

VIABILIDAD ECONOMICA-FINANCIERA DE SISTEMAS DE COGENERACIÓN INDUSTRIAL EN ARGENTINA POR EL MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO

María Isabel Sosa, Alberto Fushimi

UID: Generación Energética, Ciclos Combinados, Cogeneración, Uso Racional de la Energía en Sistemas Térmicos (GECCU), Area Departamental Mecánica - Facultad de Ingeniería - Universidad Nacional de La Plata (UNLP)

Avda. 1 y 47 , 1900, La Plata, BA, Argentina

Tel. 0221-423 6692 – Fax. 0221-425 9473 e-mail: misosa@volta.ing.unlp.edu.ar

RESUMEN: Se analiza la viabilidad económico-financiera de sistemas de cogeneración con turbogrupos de gas y caldera de recuperación en función de la venta de bonos por reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, amparados en el régimen del Mecanismo de Desarrollo Limpio. Se analizan otros factores a tomar en cuenta, como ser, constancia de la demanda de calor, tarifas de venta de excedentes de electricidad o de vapor, fallas regulatorias, desconocimiento de las tecnologías de cogeneración por parte del inversor, entre otros. La rentabilidad del proyecto de cogeneración puede ser elevada en instalaciones grandes con turbinas de gas y caldera de recuperación con suficiente economía de escala. Se reseñan resultados discutidos anteriormente y se enuncian conclusiones

Palabras clave: factibilidad económica, gases de efecto invernadero, mecanismo de desarrollo limpio

INTRODUCCION

La factibilidad de implementación de sistemas de cogeneración depende de una cantidad de factores genéricos y específicos: técnicos (diseño y operación), económicos o comerciales, legales, institucionales o regulatorios, así como también de la cultura técnica o empresarial del inversor, su consideración por los aspectos sociales de sus decisiones, etc. (Sosa et al., 2000).

Una industria demandante de ambos vectores energéticos, electricidad y calor, tiene potencialmente la posibilidad de constituirse en un agente cogenerador, presentando un requerimiento de combustible menor que la suma de los consumos de procesos monopropósito produciendo la misma cantidad y calidad de electricidad y calor. Industrias tales como, papeleras, refinerías de petróleo, petroquímicas, ingenios azucareros, alimenticias, etc. pertenecen a esta categoría. Resulta sin embargo imprescindible la demanda calórica in situ o en las proximidades, dado la limitada transportabilidad del vector térmico. La producción de electricidad puede no ser utilizada in situ, si existe la infraestructura de transporte y/o distribución para la inserción en caso de existir excedentes, o de donde pudieran ser tomados los faltantes si los hubiera. La existencia de un usuario demandante de calor es la condición necesaria e indispensable para la existencia de un proyecto de cogeneración, como indican Sosa et al. (2004). Sin embargo existen barreras que juegan en contra de una tal instalación, como ser: elevado monto de la instalación, bajo costo de la energía y una regulación que no incentiva, actuando virtualmente como barreras, dando como resultado un escaso desarrollo de la cogeneración en nuestro País, (Sosa et al., 2003).

El reciente e incipiente mercado de “bonos de carbono” por el régimen del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) presenta actualmente una forma de tornar factible instalaciones de este tipo.

En el presente trabajo se analiza la contribución a la viabilización económico financiera del sistema de cogeneración con turbogrupos de gas y caldera de recuperación en función del crédito por reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEIs) por el régimen del MDL, como indican Fushimi y Sosa (2005). La viabilización de estos proyectos en las condiciones tarifarias actuales resultan con valores atractivos para la inversión privada a partir de unidades modernas, sujeto a su adecuación a las características específicas a las condiciones de la aplicación, siendo imprescindible la remoción de barreras regulatorias.

LA COGENERACIÓN EN EL SECTOR INDUSTRIAL ARGENTINO

La implementación de autogeneración o cogeneración continua, con grupos electrógenos diesel y sistemas con turbinas de vapor de contrapresión o de condensación con extracciones se vio favorecida a mediados del siglo pasado por el elevado costo y la escasa y poco segura disponibilidad de la electricidad y los combustibles, (Sosa et al., 2000).

En 1992 el nuevo Marco Regulatorio Eléctrico, Ley Federal 24.065, abrió la actividad eléctrica a la iniciativa privada, anteriormente un monopolio estatal, con lo que quedó claramente establecido un mercado competitivo de generación donde la rentabilidad es función del costo marginal de producción de cada unidad reconocida, definiendo su operación en el sistema.

Esto desencadenó acciones en las que cada nuevo propietario de las centrales privatizadas tomara las medidas adecuadas para poner las mismas en condiciones de competitividad necesarias incluidos reacondicionamientos, upgrading por repotenciaciones a ciclos combinados, y nuevas unidades de ciclos combinados, que mejoraron notablemente la eficiencia, la calidad del servicio y la potencia instalada en condiciones de operar. Por efecto adicional de la recesión, y puesta en marcha de nuevas unidades hidroeléctricas, el costo de la electricidad del sistema se redujo en forma drástica hasta valores poco usuales en otros Países del mundo.

Los rendimientos de turbogrupos de gas del parque anterior a 1992 eran del orden del 24% y entre el 30 al 40% en turbogrupos de vapor. Para el parque térmico actual los rendimientos térmicos netos de generación termoeléctrica a valores medios, son sustancialmente superiores del orden del 43%, debido a la modernización tecnológica, a través de la integración de procesos turbina de gas –turbina de vapor TG - TV en sistemas de ciclo combinado con eficiencias netas próximas al 60%.

El concepto de cogeneración, o sea de integración de procesos trabajo-calor, no se desarrolla integralmente en nuestro País, dado que puede ser aplicado no solo a los procesos TG –TV en el ciclo combinado, sino también a otro tipo de procesos, logrando importantes mejoras en ahorros de recursos energéticos e impacto ambiental. El aporte de energía cogenerada a la red pública desplazaría a la proveniente de la unidad de mayor costo marginal en operación, que en cierto modo puede ser considerada la de menos eficiencia, mejorando el rendimiento térmico promedio del parque, y el costo marginal del sistema. El concepto de cogeneración reduce la emisión de gases de efecto invernadero, GEIs, pudiendo generar créditos por medio de los Certificados de Reducción de Emisiones, CER, amparado por el Mecanismo de Desarrollo Limpio, MDL.

La Figura (1) muestra la participación sectorial anual en el consumo final de la energía en el año 2003. El sector industrial con 13.818 TEPs (toneladas equivalentes de petróleo), sobre un total de 43.403 TEPs, se ha transformado en el mayor demandante de energía, 33%, superando al sector Transporte, representado con un 25%.

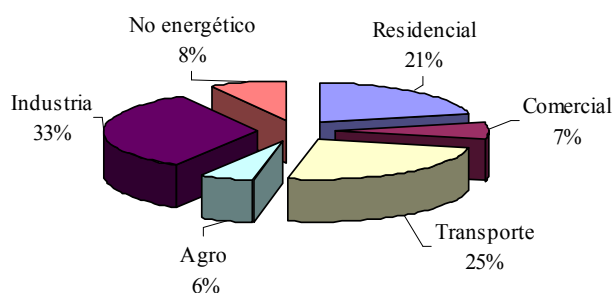


Figura 1. Participación sectorial en el consumo energético final en Argentina para el año 2003

El sector industrial goza actualmente de una amplia disponibilidad de gas natural, siendo su consumo de energía térmica aproximadamente 10 veces mayor al de la energía eléctrica. Esto indica que desde el punto de vista termodinámico, el sector estaría en condiciones de cogenerar electricidad en una cantidad superior a su propio consumo, pudiendo transformarse de simplemente consumidor energético en suministrador del vector energético a la red pública.

Sin embargo este concepto se ve desfavorecido por las barreras de índole cultural, institucional, regulatorio, económico, (Sosa y Fushimi, 2004), como por ejemplo:

- a) Actitud indiferente respecto a la sustentabilidad por parte del cogenerador potencial, considerando que el Uso Racional de la Energía, URE, es un tema irrelevante que no le concierne. (*barrera cultural*)
- b) Falta de una institución que se ocupe de fomentar la eficiencia energética en la interfase combustible - electricidad reduciendo en lo posible las enormes pérdidas que ocurren en los procesos no integrados. (*barrera institucional*)
- c) Ausencia de un marco regulatorio adecuado que persiga ahorros considerables en los recursos primarios desalentando la adopción de procesos no integrados como ser calderas convencionales o autogeneración no imprescindible, y que incentive a que los generadores o ESCOs a que se constituyan en cogeneradores ubicándose en las proximidades de demandas concentradas de calor, reduciendo las pérdidas de calor por la torre de enfriamiento que en el caso de la tecnología de mayor eficiencia (el ciclo combinado) es del orden del 40% de la energía del combustible insumido. (*barrera regulatoria*)
- d) Temor a ser discriminado por los actores del mercado energético dada la inexistencia de una ley o regulación que lo proteja, (*barrera sectorial*)
- e) Bajos valores tarifarios que no justifican la inversión de la planta de cogeneración. (*barrera económica*)
- f) Tarifas mas elevadas del suministro de gas natural a industriales en comparación al de los generadores. (*barrera comercial*)
- g) Proyecto de capital intensivo, que implica necesidad de financiamiento, debilitando su posición para otras inversiones planeadas. (*barrera financiera*)

La factibilidad económica financiera resulta definitiva, resulta desfavorable por el bajo precio de los vectores energéticos en el País, debido, en el caso del gas natural, a la existencia local de este recurso, y de una importante infraestructura de suministro, hecha por el Estado, y pasado posteriormente a manos privadas. En el caso de la electricidad, al bajo costo del gas, al aporte de generación hidroeléctrica de bajo costo, y al notable aumento de la eficiencia del parque de generación termoeléctrica a partir de la privatización e introducción de la competencia a partir de 1992.

La cogeneración es una de las formas eficaces del uso racional de los recursos energéticos que reduce el consumo de combustibles en proporciones elevadas. El sector industrial presenta un potencial termodinámico, si se considera el caudal de consumo de gas natural. En Fig. (2) se presentan el suministro mensual total de gas natural suministrado al sector industrial desde enero de 1999 hasta marzo de 2005, en miles de metros cúbicos de 9.300 Kcal. de PCS, (Fushimi y Sosa, 2005).

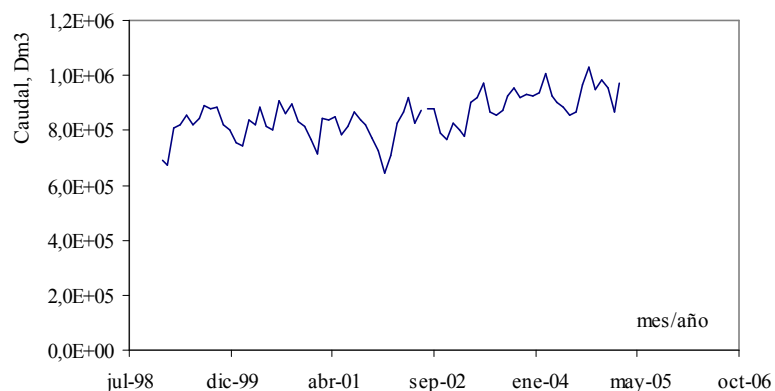


Figura 2. Caudal mensual de gas natural suministrado al sector industrial, en el período 1-01-1999 al 31-03-2005

El valor medio del consumo mensual resulta de 851.503 Dm³/mes, o 11.390 MW de potencia media en términos de poder calorífico inferior, PCI. Suponiendo que el 95% de este consumo es atribuible a los requerimientos térmicos del sector industrial, solo un porcentaje de este valor, al que denominaremos factor X, ofrece condiciones técnicas para su suministro vía instalación de cogeneración con un factor energético Sk de 0,70. Para un factor X del 50%, el potencial en valores absolutos sería de unos 3,8 GW teóricos, (2.736 GWh/mes).

Para una generación mensual media de 7.500 GWh en el MEM, el potencial teórico de aporte del sector industrial resultaría del 36,5%, un factor elevado, pero superado por países como Holanda y Dinamarca con un 40%. Este valor depende del factor X, supuesto del 50%, y fundamentalmente de las especificidades de las oportunidades de cada uno de los componentes del potencial total, y las barreras mencionadas anteriormente.

CERTIFICADOS CER POR REDUCCIÓN DE GEIS

El Protocolo de Kyoto en su Artículo 12 define el propósito del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) a saber:

- a) Ayudar a las partes no incluidas en el Anexo 1 (Países no desarrollados) en el logro del desarrollo sustentable, contribuyendo al objetivo principal de la Convención
- b) Contribuir a las partes incluidas en el Anexo 1 (Países desarrollados) a lograr el cumplimiento de sus compromisos de limitación y reducción de GEIs.

y tiene como objetivo impulsar actividades que tiendan a la reducción global de GEIs a nivel planetario mediante la creación de un mercado internacional de “Certificados de Reducción de Emisiones” (CERs). Los Países comprometidos con metas de emisión/reducción de GEIs para el período 2008-2012 pueden acreditar bonos CERs de otros Países para completar el compromiso, en el caso de insuficientes reducciones o limitaciones logradas en su territorio, dado que estos certificados son comerciables a precio de mercado, y utilizables por los Países desarrollados para acreditar sus compromisos. La unidad CER equivale a una reducción de emisión de 1 TM (Tonelada métrica) de dióxido de carbono, CO₂, o su equivalente para un GEI diferente al CO₂.

La certificación de reducción de emisiones permitirá al País contar con posibles inversiones y viabilizar todo tipo de emprendimientos que tiendan a la reducción de gases de efecto invernadero. Por otro lado, la posible crisis energética, el precio actual del petróleo obligará a las industrias a buscar fuentes alternativas de generación y de hacer un uso más racional de los recursos energéticos. Por ende el MDL llegará a viabilizar proyectos que reducen globalmente la emisión de GEIs, perteneciendo la cogeneración a este tipo de sistemas.

CONDICIONES ECONÓMICAS DEL ANALISIS

Se han considerado para el análisis de factibilidad proyectos económicamente viables sistemas turbina de gas-caldera de recuperación, TG + HRSG, con unidades turbogrupos de gas disponibles en el mercado, según datos de GTW Handbook 2004-05, con potencias en el rango 22 - 265 MW. Las unidades de mayor tamaño existentes en el mercado no han sido analizadas, por no adecuarse a aplicaciones de cogeneración en el sector industrial de nuestro País.

Para la evaluación del ahorro de recursos por implementación de sistemas de cogeneración y valorización del ingreso por bonos CER se consideraron las siguientes condiciones económicas, a saber:

Inversión: datos del GTW Handbook 2004 -05

Relación de cambio: 3,00 \$ / US\$.

Valores tarifarios básicos:

Combustible: 210 \$ / m³ de 9300 PCS

Electricidad: 45 \$ / MWh monómico

Vapor: 29,93 \$ / MWh (fuel cost con gas natural)

Certificado MDL 10 US\$ / Ton CO₂

Para el proyecto financiado con créditos, relación equity / debt de 40 / 60%.

Número de horas de marcha por año: 8000 horas por año

Factor de contingencia en ingresos: 95%

Tasa de actualización: 6%

Condiciones para proyecto financiado por terceros: 6% anual de interés sobre saldos, 1 año de gracia y devolución de capital en 5 años, 2 semestres por año.

DISCUSION DE RESULTADOS

En la Tabla (1) se presentan resultados económicos de las alternativas analizadas, a saber: egresos por compra de insumos energéticos combustible en \$ / hora, ingresos por ventas de electricidad, calor útil, y venta de derechos de emisión de CO₂ por el MDL en \$/h. La viabilidad se analiza a través de parámetros de interés, tasa interna de retorno, TIR, en %, valor porcentual neto, VPN, en MM US\$, repago en años y costo específico final de la unidad en US\$/kW, considerando valores FOB (costo del turbogruppo puesto en puerto) y costos de flete, seguros e impuestos.

Turbogruppo	Potencia Nominal	Egreso		Ingreso			TIR	VPN	Repago	Costo específico final
		Comb.	Electr	Calor útil	MDL					
Tipo	MW	(\$ / h)	(\$ / h)	(\$ / h)	(\$ / h)	%	MM.US\$	Años	US\$/kW	
1	PGT25	22,27	442,90	334,05	252,45	99,41	2,81	-6,20	20,12	1219,89
2	LM2500PE	22,82	444,30	339,28	250,98	100,47	2,91	-6,02	19,78	1202,00
3	GT10B	24,56	519,34	368,42	315,26	114,77	4,77	-2,19	14,60	992,90
4	RB211-6556	23,93	505,82	358,90	289,46	105,19	3,25	-4,95	18,56	1051,76
5	FT8	25,30	479,04	379,51	229,11	98,05	1,42	-9,38	>25	1152,25
6	PG5371PA	26,59	677,48	398,90	382,59	107,24	1,14	-8,01	>25	902,75
7	RB211-6562	27,30	544,07	409,47	312,88	122,81	4,43	-3,10	15,38	999,00
8	GT10C	28,83	578,49	432,41	324,55	126,38	4,24	-3,54	15,83	962,62
9	RB211-6761	31,87	585,44	478,12	315,18	138,63	4,29	-4,00	15,76	1008,21
10	PG6561B	39,28	891,02	589,21	525,79	174,60	4,41	-3,91	15,33	868,80
11	GTX100	44,65	870,75	669,72	471,43	191,11	4,54	-4,28	15,11	902,56
12	W251B11/12	49,09	1086,20	736,33	610,79	208,48	4,31	-4,82	15,54	807,79
13	GT8C2	55,83	1253,14	837,52	684,49	228,28	3,53	-7,74	17,50	793,03
14	V64.3a	67,73	1383,22	1006,97	858,40	322,72	7,74	6,91	9,73	791,02
15	PG6101FA	69,60	1471,16	1043,99	931,11	339,59	7,81	7,50	9,67	795,05
16	PG9171E	84,37	2674,37	1875,69	1577,07	565,22	7,25	8,19	10,23	706,81
17	M701DA	142,92	2968,34	2143,76	1722,18	640,73	7,71	12,41	9,74	682,34
18	V94.2	161,95	3396,50	2429,18	2005,89	737,20	9,82	27,38	8,14	586,27
19	PG7241FA	170,29	3374,62	2554,36	2053,11	809,75	11,38	41,05	7,31	575,11
20	W501FD2	196,77	3741,26	2951,49	2020,86	848,07	10,47	35,58	7,78	529,02
21	V94.2A	186,64	3698,91	2799,54	2321,07	914,06	12,63	53,61	6,74	546,16
22	PG9331FA	240,97	4775,96	3614,62	3020,54	1189,07	13,61	75,44	6,34	511,42
23	M501G	261,95	4839,56	3929,25	2720,33	1180,23	12,02	63,50	7,01	512,43
24	W501G	264,26	4856,42	3963,89	2643,47	1159,99	12,12	61,54	6,96	484,24
25	PG9351FA	253,50	4964,60	3802,45	3075,82	1229,42	13,21	75,28	6,50	514,78

Tabla I. Ingresos, egreso, costo específico final y valores TIR, VPN y repago para los turbogruppos analizados

Hasta el turbogruppo 13, GT8C2, los valores de VPN arrojan valores negativos, Fig. (3), con tiempos de repago entre 15 y mas de 25 años, siendo el umbral de viabilidad el turbogruppo, V64.3^a, con una potencia superior a 68 MW, disminuyendo el tiempo de repago a la mitad.

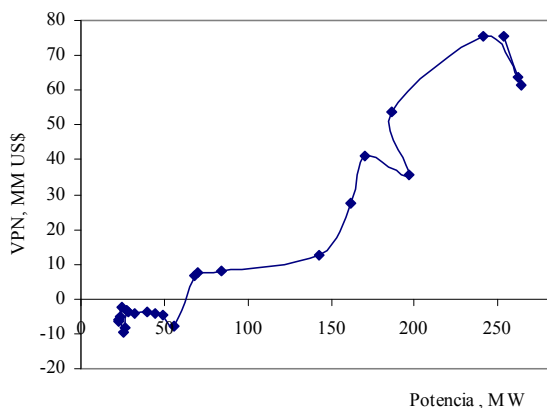


Figura 3. Valores de VPN en MM. US\$ en función de la potencia nominal en MW

El valor del TIR asciende bruscamente a 7,8%, alcanzado un valor máximo de 13,6% para TG de 241 MW. La dependencia de ingresos por venta de derechos de emisión de CO₂ por el MDL evaluados en \$/h se presenta en función de la potencia nominal del turbogruppo en MW en Fig. (4).

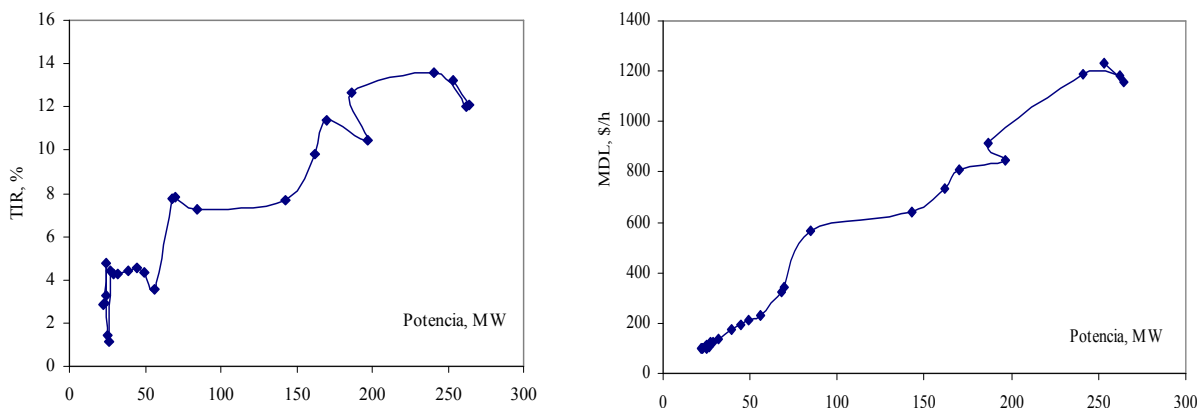


Figura 4. Valores del TIR en % e ingresos por venta de derechos de emisión de CO₂ por el MDL evaluados en \$/h en función de la potencia en MW

Se aprecia la enorme reducción del valor de la inversión, costo específico final, que en unidades de 20 MW es superior a 1000 US\$ / kW, a la mitad en la unidad grande, 15, con una potencia de 254 MW. Los ingresos por venta de CERs son fuertemente dependientes del costo específico de la unidad. Para turbogruppos del tipo 14 o superiores este ingreso varía de 322 a 1230 \$/h, Fig. (5).

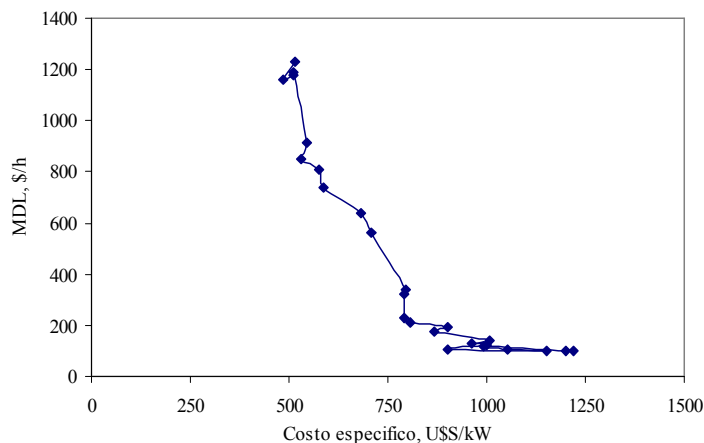


Figura 5. Ingreso por MDL en \$/h en función del costo específico final en \$/kW

Los turbogrupos de gas chicos no son económicamente atractivos. Considerando el crédito por la venta de los certificados de reducción de emisiones a un precio de 10 US\$ / Ton CO₂, los valores de TIR de un proyecto atractivo varían en el rango 7,8% aumentando la rentabilidad al 13,21% para las unidades de mayor tamaño.

El TIR es sensible al precio de venta de los bonos CER. La Fig. (6) compara valores del TIR para tres turbogrupos de gas, LM 2500 PE de 22,8 MW, V 64.3A de 67,7 MW y PG 9171 E de 126,01 MW, variando el precio de 0 - 24 US\$/Ton.

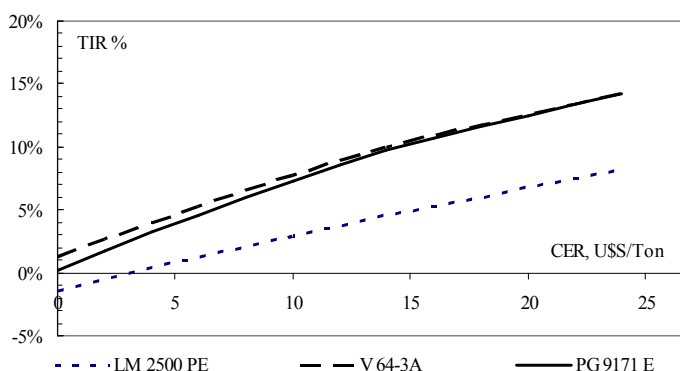


Figura 6. Sensibilidad de la TIR del proyecto de cogeneración con tres turbogrupos, para precios de venta de los CERs de entre 0 y 24 US\$/Ton CO₂

La unidad menor LM 2500 PE conduce a los valores pobres de TIR, variando en el rango -2% al 8%, consistente con el efecto de la economía de escala. Pero esto no ocurre con la unidad mediana, V64.3A y la mayor PG 9171 E, con potencias de 68 y 126 MW. Este efecto puede atribuirse a la diferencia de eficiencias de generación y temperaturas de gases de escape de los turbogrupos de gas, Tab. (2)

Turbogrupos	Potencia nominal	Costo específico	Ingreso MDL	Rendimiento térmico %	Temperatura de escape	Ahorro de recursos
	MW	US\$/kW	\$/h	TG Cogeneración	°C	MM m ³ /año
2 LM 2500 PE	23	402	100,47	36,8	77,06	25,8
14 V64 3.A	68	219	322,72	35,1	79,36	80,0
15 PG 9171 E	126	150	565,22	33,8	81,10	135,8

Tabla 2. Características técnicas y parámetros económicos de tres turbogrupos

La unidad mayor tiene un costo específico de 150 US\$/kW sustancialmente menor que la mediana, 219 US\$/kW, pero esta es superior en rendimiento térmico y con una temperatura de escape de gases menor, por ser de tecnología reciente. Este último parámetro es importante en casos como los analizados, en los que el vapor a generar es de elevada presión y temperatura (35 bar, 400°C). Pero si el vapor a generar fuera saturado de 10 bar, como es usual en muchas industrias, la ventaja de una mayor temperatura de escape sería de menor valor y los resultados serían mejores en la unidad mayor como intuitivamente podría esperarse en base a la enorme diferencia en costos de adquisición.

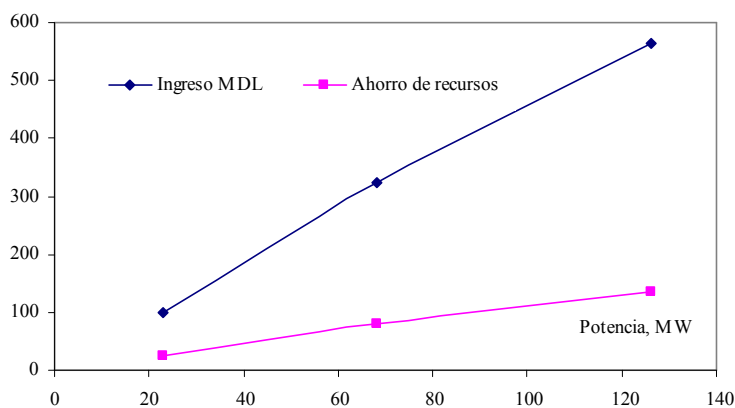


Figura 7. Ahorro de recursos e ingreso por ventas CERs para tres turbogrupos, precios de venta entre 0 - 24 US\$/Ton CO₂

El ingreso MDL por venta de los CERs, Fig. (7), varía sensiblemente con el tamaño del turbogrupos, de 100,47 \$/h para la LM2500 PE, 322,72 \$/h para la V 64.3A, hasta 565,22 \$/h para la PG 9171 E, representando un ahorro de recursos que varían entre el 25,8 al 135,8 MM m³/año.

El ahorro de recursos resulta decisivo en la viabilización de estos proyectos, que en las condiciones tarifarias actuales resultan con valores atractivos para la inversión privada a partir de las unidades modernas de tamaño 6, sujeto a su adecuación a las características específicas a las condiciones de la aplicación. Dado que el mercado de los CERs iniciado en febrero de 2005,

es incipiente, sus precios de venta no han alcanzado valores estables, siendo razonable suponer que tenderá a valores mas altos en la medida en que los Países desarrollados incluidos en el Anexo I del Protocolo de Kyoto, los requieran para cumplir con los compromisos asumidos ante la Convención en cuanto a las metas de limitación y reducción.

CONCLUSIONES

En el presente trabajo se analiza la contribución a la viabilización económico financiera del sistema de cogeneración con turbogrupos de gas y caldera de recuperación en función del crédito por reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEIs), por el régimen del MDL. Los factores a tomar en cuenta son la constancia de la demanda de calor, las tarifas de venta de excedentes de electricidad o de vapor, las fallas regulatorias, el desconocimiento de las tecnologías de cogeneración por parte del inversor, entre otros. Se consideraron turbogrupos disponibles en el mercado en el rango 22 -253 MW.

El umbral de viabilidad de implementación de un sistema de cogeneración es un sistema con TG superior a 60 MW, resultando valores TIR del 7% aumentando al 14% en instalaciones TG+HRSG grandes con turbinas de gas de 253 MW de potencia nominal de suficiente economía de escala, considerando un valor de 10 U\$\$/Ton CO₂ para la venta de los CER, certificados de reducción de emisiones”.

EL TIR es sensible al valor de venta de los CERs. El análisis de sistemas de cogeneración con valores en el rango 0 -24 U\$\$/Ton CO₂ para tres turbogrupos de 23 MW, 68 MW y 126 MW indica la unidad de menor tamaño en todos los casos arroja valores inferiores al 8%, mientras las unidades de mediano y mayor tamaño arrojan valores similares del TIR, variando entre 1%-14%.

El potencial de cogeneración disponible en la industria sería en valores absolutos sería de unos 3,8 GW teóricos, (2736 GWh/mes), representando este potencial teórico de aporte del 36,5%. Dado que el vector calórico no tiene capacidad de transporte a gran distancia, otra posibilidad es integrar usuarios con demanda calórica próximos de tal forma que la demanda resultante sea la mayor posible, creando así “polos de demanda térmica”.

Los créditos por el Mecanismo de Desarrollo Limpio, MDL, presentan una vía para la viabilización de implementación de la cogeneración en el sector industrial. En las condiciones tarifarias actuales las unidades modernas de potencias superiores al 68 MW presentan valores atractivos, pudiendo incentivar en ese sentido a la inversión privada, requiriendo no obstante de la remoción de las barreras regulatorias que impiden el desarrollo de esta tecnología.

NOMENCLATURA

CER	Certificado de Reducción de Emisiones
GEIs	Emisiones de Gases de Efecto Invernadero
HRSG	Caldera de Recuperación de Calor
FOB	Costo del turbogrupo puesto en puerto
MDL	Mecanismo de Desarrollo Limpio
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
PCI	Poder Calorífico Inferior
Sk	Factor de Cogeneración
TEP	Toneladas Equivalentes de Petróleo
TG	Turbina de Gas
TV	Turbina de Vapor
URE	Uso Racional de la Energía

REFERENCIAS

- Fushimi, A. y Sosa, M. I. (2005). Proyecto BIRF No. TF51287/AR, Actividades Habilitantes para la Segunda Comunicación Nacional de la República Argentina a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático”. Propuesta para Estudio sobre Mitigación de Emisiones a través de Medidas de Eficiencia Energética, Informes 2, 3 y 4: Cogeneración, La Plata, Argentina.
- GTW Handbook (2005). Gas Turbine World 2004-2005, Gas Turbine World, USA.
- PURPA - Public Utility Regulatory Policies Act (1978). 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., Afranchi, A., Fushimi, A. (2004). Análisis de Factibilidad de Implementación de Sistemas de Cogeneración, Proceedings of the 10th Brazilian Congress of Thermal Sciences and Engineering - ENCIT 2004, Rio de Janeiro, Brasil, Nov. 29 - Dic. 03, Paper CIT04-0141, pp.1-10, Braz. Soc. of Mechanical Sciences and Engineering - ABCM, Brasil.
- Sosa, M. I. y Fushimi, A. (2004). El Rol de la Regulación en el Desarrollo de la Cogeneración, Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente, AVERMA, Vol. 8, N° 2, 2004, pp. 07.01-07.06., ISSN 0329-5184, ASADIT- Argentina,
- Sosa, M. I. y Fushimi, A. (2004). Pautas Técnicas para un Proyecto de Regulación de la Cogeneración, Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente, AVERMA, Vol. 8, N° 2, 2004, pp. 07.07-07.12, ISSN 0329-5184, ASADIT- Argentina.
- 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, Vol. 4, N° II, pp. 07.01- 07.06, ASADIT- Argentina.
- Sosa, M. I., Maspoli, M. y Fushimi, A. (2003). Comportamiento Operativo de Sistemas de Cogeneración con Turbina de Gas- Parte A: Fundamentación del Modelo de Análisis, Proceedings of 5th Latin-American Congress of Electricity Generation and Transmission CLAGTEE 2003, São Pedro, Brasil, 16 - 20th November, Paper B-101, pp. 1-10, Brasil.

- Sosa, M. I., Maspoli, M. y Fushimi, A. (2003). Comportamiento Operativo de Sistemas de Cogeneración con Turbina de Gas-Parte B: Aplicación del Modelo de Análisis, Proceedings of 5th Latin-American Congress of Electricity Generation and Transmission CLAGTEE 2003, São Pedro, Brasil, 16 - 20th November, Paper B-102, pp. 1-10, Brasil.
- Sosa, M. I., Maspoli, M. and Fushimi, A. (2003). Factibilidad Económica de Sistemas de Cogeneración con Turbina de Gas, Proceedings of 5th Latin-American Congress of Electricity Generation and Transmission CLAGTEE 2003, São Pedro, Brasil, 16 - 20th November, Paper B-152, pp. 1-10, Brasil.

ABSTRACT

The contribution to the financial and economic feasibility of cogeneration systems with gas turbine and exhaust gas heat recovery boiler is discussed in function of the financial credit for reduction of greenhouse gases emissions by using the Clean Development Mechanism. Other factors to take into account are the constancy of the heat demand, the rates of sale of electricity and steam surpluses, the regulatory laws, the ignorance of the cogeneration technologies on the part of the investor, among others. The profitability of the investment for implementation of a cogeneration system can be elevated in large facilities with gas turbines and heat recovery boiler. Results discussed in previous papers are pointed out and new conclusions are enunciated

Keywords: cogeneration, economical feasibility, Greenhouse gas, clean development mechanism