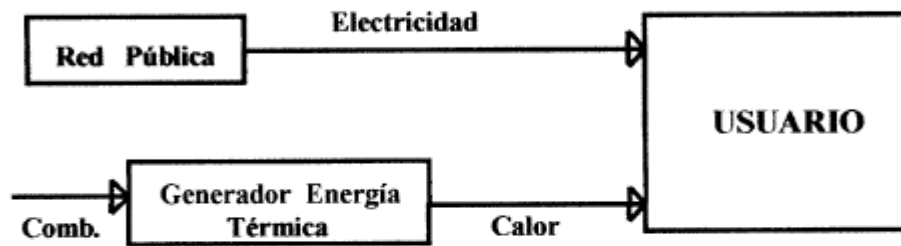
5. Respecto a las facilidades de financiación creemos que se estaría en buenas condiciones de recibir por parte no solo de organismos internacionales sino también de particulares cuando se cumplan con las otras condiciones mencionadas más arriba.

Dado que en cogeneración con instalaciones realizadas por terceros y no por el mismo usuario los contratos de suministro de energía tanto eléctrica como térmica son a largo plazo, de 6 a 7 años para arriba, vemos que con la estabilidad económica podemos tener un panorama más optimista para recibir ciertas inversiones.

FIGURA N° 1

**SUMINISTRO DE ENERGÍAS AL USUARIO:
CUADRO COMPARATIVO: SISTEMA CONVENCIONAL Y COGENERACION**

SISTEMA CONVENCIONAL



COGENERACION

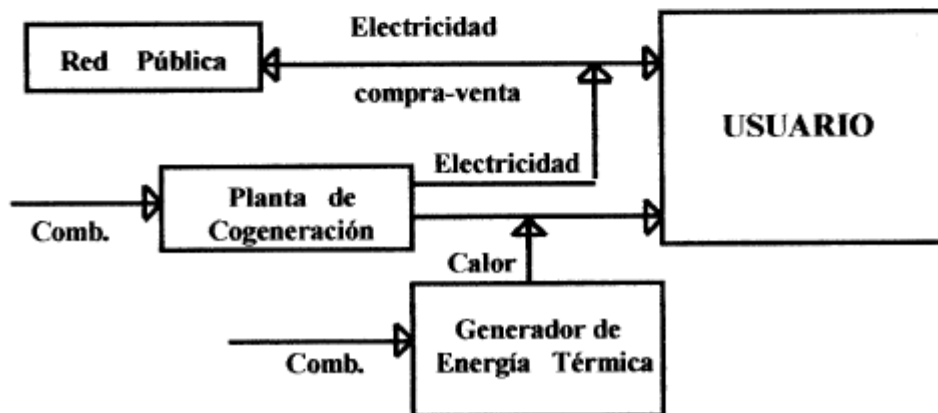
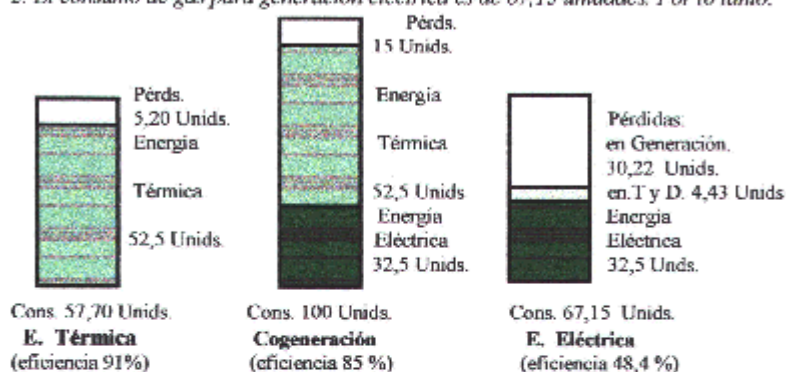


Figura N° 2

PLANILLA DE CALCULO DE AHORROS DE ENERGIA PRIMARIA Cogeneración,

Para el caso supuesto de ciclos de cogeneración de una eficiencia global del 85 % en base a turbinas de gas del 34 % de rendimiento a ciclo abierto (32,5% en cogeneración) las unidades de energía según el siguiente gráfico de barras son:

1. El consumo de gas para fines térmicos representa 57,70 unidades de energía
2. El consumo de gas para generación eléctrica es de 67,15 unidades. Por lo tanto:



Coefficiente energético: $32,5/52,5 = 0,62$
Rendimiento global: $(32,5 + 52,5)/100 = 85\%$
Rendimiento marginal: $32,5/(100-57,7) = 76,8 \%$

El ahorro en combustible es:
 $(57,70 + 67,15 - 100)/(57,70+67,25) = 19,90 \%$

Los 4.292 MM m3/año de consumo de gas natural son las 57,70 unidades de energía.

57,70 Unidades = 4.292,00 MM m3/año	52,50 Unidades = 3.905,20 MM m3/año
67,15 " " = 4.995,00 " "	32,50 " " = 2.417,50 " "
Total Unids. en isla = 9.287,00 " "	15,00 " " = 1.115,80 " "
	Total unids. en Cog. = 7.438,50 " "
Ahorro: $(9.287 - 7438,50)$ MM m3/año = 1.848,50 MM m3/año	

Producción de E. Eléctrica de: 2.417,50 MM m3/año = 18.055,12 Gwh/año
con 7.500 Hs/año de funcionamiento y un factor de carga = 0,85, nos daría una potencia instalada de: 2.832 Mw
Por lo tanto, la potencia en cogeneración a instalar tomando solo consideraciones técnica es:

$$(2832-553) \text{ Mw} = 2.279 \text{ Mw}$$

donde 553 Mw es la potencia de auto y cogeneración ya en funcionamiento.

FIGURA 3. COSTOS de los DIFERENTES SISTEMAS de COGENERACIÓN

(Aclaración: Los valores en US\$ son orientativos cubriendo lo esencial de los sistemas de cogeneración)

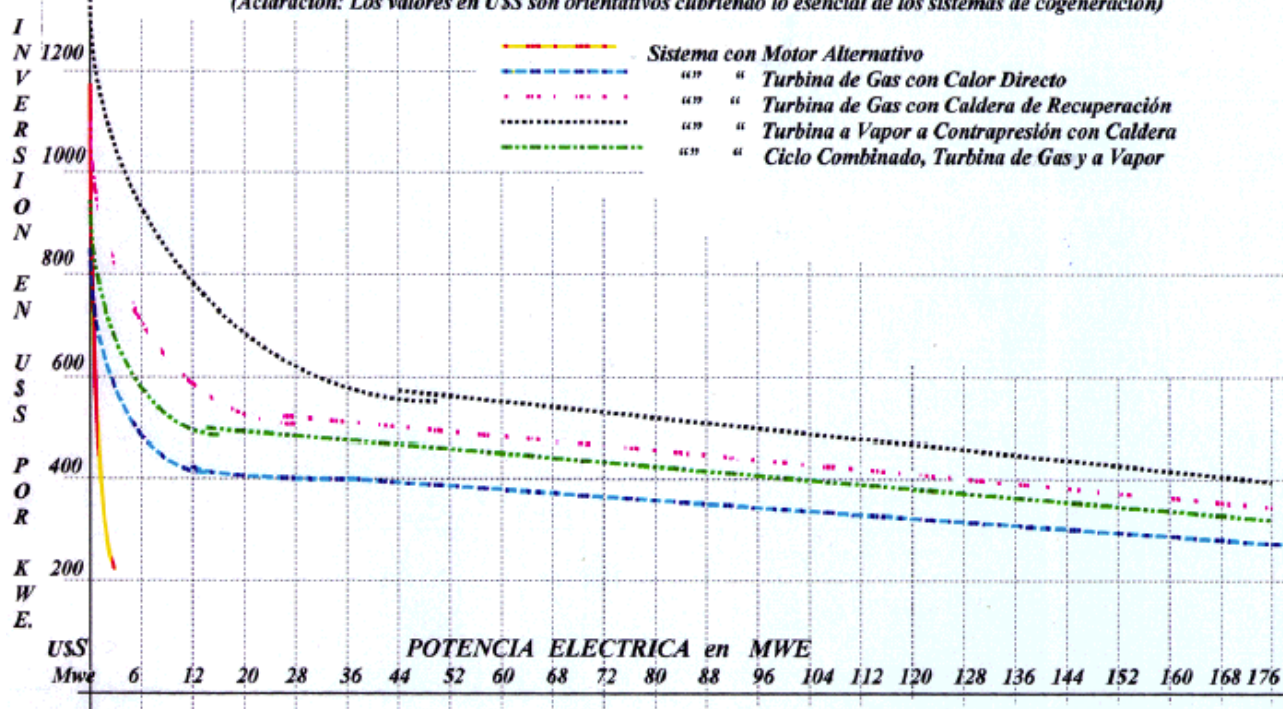


Figura 4 COSTOS DE INVERSION Y DE EXPLOTACION DE SISTEMAS DE COGENERACION

<i>CICLOS</i>	<i>Turb. a Vapor</i>	<i>Turb. de Gas</i>	<i>Ciclo Comb.</i>	<i>Máq. Altern.</i>	<i>Gen. a C. Comb.</i>
<i>Rangos de Potencia (Mwe.)</i>	<i>0,1 a 250</i>	<i>0,5 a 330</i>	<i>10 a 700</i>	<i>0,010 a 4</i>	<i>25 a 850</i>
<i>Conversion Eléctrica (%)</i>	<i>10 a 30</i>	<i>20 a 40</i>	<i>30 a 50</i>	<i>35 a 45</i>	<i>45 a 57</i>
<i>Eficiencia Global (%)</i>	<i>75 a 85</i>	<i>70 a 80</i>	<i>80 a 90</i>	<i>75 a 85</i>	<i>45 a 57</i>
<i>Costo Unitario (u\$s/ Kwe)</i>	<i>1.300 a 350</i>	<i>950 a 300</i>	<i>600 a 300</i>	<i>2180 a 300</i>	<i>900 a 350</i>
<i>Sk típicos</i>	<i>0,10 a 0,30</i>	<i>0,45 a 0,60</i>	<i>0,60 a 0,80</i>	<i>0,80 a 1,00</i>	
<i>Consumos Espec. Típicos(Kwt/Kwe.)</i>	<i>1,20</i>	<i>1,60</i>	<i>1,50</i>	<i>1,40 a 2,00</i>	<i>2,20 a 1,75</i>
<i>Cost. Comb.(\$/Mw) P. gas nat.(6,9\$/Mw)</i>	<i>8,30</i>	<i>11,40</i>	<i>10,35</i>	<i>9,70 a 13,80</i>	<i>15,20 a 12,10</i>
<i>Cost. Mant. y Oper. (\$/Mw)</i>	<i>4,00</i>	<i>6,00</i>	<i>6,00</i>	<i>6,50 a 10,00</i>	<i>5,50</i>

Aclaración: Los valores indicados en el cuadro tan solo son orientativos

FIGURA 5: PLANILLA DE PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD Y GAS

Para una planta de cogeneración entre 5 a 30 Mw, el costo de la electricidad sería de:

	<i>\$/ Kwh</i>	<i>\$/ Mwh</i>
<i>Por cargo por reserva de potencia:</i>	<i>0,01264</i>	<i>12,64</i>
<i>Por cargo por mant. y operación:</i>	<i>0,0060</i>	<i>6,00</i>
<i>Por costo de combustible:</i>	<i>0,01104</i>	<i>11,04</i>
<i>Por amortización de la inversión:</i>	<i>0,0057</i>	<i>5,7</i>
<i>Costo total de elect. Cogenerada:</i>	<i>0,03538</i>	<i>35,38</i>

En cambio el costo de la electricidad comprada al servicio público sería:

Aclaración: *Los precios indicados son los monómicos promedios, sin impuestos*

	<i>Del MEM</i>	<i>Peajes(ejemplos)</i>		<i>Distribución</i>
	<i>Valor medio</i>	<i>Area Metrop. y La Plata</i>	<i>Pcia de Córdoba</i>	<i>Area Metrop. y La Plata</i>
	<i>u\$s/Mwh</i>	<i>u\$s/Mwh</i>	<i>u\$s/Mwh</i>	<i>u\$s/Mwh</i>
<i>Peajes</i>		<i>11,80</i>	<i>15,13</i>	
<i>Del MEM</i>	<i>24,40</i>			
<i>P. M. t.+imp.</i>		<i>36,20</i>	<i>39,53</i>	<i>47,00</i>

Los costos del gas natural en términos medio son: en promedio nacional y sin impuestos

<i>Por contrato interrumpible:</i>	<i>\$/m3</i>	<i>\$/Mw</i>
<i>a usuarios conectados a la red de distribución:</i>	<i>0,0675</i>	<i>6,9</i>
<i>a " " " a los gasoductos troncales:</i>	<i>0,0609</i>	<i>6,2</i>
<i>a " " " con By-Pass:</i>	<i>0,0573</i>	<i>5,9</i>

Figura N° 6: PLANILLA DE CÁLCULO DE COGENERACION EN LA INDUSTRIA PAPELERA

Sistema de cogeneración a base de turbinas de gas con una Caldera de recuperación de calor.

Rendimientos, costos de generación, inversión, etc.

(El estudio de prefactibilidad se realizó en diciembre del 97)

Cuadro de demandas energéticas de la industria.

Características del consumo de la Energía Eléctrica	Potencia: 7,2 Mw Tensión de alimentación: 13,2 Kv. Demanda de Energía: 55.200 Mwh/año Precio monómico: 0,05 \$/Kwh
Características del Vapor a la salida de la caldera	Producción de Vapor: 24 ton/h Presión del vapor: sat. a 14 Kg/cm2 Temperatura del vapor: 197,37 °C Precio del gas natural: 0,10 \$/m3
Horas de funcionamiento:	7.500 h/anuales
Máquinas elegidas características	2(dos) Turbinas de gas Potencia: 5.222 Kw c/u, Rend.: 31,5 % = =2728,9 Kcal/Kwh = 0,324 m3/Kwh consum. de gas: 25.378.920 m3/año
(una) Caldera de recuperación Producción de energía térmica.	Producción: 24 Ton/h vap. sat. 14 Kg/cm2 Salto entálpico del vapor: 560 Kcal/Kg Total: 13.440.000 Kcal/h = 15628 Kwh
Comparación con caldera convencional(Rendimiento 0,91) Consumo de combustible	consum. de gas: 560/ 0,91=615,38Kcal/kg 615,38/8400=73,26 m3/ton/h de vap. 615,38x24.000=14.769.120 Kcal/h= cons. de gas: 13.186.714 m3/año
Total de consumos de comb. anuales Por turbinas de gas:	248.666,00 Mwh/año
Consumo total ciclo cogeneración	248,666,00 “”
Consumo de caldera marcha anual Sobreconsumo de comb. s. de Cogen	128.800,50 Mwh/año 119.865,80 “” =12.272.000m3/año

<i>Compra de e. eléctrica.(500Hs/año)</i>	<i>3.450,00 Mwh/año</i>
<i>Autogeneración</i>	<i>78.330,00 “”</i>
<i>Exportación de e. Eléctrica</i>	<i>26.580,00 “”</i>
<i>Rendimiento marginal, Cons. Específico (Mwhgenerado/ sobreconsumo de comb.)</i>	<i>65,36 % , 1,53 Kwt/Kwe</i>
<i>Resultados</i>	<i>económicos</i>
<i>Facturaciones: Situación de base</i>	
<i>Factura anual E. Eléctrica</i>	<i>\$/año 2.760.000</i>
<i>“” “” cons. de gas</i>	<i>\$/año 1.318.671</i>
<i>Facturación total anual</i>	<i>\$/año 4.078.671</i>
<i>Facturación ciclo de cogeneración</i>	
<i>Factura anual cons. de gas</i>	<i>\$/año 2.537.887</i>
<i>“” “” E. Eléctrica, compra</i>	<i>\$/año 172.500</i>
<i>“” “” E. Eléctrica, venta</i>	<i>\$/año 943.590(p.v.=0,0355 \$/Kwh)</i>
<i>Gastos por operación y mantenimiento</i>	<i>\$/año 469.800 (c. v.=0,0060 \$/kwh)</i>
<i>Factura anual por reserva de Potencia</i>	<i>\$/año 691.200</i>
<i>Costo Total ciclo de Cogeneración</i>	<i>\$/año 2.927.797</i>
<i>Ahorro obtenido</i>	<i>\$/año 1.150.874</i>
<i>Inversión Total</i>	<i>\$ 6.500.000 (622 \$/kw)</i>
<i>Periodo de retorno de la Inversión</i>	<i>5,648 años= 5 años y8 meses</i>
<i>Vida útil de los equipos</i>	<i>15 años</i>

** En el precio de venta(p.v.) se ha considerado: El consumo específico a un valor del gas de 0,10 \$/m3, lo cual resulta un valor de 0,0156\$/Kwh, mas los gastos de operación y mantenimiento a un valor de 0,0060 \$/Kwh, mas el valor de 0,0088 \$/Kwh, ponderado respecto al pago por potencia de reserva a la distribuidora(back-up), mas el valor ponderado por amortización de la inversión en 15 años del orden de 0,00553 \$/Kwh.*



FIGURA N° 7 PFCOGIND.317

POTENCIAL FISICO DE LA COGENERACION EN LA REP. ARG. AÑO 2.000									
Rama Industrial	Ciiu N°	Pot. Fís. año 2000		Pot. Fís. año 2004		Pot. Fís. año 2008		Pot. Fís. año 2012	
		Potencia	Energía	Potencia	Energía	Potencia	Energía	Potencia	Energía
		MW	Gwh/año	MW	Gwh/año	MW	Gwh/año	MW	Gwh/año
Aliment., Bebidas y tabaco	15	370	2.777	422	3.167	472	3.542	520	3.902
Sk=0,237									
Textil, Ind. del cuero	17 a 19	57	432	61	462	61	462	57	432
Sk=0,3689									
Papel y celulósica	21	109	817	131	986	161	1.082	190	1.418
Sk=0,4									
Quím. y Petroquím.	24	344	2.586	395	2.970	469	3.596	543	4.083
Sk=0,2738									
Cerámica. y vidrio	26	88	662	96	722	120	903	150	1.130
Sk=0,1									
Total en el país		968	7.274	1.105	8.307	1.283	9.585	1.460	10.965
Notas: Se han exceptuado las ramas destilerías y siderúrgicas									
Las cifras citadas en el cuadro tan solo son orientativas y por lo tanto no se las puede considerar como absolutas									
Cogeneración					Generación eléctrica y térmica en isla				
Generación de electricidad:	7.274.000	Mwh/año	Generación de electricidad:		7.274.000	Mwh/año			
Producción de vapor:	10.911.000	Mwh/año	Consumo de combustible:		15.028.000	Mwh/año			
Consumo total de comb.:	23.464.000	Mwh/año	Producción de vapor por separ.:		10.911.000	Mwh/año			
			Consumo de combustible:		11.990.00	Mwh/año			
Ahorro de combustible:	3.554.000	Mwh/año	Consumo de comb. soluc. Insul.:		27.018.000	Mwh/año			
Ahorro de combustible:	363.900.000	m3/año							

