

CAPITULO VI

EVALUACIÓN ECONÓMICA

VI.1) Introducción

En el Capítulo anterior se vieron los aspectos técnicos o energéticos de la posibilidad de integrar el uso del calor de la Planta de secado de malta a un sistema de cogeneración específico.

En el actual estado del estudio resulta evidente sin necesidad de mayores demostraciones que, dado el conjunto de condiciones que se presentan, el esquema específico resulta técnica y económicamente mas conveniente que el esquema mas generalizado de utilizar vapor de agua u otro fluido diatérmico como vector calórico.

Las ventajas acreditadas al sistema específico son:

- a) Eliminación de un fluido intermediario, que si bien en la generalidad su uso brinda ventajas muy significativas con relación a los gases de combustión como portador y transmisor térmico, en el presente caso resultan neutralizadas por la posibilidad de reducir la distancia a la que se debe transportar el calor a un valor mínimo, y porque el equipo que actualmente se usa para transferir el calor al aire de secado es de alta calidad (efectividad térmica próxima al 95%) y se encuentra en perfecto estado de funcionamiento.
- b) Lo expresado en (a) implica que no se requieren la caldera de recuperación (HRSG), las cañerías de vapor y de condensado, una batería de calentamiento de aire a vapor, el desaireador térmico, la planta de tratamiento de agua de caldera, y otros equipos menores que además de costos, implican una mayor carga laboral y de gerenciamiento.
- c) Desde el punto de vista termodinámico, como se vio en el Capítulo IV, una reducción de las secciones de cañerías y las superficies de transferencia es posible aumentando la presión del HRSG y evitando los subenfriamientos excesivos, pero esto conduce a menores recuperaciones del calor residual, y los gases deberán escapar por la chimenea del HRSG a temperaturas del orden de 150°C. La utilización directa de estos gases en el CAAE permite su enfriamiento a valores menores, del orden de 50°C durante la mayor parte del tiempo, lo que mejora el rendimiento cuantitativo (1er Principio de la Termodinámica). Puesto que se trata de una misma cantidad de trabajo y calor residual producidos, la mayor eficiencia en la conversión y utilización de este

último implica una superioridad cualitativa del segundo sistema.

La confección de un programa de análisis del esquema conceptual definido, que puede ser implementado con los turbogrupos que sean de interés, permite determinar los parámetros del sistema de cogeneración con el equipo CAEE integrado, sus magnitudes y calidades, lo que fue tratado en el Capítulo V.

En el presente Capítulo no proponemos valorizar los resultados operativos, los que junto con los valores de inversión y financiamiento definirán la factibilidad económica del proyecto.

VI.2) Programa de análisis económico financiero.

Para realizar el análisis económico-financiero de las diferentes alternativas que corresponden al esquema conceptual específico implementado con diferentes modelos de turbogrupos existentes en el mercado, y posibilitar la evaluación de las diferentes opciones en cuanto a variables de ingeniería, aspectos operativos y económico financieros de interés, se confeccionó el programa Tesis2 a partir del programa Tesis1 descrito en el Capítulo anterior.

El mencionado programa permite considerar las siguientes variables:

- a) Diferentes tipos de turbogrupos.
- b) 1 o 2 líneas de secado de malta para un turbogrupo
- c) Desfasaje de entre 4 y 15 horas entre secadores
- d) Tarifas de combustible y energía eléctrica
- e) Otros, varios.

Esta programa, ha sido escrito en planillas de cálculo QPRO versión 4.0 for DOS, y también en la versión 5.0 for Windows. La primera, que se utilizará para su descripción consta de 4 archivos inter-relacionados: (La segunda agrupa los 4 archivos en páginas de un único archivo denominado "Tesis2.WB1")

- Tesis2A.WQ1: Desfasaje entre los secadores 1 y 2.
- Tesis2B.WQ1: Cálculo de los parámetros de los ciclos
- Tesis2C.WQ1: Evaluación económico financiera
- Tesis2D.WQ1: Resumen general.

Los archivos Tesis2A y Tesis2B derivan del Tesis1A y Tesis1B, los que han sido reducidos al mínimo eliminando todo lo superfluo para la evaluación económica, a efecto de poder ser procesado en computadoras antiguas de memoria standard. Se eliminó el archivo Tesis1C, (muestra

los parámetros horarios del sistema de cogeneración y equipo CAAE) y en su lugar se confeccionó el Tesis2C que es la planilla de evaluación económico financiera del proyecto. Se agregó el archivo Tesis1D que presenta el resumen de datos a ingresar y resultados de cada corrida. Nos referiremos en lo que sigue a los archivos Tesis2C y Tesis2D.

Es conveniente señalar que en la presente etapa del Proyecto, muchos de sus parámetros específicos no han sido definidos con precisión, por lo que los costos, tanto de inversión como de operación no pueden ser computados, y deben ser estimados preliminarmente.

En consecuencia, la precisión de los valores tanto adoptados como los que se obtienen del programa como consecuencia de aquellos son acordes a las posibilidades que existen en esta etapa del estudio. Pero permiten dar una primera idea de lo que puede esperarse de las diferentes formas de implementación de la tecnología, e identificar las variables o factores de mayor incidencia en los resultados. Sin embargo, debe destacarse que dado que el procesamiento de los datos que se ingresan al programa es el mismo para todas las alternativas, las conclusiones que deriven de las comparaciones entre las mismas serán válidas, siempre que exista consistencia entre los datos introducidos.

VI.2.1) Base de datos del programa.

Los valores adoptados han sido dispuestos en una pequeña base de datos a efecto de que, en la medida en que se determinen datos mas precisos, en etapas mas avanzadas del Proyecto, sea posible el reemplazo de aquellos por estos, con lo que se obtendrán resultados mas exactos. Por ejemplo, el valor de inversión, estimado en esta etapa podrá ser calculado a través del cómputo y costeo detallado una vez terminada la ingeniería de detalles, y mas ajustada a la realidad una vez que se ingrese al "procurement" con el presupuesto de la obra. La cifra de inversión real incurrida se tendrá recién en la etapa denominada "commissioning".

En la estimación de los valores de inversión se ha preferido adoptar un criterio conservador a efecto de no correr el riesgo de crear falsas expectativas, pero es importante tener en cuenta esta circunstancia al evaluar los resultados y sus variaciones mediante los estudios de sensibilidad.

En las tablas VI.1, VI.2, y VI.3 siguientes se presentan los datos cargados en el archivo Tesis2C, de evaluación

económico financiera del proyecto, y que corresponde al programa Tesis2.

Tabla VI.1: Datos de los turbogrupos incluidos en la base de datos del programa Tesis2.

N	Turbogrupo	Pot.ISO kW	Pot.operat kW	Cos FOB \$	Transp. E Instalac	Varios Nacional
1	Allison 501 KB5	3693	3582	1800000	630000	370000
2	Allison 570K	4589	4451	2600000	910000	450000
3	Allison 571K	5588	5420	2800000	980000	500000
4	Solar Centaur	3130	3036	1700000	595000	450000
5	Centaur Type H	3880	3764	1800000	763000	450000
6	Solar Taurus	4710	4569	1900000	665000	450000
7	EGT Typhoon	4743	4601	2100000	735000	450000
8	EGT Tornado	6200	6014	2900000	1015000	500000

Las 7 columnas de la tabla VI.1 corresponden a:

- 1a: Número identificador de la unidad en el menú de unidades.
- 2a: Denominación de la unidad
- 3a: Potencia nominal (ISO) del turbogrupo
- 4a: Potencia operativa continua a la que se supone que opera el turbogrupo.
- 5a: Costo FOB de la unidad
- 6a: Costo incremental sobre FOB de la unidad instalada
- 7a: Costos adicionales varios, conductos

Tabla VI.2: Datos de los turbogrupos incluidos en la base de datos del programa Tesis2.(Continuación).

N	Turbogrupo	Pot.ISO kW	Instalc. Mecánicas	Instalac. Eléctricas	Instalac. Instrumentos	Puesta en Marcha
1	Allison 501 KB5	3693	200000	110000	80000	50000
2	Allison 570K	4589	200000	140000	80000	50000
3	Allison 571K	5588	200000	160000	80000	50000
4	Solar Centaur	3130	200000	110000	80000	50000
5	Centaur Type H	3880	200000	125000	80000	50000
6	Solar Taurus	4710	200000	140000	80000	50000
7	EGT Typhoon	4743	200000	140000	80000	50000
8	EGT Tornado	6200	200000	180000	80000	50000

Las 7 columnas de la tabla VI.2 corresponden a:

- 1a: Número identificador de la unidad en el menú de unidades.
- 2a: Denominación de la unidad
- 3a: Potencia nominal (ISO) del turbogrupo

- 4a: Costo de las instalaciones mecánicas complementarias.
 5a: Costo de las instalaciones eléctricas complementarias
 6a: Costo de las instalaciones de instrumentación complementarias.
 7a: Gastos de puesta en marcha.

La suma de los costos dados en las tablas VI.1 y VI.2 dan para cada unidad, el costo de los activos fijos de la alternativa, antes de IVA.

Este impuesto es parte de la inversión, que puede ser recuperado a través de los créditos fiscales que el pago de los costos de inversión ocasiona. El costo de los activos fijos incluido IVA se ha calculado agregando el monto correspondiente a una tasa del 21% actualmente vigente.

El monto de los activos fijos con IVA ha sido incrementado adicionalmente en un 7%, 2% en concepto de rubros asimilables, y 5% como contingencias, con lo que se obtiene el monto total de la inversión.

Este valor considerado "valor base" de la inversión y es utilizado para el posterior cálculo del financiamiento.

Tabla VI.3: Datos de costos operativos no energéticos de la alternativas consideradas, incluidos en la base de datos del programa Tesis2.

N	Turbogruppo	Pot.ISO kW	Personal Numero	Personal Costo	Matenim Repuestos	Impuestos y Seguros
1	Allison 501 KB5	3693	2	50000	108000	14000
2	Allison 570K	4589	2	50000	156000	19800
3	Allison 571K	5588	2	50000	168000	21400
4	Solar Centaur	3130	2	50000	102000	13725
5	Centaur Type H	3880	2	50000	108000	14400
6	Solar Taurus	4710	2	50000	114000	15075
7	EGT Typhoon	4743	2	50000	126000	16425
8	EGT Tornado	6200	2	50000	174000	22075

Las 7 columnas de la tabla VI.3 corresponden a:

- 1a: Número identificadorio de la unidad en el menú de unidades.
 2a: Denominación de la unidad
 3a: Potencia nominal (ISO) del turbogruppo
 4a: Número en que se incrementa el personal por sobre el existente, atribuible al agregado del sistema de cogeneración
 5a: Costo anual de la mano de obra incremental.

6a: Costo anual del mantenimiento del sistema de cogeneración. Este valor ha sido estimado como el 6% del costo FOB del turbogrupo.

7a: Costo anual de impuestos varios y seguros atribuible al agregado del sistema de cogeneración.

VI.2.2) Valores adoptados de inversión.

Como consecuencia de los resultados obtenidos mediante programa TESIS1, se ha eliminado el turbogrupo MAN GHH THM1205, por tratarse de un equipo de concepción antigua, de baja eficiencia, y cuyo calor residual excede las necesidades de calor de la planta durante algunos períodos de tiempo, aún en el caso en que operan dos líneas de secado en la Planta. Debido a esta última razón, no se considera adecuado el turbogrupo Tornado, aunque este equipo es de concepción moderna, por lo que sus datos no han sido eliminados de la base de datos del programa.

Tanto los costos específicos de los turbogrupos como sus eficiencias dependen de su tamaño. En el presente caso, los precios FOB de los equipos han sido tomados de los valores dados por [Turbine Systems Engineering Inc], y ofrecidos en la red Internet.

Los valores de inversión resultan:

Tabla VI.4: Valores de inversión adoptados para la evaluación económico financiera.

N	Turbogrupo	Pot.ISO	Activ.Fijo	Activ.fijo	Inversion	Inversion
		kW	sin IVA	inc.IVA	Base	Específica
1	Allison 501 KB5	3693	3240000	3920400	4194828	1135.89
2	Allison 570K	4589	4430000	5360300	5735521	1249.84
3	Allison 571K	5588	4770000	5771700	6175719	1105.18
4	Solar Centaur	3130	3215000	3890150	4162461	1329.86
5	Centaur Type H	3880	3350000	4053500	4337245	1117.85
6	Solar Taurus	4710	3485000	4216850	4512030	957.97
7	EGT Typhoon	4743	3755000	4543550	4861599	1025.00
8	EGT Tornado	6200	4925000	5959250	6376389	1029.45

Los valores de inversión específica dados en la columna 7 de la tabla VI.4 dan valores muy elevados, teniendo en cuenta que en este esquema conceptual no se requiere la caldera de recuperación, reflejando el conservadorismo con que han sido adoptados los valores de inversión.

Los tamaños adecuados para el presente caso, del orden de 3000 a 5000 kW resultan desfavorables desde el punto de vista de su costo específico y de su eficiencia.

En efecto, adoptando los valores FOB dados por [Turbine Systems Engineering Inc.] desde el punto de vista de su

costo específico y eficiencia, para unidades de entre 1 y aprox 250 MW, y graficando sus valores de costos específicos y rendimientos térmicos para valores crecientes de la potencia nominal se obtienen los gráficos que se presentan en las figuras VI.1, VI.2, VI.3, y VI.4.

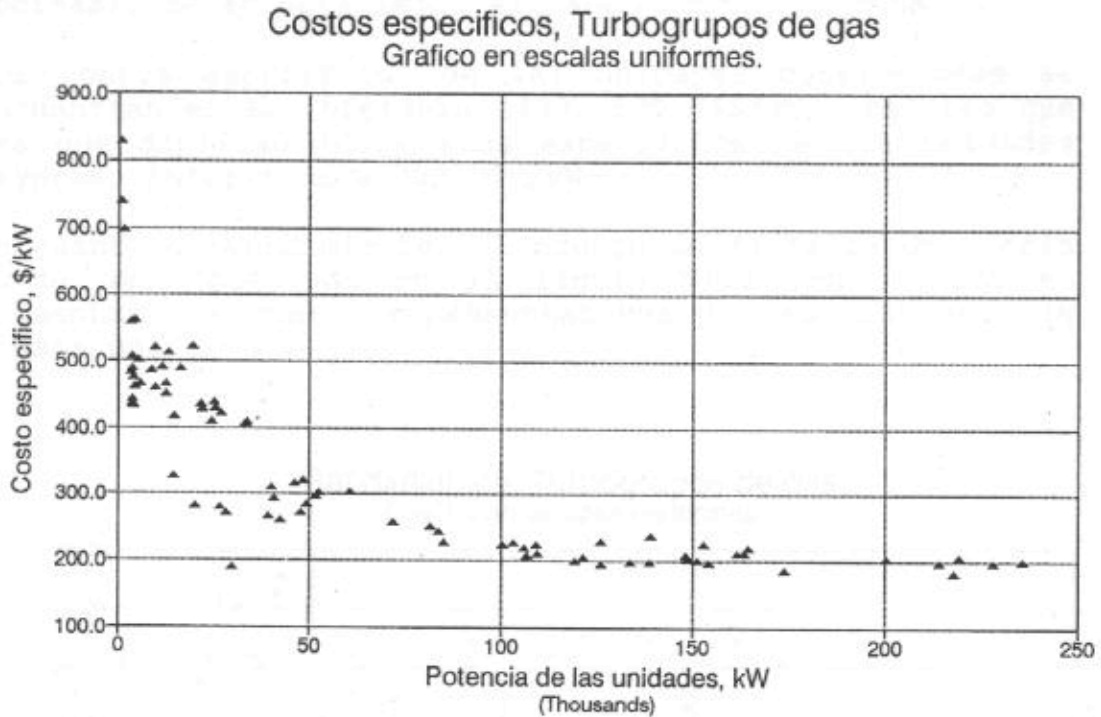


Figura VI.1: Costos específicos de turbogrupos de gas en función de su capacidad nominal, en escalas uniformes. [Turbine Systems Engineering Inc.]

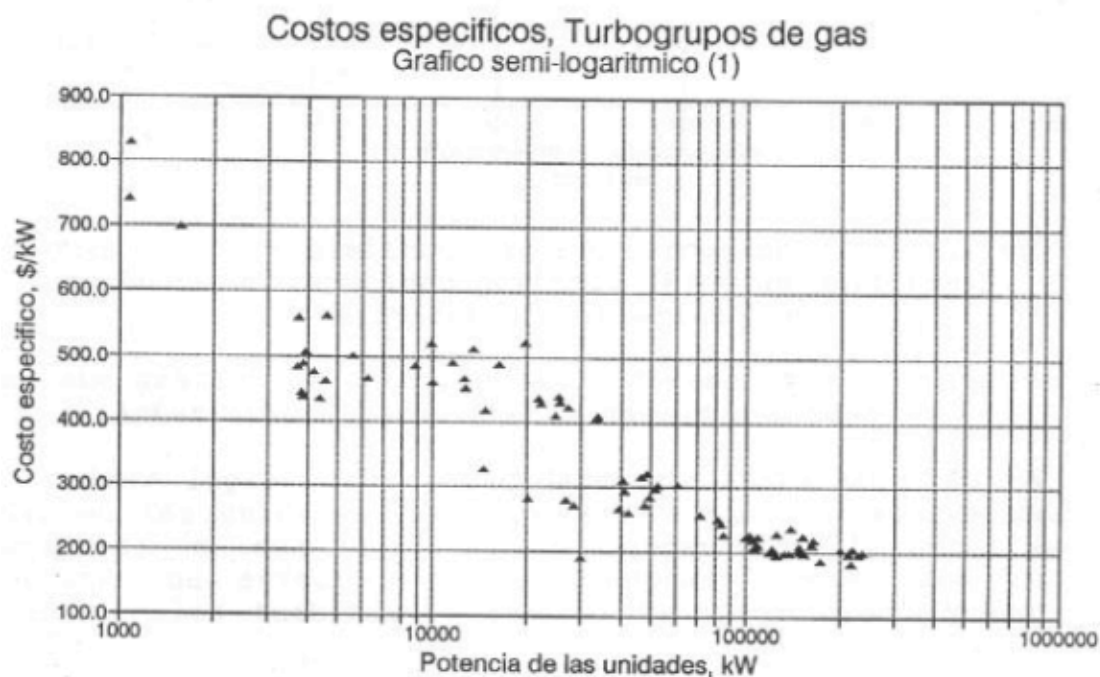


Figura VI.1: Costos específicos de turbogrupos de gas en función de su capacidad nominal, en gráfico semi-logarítmico. [Turbine Systems Engineering Inc.]

En el gráfico en escala semi-logarítmica, (logarítmica en abcisas), se aprecia mejor el rango entre 3 y 5 MW.

Los costos específicos de las unidades consideradas se encuentran en el intervalo (430, 570 U\$S/kW), valores que mas que duplican los costos específicos de las unidades mayores, inferiores a 200 U\$S/kW.

En cuanto al rendimiento, el efecto de la falta de escala puede ser observado en la figura VI.3, en la que se presentan los puntos representativos de las unidades, en escala uniforme.

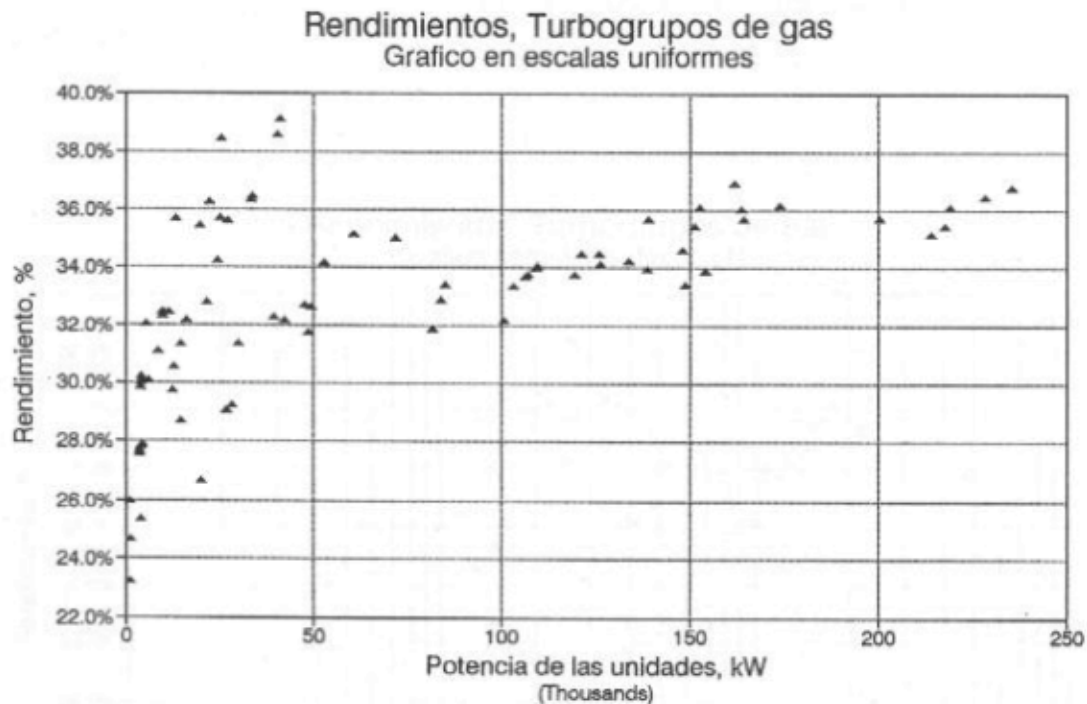


Figura VI.3: Rendimientos de los turbogrupos de gas, en función de su capacidad nominal. (Escala uniforme). [Turbine Systems Engineering Inc.]

En este gráfico se aprecian las diferencias que presentan las características tecnológicas de las unidades.

En primer lugar, para capacidades de hasta unos 40 MW, existen las unidades "aeroderivadas" (aeroderivative gas turbines) o sea unidades de generación basadas en turbinas de aviación con eficiencias mayores que las tradicionales turbinas terrestres de generación. [Horner, 1996].

Las unidades de mayor potencia son del tipo "heavy duty" y se construyen para aplicaciones terrestres, en su mayoría para generación eléctrica. La tecnología de estas unidades ha evolucionado notablemente en estos últimos años, lográndose mayores potencias, mayores eficiencias, y temperaturas de escape más elevadas. La dispersión que se observa en los rendimientos de las unidades mayores son atribuibles a las características tecnológicas de las máquinas, las que siendo superadas por las versiones más modernas, permanecen en el mercado a precios inferiores.

Para unidades de hasta 40 MW existen ambas opciones, sin que sea posible establecer una superioridad neta de una sobre la otra, por lo que es necesario realizar la selección de acuerdo a ciertos criterios en cuanto a la mejor adaptación a los requerimientos específicos de la

aplicación. [Roy, 1996] da algunos de tales criterios generales.

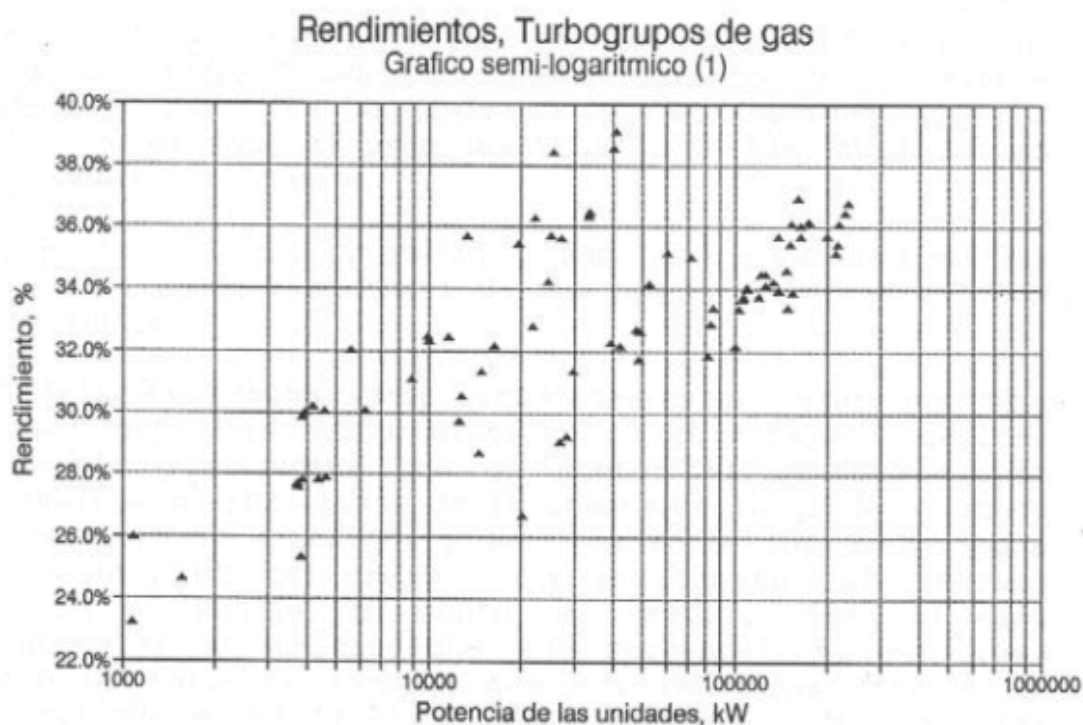


Figura VI.4: Rendimientos de turbogrupos de gas en función de su capacidad nominal, en escala logarítmica en abcisas. [Turbine Systems Engineering Inc.]

Las variaciones de los valores de inversión específica y de rendimiento térmico de los turbogrupos de gas indican claramente las ventajas que se obtienen al aumentar el tamaño del sistema de cogeneración, lo que en algunos casos es posible mediante la integración de usuarios de energía próximos. Una acción en el sentido de favorecer la integración de ciertos demandantes de energía estará también incentivando la práctica de la cogeneración a través del logro de mayores beneficios para cada uno de los participantes.

VI.2.3) Financiamiento de la inversión.

La inversión determinada como se explicó arriba, corresponde al costo que es necesario afrontar bajo la hipótesis de que toda la obra se realiza en forma instantánea y se paga con recursos propios.

En la práctica, dado que el capital es generalmente un recurso escaso y que los resultados económico-financieros mejoran cuando se incurre en un endeudamiento adecuado,

(a una tasa de interés menor que la tasa interna de retorno del proyecto), la mayoría de los proyectos industriales se ejecutan incluyendo el financiamiento parcial por parte de alguna entidad financiera. En estos casos, el monto de la inversión se incrementa por los gastos e intereses que tal financiamiento ocasiona.

Para el cálculo del financiamiento, se ha utilizado un programa simplificado, por semestres, que se considera adecuado para los análisis de prefactibilidad, que ha sido incorporado al programa TESIS2. Se han adoptado las siguientes hipótesis:

- a) Período de construcción: 1 año, o 2 semestres en los que se produce el total de los pagos, la mitad en cada semestre.
- b) Relación capital propio/endeudamiento: Valor que debe ser introducido al programa, como porcentaje de capital propio. Se supone que el monto del capital propio incluye el porcentaje de la inversión total determinado en el punto anterior, y adicionalmente los gastos para la obtención del crédito, que se introduce al programa como porcentaje del monto del crédito. Para el caso base, se ha supuesto que este porcentaje es del 1.5%. Se ha supuesto también que los intereses durante el período de construcción son financiados por el o los créditos correspondientes al endeudamiento.
- c) El monto adeudado se devuelve a partir del segundo año (1 año de gracia), en 10 semestres consecutivos, con los intereses correspondientes a cada pago. La tasa de interés sobre el crédito debe ser introducido al programa; para el caso base se ha supuesto que es del 10% sobre el monto de lo adeudado en el momento del pago. (semestre vencido). Se destaca la actitud favorable de las instituciones financieras internacionales con relación a los proyectos de cogeneración por su rentabilidad intrínseca, y por su contribución hacia el mejor uso de los recursos, y reducción de la contaminación ambiental. Un financiamiento por parte de estas instituciones implica una tasa de interés menor que la supuesta para el caso base.
- d) No se considera el impuesto a los activos durante el período de construcción debido a la desgravación existente durante un período máximo de dos ejercicios anuales, para proyectos industriales.
- e) No se considera asimismo el capital de trabajo en el presente caso debido a que el monto incremental resultará negativo, puesto que la instalación de

cogeneración produce una reducción de los costos energéticos a nivel corporativo.

El programa confecciona el flujo financiero y calcula el financiamiento en moneda de valor constante, sobre base semestral, para el año de construcción, y los años siguientes de operación en el que se deben afrontar las devoluciones de los créditos y pago de intereses.

VI.2.4) Resultados operativos.

Para la determinación de los resultados operativos, se consideran separadamente los items energéticos, y los costos incrementales no energéticos.

Los costos incrementales adoptados, (mano de obra incremental, e impuestos y seguros atribuibles a la instalación de cogeneración y los de mantenimiento) son los dados en la tabla VI.3 y han sido introducidos en la base de datos del programa. Estos valores pueden ser cambiados en la medida en que en etapas mas avanzadas del proyecto se disponga de datos mas precisos.

Los resultados operativos energéticos son los que derivan de la operación de la instalación de cogeneración, y son calculados por el programa en el archivo (u hoja) de análisis técnico del sistema. Estos resultados técnicos se valorizan de acuerdo a los valores tarifarios que se introducen en la hoja o planilla resumen del programa.

Para el cálculo de los resultados técnicos de cada alternativa, el programa requiere los siguientes datos que se introducen al programa en la hoja resumen:

- a) Número de secadores, 1 o 2 según se desee conocer los resultados para la planta existente o ampliada. Puesto que la expansión de la planta está prevista para un futuro próximo, se ha considerado para el caso base, la planta ampliada a 2 secadores.
- b) Desfase entre los dos ciclos de secado en operación. Para el caso base se ha considerado un desfase de 10 horas entre ambos.
- c) Tiempos de operación. La Planta opera las 24 horas del día. En número de días por año debe ser introducido al programa, siendo de 350 de acuerdo a la planificación normal de la producción. Existen pues 15 días de parada anual de la planta en la cual es posible realizar el mantenimiento necesario.

d) Datos del turbogruppo a utilizar en el sistema de cogeneración. Estos datos son extraídos por el programa de la base de datos, mediante la introducción del número identificatorio asignado a la unidad:

1	Allison 501 KB5
2	Allison 570K
3	Allison 571K
4	Solar Centaur
5	Centaur Type H
6	Solar Taurus
7	EGT Typhoon
8	EGT Tornado

e) El factor de servicio del turbogruppo, típicamente del 97% de la carga nominal del equipo.

Mediante estos datos, el programa puede calcular el consumo de combustible, la producción de electricidad, y de gases de escape cuyo calor se utiliza en el CAAE para la calefacción del aire de secado.

Como se explicó en el capítulo anterior, el programa determina en intervalos horarios los caudales de gases de escape que puede absorber el CAAE, el caudal de recirculación de gases, y la suplementación mínima de gases provenientes del quemador, para el primer secador, y para el segundo secador, que solo puede disponer del excedente de gases de escape del turbogruppo que deja el primero. Se comprende pues que el segundo secador deberá recurrir a mayores caudales de recirculación y los provenientes del quemador que el primero.

Los caudales de gases calientes demandados al quemador determinan los correspondientes consumos de combustible, para una relación aire/combustible determinado por el exceso de aire, del 20% para el caso base.

Estos consumos de combustible integrados en un período de 24 horas, sumados al consumo de combustible del turbogruppo en el mismo período, dan el consumo total diario de combustible de la planta, para los dos secadores en servicio.

La comparación de este consumo, con el actual del equipo CAAE, de 18550 m^3 /día cada uno, o 37099 m^3 /día para los dos secadores en servicio permite determinar la diferencia para su posterior valorización por la tarifa real de la compra de gas natural.

Pero en el caso del sistema de cogeneración, existe una producción de electricidad en exceso a la demanda de la Planta que evita la compra de la red pública de una

cantidad igual a la generada, puesto que lo no consumido por la planta se supone que se consumirá en otra planta industrial del grupo empresario, para lo que se deberá pagar el peaje por el transporte de la correspondiente cantidad de energía. Para el caso base se ha supuesto que el costo del peaje es de \$10.00/MWh.

Con todos estos datos, el programa puede valorizar los items energéticos de acuerdo a los valores tarifarios vigentes, y determinar el resultado económico correspondiente para el período anual. El resultado operativo anual total se obtendrá agregando los costos incrementales en items no energéticos.

VI.2.5) Flujo de fondos del Proyecto

El flujo de fondos simplificado del proyecto tiene en cuenta lo siguiente:

Inversiones del Proyecto: durante el año previsto para la construcción, por el monto determinado según VI.2.2.

Resultados operativos: determinado según se explicó arriba.

Recupero del IVA de inversiones: Se supone posible su recupero inmediato de los débitos del IVA de venta de los productos que la planta elabora.

Amortizaciones de la planta: lineal, en 10 años, por las características de la Planta.

Monto imponible: resultante de descontar la amortización de la inversión a los resultados operativos anuales totales.

Impuesto a las ganancias: calculado con la alícuota del 33% sobre el monto imponible. Dada su magnitud, no es necesario calcular el impuesto a los activos.

Valor residual de la Planta: para una duración del proyecto de 15 años de operación, se supone un valor residual del 30% de la inversión en activos fijos.

Flujo de fondos del Proyecto: compuesta para cada período anual, por la suma algebraica de las componentes arriba mencionadas.

Mediante el procesamiento de los datos contenidos en el flujo de fondos del proyecto, para una tasa de actualización a introducir en el programa, del 10% para el caso base, se obtienen los indicadores económico-financieros siguientes:

TIR	Tasa interna de retorno
VAN	Valor actual neto
PRN	Período de repago nominal
PRA	Período de repago actualizado
MECN	Máxima exposición de caja nominal
MECA	Máxima exposición de caja actualizada

Estos indicadores se utilizan usualmente en la evaluación económica de proyectos de inversión como el que se trata aquí, y se definen para estos casos, como sigue:

- a) En cada uno de los n períodos (generalmente anuales) de un proyecto, es posible determinar el valor neto V_i , como resultante de ingresos y egresos en el período i .
- b) Si denominamos r a la tasa de actualización, o tasa de valoración del efecto tiempo del dinero, el valor resultante del proyecto al momento inicial de las operaciones financieras del mismo será:

$$VAN = \sum_{i=0}^{i=n} \frac{V_i}{(1+r)^i} \quad [\text{VI.1}]$$

que es función de la tasa de actualización r

- c) El valor de la tasa de actualización ρ para la que:

$$\sum_{i=0}^{i=n} \frac{V_i}{(1+\rho)^i} = 0 \quad [\text{VI.2}]$$

se denomina $\rho = \text{TIR}$ o tasa interna de retorno. Su cálculo generalmente es iterativo, y en planillas de cálculo se encuentra como función disponible.

- d) Los flujos de fondos pueden ser sumados como valores reales a moneda constante (nominales), actualizados, o sea proyectados al momento inicial a la tasa de actualización definida. En el primer caso se tendrá:

$$S = \sum_{i=0}^i V_i \quad [\text{VI.3}]$$

cuyo valor mínimo (negativo) se denomina máxima exposición de caja nominal.

- e) Si los valores a sumar en [VI.3] son actualizados a la tasa n de actualización, el valor mínimo de la serie (también negativo) se denomina máxima exposición de caja actualizada.

- f) En los proyectos industriales como el que se trata aquí, existe un período inicial de inversiones en el que el flujo de fondos es fuertemente negativo, y posteriormente un período de operaciones en el que el flujo es positivo, por lo que la sumatoria de flujos de fondos (tanto nominal como actualizada) resulta una curva creciente que debe pasar de valores negativos a positivos. El momento en que esto sucede, define al período de repago.
- g) El período de repago nominal se calcula por interpolación entre los períodos consecutivos de signos opuestos de la serie de sumatorias de flujos de fondos nominales
- h) El período de repago actualizado se calcula por interpolación entre los períodos consecutivos de signos opuestos de la serie de sumatorias de flujos de fondos actualizados.

VI.2.6) Flujo de fondos del capital propio

Se trata del análisis para el inversor, y difiere del anterior en lo siguiente:

- a) El monto que debe aportar el inversor es solo la parte de la inversión que le corresponde en base a la relación "equity/debt" o "capital propio/endeudamiento" definido para el financiamiento del proyecto. El aporte de las instituciones financieras no es considerado en este análisis, pero sí los pagos por devolución del préstamo e intereses que se efectivizan de acuerdo al cálculo del financiamiento descrito en VI.2.2.
- b) El monto imponible para el cálculo del impuesto a las ganancias que debe pagar el proyecto se reduce en una cantidad igual a los intereses pagados en el período.

El resto de los conceptos para la confección del flujo de fondos, y la obtención de los resultados económico-financieros para el capital propio efectivamente invertido es el mismo que para el caso anterior, aunque para este proyecto, en todos los casos los resultados para el inversor resultan mejores que los del proyecto, debido al efecto "leverage" del financiamiento parcial con créditos a tasas inferiores al a TIR del proyecto.

VI.3) Utilización del programa

El programa se maneja desde el archivo Tesis2D, que es la planilla de ingreso de datos y resumen de resultados. Desde esta planilla se introducen todos los datos cuya incidencia sobre los resultados económicos resulta de interés evaluar. Ellos son:

- a) Numero de secadores: 1 o 2.
- b) Desfasaje entre secadores: entre 4 y 15 horas en intervalos de 1 hora.
- c) Tiempo de operación anual, en días por año.
- d) Demanda eléctrica media de la Planta, actual y futura.
- e) Tarifa eléctrica en vigencia expresada en forma monómica.
- f) Costo del peaje para el transporte de los excedentes de energía eléctrica a otra planta
- g) Costo del gas natural.
- h) Numero asignado al turbogrupo a considerar.
- i) Factor medio de carga del turbogrupo.
- j) Porcentaje de capital propio, en la integración de los recursos financieros para la implementación del proyecto.
- k) Tasa de interés del endeudamiento.
- l) Tasa de actualización.
- m) Tasa del impuesto a las ganancias.

Es también posible evaluar la incidencia del monto de la inversión, el período de construcción, período de gracia para el repago de los créditos, el plazo para la devolución del crédito (establecido en el programa en 5 años), etc., para lo que se requieren algunos ajustes en el programa, y desde los archivos correspondientes.

Los datos ingresados al programa son procesados en los archivos u hojas correspondientes, y los resultados de interés son devueltos a la planilla resumen, de tal forma de disponer en la mencionada planilla todos los datos y resultados principales de la corrida.

Puesto que el cálculo de los caudales de gases que ingresan a los equipos CAAE es iterativo (archivo Tesis2B en la versión para DOS u hoja CAAE en la versión para Windows) con aproximaciones sucesivas como se explicó en el Capítulo V, ha sido necesario definir un error máximo y establecer una advertencia de que no se ha llegado a la convergencia definida como admisible en el proceso iterativo de cálculo, en cuyo caso aparecerá el mensaje "PULSAR F9", cuya ejecución desencadena una cantidad de iteraciones especificadas en las instrucciones de default del programa base. Esta operación deberá repetirse las veces que sea necesario hasta que el mensaje cambie a "OK". Este mensaje ha sido colocado en varios puntos de todos los archivos u hojas del programa en dos inscripciones: el superior que corresponde a los cálculos para el primer secador, y el inferior para el segundo. Cuando ambas inscripciones indiquen "OK" los caudales verifican los balances de masa y energía con un error menor a +/- 5 kg/hora para los primeros, y +/- 5 kcal/hora para los segundos.

Se han corrido los casos necesarios para la evaluación de la factibilidad económico financiera del proyecto, y para visualizar la incidencia de los diferentes factores de contorno. Las planillas resumen de cada una de las alternativas consideradas en las condiciones base han sido impresas, y se presentan y comentan en el punto siguiente.

No se han incluido las impresiones de las corridas de los programas de análisis, por ser sumamente voluminoso, y superfluo.

VI.4) Resultados de las evaluaciones de prefactibilidad.

Se han considerado las siguientes condiciones que definen el caso base:

Numero de secadores:	1, y 2
Desfasaje entre secadores:	10 horas
Tiempo de operación anual:	350 días por año.
Demanda eléctrica media:	3000 kW.
Demanda térmica:	según mediciones del ciclo del CAAE.
Factor medio de carga del turbogruppo:	.0.97
Caída de temp.de gases en conductos:	20°C
Exceso de aire quemadores CAAE:	20%
Valores de inversión:	según tablas VI.1, VI.2 y VI.4
Porcentaje de capital propio:	40%
Tasa de interés del endeudamiento:	10%
Gastos y comisiones del crédito:	1.5% flat
Devolución del crédito:	1 año gracia, 10 semestres.
Tasa de actualización:	10%
Tasa del impuesto a las ganancias:	33%
Período de construcción:	1 año
Período de operación:	15 años
Valor residual de la planta:	30%
Tarifa eléctrica en vigencia:	58.94 \$/MWh
Costo del peaje para el transporte:	10 \$/MWh
Tarifa del gas natural:	72.85 \$/Dm3
Costos operativos no energéticos:	tabla VI.3

Los valores tarifarios de la electricidad y el combustible (gas natural) han sido determinados promediando los valores de 4 facturas por los mencionados suministros que la Empresa ha debido pagar, excluyendo el IVA por no constituir éste un costo industrial.

La impresión de los resultados de las evaluaciones de prefactibilidad para las alternativas consideradas en las condiciones base se presentan a continuación.

Corresponden, para 1 secador (condición actual) a las corridas

Número	Turbogrupo
10	Allison 501 KB5
11	Allison 570 K
12	Allison 571 K
13	Solar Centaur
14	Centaur Type H
15	Solar Taurus
16	EGT Typhoon
17	EGT Tornado

A continuación, se han corrido las 8 alternativas para el caso de que la planta se expandiera a 2 secadores, o sea 2 equipos CAAE iguales. Estas corridas se identifican con los números 18 al 25, y sus "printouts" se presentan a continuación de los 8 del caso base.

Número	Turbogrupo
18	Allison 501 KB5
19	Allison 570 K
20	Allison 571 K
21	Solar Centaur
22	Centaur Type H
23	Solar Taurus
24	EGT Typhoon
25	EGT Tornado

**PROYECTO COGENERACION. PLANTA DE SECADO DE MALTA
ANALISIS ECONOMICO FINANCIERO PRELIMINAR DE LA ALTERNATIVA CONSIDERADA
PLANILLA RESUMEN**

Fecha:	24/Marzo/1997	Corrida Nr:	11	
				OK
DATOS GENERALES DEL PROYECTO:				
				OK
Numero de secadores: (actual=1, futuro=2)			1	
Desfasaje entre ciclos de secado:			10 horas	
Tiempos de operacion:	24 h/dia		350 dias/a?o	
	Actual		Futuro	
Demanda electrica (KW)	2000		3000	
Demanda gas CAAE (m3/dia)	18650		37099	
Costo de la electricidad:			58.94 \$/MWh	
Costo pesaje transporte electricidad:			10 \$/MWh	
Costo del gas natural:	8400 kc/m3.PCI		72.65 \$/Dm3	

DATOS DEL EQUIPO A CONSIDERAR:	Numero:	2
Turbogruppo de gas:	Allison 570K	
Potencia nominal ISO:	4589 KW	
Consumo especifico ISO:	3069 kcal/kWh	
Rendimiento termico:	27.84%	
Caudal de gases:	68257 kg/hora	
Temperatura de gases de escape:	582 oC	
Factor de carga considerado:	97.00%	

INVERSION Y FINANCIAMIENTO:				
				OK
				OK
Inversion total:	1250 U\$S/KW	5736621 U\$S		
Periodo de construccion:		1 a?o		
Periodo de gracia:		1 a?o		
Capital propio:	40.00%	2345828 U\$S		
Endeudamiento:		3615629 U\$S		
Tasas:	Interes: 10.00%	Actualizacion: 10.00%		

RESULTADOS OPERATIVOS ANUALES:		
Resultado de items energeticos:	1448633 \$/a?o	
Otros costos:	-225800 \$/a?o	
Resultado anual:	1222833 \$/a?o	
Tasa impuesto a las ganancias:	33.00%	

INDICADORES ECONOMICO FINANCIEROS: (Analisis en 15 a?os)			
		Proyecto	Capital propio
Tasa interna de retorno:		19.98%	27.16%
Valor presente neto:		2787686 U\$S	2886437 U\$S
Periodo de repago nominal:		4.70 a?os	5.58 a?os
Periodo de repago actualizado:		6.67 a?os	6.46 a?os
Maxima exposicion de caja nominal:		4740100 U\$S	1350407 U\$S
Maxima exposicion de caja actualiz.:		4909182 U\$S	1227643 U\$S

AHORRO DE RECURSOS E INDICADORES CUALITATIVOS:				
Ahorro de recursos:	27.12%	6.07 MWh		OK
Rendimiento termico:		73.56%		OK
Rendimiento FERC (USA)		50.41%		
Rendimiento FI:		41.16%		

PROYECTO COGENERACION. PLANTA DE SECADO DE MALTA
ANÁLISIS ECONÓMICO FINANCIERO PRELIMINAR DE LA ALTERNATIVA CONSIDERADA
PLANILLA RESUMEN

Fecha:	24/Marzo/1997	Corrida Nr:	12	OK
				OK
DATOS GENERALES DEL PROYECTO:				
Numero de secadores:(actual=1, futuro=2)			1	
Desfasaje entre ciclos de secado:			10 horas	
Tiempos de operacion:	24 h/dia		350 dias/año	
	Actual		Futuro	
Demanda electrica (KW)	3000		3000	
Demanda gas CAAE (m3/dia)	18550		37099	
Costo de la electricidad:			58.94 \$/MWh	
Costo peaje transporte electricidad:			10 \$/MWh	
Costo del gas natural:	8400 kc/m3.PCI		72.85 \$/Dm3	

DATOS DEL EQUIPO A CONSIDERAR:	Numero:	3
Turbogruppo de gas:	Allison 571K	
Potencia nominal ISO:	5588 kW	
Consumo especifico ISO:	2679 kcal/kWh	
Rendimiento termico:	32.10%	
Caudal de gases:	72175 kg/hora	
Temperatura de gases de escape:	533 oC	
Factor de carga considerado:	97.00%	

INVERSION Y FINANCIAMIENTO:				OK
				OK
Inversion total:	1105 U\$\$/KW	6175719 U\$S		
Periodo de construccion:		1 año		
Periodo de gracia:		1 año		
Capital propio:	40.00%	2525869 U\$S		
Endeudamiento:		3693019 U\$S		
Tasas: interes:	10.00%	Actualizacion:	10.00%	

RESULTADOS OPERATIVOS ANUALES:	
Resultado de items energeticos:	1799041 \$/año
Otros costos:	-239400 \$/año
Resultado anual:	1549641 \$/año
Tasa impuesto a las ganancias:	33.00%

INDICADORES ECONÓMICO FINANCIEROS: (Análisis en 15 años)		
	Proyecto	Capital propio
Tasa interna de retorno:	23.33%	34.02%
Valor presente neto:	4090878 U\$S	4187209 U\$S
Periodo de repago nominal:	4.11 años	4.66 años
Periodo de repago actualizado:	5.56 años	5.40 años
Maxima exposicion de caja nominal:	5103900 U\$S	1454050 U\$S
Maxima exposicion de caja actualiz.:	4639909 U\$S	1321864 U\$S

AHORRO DE RECURSOS E INDICADORES CUALITATIVOS:			
Ahorro de recursos:	32.69%	8.38 MWh	OK
Rendimiento termico:	75.22%		OK
Rendimiento FERC (USA)	53.33%		
Rendimiento Fi:	44.57%		

PROYECTO COGENERACION. PLANTA DE SECADO DE MALTA
ANALISIS ECONOMICO FINANCIERO PRELIMINAR DE LA ALTERNATIVA CONSIDERADA
PLANILLA RESUMEN

Fecha:	24/Marzo/1997	Comida Nr:	13	
				OK
DATOS GENERALES DEL PROYECTO:				OK
Numero de secadores:(actual=1, futuro=2)			1	
Desfasaje entre ciclos de secado:			10 horas	
Tiempo de operacion:	24 h/dia		350 dias/año	
	Actual		Futuro	
Demanda electrica (KW)	2000		3000	
Demanda gas CAAE (m3/dia)	18550		37099	
Costo de la electricidad:			58.94 \$/MWh	
Costo peaje transporte electricidad:			10 \$/MWh	
Costo del gas natural:	8400	kg/m3.PCI	72.85 \$/Dm3	

DATOS DEL EQUIPO A CONSIDERAR:		Numero:	4
Turbogruppo de gas:		Solar Centaur	
Potencia nominal ISO:		3130 kW	
Consumo especifico ISO:		3261.3 kcal/kWh	
Rendimiento termico:		26.37%	
Caudal de gases:		64116 kg/hora	
Temperatura de gases de escape:		448.9 oC	
Factor de carga considerado:		97.00%	

INVERSION Y FINANCIAMIENTO:				OK
				OK
Inversion total:	1317	U\$\$/KW	4129620	U\$\$
Periodo de construccion:			1	año
Periodo de gracia:			1	año
Capital propio:	40.00%		1688560	U\$\$
Endeudamiento:			2509427	U\$\$
Tasas:	Interes:	10.00%	Actualizacion:	10.00%

RESULTADOS OPERATIVOS ANUALES:			
Resultado de items energeticos:	1050405	\$/año	
Otros costos:	-165725	\$/año	
Resultado anual:	884681	\$/año	
Tasa impuesto a las ganancias:	33.00%		

INDICADORES ECONOMICO FINANCIEROS: (Analisis en 15 años)			
		Proyecto	Capital propio
Tasa interna de retorno:		20.10%	27.41%
Valor presente neto:		2029770 U\$\$	2100769 U\$\$
Periodo de repago nominal:		4.68 años	5.56 años
Periodo de repago actualizado:		6.63 años	6.42 años
Maxima exposicion de caja nominal:		3407950 U\$\$	970891 U\$\$
Maxima exposicion de caja actualiz.:		3098138 U\$\$	882628 U\$\$

AHORRO DE RECURSOS E INDICADORES CUALITATIVOS:			
Ahorro de recursos:	24.24%	4.28 MWh	OK
Rendimiento termico:		79.07%	OK
Rendimiento FERC (USA)		50.88%	
Rendimiento FI:		39.60%	

PROYECTO COGENERACION. PLANTA DE SECADO DE MALTA
ANALISIS ECONOMICO FINANCIERO PRELIMINAR DE LA ALTERNATIVA CONSIDERADA
PLANILLA RESUMEN

Fecha: 24/Marzo/1997 Corrida Nr: 14

OK

DATOS GENERALES DEL PROYECTO:

OK

Numero de secadores: (actual=1, futuro=2)		1
Desfasaja entre ciclos de secado:		10 horas
Tiempos de operacion:	24 h/dia	350 dias/año
	Actual	Futuro
Demanda electrica (KW)	2000	3000
Demanda gas CAAE (m3/dia)	18550	37099
Costo de la electricidad:		58.94 \$/MWh
Costo pesaje transporte electricidad:		10 \$/MWh
Costo del gas natural:	8400 kg/m3.PCI	72.85 \$/Dm3

DATOS DEL EQUIPO A CONSIDERAR:

Numero: 5

Turbogruppo de gas:	Centaur Type H	
Potencia nominal ISO:	3880 kW	
Consumo especifico ISO:	3073.6 kcal/kWh	
Rendimiento termico:	27.98%	
Caudal de gases:	63864 kg/hora	
Temperatura de gases de escape:	515.6 oC	
Factor de carga considerado:	97.00%	

OK

INVERSION Y FINANCIAMIENTO:

OK

Inversion total:	1113 US\$/KW	4917825 US\$
Periodo de construccion:		1 año
Periodo de gracia:		1 año
Capital propio:	40.00%	1765690 US\$
Endeudamiento:		2721849 US\$
Tasas: Interes:	10.00%	Actualizacion: 10.00%

RESULTADOS OPERATIVOS ANUALES:

Resultado de items energeticos:	1276534 \$/año
Otros costos:	-172400 \$/año
Resultado anual:	1104134 \$/año
Tasa impuesto a las ganancias:	33.00%

INDICADORES ECONOMICO FINANCIEROS: (Analisis en 15 años)

	Proyecto	Capital propio
Tasa interna de retorno:	23.75%	34.99%
Valor presente neto:	2949021 US\$	3023963 US\$
Periodo de repago nominal:	4.04 años	4.45 años
Periodo de repago actualizado:	5.45 años	5.29 años
Maxima exposicion de caja nominal:	3568450 US\$	1016616 US\$
Maxima exposicion de caja actualiz.:	3244045 US\$	924196 US\$

AHORRO DE RECURSOS E INDICADORES CUALITATIVOS:

Ahorro de recursos:	27.59%	5.54 MWh
Rendimiento termico:	77.75%	
Rendimiento FERC (USA)	51.81%	
Rendimiento FI:	41.43%	

OK

OK

PROYECTO COGENERACION. PLANTA DE SECADO DE MALTA
ANALISIS ECONOMICO FINANCIERO PRELIMINAR DE LA ALTERNATIVA CONSIDERADA
PLANILLA RESUMEN

Fecha:	24/Marzo/1997	Corrida Nr.:	15	
				OK
DATOS GENERALES DEL PROYECTO:				OK
Numero de secadores: (actual=1, futuro=2)			1	
Desfasaje entre ciclos de secado:			10 horas	
Tiempo de operacion:	24 h/dia		350 dias/año	
	Actual		Futuro	
Demanda electrica (KW)	2000		3000	
Demanda gas CAVE (m ³ /dia)	18550		37099	
Costo de la electricidad:			58.94 \$/MWh	
Costo peaje transporte electricidad:			10 \$/MWh	
Costo del gas natural:	8400 kc/m ³ .PCI		72.85 \$/Dm ³	
DATOS DEL EQUIPO A CONSIDERAR:				
Numero:			6	
Turbogruppo de gas:		Solar Taurus		
Potencia nominal ISO:		4710 kW		
Consumo especifico ISO:		2902 kcal/kWh		
Rendimiento termico:		29.63%		
Caudal de gases:		74160 kg/hora		
Temperatura de gases de escape:		497 oC		
Factor de carga considerado:		97.00%		
				OK
INVERSION Y FINANCIAMIENTO:				OK
Inversion total:	958 U\$S/KW	4512030 U\$S		
Periodo de construccion:		1 año		
Periodo de gracia:		1 año		
Capital propio:	40.00%	1845420 U\$S		
Endeudamiento:		2644271 U\$S		
Tasas: Interes:	10.00%	Actualizacion:	10.00%	
RESULTADOS OPERATIVOS ANUALES:				
Resultado de items energeticos:		1514860 \$/año		
Otros costos:		-179075 \$/año		
Resultado anual:		1335785 \$/año		
Tasa impuesto a las ganancias:		33.00%		
INDICADORES ECONOMICO FINANCIEROS: (Analisis en 15 años)				
		Proyecto	Capital propio	
Tasa interna de retorno:		27.26%	42.92%	
Valor presente neto:		3924779 U\$S	4002464 U\$S	
Periodo de repago nominal:		3.57 años	3.16 años	
Periodo de repago actualizado:		4.65 años	3.87 años	
Maxima exposicion de caja nominal:		3726950 U\$S	1062341 U\$S	
Maxima exposicion de caja actualiz.:		3389955 U\$S	965764 U\$S	
AHORRO DE RECURSOS E INDICADORES CUALITATIVOS:				
Ahorro de recursos:	29.63%	6.75 MWh		OK
Rendimiento termico:		75.60%		OK
Rendimiento FERC (USA)		52.05%		
Rendimiento FI:		42.63%		

PROYECTO COGENERACION, PLANTA DE SECADO DE MALTA
ANALISIS ECONOMICO FINANCIERO PRELIMINAR DE LA ALTERNATIVA CONSIDERADA
PLANILLA RESUMEN

Fecha:	24/Marzo/1987	Comida Nr:	18	
				OK
DATOS GENERALES DEL PROYECTO:				
				OK
Numero de secadores: (actual=1, futuro=2)			1	
Desfasaje entre ciclos de secado:			10 horas	
Tiempos de operacion:	24 h/dia		350 dias/año	
	Actual		Futuro	
Demanda electrica (KW)	2000		3000	
Demanda gas CAAE (m3/dia)	18550		37099	
Costo de la electricidad:			58.94 \$/MWh	
Costo peaje transporte electricidad:			10 \$/MWh	
Costo del gas natural:	8400 kc/m3.PCI		72.65 \$/Dm3	

DATOS DEL EQUIPO A CONSIDERAR:		Numero:	7
Turbogrupo de gas:		EGT Typhoon	
Potencia nominal ISO:		4743 kW	
Consumo especifico ISO:		2876 kcal/kWh	
Rendimiento termico:		29.90%	
Caudal de gases:		70200 kg/hora	
Temperatura de gases de escape:		519 oC	
Factor de carga considerado:		97.00%	

INVERSION Y FINANCIAMIENTO:				
				OK
				OK
Inversion total:	1025 U\$S/KW	4861599 U\$S		
Periodo de construccion:		1 año		
Periodo de gracia:		1 año		
Capital propio:	40.00%	1986394 U\$S		
Endeudamiento:		3064630 U\$S		
Tasas:	Interes: 10.00%	Actualizacion: 10.00%		

RESULTADOS OPERATIVOS ANUALES:			
Resultado de items energeticos:	1528338 \$/año		
Otros costos:	-192425 \$/año		
Resultado anual:	1336911 \$/año		
Tasa impuesto a las ganancias:	33.00%		

INDICADORES ECONOMICO FINANCIEROS: (Analisis en 15 años)			
		Proyecto	Capital propio
Tasa interna de retorno:		25.44%	38.67%
Valor presente neto:		3754623 U\$S	3838327 U\$S
Periodo de repago nominal:		3.80 años	3.75 años
Periodo de repago actualizado:		5.02 años	4.70 años
Maxima exposicion de caja nominal:		4017850 U\$S	1144645 U\$S
Maxima exposicion de caja actualiz.:		3652591 U\$S	1040587 U\$S

AHORRO DE RECURSOS E INDICADORES CUALITATIVOS:				
Ahorro de recursos:	30.05%	6.88 MWt		OK
Rendimiento termico:		75.90%		OK
Rendimiento FERC (USA)		52.32%		
Rendimiento FI:		42.89%		

PROYECTO COGENERACION. PLANTA DE SECADO DE MALTA
ANALISIS ECONOMICO FINANCIERO PRELIMINAR DE LA ALTERNATIVA CONSIDERADA
PLANILLA RESUMEN

Fecha:	24/Marzo/1997	Corrida Nr:	17	
				OK
DATOS GENERALES DEL PROYECTO:				OK
Numero de secadores:(actual=1, futuro=2)			1	
Desfasaje entre ciclos de secado:			10 horas	
Tiempos de operacion:	24 h/dia		350 dias/a?o	
	Actual		Futuro	
Demanda electrica (KW)	2000		3000	
Demanda gas CAAE (m3/dia)	18550		37089	
Costo de la electricidad:			58.04 \$/MWh	
Costo peaje transporte electricidad:			10 \$/MWh	
Costo del gas natural:	8400 kc/m3.PCI		72.85 \$/Cm3	

DATOS DEL EQUIPO A CONSIDERAR:	Numero:	8
Turbogruppo de gas:	EGT Tomado	
Potencia nominal ISO:	6200 kW	
Consumo especifico ISO:	2831 kcal/kWh	
Rendimiento termico:	30.38%	
Caudal de gases:	100440 kg/hora	
Temperatura de gases de escape:	480 oC	
Factor de carga considerado:	97.00%	

			OK
			OK
INVERSION Y FINANCIAMIENTO:			
Inversion total:	1028 L\$/KW	6376398 U\$S	
Periodo de construccion:		1 a?o	
Periodo de gracia:		1 a?o	
Capital propio:	40.00%	2607947 U\$S	
Endudamiento:		4019522 U\$S	
Tasas:	Interes: 10.00%	Actualizacion: 10.00%	

RESULTADOS OPERATIVOS ANUALES:		
Resultado de items energeticos:	1831508	\$/a?o
Otros costos:	-248075	\$/a?o
Resultado anual:	1585433	\$/a?o
Tasa impuesto a las ganancias:	33.00%	

INDICADORES ECONOMICO FINANCIEROS: (Análisis en 15 a?os)			
	Proyecto	Capital propio	
Tasa interna de retorno:	23.13%	33.59%	
Valor presente neto:	4148014 U\$S	4255800 U\$S	
Periodo de repago nominal:	4.14 a?os	4.76 a?os	
Periodo de repago actualizado:	5.62 a?os	5.45 a?os	
Maxima exposicion de caja nominal:	5269750 U\$S	1501209 U\$S	
Maxima exposicion de caja actualiz.:	4790682 U\$S	1384817 U\$S	

AHORRO DE RECURSOS E INDICADORES CUALITATIVOS:			
Ahorro de recursos:	25.88%	7.14 MWh	OK
Rendimiento termico:	66.29%		OK
Rendimiento FERC (USA)	47.84%		
Rendimiento FI:	40.46%		

**PROYECTO COGENERACION. PLANTA DE SECADO DE MALTA
ANALISIS ECONOMICO FINANCIERO PRELIMINAR DE LA ALTERNATIVA CONSIDERADA
PLANILLA RESUMEN**

Fecha:	24/Marzo/1997	Comida Nr:	18	
				OK
DATOS GENERALES DEL PROYECTO:				OK
Numero de secadores:(actual=1, futuro=2)			2	
Destasaje entre ciclos de secado:			10 horas	
Tiempos de operacion:	24 h/dia		350 dias/a?o	
	Actual		Futuro	
Demanda electrica (KW)	2000		3000	
Demanda gas CAAE (m3/dia)	18550		37089	
Costo de la electricidad:			58.94 \$/MWh	
Costo peaje transporte electricidad:			10 \$/MWh	
Costo del gas natural:	8400 kcal/m3.PCI		72.85 \$/Dm3	

DATOS DEL EQUIPO A CONSIDERAR:	Numero:	1
Turbogruppo de gas:	Alison 501 KB5	
Potencia nominal ISO:	3890 kW	
Consumo especifico ISO:	3028 kcal/kWh	
Rendimiento termico:	28.40%	
Caudal de gases:	56499 kg/hora	
Temperatura de gases de escape:	533 oC	
Factor de carga considerado:	97.00%	

INVERSION Y FINANCIAMIENTO:			OK
			OK
inversion total:	1136 U\$S/KW	4194828 U\$S	
Periodo de construccion:		1 a?o	
Periodo de gracia:		1 a?o	
Capital propio:	40.00%	1715685 U\$S	
Endeudamiento:		2944315 U\$S	
Tasas: interes:	10.00%	Actualizacion:	10.00%

RESULTADOS OPERATIVOS ANUALES:		
Resultado de items energeticos:	1448728 \$/a?o	
Otros costos:	-172000 \$/a?o	
Resultado anual:	1276728 \$/a?o	
Tasa impuesto a las ganancias:	33.00%	

INDICADORES ECONOMICO FINANCIEROS: (Analisis en 15 a?os)			
	Proyecto	Capital propio	
Tasa interna de retorno:	27.97%	44.65%	
Valor presente neto:	3810318 U\$S	3882542 U\$S	
Periodo de repago nominal:	3.49 a?os	2.98 a?os	
Periodo de repago actualizado:	4.51 a?os	3.61 a?os	
Maxima exposicion de caja nominal:	3466800 U\$S	967857 U\$S	
Maxima exposicion de caja actualiz.:	3151836 U\$S	897870 U\$S	

AHORRO DE RECURSOS E INDICADORES CUALITATIVOS:			
Ahorro de recursos:	27.87%	7.54 MWh	OK
Rendimiento termico:	95.79%		OK
Rendimiento FERC (USA)	57.06%		
Rendimiento FI:	41.59%		

PROYECTO COGENERACION. PLANTA DE SECADO DE MALTA
ANALISIS ECONOMICO FINANCIERO PRELIMINAR DE LA ALTERNATIVA CONSIDERADA
PLANILLA RESUMEN

Fecha:	24/Marzo/1997	Comida Nr:	19	
				OK
DATOS GENERALES DEL PROYECTO:				
Numero de secadores: (actual=1, futuro=2)			2	OK
Desfase entre ciclos de secado:			10 horas	
Tiempos de operacion:	24 h/dia		350 dias/año	
	Actual		Futuro	
Demanda electrica (KW)	2000		3000	
Demanda gas CAAE (m3/dia)	18550		37099	
Costo de la electricidad:			58.94 \$/MWh	
Costo peaje transporte electricidad:			10 \$/MWh	
Costo del gas natural:	8400	kc/m3.PCI	72.85 \$/Dm3	

DATOS DEL EQUIPO A CONSIDERAR:		Numero:	2
Turbogruppo de gas:		Allison 570K	
Potencia nominal ISO:		4589 kW	
Consumo especifico ISO:		3089 kcal/kWh	
Rendimiento termico:		27.84%	
Caudal de gases:		88257 kg/hora	
Temperatura de gases de escape:		562 oC	
Factor de carga considerado:		97.00%	

INVERSION Y FINANCIAMIENTO:				
				OK
				OK
Inversion total:	1250 U\$S/KW	5735521 U\$S		
Periodo de construccion:		1 año		
Periodo de gracia:		1 año		
Capital propio:	40.00%	2345828 U\$S		
Endeudamiento:		3615529 U\$S		
Tasas:	Interes: 10.00%	Actualizacion: 10.00%		

RESULTADOS OPERATIVOS ANUALES:		
Resultado de items energeticos:	1736054	\$/año
Otros costos:	-225800	\$/año
Resultado anual:	1510254	\$/año
Tasa impuesto a las ganancias:	33.00%	

INDICADORES ECONOMICO FINANCIEROS: (Analisis en 15 años)

	Proyecto	Capital propio
Tasa interna de retorno:	24.42%	36.36%
Valor presente neto:	4119247 U\$S	4217999 U\$S
Periodo de repago nominal:	3.85 años	4.15 años
Periodo de repago actualizado:	5.28 años	5.12 años
Maxima exposicion de caja nominal:	4740100 U\$S	1350407 U\$S
Maxima exposicion de caja actualiz.:	4309182 U\$S	1227843 U\$S

AHORRO DE RECURSOS E INDICADORES CUALITATIVOS:

Ahorro de recursos:	31.12%	9.32 MWt	OK
Rendimiento termico:	94.81%		OK
Rendimiento FERC (USA)	58.20%		
Rendimiento FI:	43.56%		

PROYECTO COGENERACION. PLANTA DE SECADO DE MALTA
ANALISIS ECONOMICO FINANCIERO PRELIMINAR DE LA ALTERNATIVA CONSIDERADA
PLANILLA RESUMEN

Fecha:	24/Marzo/1997	Corrida Nr:	20	
				OK
DATOS GENERALES DEL PROYECTO:				
				OK
Numero de secadores: (actual=1, futuro=2)			2	
Desfaseje entre ciclos de secado:			10 horas	
Tiempos de operacion:	24 h/dia		350 dias/año	
	Actual		Futuro	
Demanda electrica (KW)	2000		3000	
Demanda gas CAAE (m3/dia)	18550		37099	
Costo de la electricidad:			58.94 \$/MWh	
Costo peaje transporte electricidad:			10 \$/MWh	
Costo del gas natural:	8400	kg/m3 PCI	72.85 \$/Dm3	

DATOS DEL EQUIPO A CONSIDERAR:	Numero:	3
Turbogruppo de gas:		Allison 571K
Potencia nominal ISO:		5588 kW
Consumo especifico ISO:		2679 kcal/kWh
Rendimiento termico:		32.10%
Caudal de gases:		72175 kg/hora
Temperatura de gases de escape:		533 oC
Factor de carga considerado:		97.00%

INVERSION Y FINANCIAMIENTO:				
				OK
				OK
Inversion total:	1105	US\$/KW	6175719	US\$
Periodo de construccion:			1	año
Periodo de gracia:			1	año
Capital propio:	40.00%		2525869	US\$
Endeudamiento:			3893019	US\$
Tasas:	Interes:	10.00%	Actualizacion:	10.00%

RESULTADOS OPERATIVOS ANUALES:			
Resultado de items energeticos:	2073000	\$/año	
Otros costos:	-239400	\$/año	
Resultado anual:	1833600	\$/año	
Tasa impuesto a las ganancias:	33.00%		

INDICADORES ECONOMICO FINANCIEROS: (Analisis en 15 años)				
		Proyecto	Capital propio	
Tasa interna de retorno:		27.33%	43.10%	
Valor presente neto:	5396402	US\$	5502733	US\$
Periodo de repago nominal:	3.56	años	3.14	años
Periodo de repago actualizado:	4.63	años	3.84	años
Maxima exposicion de caja nominal:	5103900	US\$	1454050	US\$
Maxima exposicion de caja actualiz.:	4639909	US\$	1321864	US\$

AHORRO DE RECURSOS E INDICADORES CUALITATIVOS:				
Ahorro de recursos:	34.88%	11.57	MWh	OK
Rendimiento termico:		95.00%		OK
Rendimiento FERC (USA)		60.05%		
Rendimiento FI:		46.07%		

PROYECTO COGENERACION, PLANTA DE SECADO DE MALTA
ANALISIS ECONOMICO FINANCIERO PRELIMINAR DE LA ALTERNATIVA CONSIDERADA
PLANILLA RESUMEN

Fecha:	24/Marzo/1997	Comida Nr:	21	
				OK
DATOS GENERALES DEL PROYECTO:				OK
Numero de secadores:(actual=1, futuro=2)			2	
Desfasaje entre ciclos de secado:			10 horas	
Tiempos de operacion:	24 h/dia		350 dias/año	
	Actual		Futuro	
Demanda electrica (KW)	2000		3000	
Demanda gas CAAE (m3/dia)	18550		37089	
Costo de la electricidad:			58.04 \$/MWh	
Costo pasaje transporte electricidad:			10 \$/MWh	
Costo del gas natural:	8400	kg/m3.PCI	72.85 \$/Dm3	
DATOS DEL EQUIPO A CONSIDERAR:				
Numero:			4	
Turbogruppo de gas:		Solar Centaur		
Potencia nominal ISO:		3130	kW	
Consumo especifico ISO:		3261.3	kcal/kWh	
Rendimiento termico:		26.37%		
Caudal de gases:		64116	kg/hora	
Temperatura de gases de escape:		448.9	oC	
Factor de carga considerado:		97.00%		
				OK
INVERSION Y FINANCIAMIENTO:				OK
Inversion total:	1317	U\$S/KW	4123620	U\$S
Periodo de construccion:			1	año
Periodo de gracia:			1	año
Capital propio:	40.00%		1666560	U\$S
Endeudamiento:			2509427	U\$S
Tasas:	Interes:	10.00%	Actualizacion:	10.00%
RESULTADOS OPERATIVOS ANUALES:				
Resultado de items energeticos:		1252615	\$/año	
Otros costos:		-165725	\$/año	
Resultado anual:		1086890	\$/año	
Tasa impuesto a las ganancias:		33.00%		
INDICADORES ECONOMICO FINANCIEROS: (Analisis en 15 años)				
		Proyecto	Capital propio	
Tasa interna de retorno:		24.44%	36.44%	
Valor presente neto:		2966561	U\$S	3037559
Periodo de repago nominal:		3.94	años	4.14
Periodo de repago actualizado:		5.27	años	5.11
Maxima exposicion de caja nominal:		3407950	U\$S	970691
Maxima exposicion de caja actualiz.:		3098136	U\$S	862628
AHORRO DE RECURSOS E INDICADORES CUALITATIVOS:				
Ahorro de recursos:	24.46%	5.17	MWh	OK
Rendimiento termico:		85.20%		OK
Rendimiento FERC (USA)		55.57%		
Rendimiento FI:		39.72%		

PROYECTO COGENERACION. PLANTA DE SECADO DE MALTA
ANALISIS ECONOMICO FINANCIERO PRELIMINAR DE LA ALTERNATIVA CONSIDERADA
PLANILLA RESUMEN

Fecha:	24/Marzo/1997	Corrida Nr:	22	
				OK
DATOS GENERALES DEL PROYECTO:				
				OK
Numero de secadores: (actual=1, futuro=2)			2	
Desfaseje entre ciclos de secado:			10 horas	
Tiempos de operacion:	24 h/dia		350 dias/año	
	Actual		Futuro	
Demanda electrica (KW)	2000		3000	
Demanda gas CAAE (m3/dia)	18550		37099	
Costo de la electricidad:			58.94 \$/MWh	
Costo paaje transporte electricidad:			10 \$/MWh	
Costo del gas natural:	8400 kc/m3.PCI		72.85 \$/Dm3	
DATOS DEL EQUIPO A CONSIDERAR:				
Numero:			5	
Turbogruppo de gas:		Centaur Type H		
Potencia nominal ISO:		3880 kW		
Consumo especifico ISO:		3073.6 kcal/kWh		
Rendimiento termico:		27.86%		
Caudal de gases:		63864 kg/hora		
Temperatura de gases de escape:		515.6 oC		
Factor de carga considerado:		97.00%		
				OK
INVERSION Y FINANCIAMIENTO:				
				OK
Inversion total:	1113 U\$S/KW	4317825 U\$S		
Periodo de construccion:		1 año		
Periodo de gracia:		1 año		
Capital propio:	40.00%	1766990 U\$S		
Endeudamiento:		2721849 U\$S		
Tasas: Interes:	10.00%	Actualizacion:	10.00%	
RESULTADOS OPERATIVOS ANUALES:				
Resultado de items energeticos:		1512615 \$/año		
Otros costos:		-172400 \$/año		
Resultado anual:		1340215 \$/año		
Tasa impuesto a las ganancias:		33.00%		
INDICADORES ECONOMICO FINANCIEROS: (Analisis en 15 años)				
		Proyecto	Capital propio	
Tasa interna de retorno:		28.49%	45.92%	
Valor presente neto:		4042734 U\$S	4117076 U\$S	
Periodo de repago nominal:		3.43 años	2.85 años	
Periodo de repago actualizado:		4.42 años	3.44 años	
Maxima exposicion de caja nominal:		3568450 U\$S	1016616 U\$S	
Maxima exposicion de caja actualiz.:		3244045 U\$S	924196 U\$S	
AHORRO DE RECURSOS E INDICADORES CUALITATIVOS:				
Ahorro de recursos:	26.83%	7.97 MWh		OK
Rendimiento termico:		95.88%		OK
Rendimiento FERC (USA)		57.50%		
Rendimiento Ft:		42.16%		

**PROYECTO COGENERACION, PLANTA DE SECADO DE MALTA
ANALISIS ECONOMICO FINANCIERO PRELIMINAR DE LA ALTERNATIVA CONSIDERADA
PLANILLA RESUMEN**

Fecha: 24/Marzo/1997

Corrida Nr:

23

OK

OK

DATOS GENERALES DEL PROYECTO:

Numero de secadores: (actual=1, futuro=2)		2
Desfaseaje entre ciclos de secado:		10 horas
Tiempos de operador:	24 h/dia	360 dias/año
	Actual	Futuro
Demanda electrica (KW)	2000	3000
Demanda gas CAAE (m3/dia)	18550	37099
Costo de la electricidad:		58.94 \$/MWh
Costo pasaje transporte electricidad:		10 \$/MWh
Costo del gas natural:	8400 kc/m3.PCI	72.85 \$/Dm3

DATOS DEL EQUIPO A CONSIDERAR:

Numero:

6

Turbogruppo de gas:	Solar Taurus
Potencia nominal ISO:	4710 kW
Consumo especifico ISO:	2902 kcal/kWh
Rendimiento termico:	29.63%
Caudal de gases:	74160 kg/hora
Temperatura de gases de escape:	497 oC
Factor de carga considerado:	97.00%

OK

OK

INVERSION Y FINANCIAMIENTO:

Inversion total:	958 U\$\$/KW	4512030 U\$S
Periodo de construccion:		1 año
Periodo de gracia:		1 año
Capital propio:	40.00%	1845420 U\$S
Endeudamiento:		2644271 U\$S
Tasas: Interes:	10.00%	Actualizacion: 10.00%

RESULTADOS OPERATIVOS ANUALES:

Resultado de items energeticos:	1779062 \$/año
Otros costos:	-175075 \$/año
Resultado anual:	1599977 \$/año
Tasa impuesto a las ganancias:	33.00%

INDICADORES ECONOMICO FINANCIEROS: (Analisis en 15 años)

	Proyecto	Capital propio
Tasa interna de retorno:	32.24%	55.64%
Valor presente neto:	5148730 U\$S	5226416 U\$S
Periodo de repago nominal:	3.05 años	2.15 años
Periodo de repago actualizado:	3.83 años	2.52 años
Maxima exposicion de caja nominal:	3728960 U\$S	1082341 U\$S
Maxima exposicion de caja actualiz.:	3389965 U\$S	965764 U\$S

AHORRO DE RECURSOS E INDICADORES CUALITATIVOS:

Ahorro de recursos:	31.74%	9.62 MWt	OK
Rendimiento termico:	95.00%		OK
Rendimiento FERC (USA)	58.53%		
Rendimiento FI:	43.95%		

PROYECTO COGENERACION. PLANTA DE SECADO DE MALTA
ANALISIS ECONOMICO FINANCIERO PRELIMINAR DE LA ALTERNATIVA CONSIDERADA
PLANILLA RESUMEN

Fecha:	24/Marzo/1997	Comida Nr:	24	OK
				OK
DATOS GENERALES DEL PROYECTO:				
Numero de secadores:(actual=1, futuro=2)			2	
Desfasaje entre ciclos de secado:			10 horas	
Tiempos de operacion:	24 h/dia		350 dias/año	
	Actual		Futuro	
Demanda electrica (KW)	2000		3000	
Demanda gas CAAE (m3/dia)	18550		37099	
Costo de la electricidad:			58.94 \$/MWh	
Costo peaje transporte electricidad:			10 \$/MWh	
Costo del gas natural:	8400 kg/m3.PCI		72.65 \$/0m3	

DATOS DEL EQUIPO A CONSIDERAR:	Numero:	7
Turbogruppo de gas:	EGT Typhoon	
Potencia nominal ISO:	4743 kW	
Consumo especifico ISO:	2876 kcal/kWh	
Rendimiento termico:	29.90%	
Caudal de gases:	70200 kg/hora	
Temperatura de gases de escape:	519 oC	
Factor de carga considerado:	97.00%	

INVERSION Y FINANCIAMIENTO:				OK
				OK
Inversion total:	1025	US\$/KW	4861599	US\$
Periodo de construccion:			1	año
Periodo de gracia:			1	año
Capital propio:	40.00%		1988394	US\$
Endeudamiento:			3064630	US\$
Tasas:	Interes:	10.00%	Actualizacion:	10.00%

RESULTADOS OPERATIVOS ANUALES:			
Resultado de items energeticos:		1793220	\$/año
Otros costos:		-192425	\$/año
Resultado anual:		1600795	\$/año
Tasa impuesto a las ganancias:		33.00%	

INDICADORES ECONOMICO FINANCIEROS: (Analisis en 15 años)			
		Proyecto	Capital propio
Tasa interna de retorno:		30.09%	49.98%
Valor presente neto:		4977144	US\$ 5060848
Periodo de repago nominal:		3.26	años 2.50
Periodo de repago actualizado:		4.14	años 2.98
Maxima exposicion de caja nominal:		4017850	US\$ 1144845
Maxima exposicion de caja actualiz.:		3652591	US\$ 1040587

AHORRO DE RECURSOS E INDICADORES CUALITATIVOS:				
Ahorro de recursos:	32.03%	9.75	MWh	OK
Rendimiento termico:		95.23%		OK
Rendimiento FERC (USA)		58.73%		
Rendimiento FI:		44.14%		

**PROYECTO COGENERACIÓN. PLANTA DE SECADO DE MALTA
ANÁLISIS ECONÓMICO FINANCIERO PRELIMINAR DE LA ALTERNATIVA CONSIDERADA
PLANILLA RESUMEN**

Fecha:	24/Marzo/1997	Corrida Nr:	25	
				OK
DATOS GENERALES DEL PROYECTO:				OK
Numero de secadores (actual=1, futuro=2)			2	
Desfasaje entre ciclos de secado:			10	horas
Tiempos de operacion:	24	h/dia	350	dias/año
		Actual		Futuro
Demanda electrica (KW)		2000		3000
Demanda gas CAAE (m3/dia)		16550		37099
Costo de la electricidad:				58.94 \$/MWh
Costo peaje transporte electricidad:				10 \$/MWh
Costo del gas natural:	6400	kg/m3.PCI	72.85	\$/Dm3
DATOS DEL EQUIPO A CONSIDERAR:				
	Numero:		6	
Turbogruppo de gas:		EGT Tomado		
Potencia nominal ISO:		6200		KW
Consumo especifico ISO:		2831		kcal/kWh
Rendimiento termico:		30.38%		
Caudal de gases:		100440		kg/hora
Temperatura de gases de escape:		480		oC
Factor de carga considerado:		97.00%		
				OK
INVERSION Y FINANCIAMIENTO:				OK
Inversion total:	1028	US\$/KW	6375398	US\$
Periodo de construccion:			1	año
Periodo de gracia:			1	año
Capital propio:	40.00%		2607947	US\$
Endeudamiento:			4019522	US\$
Tasas:	Interes:	10.00%	Actualizacion:	10.00%
RESULTADOS OPERATIVOS ANUALES:				
Resultado de items energeticos:		2206353		\$/año
Otros costos:		-246075		\$/año
Resultado anual:		1960278		\$/año
Tasa impuesto a las ganancias:		33.00%		
INDICADORES ECONOMICO FINANCIEROS: (Analisis en 15 años)				
		Proyecto		Capital propio
Tasa interna de retorno:		28.23%		45.30%
Valor presente neto:		5882506	US\$	5992382
Periodo de repago nominal:		3.46	años	2.91
Periodo de repago actualizado:		4.46	años	3.52
Maxima exposicion de caja nominal:		5269750	US\$	1501299
Maxima exposicion de caja actualiz.:		4790682	US\$	1364817
AHORRO DE RECURSOS E INDICADORES CUALITATIVOS:				
Ahorro de recursos:	33.52%	11.78	MWt	OK
Rendimiento termico:		90.35%		OK
Rendimiento FERC (USA)		58.05%		
Rendimiento FI:		45.12%		

VI.5) Análisis de los resultados de las evaluaciones.

Las planillas resumen de cada corrida del programa dan los parámetros micro-económicos (resultados para la Empresa) por los indicadores económico-financieros, y como parámetro macroeconómico el ahorro de recursos (resultados para la Sociedad) de la alternativa, y en las condiciones consideradas.

En general ambos resultados son alentadores en todas las alternativas que han sido corridas. Pero adicionalmente pueden observarse ciertas características que permiten conceptualizar relaciones causa-efecto:

- a) Los valores del rendimiento térmico son muy elevados; cuando operan los dos secadores superan largamente el 90% en las primeras 7 unidades, en las que es posible utilizar la totalidad de los gases de escape de los turbogrupos en el equipo CAAE. En la unidad mayor (EGT Tornado, Número 8), existen excedentes de calor de escape en ciertos momentos aún operando los dos secadores, por lo que el rendimiento térmico es comparativamente menor.
- b) Cuando opera solo uno de los secadores, existen excedentes de gases de escape aún en las unidades menores, debido a que el secador opera por batches de unas 20 horas, y con demandas térmicas variables en el tiempo. Los rendimientos dependen del tamaño del turbogrupo, siendo próximos al 80% en las unidades menores (Allison 501 KB%, número 1, y Solar Centaur, número 4), y del orden del 75% en las demás unidades salvo en la mayor (EGT Tornado, Número 8) cuyo rendimiento alcanza apenas el 66.29%. Las fluctuaciones de los valores del rendimiento son atribuibles a la magnitud de los excedentes de calor que se producen con relación a la demanda del CAAE, y también a la temperatura de los gases de escape del turbogrupo, puesto que éstos serán tanto mejor utilizados cuanto mayor sea su temperatura. Para las temperaturas de escape de las unidades TG consideradas, este último efecto es poco perceptible, pero debe tenerse en cuenta que la temperatura de los gases de escape es un parámetro cualitativo cuando se evalúa un turbogrupo destinado a un sistema de cogeneración.
- c) A pesar de las amplias variaciones de los rendimientos térmicos cuando el sistema alimenta a dos o uno de los secadores, el ahorro de recursos experimenta una variación considerablemente menor. Esto sucede debido a que el sistema de cogeneración en ambos casos opera a una potencia próxima a la nominal, por lo que la producción del vector mas valioso y el que imsume mayor cantidad de recursos, la electricidad, se mantiene constante. El calor no utilizado por el CAAE, que es

tanto menor cuanto menor es el tamaño del turbogruppo, al ser afectado por el factor de valoración del calor con relación a la electricidad produce un efecto poco perceptible tanto en el ahorro de recursos como en el rendimiento FI. El rendimiento FERC, debido a utilizar un factor de valoración del calor mayor que el real, muestra una variación mayor.

- d) Indudablemente, la eficiencia del turbogruppo y su capacidad de generación ejercen una fuerte influencia en el ahorro de recursos, lo que se ve reflejado en los resultados.
- e) Los efectos sobre la rentabilidad del proyecto, (indicadores económico-financieros) son también menores que lo que intuitivamente el rendimiento térmico induce a pensar. Pero la relación de valores económicos entre ambos vectores energéticos es mucho menor que los que surgen de la valoración en función de los consumos de recursos. En efecto, el costo de 1 MWh eléctrico para la Empresa es de 58.94 \$/MWh, mientras que el costo del combustible, gas natural de 8400 kcal/m³ de PCI es de 72.85 \$/Dm³, o sea:

$$\frac{72.85 \times 860000}{1000 \times 8400} = 7.46 \text{ \$/MWh}$$

En consecuencia, para un rendimiento térmico promedio del CAAE del 96%, la relación de valores económicos del calor útil y la electricidad será:

$$\frac{7.46}{58.94 \times 0.96} = 0.1318$$

mientras que la relación en función del consumo de recursos, para una eficiencia *fuel to power* del 30% y *fuel to heat* del 96% resulta de

$$\frac{0.3}{0.96} = 0.3125$$

sea aproximadamente 2.37 veces mayor.

Por esta razón, la rentabilidad de la alternativa con el turbogruppo EGT Tornado, de 6.2 MW (el de mayor tamaño entre los considerados) no es degradado en proporciones similares a la del rendimiento térmico. La razón de la reducción de la rentabilidad en este caso es mas atribuible a la necesidad de pago de peajes sobre una cantidad mayor de excedentes de generación eléctrica, que a los excedentes no utilizados de calor residual.

En las cuatro figuras siguientes se comparan en gráficos de barras:

El tamaño de los turbogrupos considerados (expresado por su capacidad nominal de generación eléctrica, kW, en condiciones ISO) y la inversión específica de cada caso, en \$/kW instalado. Dadas las magnitudes a representar, se ha utilizado una escala logarítmica en ordenadas.

El consumo específico de los turbogrupos, en kcal/kWh, y las temperaturas de gases de escape para la potencia nominal y en condiciones ISO. Dadas las magnitudes a representar, se ha utilizado una escala logarítmica en ordenadas.

Las tasas internas de retorno del proyecto y del capital propio para los proyectos implementados con los turbogrupos considerados en la condición base, para uno y dos secadores.

Los valores actual neto, a una tasa de descuento del 10 % para los mismos casos.

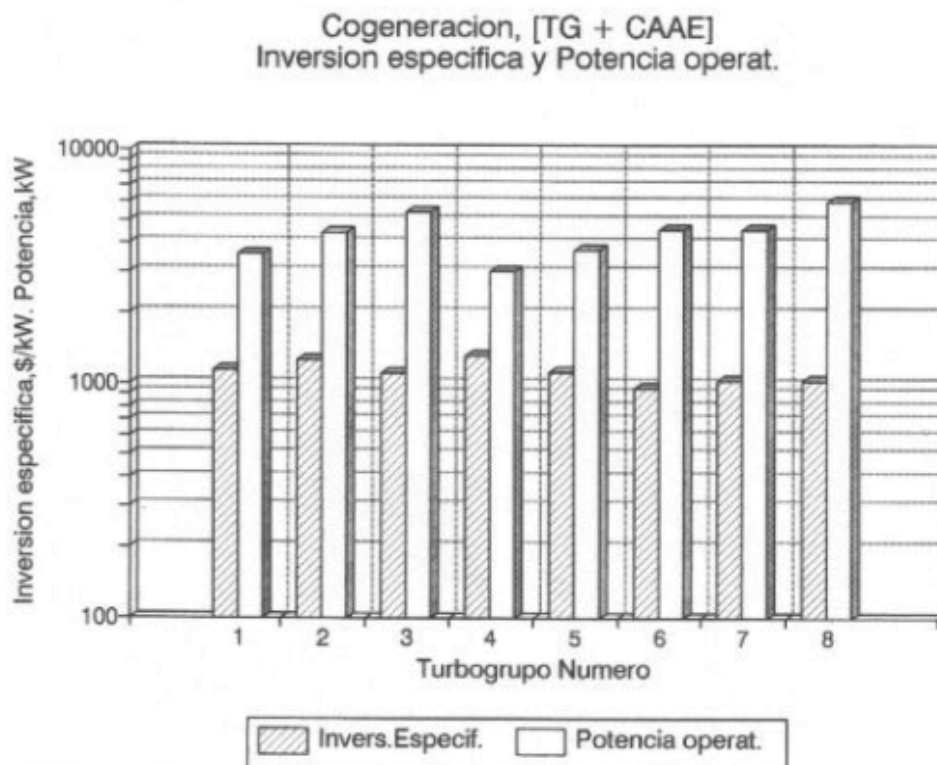


Figura VI.5: Tamaño de los turbogrupos considerados (kW, en condiciones operativas) e inversión específica del proyecto.

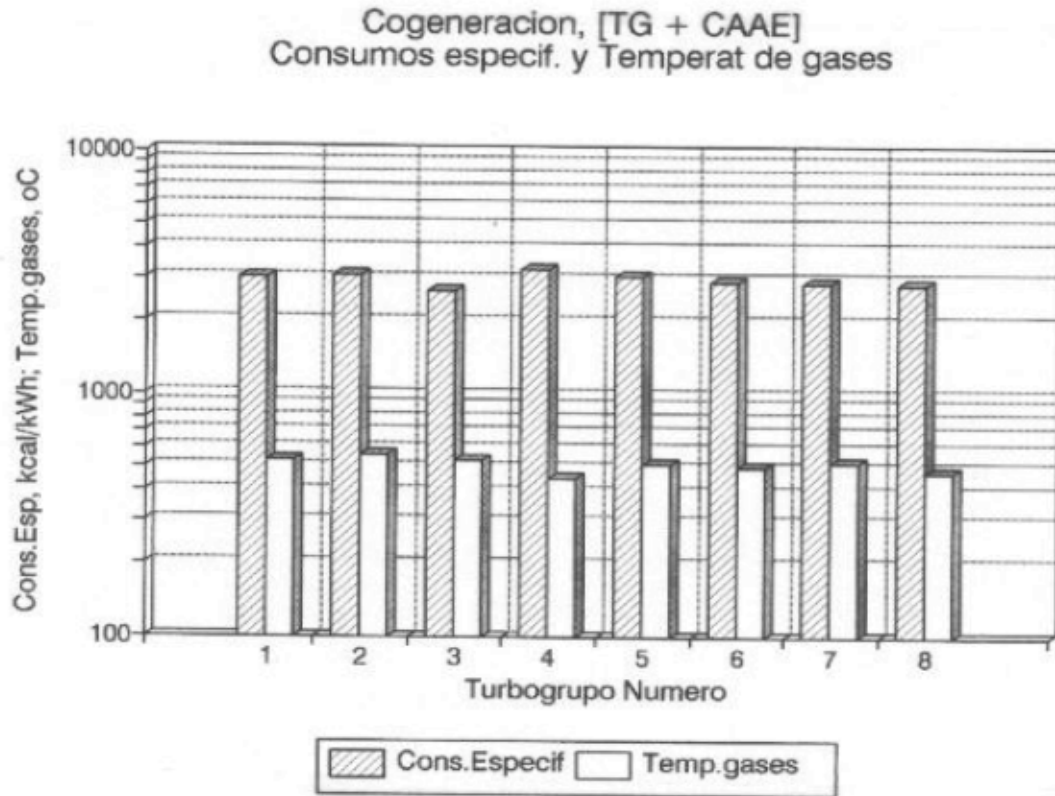


Figura VI.6: Consumo específico de los turbogrupos, en kcal/kWh, y temperaturas de gases de escape para la potencia nominal y en condiciones ISO.

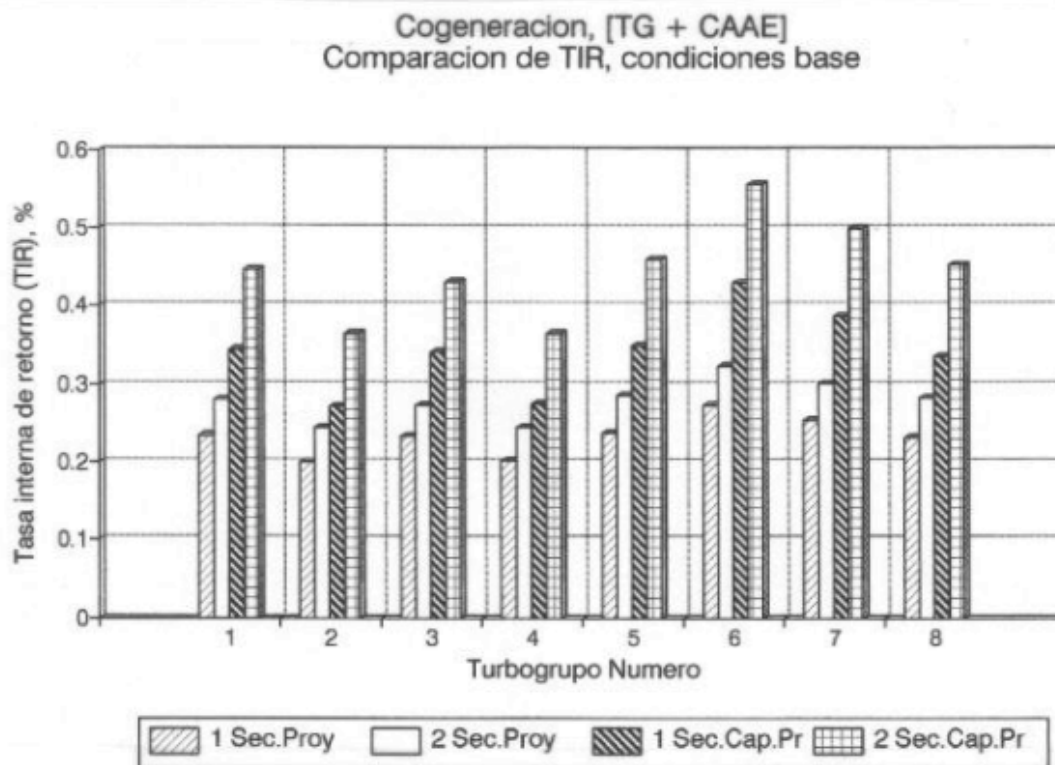


Figura VI.7: Tasas internas de retorno del proyecto y del capital propio, para uno y dos secadores.

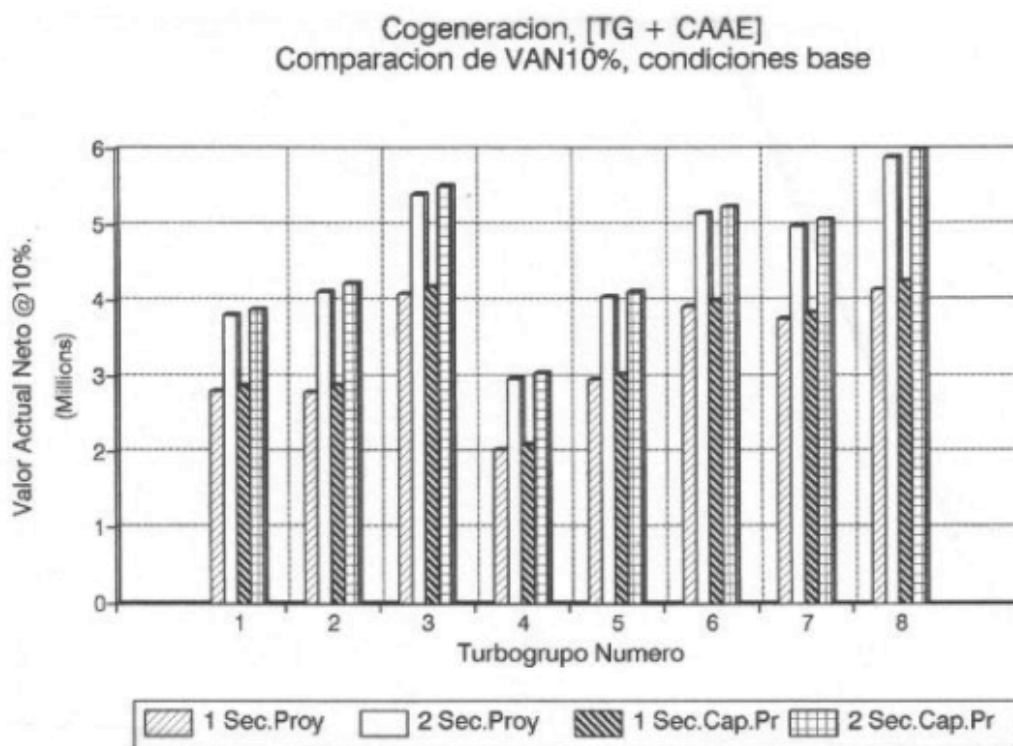


Figura VI.8: Valor actual neto, a una tasa de descuento del 10 % del proyecto y del capital propio, para uno y dos secadores.

En general los valores de tasa de retorno y valor actual neto no difieren sustancialmente entre las diferentes alternativas consideradas, pudiendo notarse la incidencia del costo específico, y la capacidad de generación eléctrica del turbogrupos.

El tamaño del turbogrupos incide en el valor actual neto, no así sobre la tasa interna de retorno debido al aumento paralelo del monto de la inversión, mostrando una mayor dependencia a valores específicos relacionados a aspectos cualitativos mas que a los cuantitativos del sistema.

Los costos específicos estimados son del orden de los 1000 U\$S/KW instalado, valores que aparecen como conservadores para sistemas de cogeneración sin caldera de recuperación. Sin embargo, en la presente etapa del Proyecto, existen indefiniciones que hacen necesario adoptar márgenes de seguridad razonablemente amplios.

A pesar de esto, los indicadores económico financieros arrojan valores atractivos, mostrando perspectivas alentadoras, al menos preliminarmente.

Un adecuado trabajo en la ingeniería de detalles, *procurement*, construcción y puesta en marcha debería conducir a menores costos de inversión. Asimismo, la adecuada conducción, operación y mantenimiento de la planta permitirá reducir los costos de gerenciamiento y los operativos, contribuyendo a mejorar los resultados del proyecto.

Sin embargo, diversos factores pueden hacer que las condiciones supuestas para el caso base no puedan ser cumplidas, lo que implica riesgos, cuyo impacto sobre los resultados del proyecto deben ser analizados mediante el estudio de las sensibilidades.

VI.6) Análisis de sensibilidades

Mediante corridas del programa de evaluación, se han determinado los valores que permiten el trazado las curvas de sensibilidad a los parámetros de mayor interés, las que se presentan a continuación.

Para ello, se ha considerado solamente el turbogruppo Allison 501, por cuanto las conclusiones que se obtengan para esta máquina, pueden extenderse al menos cualitativamente a los demás turbogrupos, salvo en aquellos casos en los que sea relevante el tamaño de la máquina, en cuyo caso se harán las salvedades correspondientes.

En cada caso se han representado la TIR y el VAN a una tasa de actualización del 10%, referido al proyecto (sin financiamiento con créditos), y del capital propio invertido.

a) Sensibilidad a la inversión (Figuras VI.9 y 10)

Los valores de inversión se hicieron variar entre un 80% y 120% de la inversión base, y se representaron la TIR y VAN del proyecto, y del capital propio.

Los indicadores muestran una fuerte sensibilidad a este factor, pero aún en el caso en que la inversión fuera superior en un 20 % a la cifra estimada, los indicadores siguen siendo atractivos.

La diferencia a favor del caso de dos secadores, se debe no al mayor aprovechamiento del calor residual, que ya para un secador es elevado, sino a la utilización en la Planta de una mayor cantidad de electricidad, evitando el pago de peaje para el traslado de los excedentes.

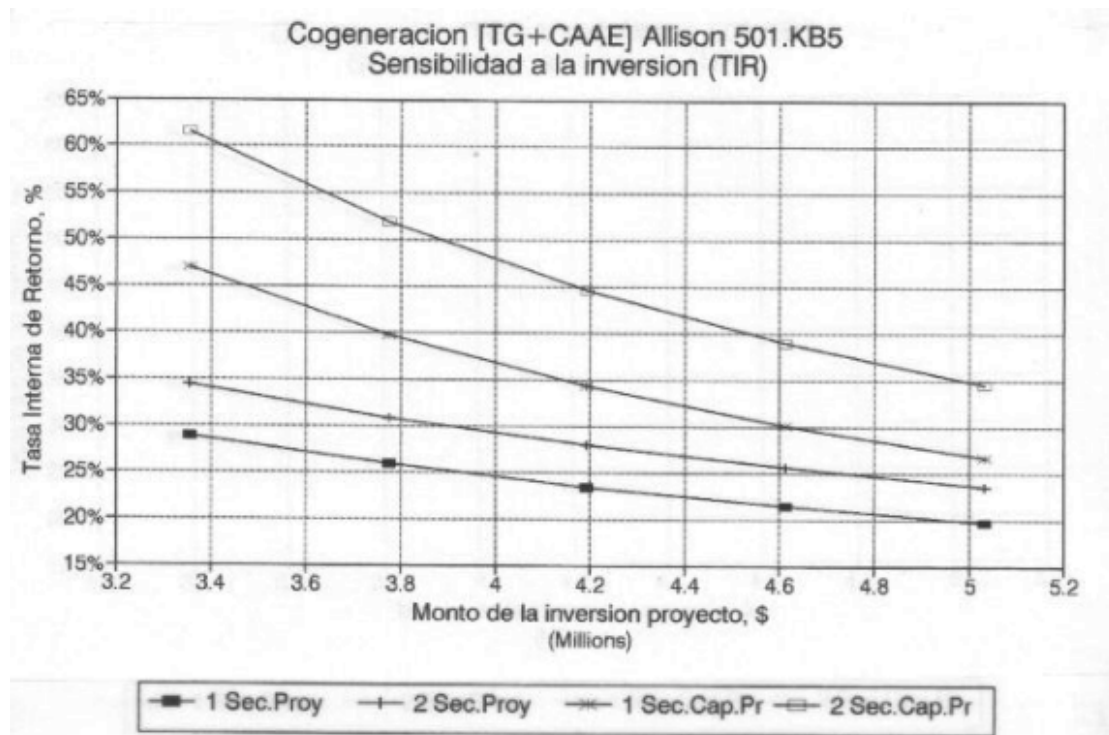


Figura VI.9 Sensibilidad a la inversión (TIR)

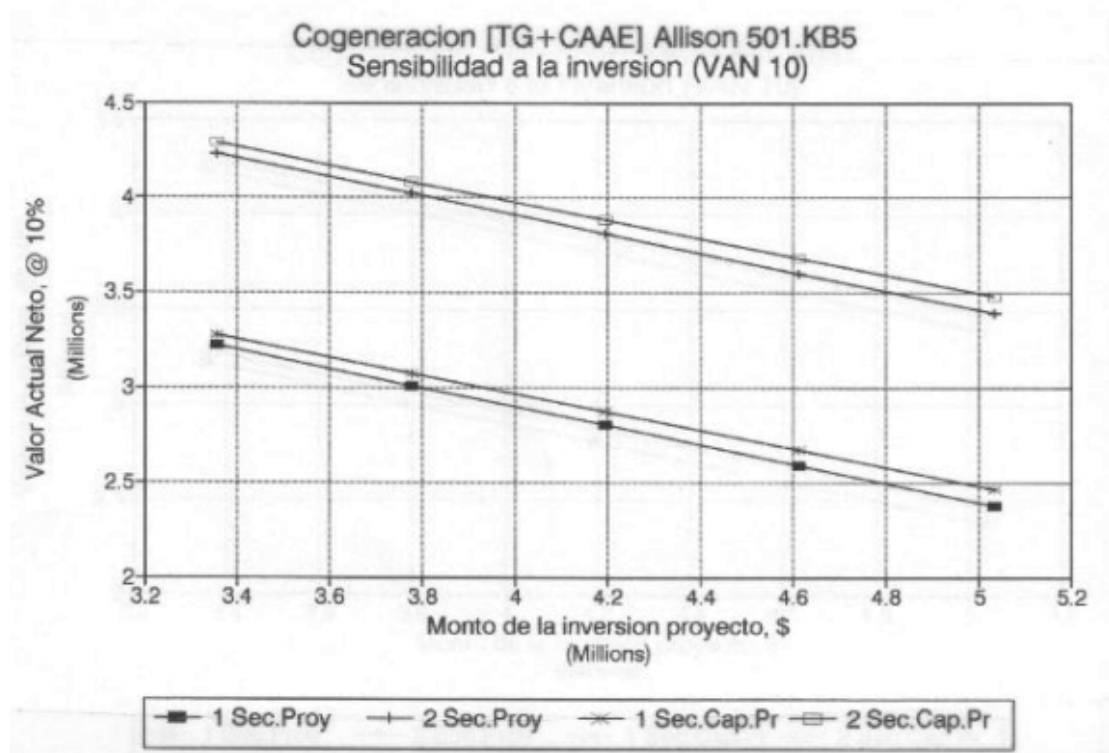


Figura VI.10: Sensibilidad a la inversión. (VAN 10%)

b) Sensibilidad al precio de la electricidad. (Figura VI.11 y VI.12)

En general, los proyectos de cogeneración son fuertemente sensibles al precio compra de la electricidad que se sustituye con lo que produce la planta motriz del sistema de cogeneración. El presente caso no escapa de esta tendencia, presentando resultados magros cuando deben sustituir energía eléctrica cuyo costo es inferior a 40 \$/MWh. La reducción de las cargas fiscales que gravan la compra de energía mejora la rentabilidad de la autogeneración, puesto que pequeños aumentos en la tarifa eléctrica, producen aumentos significativos de los resultados económicos de la generación propia.

Las tarifas eléctricas (sin IVA) que han sido tomadas en cuenta para el análisis de sensibilidad, corresponden al intervalo entre 45 y 65 \$/MWh.

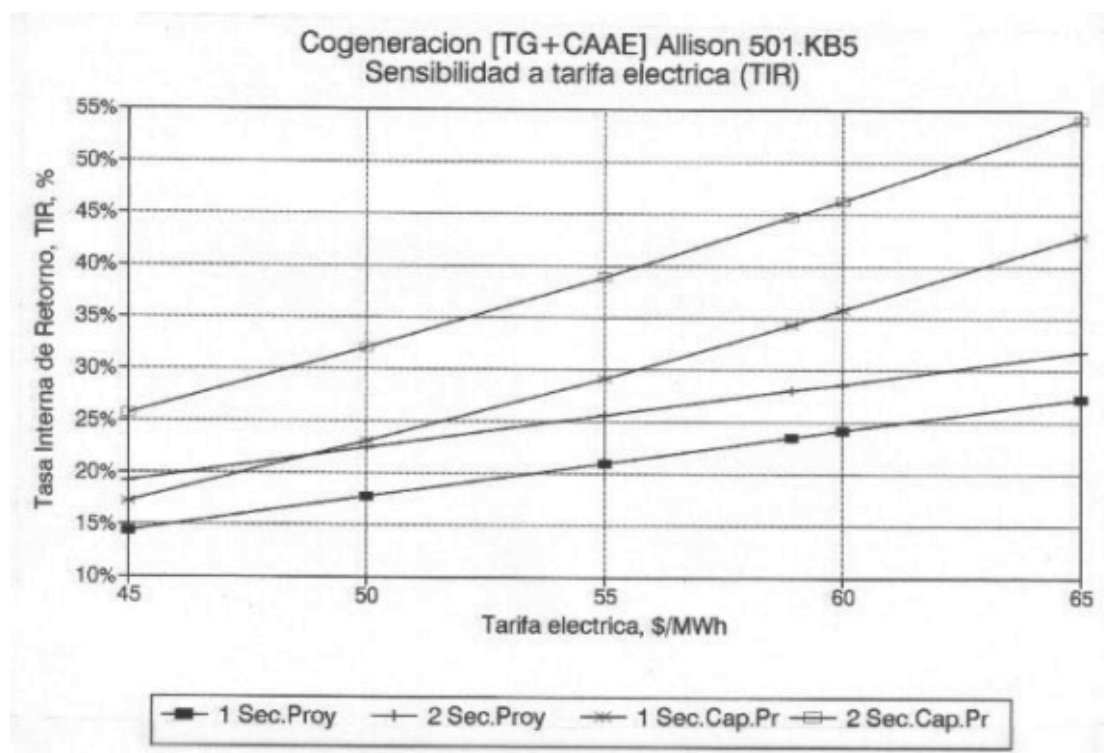


Figura VI.11: Sensibilidad al precio de la electricidad (sin IVA) actualmente comprada en MT (13.2 KV). Tasa interna de retorno.

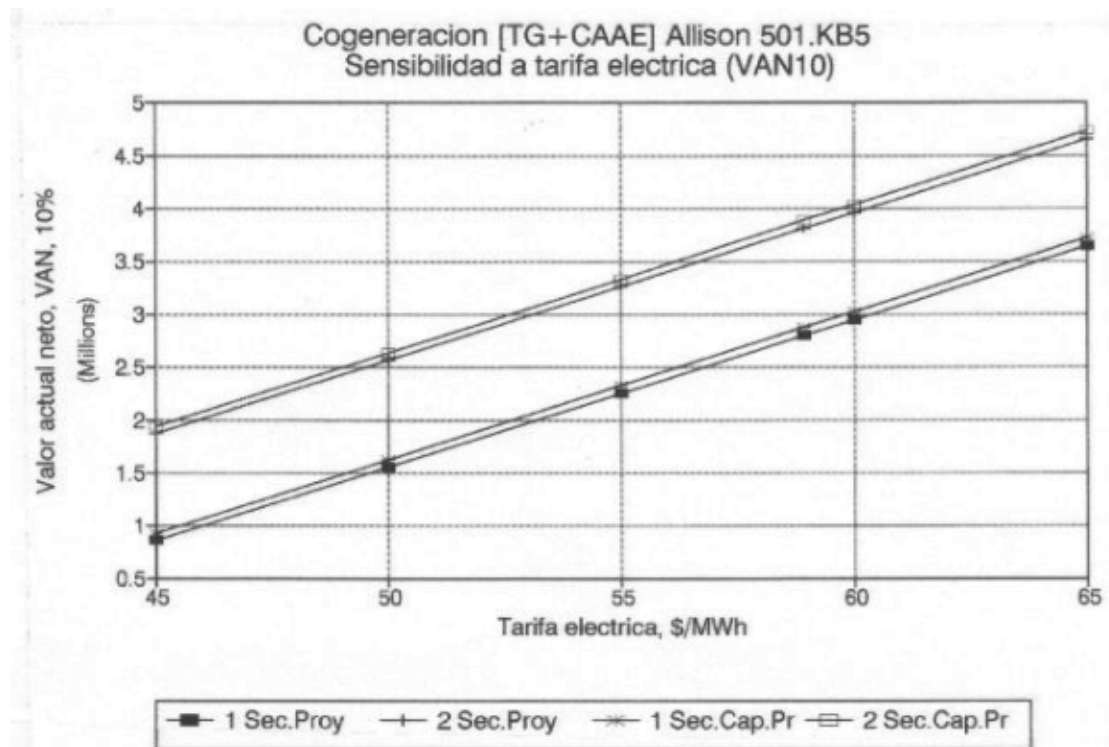


Figura VI.12: Sensibilidad al precio de la electricidad (sin IVA) actualmente comprada en MT (13.2 KV). Valor actual neto a una tasa de descuento del 10%.

c) Sensibilidad al precio del gas natural. (Figuras VI.13 y VI.14).

El aumento del precio del gas natural produce una reducción relativamente chica de la rentabilidad del Proyecto, por lo que, aún con un precio de 105 \$/Dm³, se obtienen rentabilidades atractivas.

Debe considerarse también que, de existir un aumento generalizado de los precios del combustible, existirá también un aumento en el precio de la electricidad, por lo que dependiendo de las proporciones de los incrementos, es altamente probable que la rentabilidad aumente, por cuanto la sensibilidad al precio de la electricidad es mayor que al precio del combustible.

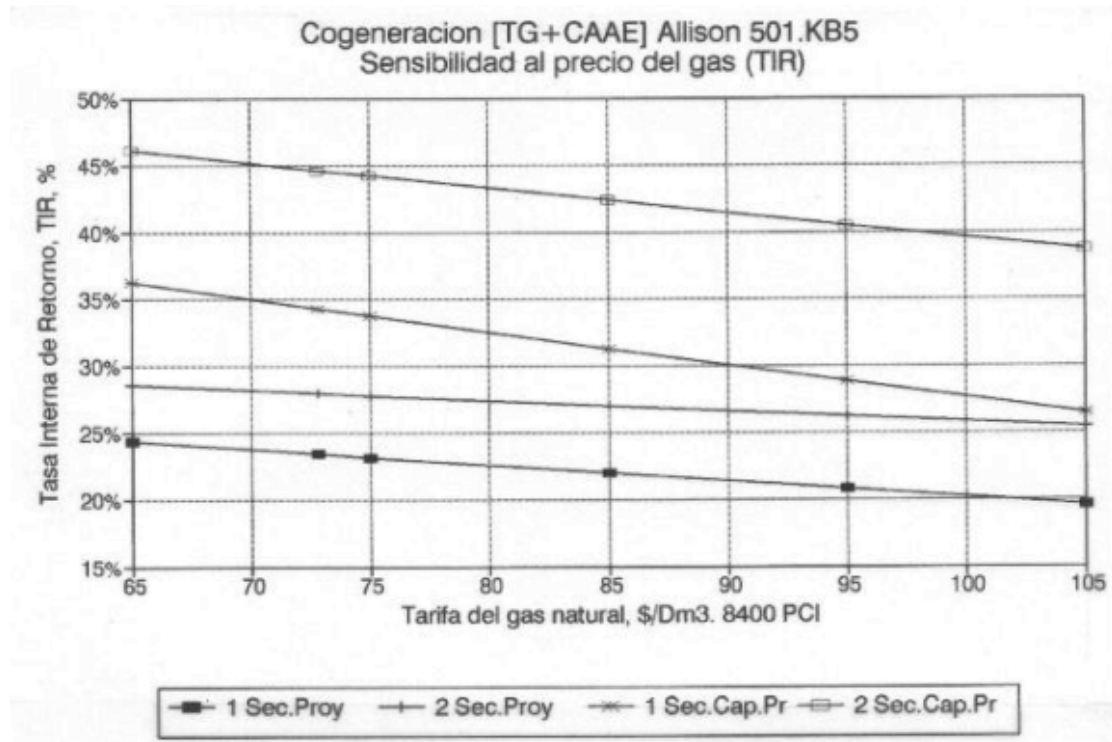


Figura VI.13: Sensibilidad al precio del gas (TIR)

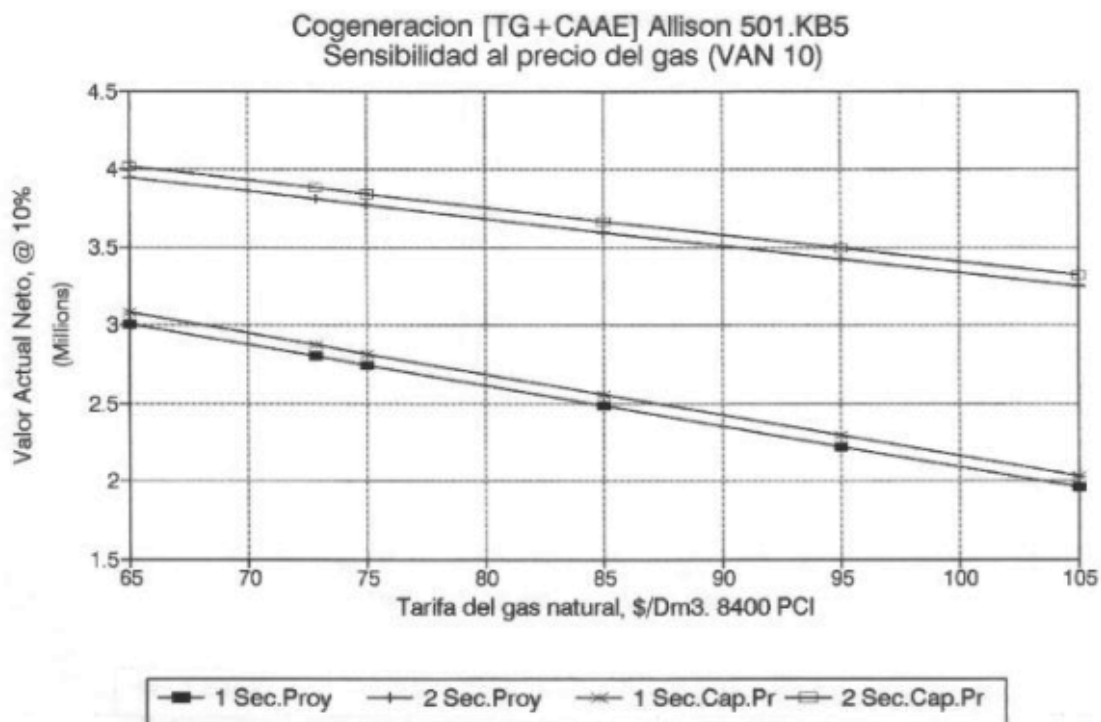


Figura VI.14: Sensibilidad al precio del gas. (VAN 10%)

d) Sensibilidad al precio del peaje de la electricidad.
Figuras VI.15 y VI.16

Evidentemente, siendo el peaje un gasto, su incremento produce una degradación de la rentabilidad, aunque para este turbogruppo de 3700 KW, para el caso de Planta ampliada con un consumo de 3000 KW, el excedente a transportar es reducido, por lo que su incidencia en la rentabilidad es poco perceptible.

Para el caso de la Planta actual con la producción actual, la reducción de la rentabilidad es notable.

Lo mismo sucede con las unidades de mayor tamaño, que generan mayores cantidades de excedentes.

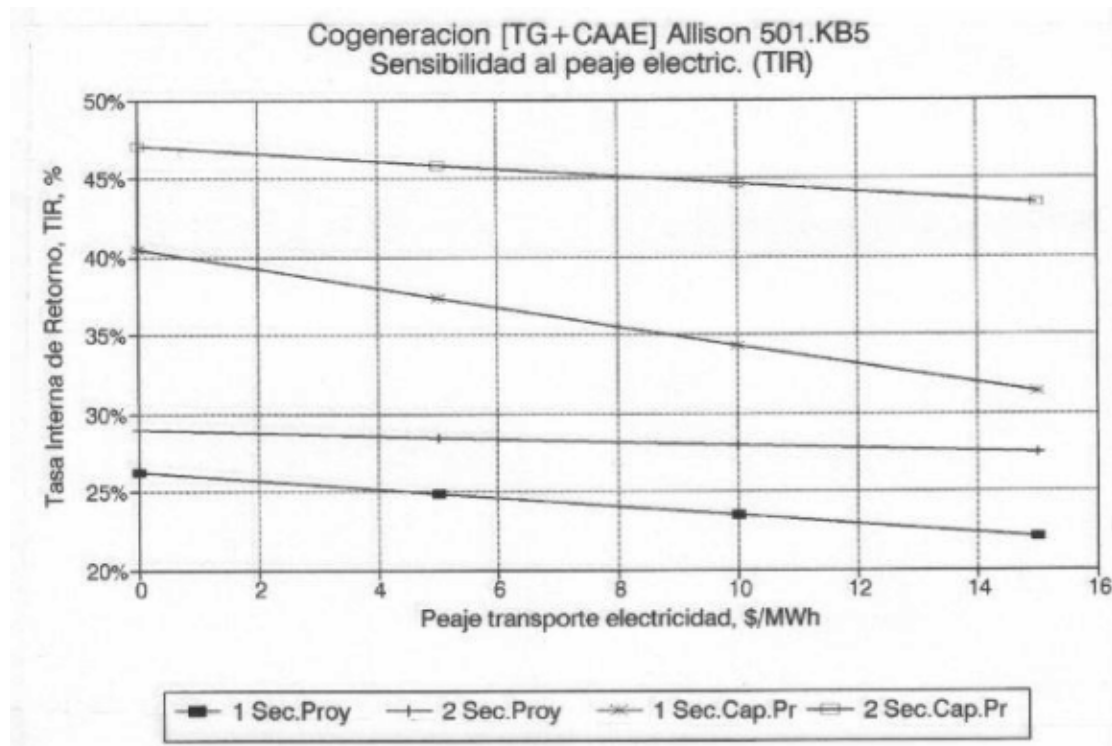


Figura VI.15: Sensibilidad al precio del peaje por el transporte de los excedentes de energía desde la planta de cogeneración a otra industria del Grupo Empresarial. Tasa interna de retorno.

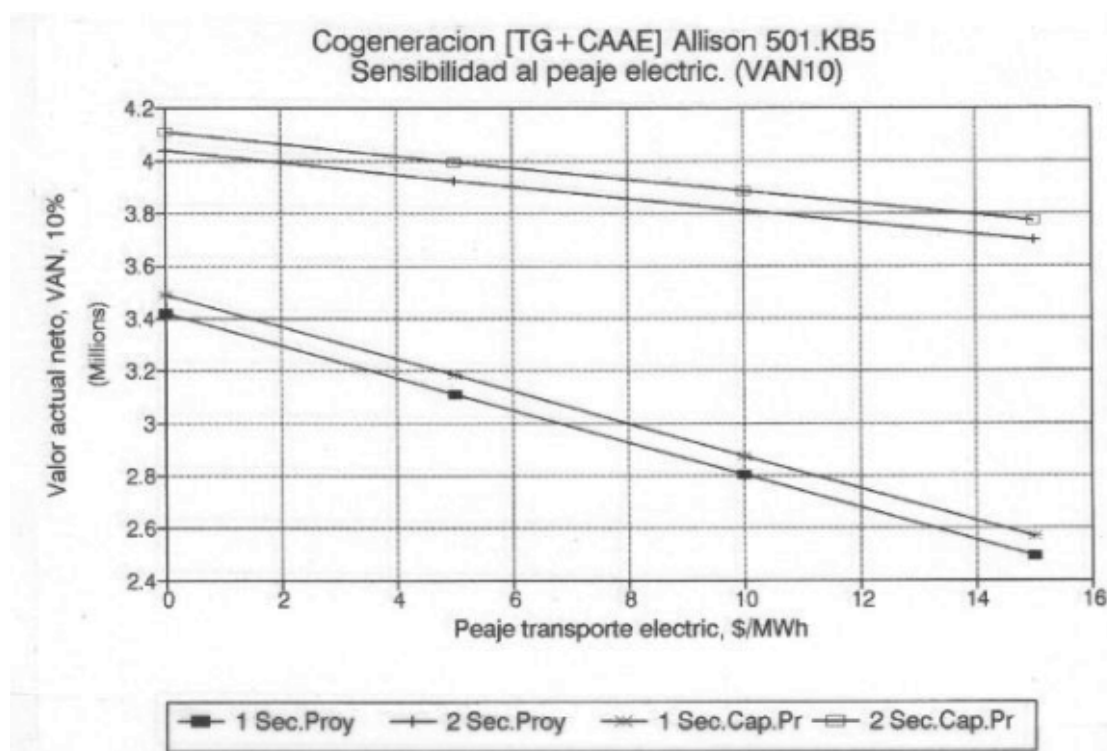


Figura VI.15: Sensibilidad al precio del peaje por el transporte de los excedentes de energía desde la planta de cogeneración a otra industria del Grupo Empresarial. Valor actual neto, @ 10%.

e) Sensibilidad a la tasa de interés. Figuras VI.16 y VI.17.

Para el caso de la evaluación del Proyecto (sin financiamiento con créditos), los indicadores no son afectados por la tasa de interés. En la evaluación para el capital propio invertido, existe una reducción de la rentabilidad al aumentar la tasa de interés. Su incidencia cuantitativa es leve.

f) Sensibilidad al porcentaje de capital propio. (Figuras VI.18 y VI.19).

Mejora notablemente la tasa interna de retorno para bajos porcentajes de aporte de capital propio; el valor actual neto resulta apenas afectado

Esto sucede porque el desembolso del inversor es reducido, manteniéndose constantes los resultados operativos.

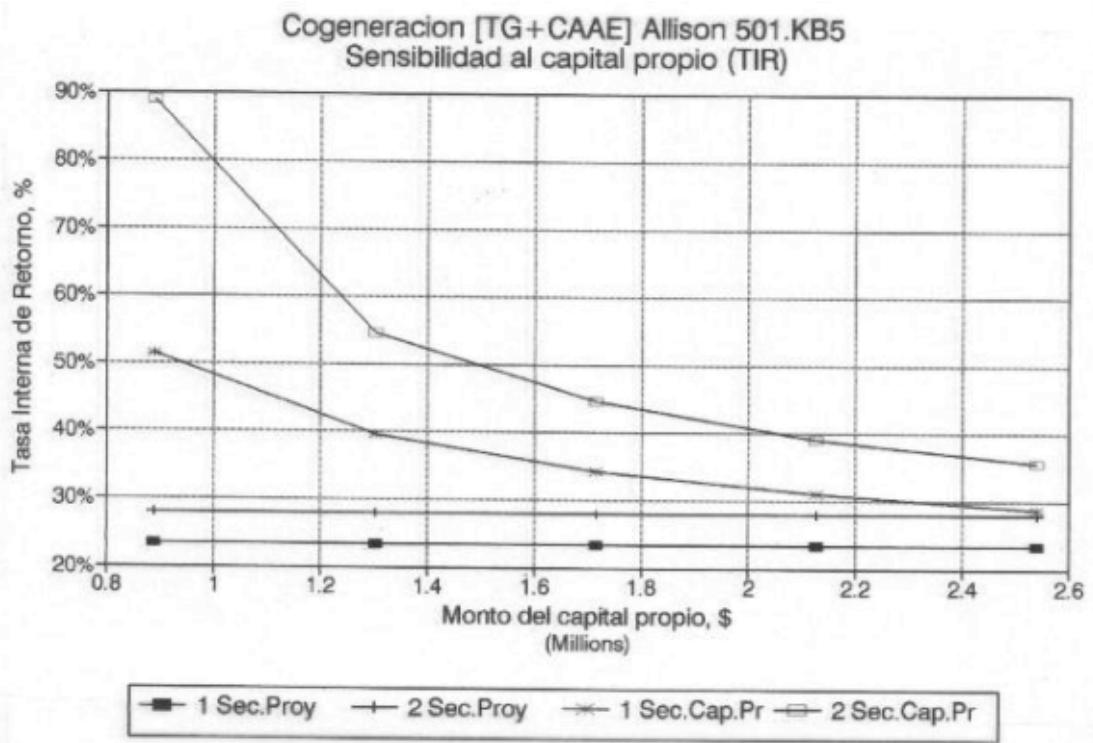


Figura VI.18 Sensibilidad al porcentaje de capital propio (TIR).

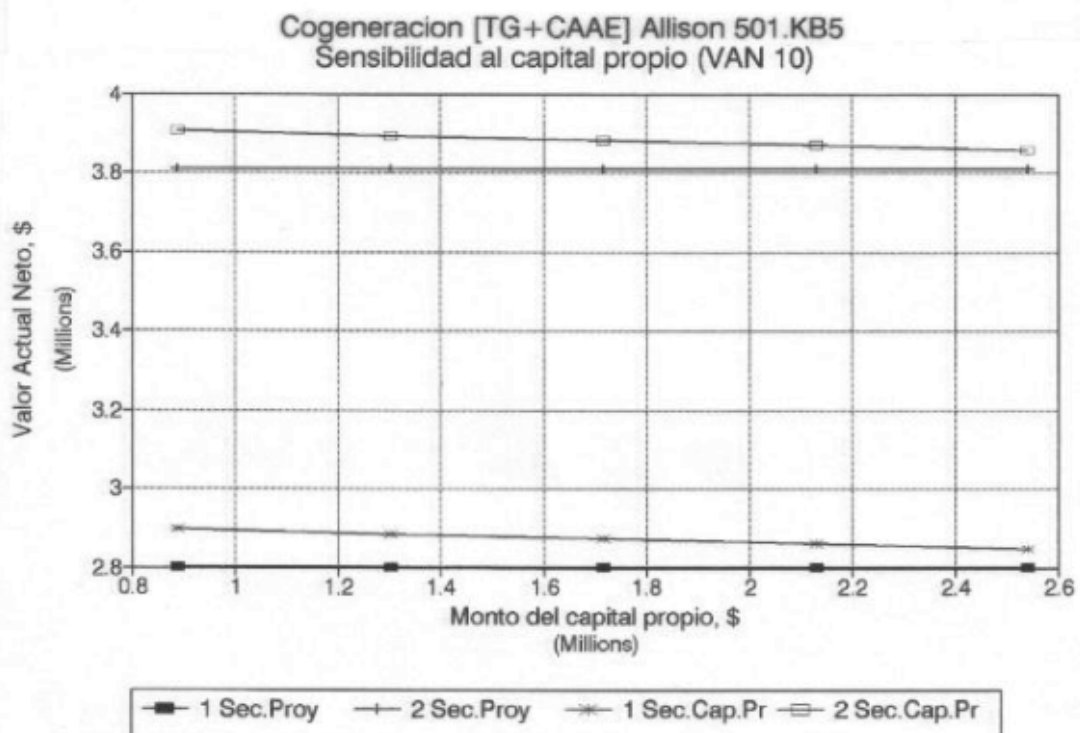


Figura VI.19: Sensibilidad al porcentaje de capital propio. (VAN, 10%)