

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA



**“ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD EN LA SELECCIÓN
DE SISTEMAS DE COGENERACIÓN CON GAS
NATURAL”**

TESIS

**PARA OPTAR EL GRADO DE MAESTRO
EN INGENIERÍA DE APLICACIÓN ENERGÉTICA
DEL GAS NATURAL**

Ing. ROBERTO PINEDA LEÓN

PROMOCION 2007-2

LIMA-PERU

2009

DEDICATORIA

A Concepción, el origen de mi existencia y que desde el cielo guía mis pasos.

*A Martha, Franchesca, Summer y Robertson, les agradezco
infinitamente por su apoyo y paciencia.*

A Walter y Elisa, por su apoyo, confianza y paciencia.

*A los jurados revisores: Dr. Guillermo Lira y Dr. Luis Lastra por su valiosa
participación en la edición final de esta tesis.*

Al Ph.D. Ing. Nahui Ortiz, Jhonny por compartir su conocimiento.

A los amigos inolvidables, Manuel, Javier, Tomás, Rita y Alfredo.

*A un gran amigo, el Ing. Blas Gonzáles, que partió al espacio infinito,
por sus consejos y su amistad.*

RESUMEN

Hoy en día la economía mundial está pasando por una larga etapa de crisis, en este contexto y con el objetivo de aumentar la competitividad, las empresas se plantean la manera de reducir sus costos de producción. Dentro de esta coyuntura, la cogeneración se presenta como una inversión estratégica que va a permitir la supervivencia de ciertas industrias; los sistemas de cogeneración hoy disponibles, no solamente se caracterizan por su importante ventaja energética y medio ambiental, si no también por ser inversiones de alta rentabilidad.

Tener una visión general de la cogeneración, su estado actual y futuro tanto en el Perú como en el plano internacional permitiría analizar las alternativas de desarrollo de esta tecnología en el país, teniendo en cuenta el actual marco regulatorio y las condiciones de infraestructura disponibles sobre el uso del gas natural con la finalidad de diversificar la matriz energética nacional.

En el desarrollo del presente trabajo se muestra una metodología de cálculo para estimar el potencial cogenerador de una planta textil, comprobando los resultados mediante el uso de un software básico elaborado en MS Excel 2007.

Inicialmente se describe la tecnología de la cogeneración; su clasificación, considerando el Reglamento Nacional de Cogeneración; posteriormente, se describe la metodología de cálculo para realizar un estudio de viabilidad técnico-económico y de prefactibilidad, para posteriormente hacer un análisis de sensibilidad usando la secuencia de cálculos propuestos.

Palabras claves: *cogeneración, marco regulatorio, viabilidad técnico-económico, análisis de sensibilidad.*

ABSTRACT

At the moment, the world-wide economy is going through one long stage of crisis, against this background and with the aim of increasing the competitiveness; companies are considering a way to reduce their production costs. Within this conjuncture, the cogeneration appears as a strategic investment that it is going to allow the survival of certain industries; the systems of cogeneration today available, not only characterized by their important energetic advantage and environmental means, but also for being investments of high yield.

To have a general vision of the cogeneration, its present and future states in Peru, as well as in the international plane, would allow to analyze the alternatives of development of this technology in the country, considering the present regulatory frame and the conditions of infrastructure available on the use of natural gas in order to diversity the first national energetic. The development of the present work shows a methodology used to consider the cogenerating potential of an industrial plant. This has been carried out using basic software.

Within it, the sensitivity analysis is a tool, which provides value elements on the feasibility of a certain cogeneration system's installation in the industry.

ÍNDICE GENERAL

	Pág.
DEDICATORIA	II
RESUMEN	III
ABSTRACT	IV
ÍNDICE GENERAL	V
ÍNDICE DE TABLAS Y FIGURAS	X
ABREVIATURAS	XII
INTRODUCCIÓN	XV
I. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	17
1.1 Tecnología de la cogeneración.	17
1.2 Realidad problemática.	18
1.3 Planteamiento del problema.	19
1.4 Objetivos de la Tesis.	19
1.4.1 Objetivo general.	19
1.4.2 Objetivos específicos.	19
1.5 Importancia y justificación de la investigación.	19
1.5.1 Tecnológica.	20
1.5.2 Económica.	20
1.5.3 Ambiental.	21
1.5.4 Legal.	21
1.6 Limitaciones.	21
1.7 Formulación de la hipótesis.	22
II. MARCO TEÓRICO	23
2.1 Antecedentes del Análisis de Sensibilidad.	23
2.1.1 Nacionales.	23
2.1.2 Internacionales.	24

2.2 Cogeneración.	30
2.2.1 Clasificación.	31
2.2.1.1 Según el orden de producción de electricidad y energía térmica.	32
a. Sistemas superiores (Topping Cycles).	32
b. Sistemas inferiores (Bottoming Cycles).	32
2.2.1.2 Según el impulsor primario (primotor) que emplean, de acuerdo al Reglamento Nacional de Cogeneración.	33
A. Turbina de vapor.	33
A.1. Turbina de vapor a contrapresión.	33
A.2. Turbina de extracción – condensación.	34
B. Turbina de gas de ciclo simple.	35
C. Ciclo combinado.	36
D. Motores de Combustión Interna (MCI).	37
2.3 Cogeneración en la Industria.	39
2.3.1 Sector Industrial.	39
2.3.2 Sector Terciario.	45
2.3.3 Sistemas de cogeneración más utilizados.	47
2.4 Ventajas de la cogeneración frente a los sistemas convencionales.	49
2.4.1 En Tecnología.	49
2.4.1.1 Energía Eléctrica.	49
2.4.1.2 Energía Térmica.	50
2.4.1.3 Operación y Mantenimiento.	50
2.4.1.4 Combustibles empleados.	51
2.4.1.5 Vida del proyecto.	51
2.4.2 En Economía.	51
2.4.3 En Administración de Energía.	51
2.4.4 En Calidad Ambiental (Ecología).	52
2.5 Beneficios de la cogeneración.	52
2.6 Reducción de emisiones.	54
2.7 La cogeneración en el Perú.	54
2.7.1 Estudio base.	55
2.7.2 Situación actual de la cogeneración.	56

2.7.3 Potencial efectivo de cogeneración en el Perú.	57
2.7.4 Reglamento Nacional de Cogeneración.	58
2.8. Rendimiento energético de la cogeneración.	58
2.9 Relación entre Energía Eléctrica y Calor útil (C) y Rendimiento Eléctrico Efectivo (REE).	60

III. FACTIBILIDAD DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE COGENERACIÓN

62

3.1 Consideraciones generales.	62
3.1.1 Costos de electricidad y combustibles.	62
3.1.2 Disponibilidad y costo del gas natural.	62
3.1.3 Costos futuros del combustible	63
3.1.4 Exportación de la electricidad cogenerada.	63
3.1.5 Venta de energía térmica.	63
3.1.6 Proyecciones de la Industria.	63
3.1.7 Consideraciones tecnológicas.	64
3.1.8 Financiamiento.	64
3.1.9 Influencia de la comunidad.	64

IV. INGENIERIA DEL PROYECTO

65

4.1 Información técnica del centro consumidor.	65
4.1.1 Demanda de energía eléctrica.	65
4.1.2 Demanda de energía térmica.	66
4.2 Información histórica.	66
4.3 Relación Calor/Electricidad.	67
4.4 Análisis energético del centro consumidor.	68
4.5 Selección del sistema de cogeneración.	71
4.6 Consideraciones económicas.	72
4.6.1 Cálculo del ahorro energético relacionado con la generación eléctrica.	72

4.6.1.1 Ahorro energético sin excedente de energía cogenerada.	73
4.6.1.2 Ahorro energético con excedente de energía cogenerada.	76
4.6.1.3 Rendimiento global de un equipo de cogeneración.	78
4.6.2 Cálculo del ahorro económico.	79
4.6.2.1 Ahorro económico sin excedente de energía cogenerada.	80
4.6.2.2 Cálculo del costo unitario de energía.	82
4.6.2.3 Ahorro económico con excedentes de energía cogenerada.	82
4.6.3 Tiempo de Retorno de la Inversión.	83

V. CRITERIOS DE COMPARACIÓN Y VIABILIDAD TECNICA DE IMPLEMENTACIÓN

87

5.1 Rendimiento Global.	87
5.1.1 Relación entre tasas de cobertura.	88
5.1.2 Rendimiento global sin cogeneración.	88
5.1.3 Rendimiento global con cogeneración.	90
5.2 Viabilidad técnica.	91
5.2.1 Ahorro Energético.	91
5.2.2 Sistema.	91
5.2.3 Combustibles.	92
5.2.4. Rendimiento Eléctrico Equivalente (REE).	93
5.3 Viabilidad económica.	93
5.3.1 Pay-Back.	94
5.3.2 Valor actual neto de la inversión (VAN).	95
5.3.3 Tasa interna de rentabilidad (TIR).	95

VI. METODOLOGÍA

96

6.1 Tipo y Nivel de Investigación.	96
6.1.1 Tipo de Investigación.	96
6.1.2 Nivel de Investigación.	97
6.2 Método de Análisis.	97

VII. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE COGENERACIÓN	99
7.1 Estudio de pre factibilidad.	99
7.1.1 Aplicación de un estudio de pre factibilidad.	100
7.1.2 Algoritmo de cálculos.	104
7.1.2.1. Diagrama de flujo.	114
7.2 Análisis de sensibilidad.	115
7.2.1 Análisis de Sensibilidad Técnica.	115
7.2.2 Análisis de Sensibilidad Económica.	115
VIII. RESULTADOS Y PROYECCIONES	116
8.1 Análisis de la producción de Electricidad.	116
8.2 Análisis de la producción de Energía Térmica.	116
8.3 Variantes en el análisis de sensibilidad.	116
CONCLUSIONES	122
RECOMENDACIONES	124
BIBLIOGRAFÍA	125
ANEXOS	127
I. SOLUCIÓN DEL ALGORITMO.	
II. DATOS DE PLANTA. CONSUMOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y COSTOS.	
III. CONSUMO DE COMBUSTIBLE Y COSTOS.	
IV. DATOS DEL MOTOR DE COGENERACIÓN JENBACHER JMS 616 GS-N.L.	

ÍNDICE DE TABLAS Y FIGURAS

		Pág.
Figura N° 1	Finalidad de un sistema de cogeneración.	30
Figura N° 2	Eficiencia de un sistema de cogeneración.	31
Figura N° 3	Sistema de cogeneración superior.	32
Figura N° 4	Sistema de cogeneración inferior.	33
Figura N° 5	Sistema de cogeneración con turbina de vapor a contrapresión.	34
Figura N° 6	Sistema de cogeneración con turbina de vapor de extracción – condensación.	35
Figura N° 7	Sistema de cogeneración con turbina de gas en ciclo simple.	36
Figura N° 8	Sistema de cogeneración en una central de ciclo combinado.	37
Figura N° 9	Sistema de cogeneración con motores de combustión interna.	38
Figura N° 10	Rangos de aplicación de equipos de cogeneración.	44
Figura N° 11	Planta de cogeneración superior con motor de combustión interna para producción de agua caliente.	47
Figura N° 12	Planta de cogeneración superior con motor de combustión interna para producción de vapor y agua caliente.	48
Figura N° 13	Instalación de cogeneración superior con MCI (GN), que utiliza gases de escape y agua caliente.	48
Figura N° 14	Planta de cogeneración superior con turbina de gas y producción de vapor.	49
Figura N° 15	Comparación entre sistema convencional y sistema con cogeneración.	53
Figura N° 16	Mapa energético para un centro consumidor.	69
Figura N° 17	Flujo de energía de un sistema convencional.	73
Figura N° 18	Flujo de energía en un sistema con cogeneración.	74

Figura N° 19	Flujo de energía en un sistema de energía con producción de energía cogenerada.	77
Figura N° 20	Variación de $\eta_{g_{cg}}$ en función de R_{cg} .	79
Figura N° 21	Variación de PB en función de las horas de funcionamiento.	89
Figura N° 22	Variación de $\eta_{g_{scg}}$ en función de la relación R_{sc} .	84
Figura N° 23	Esquema de procesamiento del algodón.	101
Figura N° 24	Esquema de procesamiento del polyester.	102
Tabla N° 1	Eficiencias de diferentes tecnologías de cogeneración.	38
Tabla N° 2	Potencial efectivo de cogeneración.	57
Tabla N° 3	Rendimientos de sistemas de cogeneración y aplicaciones.	59
Tabla N° 4	REE según tensión de conexión al sistema eléctrico.	60
Tabla N° 5	Características climatológicas del lugar.	100
Tabla N° 6	Producción anual en la planta textil "El Amazonas".	101

ABREVIATURAS

- A'_{ep} : Ahorro extra de energía primaria.
- A_{ea} : Ahorro económico anual.
- A_{eaccg} : Ahorro económico anual con excedente de energía cogenerada.
- A_{eascg} : Ahorro económico anual sin excedente de energía cogenerada.
- A_{ep} : Ahorro de energía primaria.
- C_{ccg} : Costo económico del sistema con cogeneración.
- C_{ex} : Costo de excedente de energía cogenerada.
- C_{scg} : Costo económico del sistema convencional.
- E : Demanda de energía eléctrica.
- E_a : Energía eléctrica de apoyo.
- E_{cg} : Electricidad cogenerada.
- E_{ex} : Energía eléctrica exportable a la red eléctrica.
- EP'_e : Consumo de energía primaria debido a la demanda de energía eléctrica del sistema con cogeneración.
- EP'_q : Consumo de energía primaria debido a la demanda de energía térmica del sistema con cogeneración.
- EP_{ccg} : Energía primaria consumida por el sistema de cogeneración.
- EP_{ccgex} : Consumo de energía primaria de un sistema de cogeneración con energía eléctrica exportable a la red.
- EP_{cg} : Consumo de energía primaria debido al equipo de cogeneración.
- EP_e : Consumo de energía primaria debido a la demanda de energía eléctrica.
- EP_q : Consumo en energía primaria debido a la demanda de energía térmica.
- EP_{scg} : Energía primaria en un sistema con cogeneración, sin excedente de energía.
- E_x : Electricidad excedente.
- exc : Extra costo de mantenimiento.

- H : Horas de funcionamiento durante el año.
- N_{cg} : Potencia eléctrica nominal.
- PB : Tiempo de retorno de la inversión.
- PCI : Poder calorífico inferior del combustible.
- Q : Demanda de energía térmica.
- Q_a : Energía térmica de apoyo.
- Q_{cg} : Calor cogenerado.
- Q_{eg} : Calor producido por el sistema con cogeneración.
- Q_{ex} : Calor excedente.
- R : Relación calor/electricidad.
- R_{cg} : Relación calor/electricidad de un sistema de cogeneración.
- RE : Rendimiento Eléctrico.
- REE : Rendimiento Eléctrico Efectivo
- RG : Rendimiento Global.
- R_{sc} : Relación calor/electricidad del sistema convencional.
- RV : Rendimiento Térmico.
- T_c : Tasa de cobertura eléctrica.
- TIR : Tasa interna de retorno.
- T_q : Tasa de cobertura térmica.
- V : Calor útil.
- VAN : Valor actual neto de la inversión.
- vc : Costo del combustible.
- v_{cg} : Costo de la energía consumida por el cogenerador.
- v_e : Costo de electricidad comprada a la red.
- v_e' : Costo de energía eléctrica de apoyo.
- v_e'' : Precio de venta de los excedentes de electricidad.
- v_i : Valor unitario de la inversión.
- v_q : Costo unitario del calor útil.
- v_q'' : Precio de venta de los excedentes de calor.
- η_{cg} : Rendimiento eléctrico del sistema de cogeneración.

- η_e : Rendimiento global de la red nacional de producción y distribución de energía eléctrica.
- η_{gccg} : Rendimiento global con cogeneración.
- η_{gcg} : Rendimiento global de un equipo de cogeneración.
- η_{gscg} : Rendimiento global sin cogeneración.
- η_q : Rendimiento global del sistema de producción de calor.
- η_{scg} : Rendimiento eléctrico del sistema de cogeneración.
- Γ_e : Tasa de cobertura eléctrica.
- Γ_q : Tasa de cobertura térmica.

INTRODUCCIÓN

Es evidente que la humanidad necesita para el desarrollo una cantidad creciente de energía, dentro de ellas, las de mayor importancia son la electricidad y el calor.

La electricidad es la forma más adecuada tanto en el sector industrial como en el residencial y terciario, permite su traslado de un lugar a otro de forma sencilla y fácilmente transformable a otras formas de energía. Su producción se fundamenta en una cascada térmica que tiene su origen en la energía química del combustible, que permite su transformación en calor y posteriormente en energía mecánica y energía eléctrica mediante generadores de electricidad¹¹.

Dentro de este esquema podemos ubicar a las grandes unidades de producción eléctrica como son las centrales térmicas que operan con tecnologías de turbina de vapor, turbina de gas, motores alternativos o ciclo combinado, entre otros.

Otra necesidad importante es la disponibilidad de energía térmica, tanto para uso industrial (calor para proceso) como para calefacción, producción de frío, etc. Esta energía en forma de calor se obtiene en una caldera convencional en la que mediante el aporte de energía procedente de la combustión del combustible se obtiene vapor para procesos.

Por una parte se necesita energía térmica que se produce en calderas quemando combustible fósil, generando problemas ambientales, y por otra obtenemos electricidad mediante el uso de máquinas térmicas, en las que se deja de aprovechar grandes cantidades de energía, sea en el condensador o en los gases de escape¹⁷. Esta situación plantea la posibilidad de obtener conjuntamente calor y electricidad mediante una tecnología que utilice la misma fuente de energía y con posibilidades de ahorro de energía primaria.

En un gran número de procesos o plantas se usan de manera intensa las energías térmica y eléctrica, el suministro de ellas se realiza de manera distinta; la energía eléctrica lo provee la distribuidora local, mediante contrato, y la energía térmica se produce in situ mediante calderas. La finalidad de la cogeneración es aumentar el rendimiento global integrando los dos sistemas energéticos. Como resultado, el sistema combinado entrega una mayor eficiencia y menores costos que realizando la operación de cada recurso energético separadamente.

I. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO.

1.1 Tecnología de la cogeneración.

La cogeneración se define como la producción secuencial de energía eléctrica y/o mecánica y de energía térmica aprovechable en los procesos industriales a partir de una única fuente de energía primaria; en la actualidad es una de las mejores alternativas como método de producción de energía para la industria, acorde con las políticas de globalización económica regional e internacional orientadas a lograr un desarrollo sostenible.¹⁶

En los sistemas de cogeneración, se aprovecha hasta el 84% de la energía contenida en el combustible para la generación de energía eléctrica y calor a proceso (25-30% eléctrico y 54-59% térmico).¹⁸

Por el lado del desarrollo tecnológico, la cogeneración recibe un impulso tecnológico importante en los años ochenta, cuando se inicia la aplicación de las turbinas aeroderivadas en la generación de energía eléctrica, es decir, se toman las turbinas utilizadas en la aviación comercial y con pequeñas modificaciones se adaptan a tierra y se acoplan a generadores eléctricos que las transforman, por primera vez, en grupos turbogeneradores industriales.

Al mismo tiempo, se desarrollan nuevos materiales de alta resistencia mecánica para la fabricación de alabes de turbinas y se emplean materiales cerámicos de alta resistencia térmica en la construcción de cámaras de combustión.

También se ha logrado en la presente década rendimientos energéticos en las turbinas de gas de hasta 36%, (contra 15-20% obtenido en los años sesenta) mejorándose los ciclos termodinámicos tradicionales.¹⁶

Es importante resaltar que el desarrollo de las calderas de recuperación con

presiones múltiples, también contribuyó al desarrollo de los sistemas de cogeneración, así como el inicio de la tecnología de gasificación de combustibles, el desarrollo de la fabricación de sistemas de cogeneración tipo paquete y la introducción de la aplicación del ciclo combinado.

Las máquinas alternativas de combustión interna, conocidas como **MCI** también tuvieron un desarrollo paralelo al de las turbinas de gas, aplicándose cada día más en los procesos de cogeneración, sobretodo gracias a la creciente necesidad de transporte marítimo, el cual ha permitido la disponibilidad de motores altamente eficientes⁵, alcanzando rendimientos termoeléctricos del orden del 41%.

1.2 Realidad problemática.

En nuestro país existe creciente interés, por parte de los industriales para implementar sistemas de cogeneración en sus industrias, pero se presentan los inconvenientes siguientes:

- En el Perú es todavía una tecnología nueva.
- Desconocimiento del tema por muchos de ellos.
- A nivel nacional existe poca información especializada sobre el tema; la mayoría de la información existente, se obtiene a través de la bibliografía electrónica.
- No existe software nacional que facilite el acceso a los cálculos exergéticos y financieros para la implementación de sistemas de cogeneración en la industria nacional, recurriendo muchas veces al uso de software extranjero, diseñado y desarrollado para otras realidades, donde la cogeneración se ha desarrollado tecnológicamente; existe mayor capacidad de compra; por parte de los industriales, las industrias tienen mayor capacidad instalada, etc.

1.3 Planteamiento del problema.

¿El uso de un software, permitiría realizar un análisis de sensibilidad técnico económico de una propuesta de cogeneración, de manera rápida y eficaz?

1.4 Objetivos de la Tesis.

1.4.1 Objetivo general.

Diseñar un procedimiento de cálculo informático que permita realizar un análisis de sensibilidad técnico económico para la implementación de un sistema de cogeneración con gas natural.

1.4.2 Objetivos específicos.

- Conocer el ahorro económico que produce la implementación de un sistema de cogeneración en la industria.
- Establecer diferencias entre el producto de la tesis y los diversos softwares comerciales, así como su adaptabilidad a la situación actual de la industria nacional.

1.5 Importancia y justificación de la investigación.

El análisis de sensibilidad técnico económico, es una herramienta de gran importancia técnica, cuyo uso nos permite simular condiciones de funcionamiento para diferentes valores de entrada, encontrándose valores finales que permitan tomar decisiones tanto técnicas como económicas sobre la implementación de un sistema determinado.

Se consideran las justificaciones siguientes:

1.5.1 Tecnológica.

Al presentar la cogeneración, ventajas técnicas y económicas para los sistemas eléctricos, que contribuyen a la reducción del nivel de pérdidas de las redes de transmisión y distribución, es necesario contar con modelos informáticos (softwares) que permitan una evaluación rápida del sistema y permitan el análisis de funcionamiento, así como la variación de algunos parámetros.

1.5.2 Económica.

El ahorro de energía y su producción a partir de fuentes alternativas es actualmente la coyuntura en la discusión de economistas, empresarios, investigadores y especialistas en materia de energía por su influencia directa en la reducción de los costos de producción en la industria y la disminución de los niveles de contaminación ambiental.

Evaluar el sistema de cogeneración, dedicado o parcialmente convertido, en forma rápida y dar a conocer a los industriales los rendimientos del sistema instalado; favorecería el retorno de la inversión, así como los programas de eficiencia energética.

Conocer la variación de los parámetros del sistema de cogeneración, cuando se altera uno de ellos, mediante el uso del software, permitiría la reducción del consumo de combustibles, ya que la energía sobrante de un proceso podría ser:

- Utilizada como calor útil, de aplicación industrial, especialmente en plantas químicas,
- Transformada en energía eléctrica, la que sería utilizada en la propia planta o bien vendida al sistema eléctrico.

1.5.3 Ambiental.

Desde el punto de vista medioambiental, conocer la variación de los parámetros de la cogeneración así como su influencia en el rendimiento, de manera anticipada, proporcionaría las siguientes ventajas:

- Reducción del consumo de energías no renovables.
- Reducción de la contaminación proveniente de la combustión de combustibles fósiles.

1.5.4 Legal.

La implementación de la tecnología de la cogeneración en la industria nacional, en general, se fundamenta en el Reglamento de Cogeneración, (Decreto Supremo N° 064-2005-EM, publicado el 29 de diciembre de 2005 **actualizado por el DS N° 037-2006-EM, Sustitución del Reglamento de Cogeneración**), y su **modificatoria**, DS N° 082-2007-EM, publicado el 7 de julio del 2006.¹⁶

1.6 Limitaciones.

Durante el desarrollo de la presente Tesis, se han encontrado las limitaciones siguientes:

- Imposibilidad de implementar una base de datos sobre fabricantes de equipos de cogeneración, ya que ello requiere conocer la oferta mundial de fabricantes.
- Básicamente el software, permitirá hacer un análisis de la tecnología de la cogeneración que utilizan Motores de Combustión Interna, los cuales pueden ser adoptados por la mediana y gran industria.

- La disponibilidad de información general por parte de los industriales, esto motivó para que en el desarrollo de la presente tesis, el autor; haga uso de información referida a una planta textil, la cual fue materia de un estudio sobre auditoria energética.

1.7 Formulación de la hipótesis.

El uso del software básico en la implementación de sistemas de cogeneración, permitirá tomar decisiones técnicas y económicas de manera rápida.

II. MARCO TEÓRICO.

2.1 Antecedentes del Análisis de Sensibilidad.

El Ministerio de Energía y Minas a través de la Dirección General de Electricidad, publicó la aprobación del Reglamento de Cogeneración, con la finalidad de que los empresarios nacionales puedan ser productores de la electricidad necesaria para sus actividades productivas o de servicios y la capacidad de consumo del Gas Natural se incremente en la Industria peruana.¹³

Sin embargo, en la actualidad, los ingenieros y consultores dedicados a hacer propuestas tecnológicas de la cogeneración deben recurrir a cálculos relativamente complejos para plantear soluciones a los industriales nacionales e internacionales; lo que conlleva a dedicar demasiado tiempo en absolver las propuestas técnicas. Con el desarrollo de la presente Tesis se pretende llenar ese vacío, implementado un software básico que permita realizar un análisis técnico económico, denominado de sensibilidad, ya que permitiría evaluar la variación de los costos de la propuesta técnica y la rentabilidad al variar algunos datos de entrada del sistema elegido.

Hasta la fecha se ha desarrollado la tecnología de la cogeneración de manera aislada y particular, sin tener en cuenta los artículos del Reglamento de Cogeneración, en el que se establece, que es cogeneradora aquella industria que cumple con los requisitos establecidos y que el excedente de la producción de electricidad deba venderse a la Red Nacional de Electricidad.

2.1.1 Nacionales.

La promoción del desarrollo de la cogeneración concuerda con los compromisos asumidos por el Estado en el marco del Protocolo de Kyoto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático,

conforme al cual se debe fomentar el desarrollo sostenible a partir de la reducción y limitación de emisiones, promover la eficiencia energética en los sectores de la economía nacional y fomentar reformas que impulsen políticas y medidas que tiendan a limitar o reducir las emisiones de los gases de efecto invernadero (GEI), acreditándolas como empresas responsables con la Ecología.¹⁶

En la actualidad, los industriales nacionales están interesados en conocer de manera rápida si es posible técnica y económicamente la implementación de sistemas de cogeneración en su planta, esto obliga a algunos consultores nacionales a utilizar softwares especializados diseñados para otras realidades, en las que se realizan proyectos denominados llave en mano; no se toma en cuenta en estos softwares la realidad de cada país, en los que en muchos casos por razones económicas, el industrial prefiere adecuar sistemas de cogeneración ya utilizados o de segundo uso, en vez de implementar un sistema completamente nuevo.

2.1.2 Internacionales.

A nivel internacional, la tecnología de la cogeneración se ha desarrollado notablemente, llegando inclusive a desarrollar tecnologías por actividad y de distintas capacidades, como por ejemplo la micro turbina de la marca Capstone, que sirven para implementar sistemas de cogeneración a partir de 30 kW.²¹

Al existir mayor facilidad en la implementación de estos sistemas de cogeneración, también se han desarrollado softwares especializados sobre esta tecnología. Así, se tienen los softwares Malla²², Cogene¹¹, Aspen²³ y Winprecog², entre otros; diseñados para realizar análisis de sensibilidad; estos softwares fueron desarrollados por empresas que dominan el mercado internacional de softwares especializados en actividades de la ingeniería. En los países en los que se ha desarrollado muy rápidamente la cogeneración

(España, Alemania, Estados Unidos, México, etc.) los consultores y/o proyectistas disponen de diferentes softwares elaborados por empresas de informática especializadas.

A continuación se indican algunas de ellas:

1. WINPRECOG

Es un programa informático desarrollado por AESA (España), para realizar estudios de viabilidad de sistemas de cogeneración. A partir de este modelo informático, se desarrollaron los siguientes:

- **Tesys:** Total Energy System Simulation, para la simulación y diseño de plantas de cogeneración y procesos en general. Este programa permite predimensionar cualquier proceso termodinámico de plantas de cogeneración trabajando con equipos reales obtenibles en el mercado.
- **Rasys:** Rapid Analysis, software para el pre-análisis de viabilidad de cogeneración en distintos escenarios legislativos, económicos y energéticos para diferentes centros industriales. Este programa, aún en desarrollo, está basado en la aplicación de la Directiva Europea de cogeneración.
- **WinPreclima:** Software desarrollado para el análisis de viabilidad y configuración de instalaciones de climatización. Pretende evaluar los consumos mensuales y anuales de las energías en los edificios. Este programa se realizó en colaboración con la UPC.
- **WinDes:** Software desarrollado para la configuración de sistemas de District Heating and Cooling. Permite diseñar el trazado y dimensionar las redes de calor y frío en un distrito urbano a partir del plano del mismo y evaluar las inversiones asociadas.

- SAD: Software de Adquisición de Datos y Telegestión, de sistemas de cogeneración (o procesos en general), permite la supervisión y vigilancia remota de industrias que cuentan con sistema de cogeneración.

2. ASPEN

Sistema Avanzado para Ingeniería de Procesos, es un modelo informático que se utiliza como herramienta de análisis de:

- Plantas de potencia que utilizan ciclos combinados con gasificación integrada,
- Plantas de cogeneración.

3. COGENE

Elaborado por la empresa de Ingeniería Informática española GREFEN (Grupo de Eficiencia Energética), es un software informático que simula el funcionamiento de una instalación de cogeneración. Este programa hace una simulación tomando como datos los valores instantáneos de consumos eléctricos y térmicos, la configuración del sistema y las características de los equipos que forman la instalación. De esta manera, se simplifica mucho la comparación de diferentes alternativas y la comparación con la instalación actual. Está escrito en lenguaje FORTRAN 77 para el sistema operativo RTE-6/VM¹⁶. Otros softwares de similares características son:

- CELCAP, desarrollado por la Naval Civil Engineering Laboratory (California);
- ENCOTECH, de Encotech Inc. (Nueva York);
- DEUS y COPE, desarrollados por el EPRI (Electric Power Research Institute);
- GETPRO, desarrollado por THERMOFLOW USA, usado para la simulación de plantas de cogeneración y ciclo combinado.

4. CELCAP

Es un simulador que analiza el funcionamiento y la economía de los sistemas de cogeneración que utilizan turbinas de vapor como elemento primotor. Los efectos de las combinaciones del primotor, del tamaño, del modo de control; de la venta de la energía a la red eléctrica, del tipo de combustible, del precio de combustible y de las variaciones de costos futuros pueden ser determinados modificando los datos de entrada.

El simulador muestra datos para diversas condiciones de funcionamiento, compara la energía térmica y eléctrica producida con relación a la demanda; ajustan la producción de energía térmica y eléctrica en función de la demanda, etc.

Este programa fue diseñado en FORTRAN IV y para la ejecución del programa utiliza el Visual C++.

5. EES (Engineering Equation Solver)

Software diseñado para enseñanza y capacitación sobre el funcionamiento de sistemas de cogeneración, trigeneración y sistemas de energía total: electricidad, calefacción, refrigeración y agua caliente sanitaria.

Permite la simulación del comportamiento de los componentes de la instalación por separado y de forma global.

El EES, es un software de cálculo dinámico, permite modificar parámetros de entrada mostrando resultados parciales y de la instalación en su conjunto.

6. SIMCOG (Simulador de Sistemas de Cogeneración)

Es utilizado para la simulación de cogeneración con turbina de vapor, con fines académicos y de capacitación técnica e industrial. Incluye una opción gráfica que permite visualizar los diversos procesos del ciclo

termodinámico en diagrama $t - s$ y $h - s$, temperatura - entropía y entalpía - entropía, respectivamente.

Presenta un menú de opciones para fines de capacitación y enseñanza:

- a. Ciclos ideales.
- b. Ciclos reales.
- c. Propiedades del agua.
- d. Cálculo de equipos.

7. ChemCAD

Elaborado por Chem Stations, 2 001; es un simulador de procesos de alto nivel aplicable a muchos procesos industriales, en particular a los procesos donde se usan en conjunto la energía térmica y eléctrica. ChemCAD, al igual que otros simuladores comerciales, incluye una serie de opciones termodinámicas aplicables a las distintas configuraciones para las que está diseñado un simulador.

8. SISCET (Sistema Inteligente de Simulación y Cálculo Energético de Ciclos Termodinámicos)

Es un programa computacional orientado al campo de la simulación para uso en la enseñanza, que ha sido desarrollado por la Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales de Vigo, España (SISCET, 1 999). Este software es de gran aplicación cuando se trata de cálculos y análisis de ciclos de vapor con cogeneración.

9. MALLA

El simulador Malla de instalaciones de cogeneración ha sido diseñado para actividades de enseñanza, capacitación y entrenamiento de personal dedicado a la implementación y operación de sistemas de cogeneración.

El simulador está dividido en diferentes secciones:

- Simulación de procesos.
- Herramientas de pre diseño y de comparación.
- Auto enseñanza.
- Auto examen.
- Hoja de cálculo.
- Combustión.
- Lectura de tablas y gráficas.
- Cálculo de purgas.

El simulador se ha programado en un código informático ejecutable mediante el turbo Pascal, requiere para el funcionamiento la plataforma Windows con procesador 386 o superior.

Para el sector terciario, existen numerosos programas con los que se pueden realizar estudios de viabilidad de cogeneración. Estos programas permiten simular un comportamiento de diferentes tipos de sistemas de cogeneración, con diferentes curvas de demanda, distintas estructuras tarifarias, etc.¹⁶ Algunos de ellos son:

10. BLAST

El BLAST (Building Load Analysis System Thermodynamic) ha sido elaborado por el U.S. Army Construction Engineering Research Laboratory, apareciendo su primera versión en 1977. Posteriormente, se han ido desarrollando sucesivas versiones mejoradas y ampliadas del programa, siendo la última el BLAST 3.0. Permite la realización de simulaciones hora a hora, para un año completo, de las cargas térmicas de un edificio, de su sistema de aire climatizado y del equipo centralizado de producción de agua caliente y fría. Proporciona al proyectista una estimación ajustada de las necesidades energéticas del edificio, así como del consumo previsible de energía.

11. COGENMO

Este programa ha sido desarrollado por la empresa GREFEN, es un programa especialmente diseñado para configuraciones de cogeneración con motores de combustión interna. Para la ejecución de este simulador se ingresan datos de consumo y demanda de energía eléctrica y térmica, las horas de trabajo y el periodo de trabajo.

Con respecto a la demanda de energía térmica, contempla los casos posibles siguientes: vapor a baja presión, agua caliente y aire caliente. Este programa contiene una rutina para realizar un análisis económico (TIR, VAN) una vez realizado el estudio de rentabilidad, el programa efectúa un análisis de sensibilidad.

2.2 Cogeneración.

Es el proceso de producción combinada de energía eléctrica y calor útil, que forman parte integrante de una actividad productiva, en el cual la energía eléctrica es destinada al consumo de dicha actividad productiva y el excedente es comercializado en el mercado eléctrico a partir de una fuente de energía primaria.¹⁶

Figura N°1. Finalidad de un sistema de cogeneración.



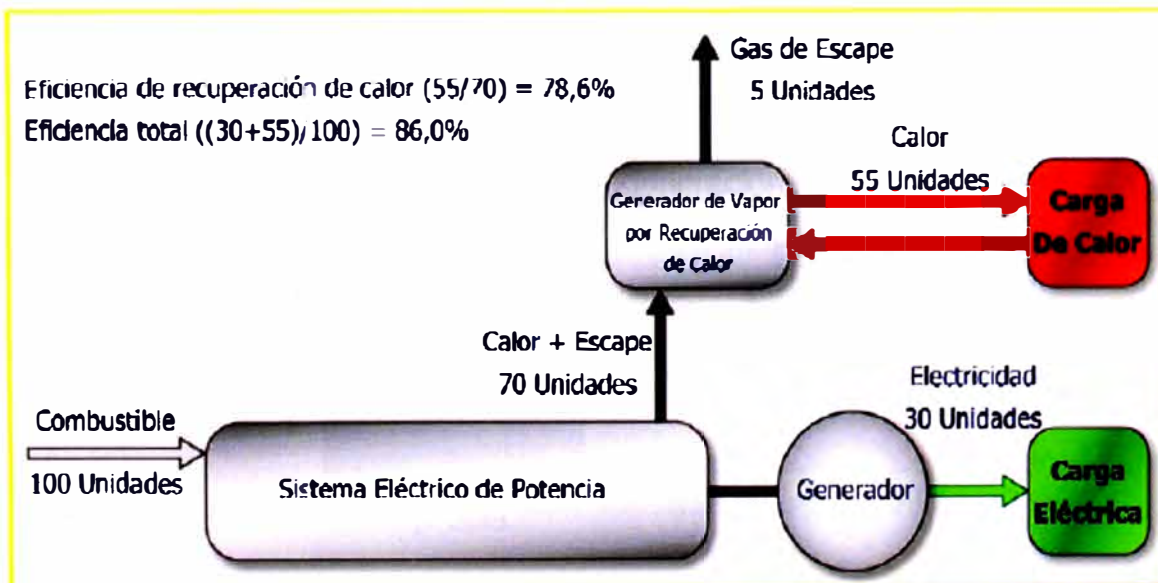
Fuente: Elaboración propia.

En los sistemas de cogeneración el volumen de combustible empleado para generar la energía eléctrica y térmica es mucho menor que el utilizado en los sistemas de generación de energía eléctrica y térmica por separado.

La cogeneración tiene implícitos beneficios a nivel país como al sector industrial. Desde el punto de vista país, se refleja en un ahorro de la energía primaria (petróleo, gas natural, carbón mineral o biomasa) al hacer un uso más eficiente de los energéticos. Asimismo, se reducen las emisiones contaminantes al medio ambiente por quemar menos combustible.

Los beneficios en el sector industrial son la reducción de la facturación energética en los costos de producción y como consecuencia aumenta la competitividad de la empresa; así como, la autosuficiencia, continuidad y calidad del suministro de energía eléctrica, con lo que obtiene confiabilidad en su proceso.

Figura Nº2. Eficiencia de un sistema de cogeneración.



Fuente: Rets Screen.net.

2.2.1 Clasificación.

Los sistemas de cogeneración se clasifican de acuerdo al orden de producción de electricidad y energía térmica; o de acuerdo al impulsor primario que emplean.

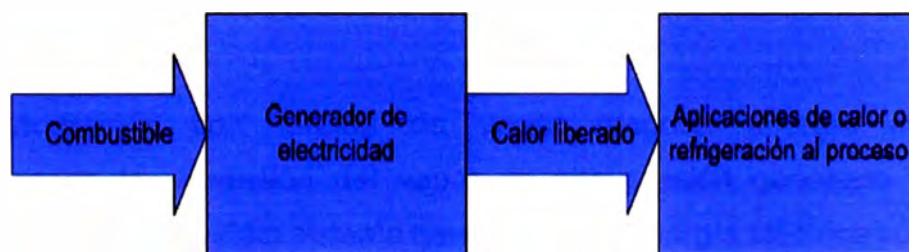
2.2.1.1 Según el orden de producción de electricidad y energía térmica.

a) Sistemas superiores (Topping Cycles).

Son aquellos en los que una fuente de energía primaria (gas natural, diesel, carbón u otro combustible) se usa para generar energía eléctrica en el primer escalón y energía térmica en el segundo escalón.

El calor residual (vapor o gases calientes) se suministra a los diferentes procesos industriales: secado, cocimiento, calentamiento o refrigeración, los que constituyen el segundo escalón del proceso. Este tipo de sistemas se usan en plantas industriales cuyos procesos requieren de calor moderado (temperaturas entre 250 a 600°C). Este orden de producción de energía, utilizan las industrias textil, petrolera, celulosa y papel, cervecera, alimenticia y azucarera.⁶

Figura N°3. Sistema de cogeneración superior.



Fuente: Elaboración propia.

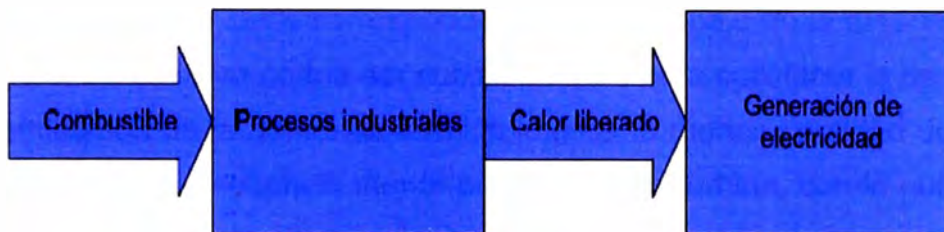
b) Sistemas inferiores (Bottoming Cycles).

Son aquellos en los que una fuente de energía primaria se usa directamente para generar energía térmica en el primer escalón (procesos industriales); la energía térmica residual se usa para generar energía eléctrica en el segundo escalón.

Este orden de producción de energía se usan en plantas industriales cuyos

procesos requieren altas temperaturas (cementeras, siderúrgicas, vidrieras, química, etc.), el calor residual de estos procesos alcanza temperaturas de 900 °C.⁶

Figura N°4. Sistema de cogeneración inferior.



Fuente: Elaboración propia.

2.2.1.2 Según el impulsor primario (primotor) que emplean.

De acuerdo al Reglamento de Cogeneración¹⁶, se tiene en cuenta las siguientes tecnologías:

A) Turbina de vapor.

La cogeneración con turbina de vapor produce energía mecánica aprovechando la expansión del vapor de alta presión generado por una caldera convencional. Este sistema genera menos energía eléctrica por unidad de combustible consumida que la turbina de gas (aproximadamente un 15%); en contraste, la eficiencia global del sistema es superior (85 - 90%) que la de la turbina de gas (75%)⁷. Estos sistemas se usan en las instalaciones que necesitan 4 veces o más energía térmica que energía eléctrica.

El Reglamento de Cogeneración, considera la siguiente clasificación:

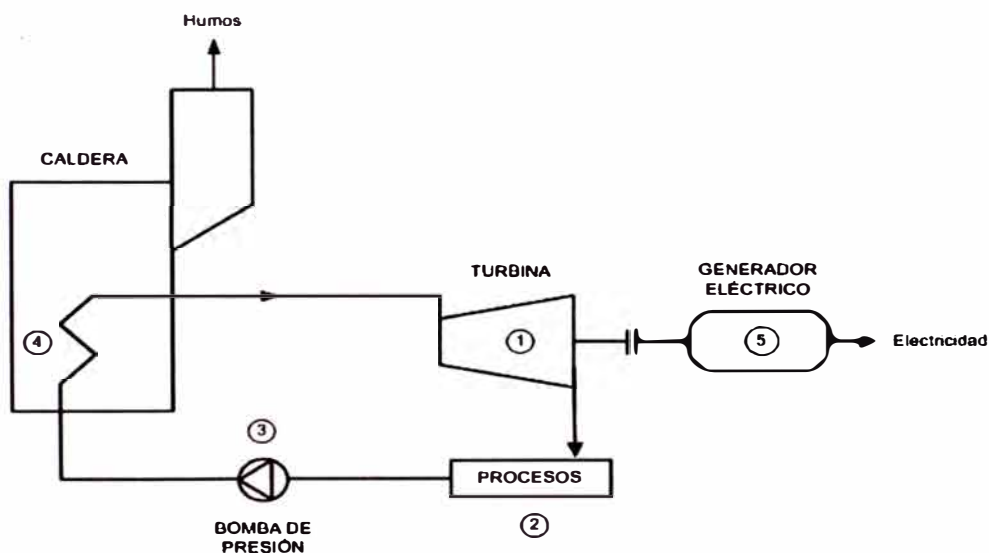
A.1. Turbina de vapor a contrapresión.

Es la instalación de cogeneración con turbina de vapor más utilizada, el vapor en condición de vapor sobrecalentado procedente del generador ingresa a la

turbina y se expande hasta la presión de salida (superior a la presión atmosférica), a la salida de la turbina el vapor se condensa, dando lugar al calor de proceso, el condensado es enviado por la bomba para completar el ciclo de trabajo.⁷

La demanda de calor debe corresponderse con el trabajo de la turbina, por lo que el calor de proceso podría ser suficiente o no para satisfacer la demanda. Una disminución de la demanda térmica implicaría menos cantidad de vapor en el ciclo y en consecuencia menor potencia de la turbina, con lo que no se satisfecería la demanda eléctrica.⁵

Figura N°5. Sistema de cogeneración con turbina de vapor a contrapresión.



Fuente: Cogeneración de calor y electricidad. Jutglar I Banyeras.

A.2. Turbina de vapor de extracción – condensación.

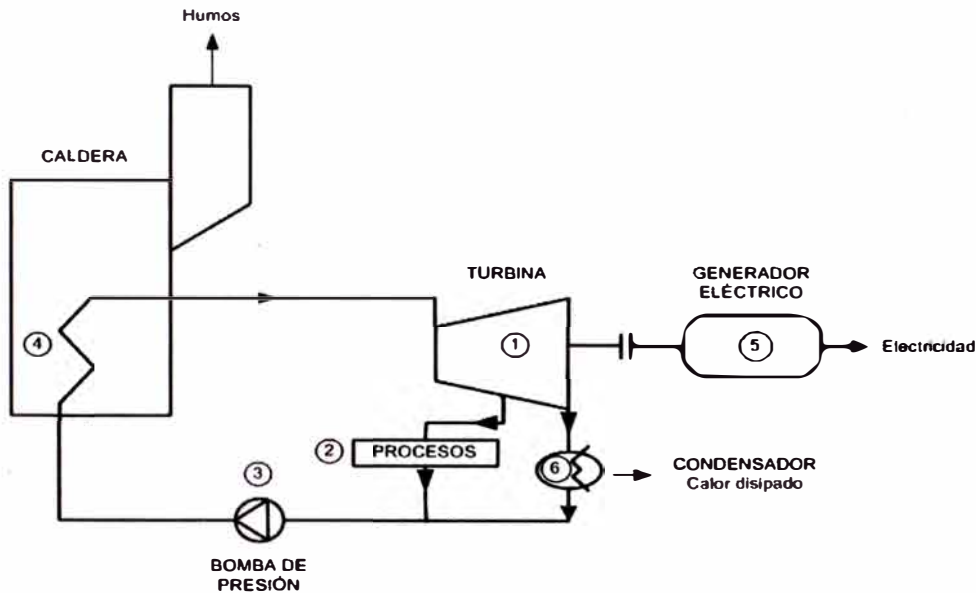
La turbina de extracción – condensación permite que una parte del vapor se extraiga en uno o varios puntos de la turbina antes de la salida e ingresar al condensador.

De esta manera se dispone de vapor para procesos a diferentes presiones.

El resto del vapor se expande dentro de la turbina hasta la salida al

condensador.

Figura N°6. Sistema de cogeneración con turbina de vapor con extracción – condensación.



Fuente: Cogeneración de calor y electricidad. Jutglar I Banyeras.

B) Turbina de gas de ciclo simple.

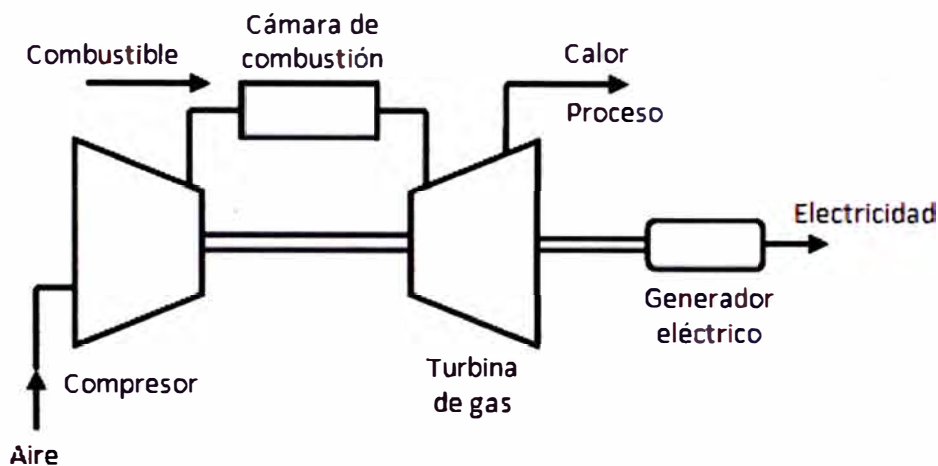
En la cogeneración con turbina de gas, un compresor suministra aire a alta presión a una cámara de combustión en la que se inyecta el combustible; al quemarse éste produce gases a alta temperatura, estos pasan a la turbina donde se expanden generando energía mecánica y ésta se transforma en energía eléctrica mediante un generador acoplado al eje de la turbina. Los gases generados tienen una temperatura entre 500 y 650 °C y se usan para calentar otro fluido: vapor, aire, agua, etc.⁸

La cogeneración con turbina de gas se recomienda para los procesos en los que se requiere alta cantidad de energía térmica, con relación calor/electricidad mayor a 2.

Las turbinas de gas de ciclo simple disponibles en el mercado se sitúan entre

500 kWe y 250 MWe de potencia nominal; estas máquinas trabajan con menor eficiencia fuera de las condiciones nominales, lo cual limita la producción de electricidad.¹¹

Figura N°7. Sistema de cogeneración con turbina de gas en ciclo simple.



Fuente: Hitachi. www.jetro.go.jp/mexico.

C) Ciclo combinado.

En la cogeneración con ciclo combinado se usa una turbina de gas y una turbina de vapor. Este sistema usa los gases producidos en la combustión de la turbina de gas para producir vapor a alta presión en una caldera de recuperación.

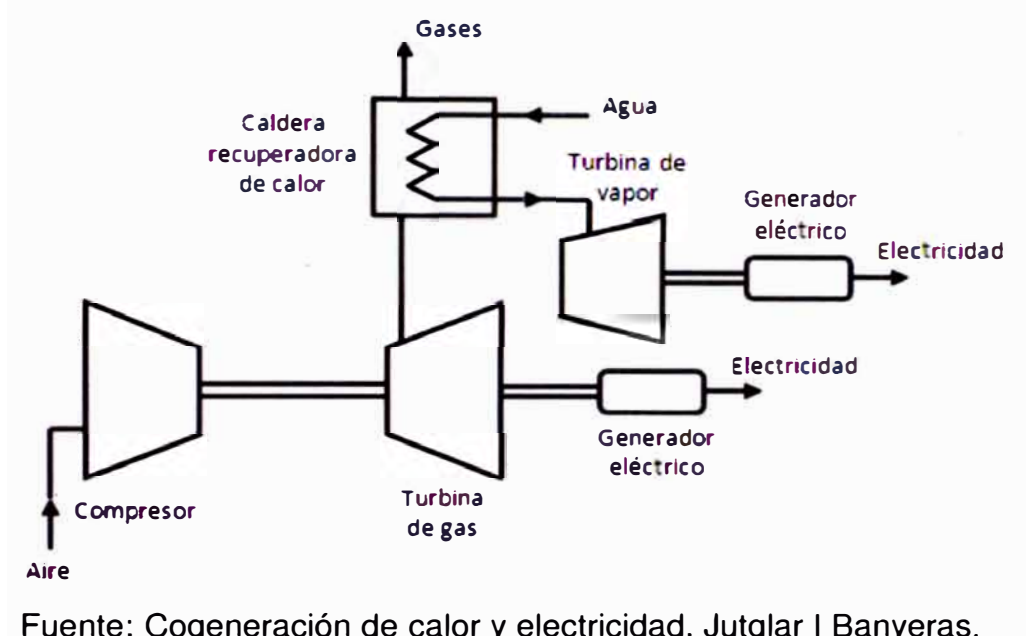
El vapor alimenta la turbina de vapor (de contrapresión o extracción condensación) para producir energía eléctrica por segunda vez.

Este sistema se aplica únicamente a grandes instalaciones que requieran una gran potencia eléctrica en cogeneración, de igual o superior a 10 MWe y gran demanda de calor.¹¹

La ventaja del ciclo combinado en relación con los otros sistemas consiste en su mayor elasticidad frente a las variaciones de las curvas de demanda de calor y electricidad, ya que hay cierta independencia entre las dos turbinas y

puede modularse la post combustión, con lo cual es posible actuar sobre la producción de vapor y agua caliente.¹¹

Figura N°8. Sistema de cogeneración en una central de ciclo combinado.

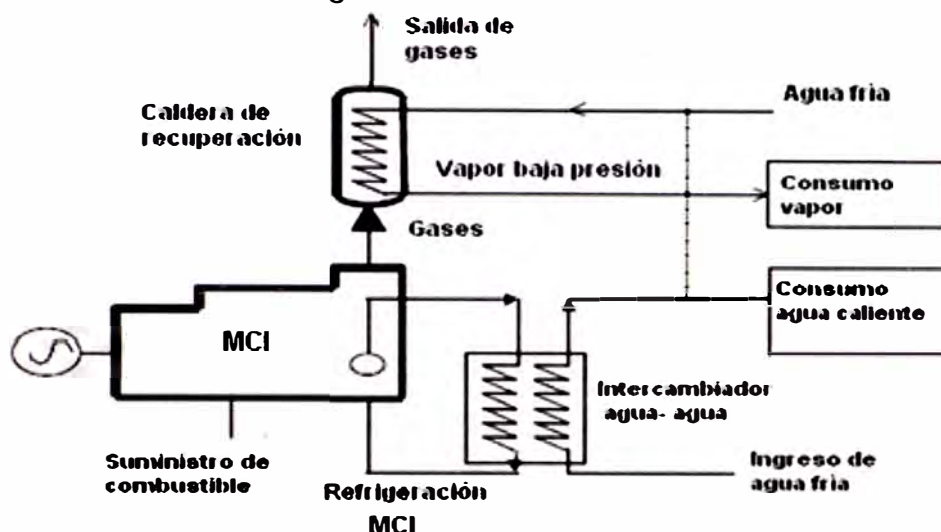


D) Motores de Combustión Interna (MCI).

La cogeneración con motores de combustión interna, **MCI**, produce la mayor generación eléctrica por unidad de combustible consumido (34 a 40%)¹⁸; los gases residuales son de baja temperatura (200 a 250 °C) y se pueden usar para producir vapor de baja presión (9,81 a 14,72 bar) o calentar agua a 80-100 °C, instalando un equipo de recuperación de calor a la salida de los gases residuales¹⁸.

La eficiencia de cogeneración de este sistema puede ser similar al de las turbinas de gas.

Figura N°9. Sistema de cogeneración con motores de combustión interna.



Fuente: Cogeneración de calor y electricidad. Jutglar I Banyeras.

En el siguiente cuadro se muestran las eficiencias de las diferentes tecnologías de cogeneración.

Tabla N°1. Eficiencias de diferentes tecnologías de cogeneración.

Tecnología de la cogeneración	Eficiencia eléctrica (%)	Eficiencia térmica (%)
Turbina de vapor.	33	52
Turbina de gas sin post-combustión.	38	47
Turbina de gas con post-combustión.	38	42
Ciclo combinado.	57	33
Motor recíprocante (aprovechando el calor de los gases de la combustión y calor transferido del sistema de enfriamiento) a temperaturas entre 70 y 90 °C.	40	30
Motor recíprocante (aprovechando el calor de los gases de la combustión y calor transferido del sistema de enfriamiento) a temperaturas entre 30 y 50 °C.	40	20
Micro turbina.	30	50

Fuente: Comisión Nacional para el Ahorro de Energía – CONAE – México.

2.3 Cogeneración en la Industria.

Se hace una descripción breve de las aplicaciones de la cogeneración en los diferentes sectores.

2.3.1 Sector Industrial.

Es un gran consumidor de energía (térmica y eléctrica); por ejemplo, en Lima, el sector industrial posee la mayor participación en energía útil (52,5%); existen plantas que funcionan continuamente, sobrepasando las 7 000 horas de funcionamiento al año; son las que presentan mejores condiciones para poder admitir sistemas de cogeneración. Las actividades más importantes en este sector y sus características son:

Minería y extracción: En esta actividad el consumo de energía térmica se destina principalmente al secado de los minerales extraídos utilizando la técnica de la atomización.

Las curvas de demanda energética diaria son bastante regular y es una actividad de más de 7 500 horas/año de utilización energética.¹⁸

En función del tipo de energía térmica necesaria (aire caliente, vapor de agua a media presión, vapor de agua a baja presión, agua caliente o fluido térmico) el sistema de cogeneración diseñado podrá satisfacer las necesidades térmicas, la energía eléctrica excedente puede ser vendida a la red.

Para instalaciones pequeñas, el motor reciprocante es el que mejor se adapta ya que puede variar la carga sin que su rendimiento se vea alterado considerablemente.

La relación calor/electricidad (Q/E) en este tipo de industria, es del orden de 1,5.¹⁸

Forestal: Esta actividad se caracteriza por una elevada demanda de energía eléctrica y/o mecánica para la primera fase de transformación de la madera (aserradero y prensas principalmente). En la fase de secado, es donde se requiere la energía térmica en forma de vapor de agua, fluido térmico o simplemente gases calientes.

En la industria forestal, la actividad es de temporadas, el proceso de tratamiento y transformación dura unos 250 días al año con una media horaria de 24 horas/día que nos da una media en el sector de 6 000 horas/año.¹⁸

Es un sector de gran demanda de energía eléctrica con una relación calor/electricidad (Q/E) de 0,85. La instalación de cogeneración debe ofrecer toda la demanda térmica; si existe falta de energía eléctrica, se debe comprar parte de la energía eléctrica a las empresas distribuidoras de electricidad.

El sistema de cogeneración preferente en este sector estará formado por un motor alternativo Diesel (la ubicación de estas industrias hace difícil la posibilidad de utilización de gasoductos) junto con calderas de recuperación.

En la transformación de la madera y el corcho existe un sobrante de restos de estos materiales con una valorización energética importante que aconseja la utilización de calderas de combustible sólido (madera) para la producción de vapor y ciclo de turbina de vapor de contrapresión.

Agroalimentario: En este sector existen muchas industrias que podrían usar la cogeneración, para las actividades siguientes: secado, molienda, invernaderos, conservas, envasadoras, embotelladoras (fabricación de néctar), etc. En todas ellas se necesita energía térmica para la producción de frío y/o calor, existiendo un consumo regular de energía eléctrica.

Debe tenerse en cuenta la legislación vigente pues ésta prohíbe la utilización directa de gases de combustión para el secado por lo que deben proyectarse

intercambiadores de calor aire-aire.

La relación media calor/electricidad (Q/E) es del orden de 2,25 y su actividad se desarrolla durante unas 7 500 horas/año.¹⁸

En este tipo de industria se utiliza el ciclo simple con turbina de gas, de combustible líquido, gaseoso o un motor alternativo como elemento primotor.

Papeleras: Estas industrias son, quizás, las que mejor se adaptan al uso de la cogeneración pues son grandes consumidoras de energía térmica y electromecánica.

La energía térmica se usa con un alto grado de entalpía con un consumo regular y paralelo al consumo de energía electromecánica.

Su promedio de actividad anual se acerca a las 8 000 horas y la relación calor/electricidad (Q/E) media del sector es 2,35. Con estas características, el ciclo combinado con turbina de gas, caldera con post combustión y turbina de vapor es el que proporciona el mejor rendimiento global.¹⁸

Los fabricantes de pasta de papel poseen tecnología de este tipo pues tienen un residuo líquido llamado Lejía Negra que queman en calderas para autoabastecerse de parte del vapor que necesitan.

El sistema de cogeneración debería seguir quemando este residuo por dos motivos:

- Si no se quemasen se convertirían en un residuo tóxico y peligroso.
- Debe aprovecharse su poder calorífico (entre 12,54 y 16,72 MJ/L).

Química: Es uno de los sectores industriales con mayor actividad anual, cerca a las 8 000 horas; consumen los dos tipos de energía que se obtienen de la cogeneración de forma regular, con una relación calor/electricidad (Q/E) media

de 3; el sistema de cogeneración que mejor se adapta a este sector es la de ciclo combinado con turbina de gas, caldera de recuperación con post combustión y turbina de vapor de contrapresión.¹⁸

Dentro del sector químico, existen subsectores con producción de residuos altamente energéticos, por ejemplo, las industrias petroquímicas, que ya desde sus comienzos han utilizado estos subproductos en instalaciones basadas en la tecnología de cogeneración.¹⁹

Textil: En este sector existen dos actividades cuyas características de utilización energética son distintas, formadas por las secciones de:

- hilaturas y telares.
- tintes y acabados (uso del agua).

En la sección de hilaturas y telares, la energía que más se utiliza es la electromecánica, requieren un alto consumo de esta energía para la climatización, pues las condiciones de temperaturas y humedad se controlan con gran precisión.

En la sección de tintes y acabados (uso intensivo del agua), la energía térmica se utiliza en forma de vapor, agua caliente y aire caliente por lo que la cogeneración con turbinas de combustión, en ciclo simple o combinado, es ideal para este sector industrial.

Este tipo de actividad exige el funcionamiento de al menos 7 000 horas/año; tiene una relación calor/electricidad (Q/E) media de 2,5.¹⁸

Cementeras y cerámicas: Estas industrias requieren gran cantidad de energía térmica a altas temperaturas para la obtención de sus productos quedando unos remantes energéticos (aire caliente) con una entalpía elevada que, en caso de las cementeras puede llevarse a una caldera de recuperación con una turbina de vapor de condensación y para el caso de las industrias

cerámicas, después del proceso de vitrificado, puede usarse para el secado de arcillas por atomización o para los hornos de secado de ladrillos que requieren bajas temperaturas en comparación con las necesarias para el vitrificado, en estas industrias predominan el uso de motores alternativos.⁷

Las horas anuales de actividad de este sector están alrededor de las 6 500 y la relación calor/electricidad (Q/E) está, en promedio, entre 1,5 y 2,5.¹⁷

Automotriz y afines: Este sector industrial es consumidor de grandes cantidades de energía electromecánica por su automatización, pero también precisa de energía térmica a temperaturas intermedias (150 - 200 °C) o bajas (60 - 80 °C).

La energía térmica a media temperatura se utiliza en los hornos de secado de pintura y la energía térmica a baja temperatura en los baños de tratamiento superficial (decapado, lavado, desengrase, etc.).

Son industrias de gran actividad anual, alrededor de 7 200 horas y con una relación calor/electricidad (Q/E) de 1,65.¹⁷

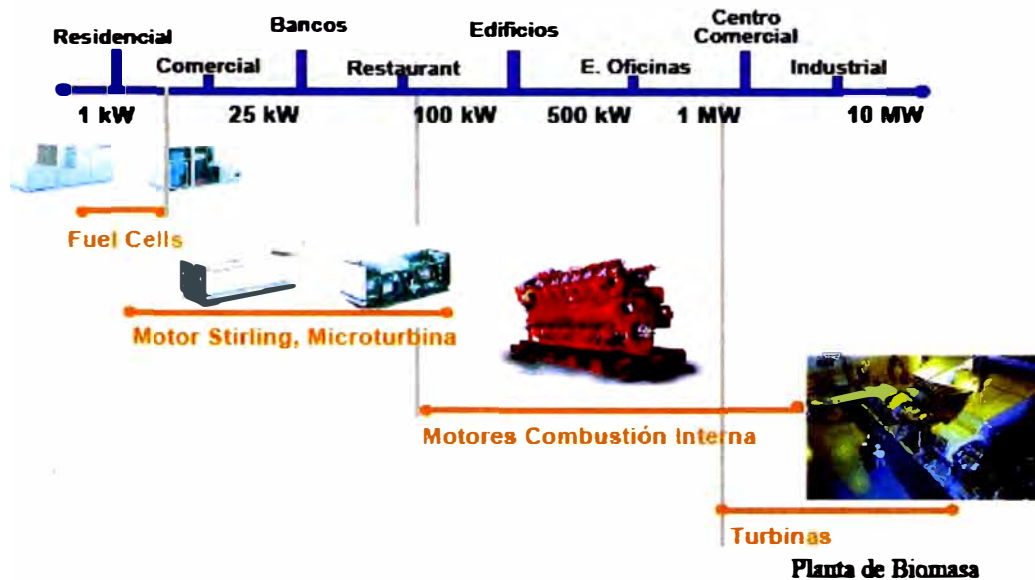
Como son industrias muy grandes es normal encontrar en ellas instalaciones de cogeneración a base de turbina de gas con ciclo combinado. En las fábricas afines al sector automotriz hay una dispersión considerable en lo referente a: horas de funcionamiento anuales, energía térmica requerida y la relación calor/electricidad.

Existen otros sectores que no han sido nombrados aquí pero susceptibles de usar sistemas de cogeneración:

- Siderometalúrgico, consumidores de gran energía electromecánica y con excedente de energía térmica.
- Curtidos.
- Envases de cartón y plástico.

- Calzado.
- Gráficas.

Figura N°10. Rangos de aplicación de equipos de cogeneración.



Fuente: Informe final. Evaluación del desempeño operacional y comercial de centrales de cogeneración y estudio del potencial de cogeneración en Chile. Comisión Nacional de Energía. 2004.

En la figura anterior se observa que la tecnología de los motores de combustión interna se utiliza para un rango de potencias entre 100 kW y aproximadamente 8 MW.

En los motores Diesel presentan un régimen de revoluciones entre 400 y 1200 RPM, en potencia entre 1 y 30 MW; el rendimiento térmico puede alcanzar valores hasta el 51% en motores de gran potencia.^{10, 13}

Los motores a gas natural presentan una forma de potencia comprendidas entre 0,4 MW y 5 MW como máximo, en base a unidades en paralelo.^[10, 13] presentando eficiencia entre 35% y 38%, debido a que su relación de compresión es menor para evitar la detonación.

La relación calor/electricidad de este tipo de sistema está comprendida entre 1,2 y 1,8.

Recuperación de calor en los MCI: ¹⁷

Gases de escape	40%	400 – 600°C
Agua de recuperación	50%	80 – 90°C
Aceite de refrigeración	10%	90 – 120°C

2.3.2 Sector Terciario.

El sector de Servicios, también llamado sector Terciario, es un gran consumidor de energía eléctrica y energía térmica para producir calor y frío, por lo tanto, ideal para la trigeneración. Dentro de este sector, podrían implementarse centrales de cogeneración en los siguientes casos:

Hospitales:

- Funcionan ininterrumpidamente 8 760 horas/año.
- Tienen gran demanda de energía térmica (frío y calor).
- Poseen una relación calor/electricidad (Q/E) de 1,25 aproximadamente.

Estas tres características, junto a una demanda energética bastante regular, los convierten en buenos potenciales usuarios de la cogeneración.

Haciendo un balance de potencias se encuentra que más de un 15% de la energía eléctrica demandada es destinada a los equipos de frío, que, al sustituirlos por una máquina de absorción, aumentará la relación calor/electricidad (Q/E) antes citada.¹⁷

Otra razón, extra técnica, para que los hospitales sean los más indicados para ser usuarios de la cogeneración es la legislativa, al estar obligados a poseer

equipos autónomos de aprovisionamiento de energía eléctrica para suplir posibles cortes de suministro de red.

Hoteles: La implementación de un sistema de cogeneración en este sector requiere buena demanda de este servicio a lo largo del año. Generalmente existen estadísticas o previsiones de ocupación hotelera lo que nos permite diseñar el sistema energético idóneo para cada hotel.

En hoteles ubicados en zonas frías, gran parte de la energía eléctrica contratada va destinada a la climatización y otra parte se utiliza para proveer de agua caliente sanitaria para las duchas, lavandería, piscina cubierta y algún otro servicio adicional.

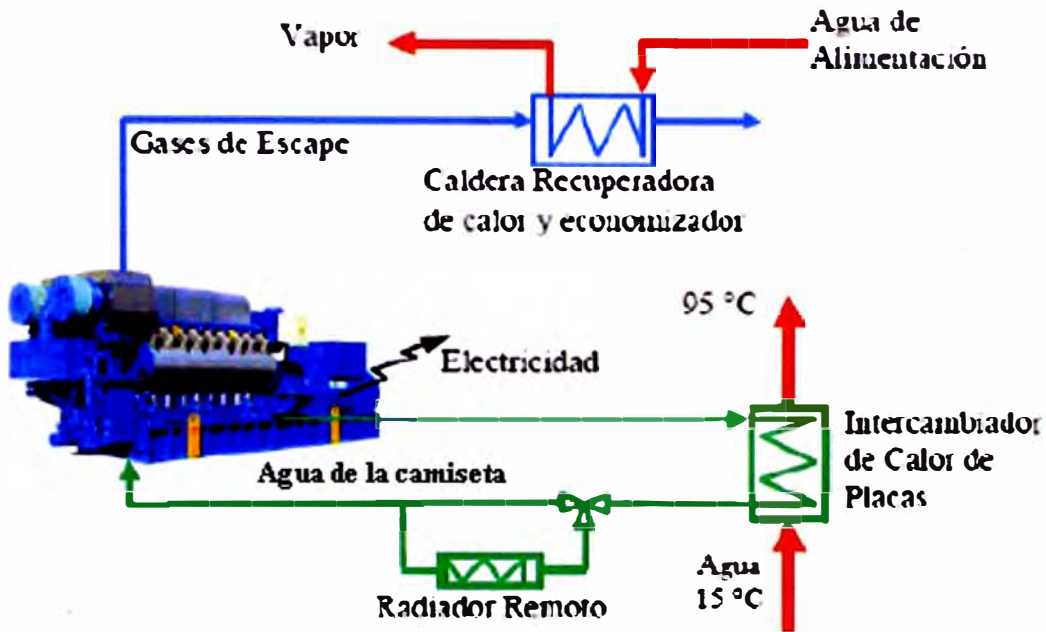
Edificios comerciales y de oficinas: Este caso se puede comparar con los hoteles aunque con una utilización anual menor; el kW.h es más caro para este tipo de clientes que para los industriales.

Una fuente autónoma de energía sería necesario a fin de evitar que, cortes de suministro de la red, dejen servicios esenciales fuera de servicio como son: ascensores, ordenadores, iluminación y ventilación; igualmente ocurre con los hoteles.

Los centros comerciales tienen igual tratamiento energético y con la ventaja sobre los edificios y/o hoteles de necesitar cámaras de frío para la conservación de algunos productos perecederos.

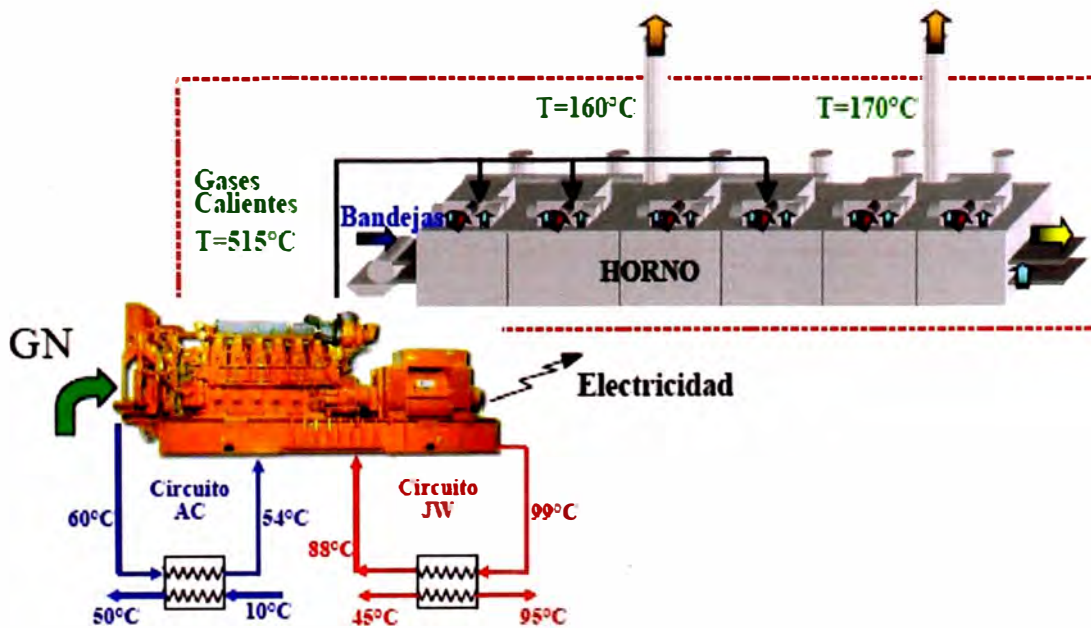
La cogeneración es idónea para las plantas de tratamiento de aguas residuales que necesitan energía mecánica para accionar compresores que aireen los tanques de digestión aeróbica y que, estos compresores, deben tener importantes cantidades de potencia instalada.¹²

Figura N°12. Planta de cogeneración superior con Motor de Combustión Interna para producción de vapor y agua caliente.



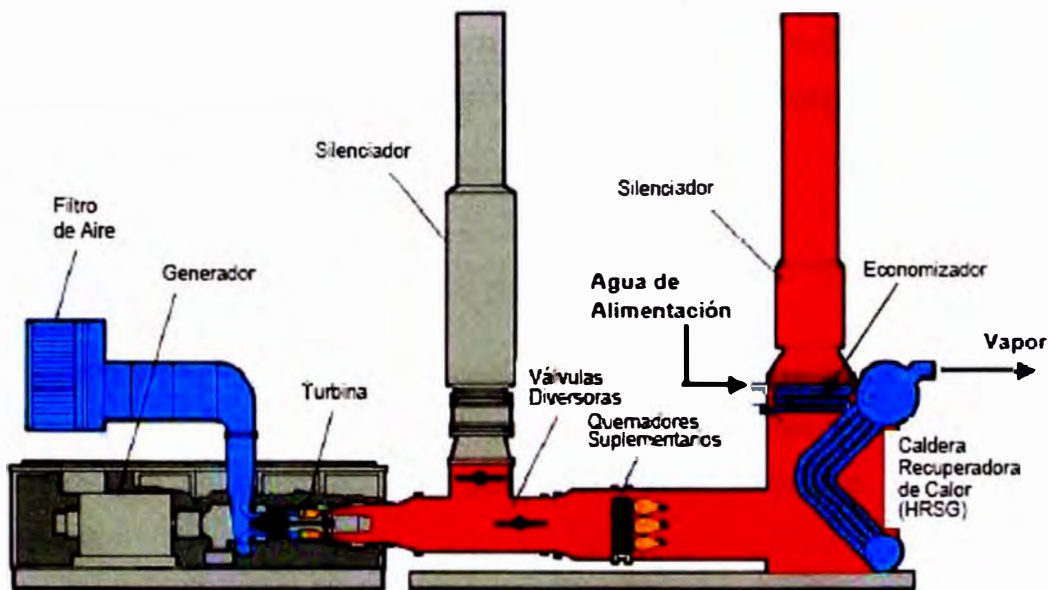
Fuente: Estudio del potencial de Cogeneración en Chile. 2004.

Figura N°13. Instalación de cogeneración superior con MCI (GN), que utiliza gases de escape y agua caliente.



Fuente: Estudio del potencial de Cogeneración en Chile. 2004.

Figura N°14. Planta de cogeneración superior con turbina de gas y producción de vapor.



Fuente: Estudio del potencial de Cogeneración en Chile. 2004.

2.4 Ventajas de la cogeneración frente a los sistemas convencionales.

Para realizar este análisis se consideran las divisiones siguientes:

2.4.1 En Tecnología.

Tomando en cuenta la energía eléctrica y térmica, el combustible empleado y las tareas de operación y mantenimiento, se tienen:

2.4.1.1 Energía Eléctrica.

- Una central de cogeneración permite disponer de una segunda fuente de energía eléctrica además de la red y de alta confiabilidad.
- Contribuye a la estabilización de la tensión en la red (dado que mejora el equilibrio al reducir la intensidad eléctrica circulante desde las subestaciones de distribución hasta los consumidores) y, en consecuencia, reduce las pérdidas de energía en la red.¹

- Las actuales tecnologías de control permiten asegurar una óptima calidad de la energía eléctrica generada, tanto en tensión como en frecuencia, superando en muchos casos a la de la propia red, inevitablemente influenciadas por armónicas y desequilibrios de carga originadas por industrias vecinas.

2.4.1.2 Energía Térmica.

- Normalmente implica una renovación del parque de calderas de la fábrica, se puede eliminar los equipos obsoletos y dejar los nuevos y eficientes para situaciones de emergencia o para complemento de los equipos de la central.
- Los equipos térmicos de las centrales de cogeneración son convencionales, en muchos casos son equipos que no disponen de un proceso de combustión, lo que prácticamente elimina su mantenimiento y permite que su disponibilidad sea muy elevada.¹

2.4.1.3 Operación y Mantenimiento.

- Debe realizarse un mantenimiento especializado en los equipos principales: turbina de gas, turbina de vapor y motores de combustión interna, debe de contratarse, en muchas ocasiones al mismo fabricante del equipo, el cual tiene un costo muy elevado.
- El resto de equipos (calderas, equipos eléctricos, etc.), no requieren de atenciones especiales, sus costos de operación son bajos. Estas centrales son automáticas y requieren de poca atención. Es conveniente que exista un técnico encargado de la planta que conozca completamente el sistema, que se ocupe de su supervisión y que pueda comunicarse con los fabricantes de los equipos y los encargados de mantenimiento para eventuales intervenciones.

2.4.1.4 Combustibles empleados.

Es posible usar diversos combustibles fósiles, siendo el gas natural el más conveniente, ya que es el que menos contamina y el que permite disponer de sistemas de generación modernos y eficientes.

2.4.1.5 Vida del proyecto.

Las plantas de cogeneración, adecuadamente mantenidas y operadas pueden estar operativas por periodos entre 20 y 30 años.

2.4.2 En Economía.

En general, una planta de cogeneración producirá energía a menores costos que la obtenida de la red eléctrica (**menores costos energéticos**), la razón de ello es que su consumo específico será siempre inferior al de una planta de energía convencional que no pueda sacar provecho de sus efluentes térmicos (es decir, la generada por las grandes centrales termoeléctricas).¹

El mayor o menor ahorro dependerá, en cualquier caso, de políticas de subsidio a las tarifas de la energía eléctrica que pueda tomar el Estado en determinadas circunstancias.

2.4.3 En Administración de Energía.

La existencia de una planta de cogeneración implica tener un control operativo detallado de los consumos de energía eléctrica y térmica del proceso industrial.

Esto permite conocer la aparición de ineficiencias dentro del mismo proceso industrial, que de otra forma posiblemente pasarían desapercibidos.

2.4.4 En Calidad Ambiental (Ecología).

Los sistemas de cogeneración no sólo permiten reducir el consumo de combustible en una instalación (hasta un 30%); sino también reducir las emisiones contaminantes al ambiente (**minimiza el Impacto Ambiental**, por la quema de combustibles fósiles).

Un sistema de cogeneración, visto dentro de un marco global suministrador-consumidor de energía, es menos contaminante en virtud de que al consumirse menor volumen de combustible, por la mayor eficiencia del sistema global, se emiten menos contaminantes productos de la combustión.

2.5 Beneficios de la cogeneración.

Los principales beneficios que otorga la cogeneración tanto para el país como para la industria o institución que se abastece de él son;

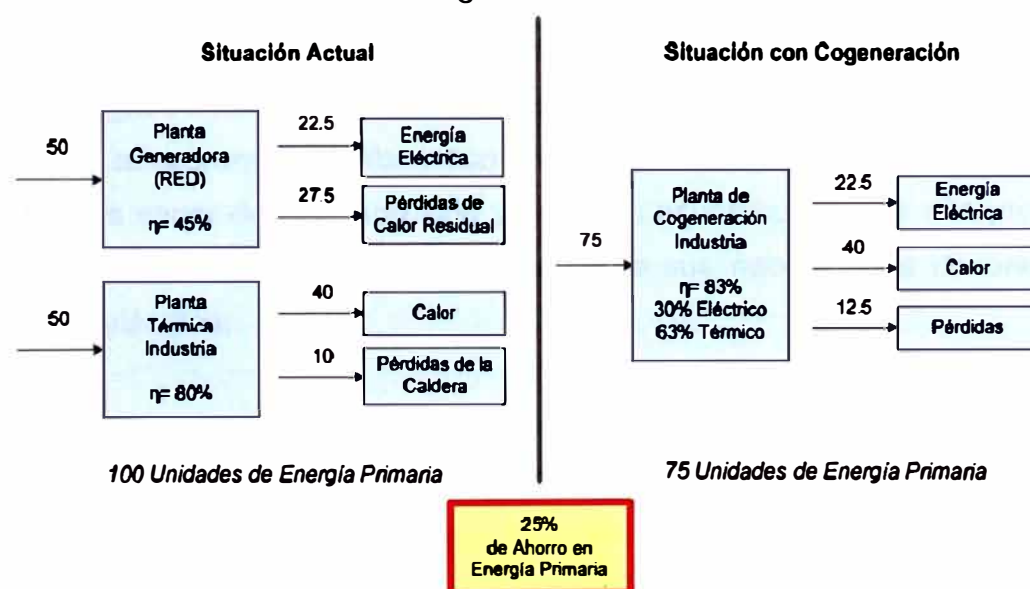
- El ahorro en energía primaria debido a su mayor eficiencia comparada con los sistemas de generación eléctrica y térmica tradicionales, el ahorro de energía primaria deriva de la mayor eficiencia de la cogeneración respecto de la generación separada de electricidad y calor, y de sus características de generación distribuida; el consumo de energía primaria de una planta de cogeneración es menor que el de una planta de ciclo combinado, porque aprovecha el calor residual mediante una caldera recuperadora de calor.
- Disminución de pérdidas en las redes eléctricas, debido a que, en general, se cogenera en zonas industriales, que son a su vez de alto consumo eléctrico, las pérdidas de energía disminuyen en las líneas de distribución así como la inversión necesaria en líneas eléctricas a mediano plazo.
- Mayor seguridad, competencia y diversificación de las fuentes energéticas; la cogeneración beneficia en primer lugar a las industrias consumidoras de energía eléctrica y térmica que se generan a menores costos, también otorga mayores niveles de seguridad y confiabilidad de suministro eléctrico

debido a la diversidad y distribución de los cogeneradores, los que deberían ser capaces de operar en isla eléctrica frente a cualquier interrupción del sistema.⁴

- El aumento de la competencia en el sector de generación eléctrica, por el ahorro de energía primaria que se produce, la disminución de la producción de gases de efecto invernadero y por los ingresos de divisas por venta de bonos de carbono, etc.
- El desarrollo de la ingeniería nacional, a la creación de nuevos negocios energéticos, mantención y operación de las plantas, creación de nuevas fuentes de trabajo permanentes y especializadas.

La eficiencia para el conjunto planta generadora y red que se muestra en la Figura N°15, considera una planta de ciclo combinado con $\eta = 50$ a 55% y un 5 a 10% de pérdidas por transmisión y distribución; estas pérdidas son evitadas por el hecho de que una planta de cogeneración se instala en un punto de consumo a nivel de una red de distribución.

Figura N°15. Comparación entre sistema convencional y sistema con cogeneración.



Fuente: Estudio del potencial de Cogeneración en Chile. 2004.

2.6 Reducción de emisiones contaminantes.

Los sistemas de cogeneración en los que se utiliza el gas natural como combustible, presenta ventajas ambientales inmejorables, con emisiones de CO₂ (GEI) de aproximadamente 1,7 kg de CO₂ por metro cúbico de gas natural utilizado y casi nulas en el caso del SO₂ ya que este combustible al tener una menor relación C/H y prácticamente no contener azufre, en comparación con los derivados de petróleo y el carbón.

Así mismo, las emisiones de NO_x, CO e Hidrocarburos son menores cuando se quema gas natural. Cuantitativamente, puede decirse que por cada kilogramo de petróleo residual dejado de quemar, se deja de emitir aproximadamente 3,12 kg de CO y 0,02 kg de SO₂.²

2.7 La cogeneración en el Perú.

La cogeneración no es un proceso nuevo, su aplicación data desde mediados del siglo pasado, la encontramos principalmente en los ingenios azucareros, en el norte del país. Su aplicación no obedecía, como lo es ahora, a la necesidad de ahorrar energía, sino al propósito de asegurar el abastecimiento de la energía eléctrica, que en esos años era insuficiente y no confiable. Las industrias azucareras contaban con sistemas de cogeneración, que tenían turbinas de vapor de contrapresión y calderas acuotubulares de alta presión muy antiguas, satisfaciendo simultáneamente sus necesidades de energía térmica y eléctrica.

Conforme las redes eléctricas se extendieron y el suministro de energía eléctrica se hizo más confiable, resultaba más barato abastecerse de este fluido de la red pública. Así, los proyectos de cogeneración, poco a poco, se fueron abandonando.

Entre los años 1 985 y 1 990 se produjo la acelerada distorsión de los precios

de la energía eléctrica y combustibles, y el gobierno peruano aplicó políticas de subsidios a los precios de la energía, por lo que el tema de la eficiencia energética en las industrias no era prioritario.

Desde 1990, con la aplicación de medidas económicas correctivas, se efectuó el sinceramiento de los precios de la energía a niveles internacionales, motivando a los industriales a hacer mejoras en el ahorro energético.

Posteriormente, debido al incremento en el costo de la energía eléctrica, la problemática ambiental y al desarrollo tecnológico de los equipos, la cogeneración vuelve a ser rentable y por ello renace, principalmente, en el ámbito industrial.

2.7.1 Estudio base.

A fines del siglo pasado, CENERGÍA realizó un estudio denominado **“Estudio de Determinación del Potencial de Cogeneración del Sector Manufacturero Industrial a Nivel Nacional”**, el cual se efectuó en el marco de la cooperación técnica de la Agencia Española de Cooperación Internacional – AECl y del Instituto de Cooperación Iberoamericana – ICI.

El objetivo del estudio fue evaluar el potencial de cogeneración en el sector industrial, así como su sensibilidad ante diversos parámetros que pueda influir en su realización efectiva.²

En los resultados de este estudio se conoció que el potencial tecnológico de cogeneración del sector industrial a nivel nacional fue de aproximadamente 255 MW; el potencial efectivo de cogeneración identificado en el Sector Industrial fue de 97 MW para un número de 76 empresas, las cuales podrían producir 620 GW.h/año, es decir, el 4,3% de la producción de energía a nivel nacional de ese año.

Asimismo, se pudo determinar industrias con un potencial de cogeneración importante que puede competir en costos y confiabilidad con los sistemas de

generación térmicos proyectados en el plan referencial nacional.²

Dentro de los principales sectores en los cuales se determinó un importante potencial de cogeneración se puede mencionar: aceites y grasas, bebidas y alimentos, metal mecánica y pesqueras, todos los cuales representan aproximadamente el 70% del potencial efectivo a nivel industrial.

De acuerdo a lo anterior, la cogeneración se presenta como una alternativa viable para que las empresas industriales puedan auto producir energía eléctrica y exportar los excedentes a la red de distribución, logrando con ello la disminución de sus costos operativos y una reducción del déficit energético del país.

2.7.2 Situación actual de la cogeneración.

En la actualidad, ante el inminente déficit de energía eléctrica en el país en el mediano plazo (2 010), es que resurge la cogeneración como alternativa factible para la reducción del déficit energético, y el incremento de la eficiencia energética de las plantas industriales.

En la ciudad de Lima la empresa Sudamericana de Fibras perteneciente al sector textil ha implementado un sistema de cogeneración, diseñada y equipada por Siemens, empleando 2 turbinas de vapor y calderas de alta presión, con una eficiencia de cogeneración del 85%; las cuales piensan interconectarse con la red de suministro eléctrico, para comprar energía eléctrica parcialmente.

La exportación de energía eléctrica de sistemas de cogeneración a la red de suministro no se ha implementado todavía en el sector industrial nacional debido a que en la actualidad todavía no se tiene definida la política de tarifas de la energía de exportación.

2.7.3 Potencial Efectivo de cogeneración en el Perú.

El Potencial Efectivo de cogeneración, es el potencial de cogeneración técnica y económicamente posible de instalar, es decir, es el potencial tecnológico que ha sido depurado en base a criterios de máxima rentabilidad de la inversión y el mínimo período de retorno de la inversión.²

Las características tomadas en cuenta para definir el potencial efectivo de cogeneración son las siguientes:

- Gran cantidad de horas de funcionamiento anual (más de 4 500 h.).
- Demanda uniforme y paralela de energía térmica y energía eléctrica y/o mecánica.
- Conocer la curva de carga diaria, semanal, mensual y anual para diseñar una instalación adecuada de cogeneración.
- Disponer de un combustible apropiado (gas natural) y con garantías de suministro.
- Tener espacio suficiente para la instalación diseñada.

Tabla N°2. Potencial efectivo de cogeneración.

Sector Industrial	Nº empresas	Potencia (MW)	E. E. Cog. (GW.h/año)	Inversión (US\$ x 10 ³)	Ahorros (10 ³ US\$/año)	P.R.I. (años)
Aceites y grasas	9	8	55	4,876	1,677	2,9
Bebidas y alimentos	13	16	99	7,505	2,977	2,5
Cementos	4	6	42	4,624	2,520	1,8
Cerámica	3	5	37	3,717	1,424	2,6
Lácteos	2	2	10	934	350	2,7
Metal mecánica	7	22	171	13,941	7,036	2,0
Papelero	3	6	46	4,223	1,585	2,7
Pesquería	19	19	62	6,803	2,479	2,7
Productos químicos	6	7	50	4,834	1,967	2,5
Textil	8	6	43	4,265	1,416	3,0
Otros	2	1	3	561	111	5,0
TOTAL	76	97	618	56,283	23,541	2,4

* P.R.I.: Período de recuperación de la inversión.

Fuente: Estudio de determinación del potencial de cogeneración del Sector Manufacturero Industrial a nivel nacional. CENERGÍA. 1994.

2.7.4 Reglamento Nacional de Cogeneración.

La Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas, publicó la aprobación del Reglamento de Cogeneración (Decreto Supremo N° 064-2005-EM, publicado el 29 de diciembre de 2005, **actualizado por el DS N° 037-2006-EM, Sustitución del Reglamento de Cogeneración**), y su **modificatoria**, DS N° 082-2007-EM, publicado el 7 de julio del 2006¹⁶, con el fin de contar con un instrumento legal adecuado al interés nacional y concordante con los compromisos internacionales, que establezca los criterios y condiciones a favor de la inversión y puesta en servicio de centrales de cogeneración; así mismo, define los criterios a considerar en la implementación de un sistema de cogeneración, establece los requisitos y condiciones para que las centrales de cogeneración participen en el mercado eléctrico.

El Reglamento de Cogeneración dispone la Calificación de Centrales Eficientes, mediante el establecimiento de criterios técnicos de eficiencia, el Rendimiento Eléctrico Equivalente mínimo requerido (según tipo de tecnología y nivel de interconexión con el SEIN) que debe alcanzar una industria para que sea reconocida como cogenerador calificado.

2.8 Rendimiento energético de la cogeneración.

La eficiencia de los sistemas de cogeneración, está determinado por el uso de la energía térmica en los centros de consumo (industria, sector terciario y sector primario), evitándose parcialmente el uso de combustible fósil para la generación de calor.

Las centrales de cogeneración pueden alcanzar un rendimiento energético del orden del 90%¹⁶. El proceso es más ecológico que las centrales de petróleo o carbón, ya que durante la combustión el gas natural libera menos dióxido de carbono (CO₂) y óxido de nitrógeno (NO_x) que el petróleo o el carbón por

unidad de energía generada.

Las pérdidas por transporte de electricidad prácticamente se anulan en algunos casos y en otros disminuyen notablemente, ya que la generación se produce en el punto de consumo.

En la justificación económica de los sistemas de cogeneración, la producción de electricidad es de gran importancia en comparación con la producción de calor, ya que este valor alcanza como máximo el valor del combustible reemplazado. Si se produce el calor (V) que demanda un consumidor, el país evita el consumo de combustible que este industrial emplearía en su caldera (con una eficiencia del 90% = $V/0,9$). Si en este proceso se produce electricidad (E) con un consumo global de combustible (Q), se establecen los siguientes índices de eficiencia:

$$\text{Rendimiento eléctrico} \quad RE = E/Q \quad [1]$$

$$\text{Rendimiento térmico} \quad RV = V/Q \quad [2]$$

$$\text{Rendimiento global} \quad RG = (E+V)/Q \quad [3]$$

Estos valores son, en general, muy inferiores a los que se obtienen en instalaciones dedicadas específicamente a la producción de cada tipo de energía, cuyas eficiencias típicas son:

Tabla N°3. Rendimientos de sistemas de cogeneración y aplicaciones.

$RV = 0,85 - 0,93$	Para conversión de energía térmica a partir de un combustible (valor de referencia 0,9).
$RE = 0,35 - 0,45$	Para producción de electricidad en ciclos de turbina de vapor con combustible fósil (valor de referencia 0,40).
$RE = 0,50 - 0,58$	Para producción de electricidad en ciclo combinado de gas y vapor a partir de gas natural (valor de referencia = 0,55)

Fuente: Comisión Nacional para el Ahorro de Energía – CONAE – México.

La eficiencia en plantas de cogeneración de electricidad y calor calculado por separado dan los valores siguientes:

RE = 0,25 – 0,40	Producción de electricidad.
RV = 0,45 – 0,50	Producción de energía térmica.
RG = 0,70 – 0,90	Rendimiento global.

2.9 Relación entre Energía Eléctrica y Calor útil (C); Rendimiento Eléctrico Efectivo (REE).

En el texto de la Sustitución del Reglamento de Cogeneración, en el Artículo 5°, se menciona que: para efectos de la calificación, los titulares de las centrales de cogeneración deberán acreditar valores de REE y C iguales o superiores a los indicados en el cuadro siguiente, según la tecnología empleada y el nivel de tensión de su conexión al Sistema Eléctrico:

Tabla N°4. REE según tensión de conexión al sistema eléctrico.

Tecnología	Menor a 1kV	Entre 1 kV y 33 kV	Mayor a 33kV	C = E/V
Motores de Combustión Interna	0,52	0,54	0,55	0,87
Turbinas de gas de Ciclo Combinado	0,52	0,54	0,55	0,77
Turbinas de gas de ciclo simple	0,53	0,55	0,56	0,60
Turbinas de vapor de extracción	0,56	0,58	0,59	0,33
Turbinas de vapor de contrapresión	0,68	0,72	0,73	0,15

Fuente: Reglamento de Cogeneración. Perú. 2005.

Para el cálculo del valor de REE se usa la relación:

$$REE = \frac{E}{Q - \frac{V}{0,9}} \quad [4]$$

El valor de C se calcula según la siguiente expresión:

$$C = \frac{E}{V} \quad [5]$$

Donde:

E = Energía eléctrica generada en bornes de alternador, expresada en MW.h.

Q = Energía suministrada por el combustible utilizado, calculada en MW.h y en base a su poder calorífico inferior.

V = Calor Útil, expresado en MW.h.

Los valores de REE y C se calculan para las condiciones de operación en su máxima capacidad de cogeneración y una (01) hora de operación continua.

III. FACTIBILIDAD DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE COGENERACIÓN.

3.1 Consideraciones generales.

Desde el punto de vista estrictamente técnico, cualquier industria de tamaño mediano o grande que tenga simultáneamente demandas de energía eléctrica y térmica (vapor, agua caliente, aire para secado, etc.) es un posible candidato para la cogeneración. Indudablemente, cuanto mayor sea el número de horas de funcionamiento, el posible interés en la cogeneración será mayor.

Además, con la posibilidad de estar interconectado a la red y, por lo tanto, suministrar el excedente de la producción eléctrica, la cogeneración puede también ser interesante para empresas que tengan sólo importantes consumos de energía térmica.

3.1.1 Costos de electricidad y combustibles.

El factor más importante que define si la cogeneración es o no rentable económicamente es la diferencia entre el costo de la electricidad y el costo del combustible para la industria.¹¹ En principio, cuanto mayor sea la diferencia entre estos costos, más rentable resultará la implementación de un sistema de cogeneración.

3.1.2 Disponibilidad y costo del gas natural.

Si se toma como referencia el Reglamento Nacional de Cogeneración¹⁶, el gas natural será el combustible a utilizar en la instalación de cogeneración, deberá conocerse si realmente el gas estará disponible en el centro consumidor y la presión de suministro disponible, esto permitirá saber si habrá que instalar una nueva línea de gas y conocer además el tipo de contrato que se puede establecer con la empresa vendedora del gas.

3.1.3 Costos futuros del combustible.

Es necesario establecer unas predicciones sobre el costo futuro del combustible, ya que la viabilidad del proyecto dependerá de forma crítica de estas previsiones, sin embargo, el precio de los energéticos a nivel mundial están condicionados por diversos factores, que hacen que una predicción pueda quedar completamente alejada de la realidad.

3.1.4 Exportación de la electricidad cogenerada.

Es muy importante conocer la disposición de la empresa eléctrica con respecto al proyecto de cogeneración, para saber si cooperará o por el contrario, pondrá todas las trabas posibles, en este sentido es fundamental conocer la legislación vigente. Si se proyecta un sistema de cogeneración que suministrará electricidad a la red eléctrica, es importante conocer cuáles serán las exigencias técnicas de la empresa eléctrica, así como el probable costo de interconexión a la red.

3.1.5 Venta de energía térmica.

Si existe la posibilidad de tener un cliente para la energía térmica, muy próximo al lugar de instalación del sistema de cogeneración, es necesario tener en cuenta la información, porque permitiría dimensionar un sistema de cogeneración con una rentabilidad mayor.

3.1.6 Proyecciones de la Industria.

Es importante conocer los planes futuros de la Industria, ya que se puede afectar la capacidad del sistema de cogeneración. Entonces, debería conocerse si se implementará un nuevo turno de trabajo, si se aumentará el nivel de producción o por el contrario si se piensa abandonar la producción de algún producto en la que se tiene gran demanda de energía térmica.¹⁶

3.1.7 Consideraciones tecnológicas.

Los sistemas de cogeneración a instalar en la industria, utilizan equipos y tecnología que son bien conocidas, sin embargo, existe la posibilidad de que se pueda usar nuevas tecnologías que aunque estén perfectamente probadas y comercialmente disponibles, no son muy frecuentes; como por ejemplo, las máquinas de absorción (para calor y frío) accionadas directamente o por gases de escape, sistemas de ciclo de Rankine con fluido orgánico, turbinas de flujo radial de alto rendimiento, calderas de lecho fluidizado, etc.¹⁶

3.1.8 Financiamiento.

En esta fase previa, es importante hacer un repaso de las posibilidades de financiación que se presentan a la industria para acometer el proyecto de cogeneración, así como la posible existencia de subvenciones.¹⁶

3.1.9 Influencia de la comunidad.

Una vez establecida la probabilidad de que se implemente el sistema de cogeneración en la Industria, es importante considerar la influencia de la comunidad como un posible retraso lo que originaría un sobre costo al proyecto.

El desarrollo del proyecto de detalle y finalmente el montaje y la puesta en marcha de la instalación corresponden a la última fase de la implementación del sistema, sin embargo, es necesario previamente conocer la información sobre el ritmo de consumo de energía de la industria donde se instalará el sistema de cogeneración.

IV. INGENIERÍA DEL PROYECTO.

4.1 Información técnica del centro consumidor.

Es conveniente disponer de la mayor cantidad de información del centro consumidor, la cual deberá incluir lo siguiente:

- Planos o croquis de ubicación física de los equipos principales, diagramas actualizados de instalaciones electromecánicas e instrumentación que incluyan la identificación del equipo principal, auxiliar y de instrumentación.
- Para los sistemas que se consideren dentro del posible esquema de cogeneración, tener los diagramas y descripción general de los procesos de producción en donde se involucre el uso del vapor o de cualquier fluido térmico, de la disposición final o de retorno de condensados.
- Relación de datos de placa de los equipos consumidores de energía.
- Manual del fabricante y hoja de datos de operación y mantenimiento del equipo.
- Consumos y costos del combustible empleado, de ser posible de los últimos tres años (copias de la facturación).
- Consumos y costos de la energía eléctrica utilizada, de ser posible de los últimos tres años (copias de facturación). Es necesario que la información indique consumos horarios, si es el caso, demandas máximas facturables y el factor de potencia o consumo de reactivos.
- Relación de equipos de medición con que cuenta la empresa; fijo y portátil, con rango y unidades de medición.

4.1.1 Demanda de energía eléctrica.

El costo de la electricidad, de la red pública, se obtiene de los datos de las facturas mensuales, el que está compuesto por los cargos por consumo y por demanda, que si es el caso, será diferenciado en horarios de consumo de la energía eléctrica: horas punta (HP), horas fuera de punta (HFP) y las tarifas a

las que estén contratadas las acometidas de la empresa. Para obtener los datos actualizados es conveniente consultar la página WEB del Ministerio de Energía y Minas, en la cual se tiene la actualización mensual.

El costo de la electricidad autogenerada o cogenerada estará en función del consumo de combustible aplicable a dicha generación eléctrica y, en adición, los costos de mantenimiento y personal de operación correspondientes.

Para definir las demandas eléctricas se deben sumar, para el mismo período, todas las demandas de las diferentes acometidas que se consideran para el sistema de cogeneración, de igual manera se tiene que hacer con los consumos.

4.1.2 Demanda de energía térmica.

Los datos de demanda térmica se recolectarán a partir de registradores de flujos de vapor, agua caliente, corrientes térmicas, etc. En algunos casos será necesario calcularlos a partir del consumo de combustible utilizado para satisfacer las necesidades de calor.

La obtención de estos datos implica mayor problema que la de los eléctricos, ya que la instrumentación necesaria para realizarla no posee la misma facilidad de instalación que los instrumentos eléctricos, no debe descartarse incluso la necesidad de elaborar balances térmicos para determinar los datos.¹⁶

4.2 Información histórica.

La demanda de calor y electricidad varía constantemente a lo largo del día y de un día para otro, de manera que no existen dos días con idénticas demandas de energía eléctrica y térmica. Existen casos en los que la demanda de energía no presenta cambios bruscos a lo largo del día, sobre todo en instalaciones de cierto tamaño, y la diferencia entre los máximos y mínimos

de demanda se mantiene dentro de ciertos límites, que no suelen ser muy amplios. Es posible dividir el año en distintos períodos durante los cuales el comportamiento de la demanda es parecido, por ejemplo, en las temporadas de invierno, verano y estaciones intermedias, escoger días representativos de unas condiciones de funcionamiento determinadas, como días laborables, días festivos o fines de semana.

Clasificando de esta manera la información, el volumen de datos que se ha de tratar es manejable y puede llegarse a resultados fiables con un ahorro considerable de trabajo si se escogen acertadamente los días y periodos del año representativo.

El grado de detalle de las curvas de demanda energética depende en gran medida del tipo de centro consumidor y del grado de exigencia que se pretenda en los resultados obtenidos; por ejemplo, si se trata de una industria que funciona las 24 horas del día y durante todo el año con una producción constante, las curvas de demanda diaria presentarán pequeñas variaciones alrededor de un valor medio y un comportamiento uniforme a lo largo del año.

La siguiente información es útil para poder llevar a cabo el diagnóstico (la información podrá ser parcial):

- Facturación de energéticos de los últimos 36, 24 ó 12 meses.
- Estadísticas mensuales de producción (tipo, cantidades, etc.).
- Censos de equipos consumidores de energía eléctrica y térmica (capacidad, consumo energético, marca, fecha de instalación y otros).
- Diagramas unifilares de los balances de energía.
- Diagramas de flujo e instrumentación.

4.3 Relación Calor/Electricidad.

Los requerimientos de potencia eléctrica y de energía térmica son diferentes

para cada planta. En algunas industrias, comercios o servicios, se requiere poca energía en forma de calor y en cambio la mayoría del consumo de energía es en forma eléctrica, existiendo otras en las que esto es a la inversa e inclusive existen lugares en el que el consumo de ambos tipos de energía es muy similar.

Se define la relación, R, calor/electricidad (Q/E) como la relación entre las demandas máximas térmica y eléctrica de una planta industrial, con el valor que se obtiene se identifican los esquemas de cogeneración cuya relación adimensional de producción de calor y electricidad se ajuste a la existente en la planta. Esta relación se puede calcular como:

$$R = \frac{\text{Consumo anual de energía térmica (kJ)}}{\text{Consumo anual de energía eléctrica (kW.h)} \times \frac{3\,600 \text{ kJ}}{\text{kW.h}}} \quad [6]$$

Usando las demandas, la relación $R = Q/E$, es:

$$R = \frac{\text{Demanda máxima térmica a cubrir con el sistema (kW)}}{\text{Demanda máxima eléctrica a cubrir con el sistema (kW)}} \quad [7]$$

De los valores obteniendo para R, usando ambas relaciones, se selecciona el valor más representativo.

4.4 Análisis energético del centro consumidor.

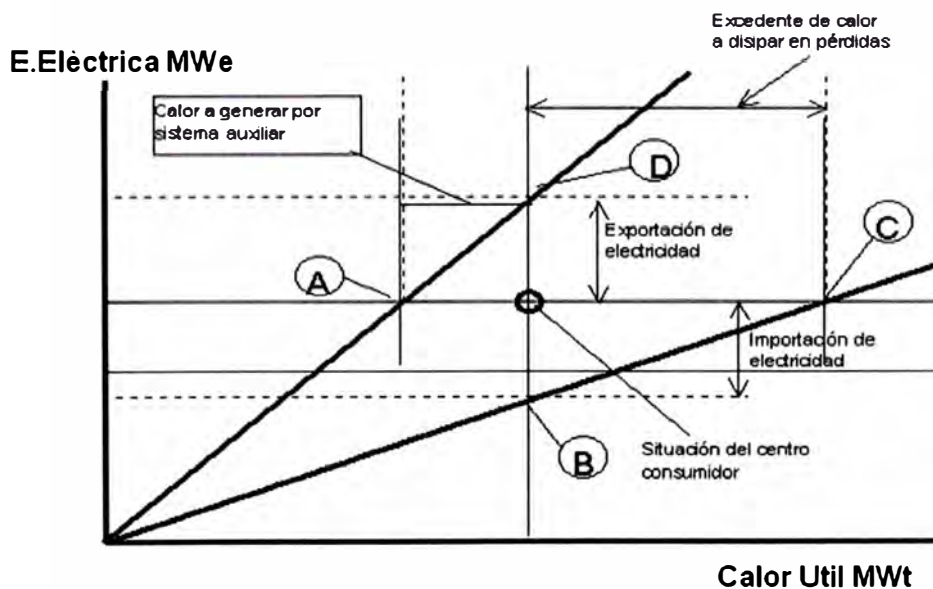
Un centro consumidor es una industria o empresa que se caracteriza por tener dos tipos de demanda energética global: consumo eléctrico y demanda de calor útil, ambos para satisfacer las necesidades de producción.²⁴

El mapa energético, representa de manera grafica la situación actual del centro consumidor sobre un punto en el cual se informa de la necesidad de energía eléctrica y de calor útil para el proceso productivo.

En el mapa energético se incluye dos rectas que contienen los puntos indicados como A y D, y como B y C. Estas dos rectas corresponden a dos tecnologías de cogeneración con relación E/V (relación de energía eléctrica y calor útil), mayor y menor que el centro consumidor, respectivamente.

Los puntos anteriormente citados corresponden a situaciones de funcionamiento de la planta de cogeneración. Tomando en cuenta la figura N°16, se analizan los cuatro casos.

Figura N°16. Mapa energético para un centro consumidor.



Fuente: Curso de Cogeneración. PG. FIM UNI, 2008.

Análisis de la información:

Punto A: Requerimiento de un sistema auxiliar de generación de calor útil.

El sistema de cogeneración satisface la demanda eléctrica del centro consumidor, pero no llega a producir la energía térmica requerida, con lo que se precisa obtener la diferencia mediante un sistema auxiliar; los sistemas

auxiliares que podrían usarse son:

- Una caldera recuperadora de calor (Heat Recovery Steam Generator, HRSG), el cual mediante un consumo extra de combustible y aprovechando el contenido de oxígeno de los gases procedentes de la combustión, quema el combustible en una cámara de postcombustión, para así elevar la temperatura de los gases y poder tener un potencial energético mayor, con la finalidad de producir calor útil.
- Un sistema convencional de producción de calor, como puede ser una caldera, para la producción de la energía térmica faltante.

Punto B: Importación de electricidad.

Situación de la planta de cogeneración en la que se satisface la demanda térmica del centro consumidor pero se necesita comprar electricidad de la red, ya que el sistema implementado no produce la suficiente.

Punto C: Desperdicio de energía térmica.

Es una situación no recomendable; se satisface la demanda eléctrica, pero se produce mayor calor útil que la requerida, por lo que resulta que, si no se vende esta energía térmica (situación actualmente inviable), resulta una pérdida de energía.

Punto D: Exportación de electricidad.

Este es el caso en que se obtiene el calor útil o energía térmica necesaria para el centro consumidor, pero se produce una cantidad de electricidad mayor a la demandada, este excedente de energía eléctrica producida es posible de ser comercializada en la red eléctrica, con lo que se estaría cumpliendo con los fines del Reglamento de Cogeneración del Perú.

El análisis de estos cuatro puntos permite conocer la información que nos proporciona el mapa energético ya que, por ejemplo, se podría tener un esquema cogenerativo en la recta de relación E/C mayor que la del centro consumidor representado en la figura N° 16, siendo el punto de funcionamiento un punto entre A y D perteneciente a dicha recta. Resultaría que se satisface la demanda eléctrica, habiendo un exceso de producción de electricidad que se puede inyectar a la red, pero en cambio no se produciría el suficiente calor útil, con lo que sería necesario un sistema auxiliar que lo proporcionase.

En este punto de la explicación ya se tiene uno de los criterios de dimensionamiento de la configuración o sistema de la tecnología de cogeneración elegida: se dimensionará teniendo en cuenta de no elegir un punto de funcionamiento en el que se sobrepase la demanda de calor útil por parte del centro consumidor. Estos criterios se consideran básicos para el dimensionado de sistemas de cogeneración.

De todos los casos, excepto el C, son viables, pudiendo obtenerse puntos de funcionamiento del sistema de cogeneración de la zona izquierda del valor de demanda de calor útil del centro consumidor.

4.5 Selección del sistema de cogeneración.

La selección del sistema de cogeneración se hará de acuerdo a la tecnología a emplear y el nivel de tensión de su conexión al sistema eléctrico, la cual está descrita en el Reglamento de Cogeneración.¹³

La finalidad del Reglamento es incentivar el consumo de gas, para uso industrial y generación de electricidad, calificando como cogenerador a aquel generador que usa una determinada tecnología de cogeneración y utilice el gas natural como combustible para satisfacer sus necesidades térmicas y eléctricas, con la posibilidad de vender sus excedentes al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN); entonces los cálculos posteriores se refieren

única y exclusiva al uso del gas natural.

4.6 Consideraciones económicas.

Debido a la facilidad de transporte de la energía eléctrica a grandes distancias, es factible la exportación o venta de electricidad a las propias industrias suministradoras o a otros consumidores. Es sólo un problema de factibilidad técnico-económica la conveniencia de tener o no excedentes eléctricos exportables, dependerá de condicionamientos de carácter económico o legal por parte del posible industrial cogenerador.

Se toman en cuenta los ahorros energéticos con y sin excedentes de energía para resolver la factibilidad económica de una instalación de cogeneración.

4.6.1 Cálculo del ahorro energético relacionado con la generación eléctrica.

El ahorro energético se calcula tomando como referencia una instalación convencional determinada y comparándola con la equivalente con cogeneración. Como energía de cálculo se utiliza la energía primaria. Como unidad de medida normalmente se usa la tonelada equivalente de petróleo (tep) o el kW.h, tanto para el calor como para la electricidad.

Un sistema presenta una demanda de calor útil, Q (vapor para procesos, calefacción de un local, calefacción del agua de una piscina, agua caliente sanitaria, etc.) y una demanda de electricidad, E (iluminación, motores eléctricos, etc.), que es independiente de cómo se cubra esta demanda (calderas, central eléctrica, cogeneración, etc.). Sin embargo, el consumo de energía primaria, ocasionado por esta demanda, sí depende del convertidor de energía primaria en energía útil y es la que interesa ahorrar.

4.6.1.1 Ahorro energético sin excedente de energía cogenerada.

En la figura N° 17, se presenta un diagrama ilustrativo del flujo de energía en un sistema convencional; la electricidad demandada se consume de la red eléctrica nacional y el calor es proporcionado por una caldera. El consumo de energía primaria será:

$$EP_{scg} = EP_e + EP_q = \frac{E}{\eta_e} + \frac{Q}{\eta_q} \quad [8]$$

Donde:

- E** : Demanda de energía eléctrica.
- Q** : Demanda de energía térmica.
- EP_e** : Consumo de energía primaria debido a la demanda de energía eléctrica.
- EP_q** : Consumo en energía primaria debido a la demanda de energía térmica.
- η_e** : Rendimiento global de la red nacional de producción y distribución de energía eléctrica.
- η_q** : Rendimiento global del sistema de producción de calor.

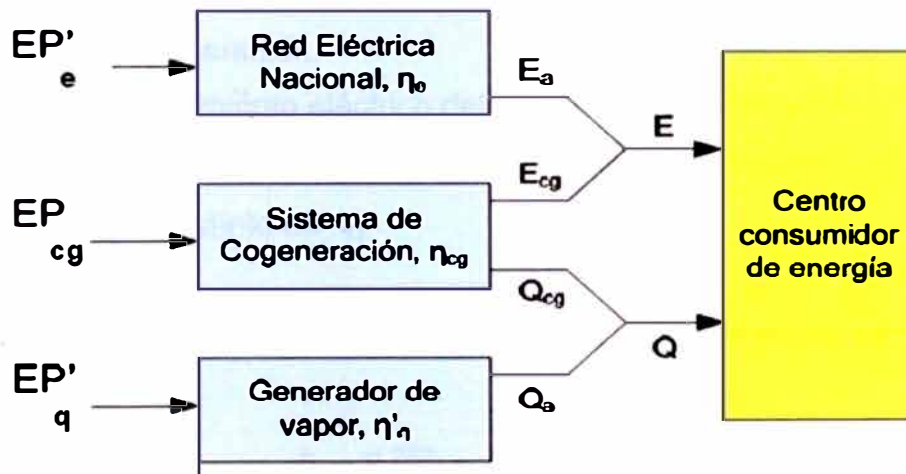
Figura N° 17. Flujo de energía de un sistema convencional.



Fuente: Cogeneración y electricidad. Jutglar I Banyeras.

En la figura N° 18, se presenta un diagrama ilustrativo del flujo de energía en un sistema con cogeneración de calor y electricidad, que cubre la misma demanda que el sistema convencional anterior sin excedentes de energía eléctrica ni térmica.

Figura N° 18. Flujo de energía en un sistema con cogeneración.



Fuente: Cogeneración y electricidad. Jutglar I Banyeras.

El consumo en energía primaria estará dado por la expresión:

$$EP_{ccg} = EP'_e + EP_{cg} + EP'_q = \frac{E_a}{\eta_e} + \frac{E_{cg}}{\eta_{cg}} + \frac{Q_a}{\eta'_q} \quad [9]$$

Siendo:

- Energía eléctrica de apoyo: $E_a = E - E_{cg}$; [10]

- Energía térmica de apoyo: $Q_a = Q - Q_{cg}$; [11]

- Eficiencia del sistema de cogeneración: $\eta_{cg} = \frac{E_{cg}}{EP_{cg}}$ [12]

Donde:

E_{cg} : Electricidad cogenerada.

Q_{cg} : Calor cogenerado.

- E_a : Electricidad de apoyo tomada de la red nacional.
- Q_a : Calor de apoyo de producción convencional.
- EP'_e : Consumo de energía primaria debido a la demanda de energía eléctrica del sistema con cogeneración.
- EP'_q : Consumo de energía primaria debido a la demanda de energía térmica del sistema con cogeneración.
- EP_{cg} : Consumo de energía primaria debido al equipo de cogeneración.
- η_{cg} : Rendimiento eléctrico del sistema de cogeneración.
- η'_q : Rendimiento del generador de calor convencional, que puede ser distinto de η_q .

El ahorro en energía primaria A_{ep} , debido a la cogeneración, será:

$$A_{ep} = EP_{scg} - EP_{ccg} \quad [13]$$

De donde se obtiene:

$$A_{ep} = EP_e + EP_q - (EP'_e + EP_{cg} + EP'_q) \quad [14]$$

Si se usan los conceptos de tasa de cobertura eléctrica y tasa de cobertura térmica, se tendrían las relaciones siguientes:

$$\text{Tasa de cobertura eléctrica.} \quad \Gamma_e = \frac{E_{cg}}{E} \quad [15]$$

$$\text{Tasa de cobertura térmica.} \quad \Gamma_q = \frac{Q_{cg}}{Q} \quad [16]$$

Suponiendo que el rendimiento térmico del generador de calor es igual en el sistema convencional y en el sistema con cogeneración ($\eta'_q = \eta_q$), puede escribirse el ahorro energético A_{ep} en función de la demanda de electricidad y los parámetros adimensionales anteriores.¹¹

$$A_{ep} = E \times \Gamma_e \times \left(\frac{1}{\eta_e} + \frac{R_{cg}}{\eta_q} - \frac{1}{\eta_{cg}} \right) \quad [17]$$

Donde la relación calor/electricidad del equipo de cogeneración, se representa por:

$$R_{cg} = \frac{Q_{cg}}{E_{cg}}, \quad [18]$$

De donde se deduce que para que haya ahorro energético, en energía primaria, sea cual fuere la demanda, basta que se cumpla la desigualdad:

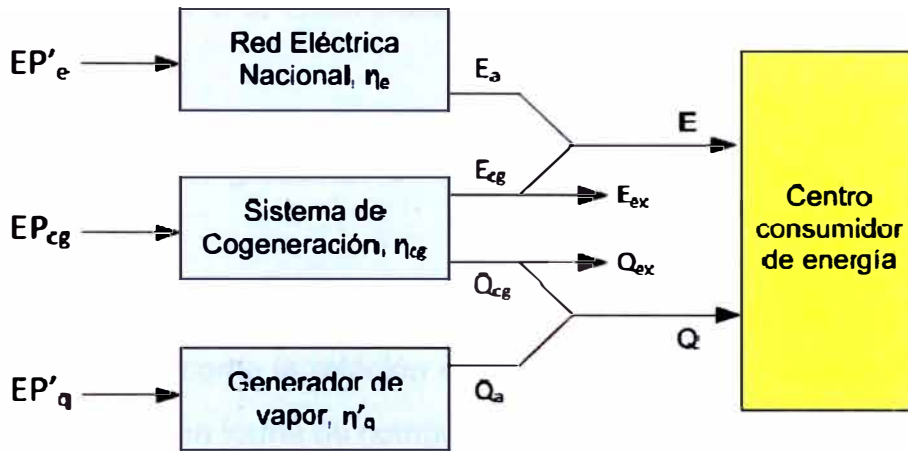
$$\frac{1}{\eta_{cg}} < \frac{1}{\eta_e} + \frac{R_{cg}}{\eta_q} \quad [19]$$

Para que estas formulas sean fiables deben calcularse para valores medios anuales o, si no es posible, para periodos de tiempo significativos.

4.6.1.2 Ahorro energético con excedente de energía cogenerada.

En la figura N°19, se presenta un diagrama ilustrativo del flujo de energía en un sistema con cogeneración con excedente de producción de energía cogenerada exportable, utilizándolos en otro sistema o disipándolos al medio ambiente.

Figura N° 19. Flujo de energía en un sistema de energía con producción de energía cogenerada.



Fuente: Cogeneración y electricidad. Jutglar I Banyeras.

El consumo de energía primaria se calcula igual que en el caso anterior, pero ahora se tendrá un ahorro extra de energía primaria A'_{ep} debido a la energía exportada:

$$A'_{ep} = \frac{E_{ex}}{\eta_e} + \frac{Q_{ex}}{\eta''_q} \quad [20]$$

Siendo:

$$E_{ex} = E_a + E_{cg} - E \quad [21]$$

Y:

$$Q_{ex} = Q_a + Q_{cg} - Q \quad [22]$$

Donde:

E_{ex} : Electricidad excedente.

Q_{ex} : Calor excedente.

η''_q : Rendimiento del sistema de generación de calor al cual se exporta el calor excedente.

El ahorro en energía primaria será mayor que antes ($A_{ep} + A'_{ep}$); si no se aprovechara el calor o la electricidad excedentes, los términos respectivos serían nulos.

4.6.1.3 Rendimiento global de un equipo de cogeneración.

Previamente se ha definido el rendimiento eléctrico del equipo de cogeneración (η_{cg}) como la relación entre la energía eléctrica generada y la energía consumida en forma de combustible. Si tenemos en cuenta la energía total proporcionada por el cogenerador, calor y electricidad, puede definirse un rendimiento global como:

$$\eta_{g_{cg}} = \frac{E_{cg} + Q_{cg}}{EP_{cg}} \quad [23]$$

Parámetro que nos da idea de la eficiencia del equipo.

Si tenemos en cuenta las definiciones de η_{cg} y R_{cg} , la expresión anterior puede escribirse como:

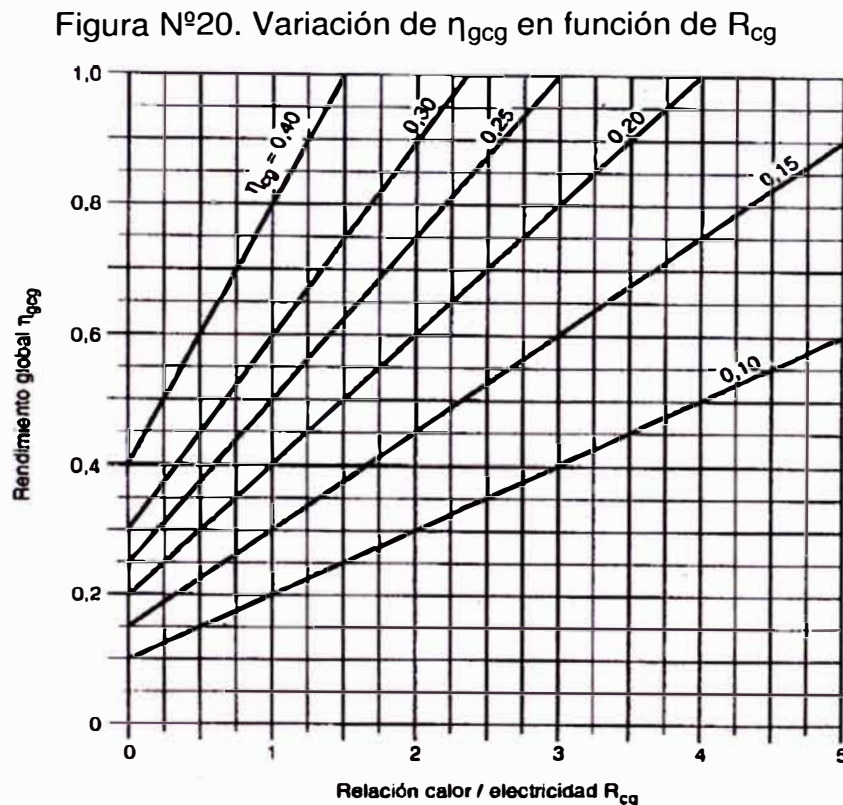
$$\eta_{g_{cg}} = \eta_{cg} (1 + R_{cg}) \quad [24]$$

La cual permite calcular la relación calor – electricidad máxima teórica de un equipo de cogeneración en función de su rendimiento eléctrico:

$$R_{máx} = \frac{1}{\eta_{cg}} - 1 \quad [25]$$

Que sería la correspondiente a un rendimiento global unidad; en la práctica este rendimiento se sitúa alrededor de 0,85.¹¹

En la Figura N°20 se representa la variación de η_{gcg} en función de R_{cg} para distintos valores de η_{cg} . Cuando una máquina trabaja fuera de sus condiciones nominales, su rendimiento eléctrico suele disminuir mientras aumenta su relación calor/electricidad y disminuye el rendimiento global.



Fuente: Cogeneración y electricidad. Jutglar I Banyeras.

4.6.2 Cálculo del ahorro económico.

De manera similar al cálculo del ahorro energético, se calcula el ahorro económico comparando los costos del sistema convencional con los del equivalente con cogeneración. Teniendo en cuenta que la cogeneración implica un gasto extra en la inversión, que deberá amortizarse con el ahorro, se obtendrá un tiempo de retorno de esta sobre inversión, que es uno de los datos más significativos al evaluar la aplicabilidad de la cogeneración a un sistema determinado.

4.6.2.1 Ahorro económico sin excedente de energía cogenerada.

El costo económico de la energía del sistema convencional (C_{sc}) estará dada por la expresión:

$$C_{sc} = E \times ve + Q \times vq \quad [26]$$

Donde:

ve Costo unitario de la electricidad comprada a la red (US\$/kWhe), dado por la tarifa eléctrica.

vq : Costo unitario de producción del calor útil (US\$/kW.ht).

Para calcular el costo con cogeneración se debe tener en cuenta los costos de la electricidad de apoyo, calor de apoyo, combustible de cogeneración y extra costo de mantenimiento debido a la existencia del sistema de cogeneración.

Entonces el costo económico de la energía del sistema de cogeneración (C_{cg}) será la suma de:

- Costo de la energía de apoyo $E_a \times ve' + Q_a \times vq'$ [27]

- Costo del combustible de CG $E_{cg} \times v_{cg}$ [28]

- Extra costo de mantenimiento $E_{cg} \times v_m$ [29]

Por lo tanto:

$$C_{cg} = E_a \times ve' + Q_a \times vq' + E_{cg} \times (v_{cg} + v_m) \quad [30]$$

Donde:

ve' : Costo unitario de la electricidad comprada a la red (US\$/kW.he), dado por la tarifa eléctrica y que puede ser igual

a v_e .

vq' : Costo unitario del calor útil (US\$/kW.ht), que puede ser igual a vq .

v_{cg} : Costo unitario del combustible de cogeneración (US\$/MW.ht).

vm : Extra costo de mantenimiento del cogenerador (US\$/MW.he).

El ahorro económico anual estará dado por la diferencia:

$$A_{eascg} = C_{sc} - C_{cg} \quad [31]$$

Si reemplazamos los costos del sistema convencional, C_{sc} , y con cogeneración, C_{cg} , por sus expresiones respectivas y, además, suponiendo que $vq = vq'$ y $v_e = v_e'$, el ahorro anual puede escribirse como:

$$A_{eascg} = E_{cg} (R_{cg} \cdot vq - v_{ex}) \quad [32]$$

Donde, v_{ex} representa el extra costo en la producción de electricidad mediante el cogenerador con respecto al costo de la electricidad comprada a la red y que está dada por:

$$v_{ex} = v_{cg} + vm - v_e \quad [33]$$

Dividiendo ambos miembros por la electricidad cogenerada se obtiene:

$$\frac{A_{ea}}{E_{cg}} = R_{cg} \cdot vq - v_{ex} \quad [34]$$

Donde A_{ea}/E_{cg} , representa el ahorro anual unitario referido a la unidad de energía eléctrica cogenerada, del cual podemos calcular el valor mínimo de la relación calor-electricidad:

$$R_{\min} = \frac{v_{ex}}{v_q} \quad [35]$$

Debajo de este valor, el ahorro sería negativo: en lugar de ganancias habrían pérdidas.

4.6.2.2 Cálculo del costo unitario de energía.

El costo del calor útil producido (US\$/kW.ht) por una caldera estará dado por la expresión:

$$v_q = \left(\frac{vc}{PCI} \right) \cdot (1 + exc) \cdot \left(\frac{1}{\eta_q} \right) \quad [36]$$

Donde:

- vc** : Costo del combustible (US\$/L).
- PCI** : Poder calorífico inferior del combustible (MJ/L).
- exc** : Extra costo debido a gastos de preparación y suministro de combustible

El valor de la energía consumida por el cogenerador, v_{cg} (US\$/MW.he) se calculará de forma similar pero sustituyendo el rendimiento de la caldera por el rendimiento eléctrico del equipo de cogeneración:

$$v_{cg} = \left(\frac{vc}{PCI} \right) \cdot (1 + exc) \cdot \left(\frac{1}{\eta_{cg}} \right) \quad [37]$$

4.6.2.3 Ahorro económico con excedentes de energía cogenerada.

El costo energético del sistema convencional (C_{sc}) se calculará de la misma forma que en el caso anterior, así como el costo energético del sistema con

cogeneración (C_{sc}), pero ahora se debe considerar los ingresos extras debidos a la venta de energía, que estarán dados de manera general por:

$$C_{ex} = E_{ex} \times ve'' + Q_{ex} \times vq'' \quad [38]$$

Donde:

ve'' : Precio de venta del excedente de electricidad.

vq'' : Precio de venta del excedente de calor.

El valor de ve'' , se determina de acuerdo al artículo N°6 del Reglamento de Cogeneración. Sobre la energía térmica, no está regulada la comercialización, por lo tanto, podemos considerar a vq'' como de valor cero. El valor de vq'' puede ser nulo e incluso, puede ser negativo si su eliminación implica un gasto.

Entonces, en el caso peruano, C_{ex} , sería:

$$C_{ex} = E_{ex} \times ve'' \quad [39]$$

El ahorro económico anual viene dado por:

$$A_{eaccg} = C_{sc} - C_{cg} + C_{ex} \quad [40]$$

4.6.3 Tiempo de retorno de la Inversión.

El tiempo que se demora en recuperar la inversión, también conocido como Pay – Back (PB), se define como la relación entre la inversión extra (I) ocasionada por el sistema de cogeneración con respecto al sistema convencional y el ahorro anual conseguido.

$$PB = \frac{I}{A_{ea}} \quad [41]$$

Si, con este supuesto, se define unas horas equivalentes de utilización del equipo de cogeneración H como el número de horas/año que debería estar funcionando, a la potencia eléctrica nominal N_{ecg} , para generar la energía cogenerada anual.

$$H = \frac{E_{cg}}{N_{ecg}} \quad [42]$$

El valor de la inversión será:

$$I = N_{ecg} \times v_i = \frac{E_{cg}}{H} \times v_i \quad [43]$$

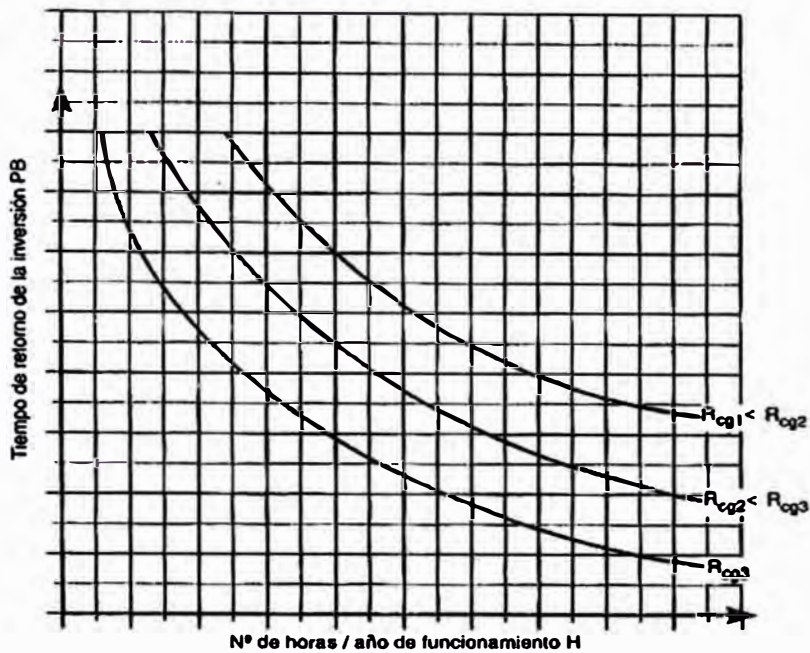
Donde, v_i es el valor unitario de la inversión en US\$/MW.he.

Volviendo a la expresión del ahorro anual, hallada en el cálculo anterior, se puede reescribir el tiempo de retorno como:

$$PB = \frac{v_i}{H \times (v_q - v_e) \times R_{cg}} \quad [44]$$

Esta relación indica como influyen los distintos parámetros sobre el retorno de capital invertido.

Figura N° 21. Variación de PB en función de las horas de funcionamiento.



Fuente: Cogeneración y electricidad. Jutglar I Banyeras.

El valor del PB, así definido, es útil puesto que se calcula muy fácilmente, requiere poca información y da un valor referencial y una interpretación inmediata que permite comparar diversas soluciones entre sí.

Sin embargo, tiene las desventajas siguientes:

- no aporta información sobre el comportamiento económico de la inversión una vez terminado el PB,
- no tiene en cuenta el valor del activo inmovilizado al final del proyecto,
- no refleja el efecto del tiempo sobre el valor del dinero,
- no tiene en cuenta las distintas tasas de inflación.

En conclusión, el valor del PB no es útil para evaluar correctamente una inversión a largo plazo.

En una instalación de cogeneración, dados los valores habituales de los parámetros de cálculo, siempre o casi siempre se obtiene un ahorro energético, pero no ocurre lo mismo con el ahorro económico puesto que depende del precio de la energía, el cual a su vez, depende de condicionamientos económicos, sociales y políticos, que nada o poco tienen que ver con las leyes físicas.

Incluso puede darse el caso de que una instalación viable económicamente no aporte ahorro energético alguno.

V. CRITERIOS DE COMPARACIÓN Y VIABILIDAD TECNICA DE IMPLEMENTACIÓN.

La implementación de un sistema de cogeneración siempre implica una inversión adicional en comparación con una instalación convencional, así como un costo de mantenimiento superior, lo cual plantea la posibilidad de que en algún caso no sea rentable desde el punto de vista económico e incluso que tampoco lo sea desde el punto de vista exclusivamente energético.

Al estudiar la viabilidad de un proyecto de cogeneración deben tenerse en cuenta distintas soluciones, la posibilidad de utilizar diferentes equipos y su dimensionado, así como distintos aspectos del problema que pueden agruparse en criterios de viabilidad técnica, económica y legal. El hecho de que una solución sea viable económicamente no implica que también lo sea desde un punto de vista legal o energético.

5.1 Rendimiento Global.

El rendimiento global de un equipo de cogeneración (η_{gCG}), es un dato que es muy relevante a la hora de decidir sobre la aplicación de un equipo u otro, pero no nos indica en que medida mejora el comportamiento de toda la instalación.

Para ello es mejor tomar en cuenta el rendimiento global de la instalación, con cogeneración y sin ella, considerando las tasas de cobertura eléctrica y térmica.

Suponiendo que el rendimiento del generador de calor (η_q) del sistema sin cogeneración es el mismo que con cogeneración y que no hay excedentes de electricidad, los rendimientos y el ahorro energético estarán dados por las ecuaciones que se deducen a continuación.

5.1.1 Relación entre tasas de cobertura.

Las características del equipo de cogeneración fijan la relación calor/electricidad de cogeneración:

$$Q_{cg} = R_{cg} \times E_{cg} \quad [45]$$

Y la relación entre el equipo y el sistema define las tasas de cobertura:

$$E_{cg} = E \times \Gamma_e \quad [46]$$

$$Q_{cg} = Q \times \Gamma_q \quad [47]$$

Expresiones que conducen a:

$$\Gamma_q = \Gamma_e \times \frac{R_{cg}}{R_{sc}} \quad [48]$$

5.1.2 Rendimiento global sin cogeneración.

El rendimiento global (η_{gscg}) del sistema sin cogeneración estará dado por el cociente entre la energía útil total demandada por el sistema y la energía primaria consumida:

$$\eta_{gscg} = \frac{E + Q}{EP_{scg}} \quad [49]$$

De donde, se obtiene la relación siguiente:

$$\eta_{gscg} = \frac{E \times (1 + R_{sc})}{EP} \quad [50]$$

De acuerdo a la definición de rendimiento de la red de producción y distribución de electricidad (η_e) y el rendimiento del generador de calor (η_q), la energía primaria consumida podrá escribirse:

$$EP_{scg} = \frac{E}{\eta_e} + \frac{Q}{\eta_q} \quad [51]$$

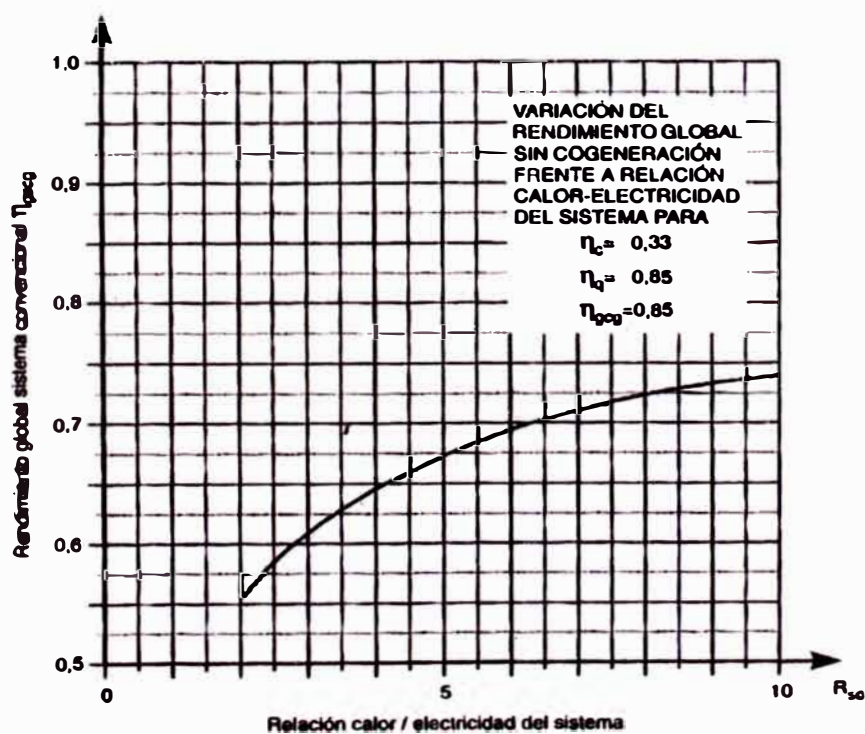
Reemplazando:

$$EP_{scg} = E \left(\frac{1}{\eta_e} + \frac{R_{sc}}{\eta_q} \right) \quad [52]$$

Con lo cual, el rendimiento global sin cogeneración será:

$$\eta_{gscg} = \frac{1 + R_{sc}}{\frac{1}{\eta_e} + \frac{R_{sc}}{\eta_q}} \quad [53]$$

Figura N°22. Variación de η_{gscg} en función de la relación R_{sc} .



Fuente: Cogeneración y electricidad. Jutglar I Banyeras.

5.1.3 Rendimiento global con cogeneración.

El rendimiento global (η_{gccg}) del sistema con cogeneración estará dado por el cociente entre la energía útil total demandada por el sistema y la energía primaria consumida en estas condiciones:

$$\eta_{gccg} = \frac{E + Q}{EP_{ccg}} \quad [54]$$

De la que se obtiene la relación siguiente:

$$\eta_{gccg} = \frac{E (1 + R_{sc})}{EP_{ccg}} \quad [55]$$

Teniendo en cuenta la definición de las tasas de cobertura y los distintos rendimientos, la energía primaria demandada por el sistema con cogeneración estará dada, si no hay excedentes de calor, por:

$$EP_{cg} = E \cdot \left(\frac{1 - \Gamma_e}{\eta_e} + \frac{\Gamma_e}{\eta_{gcg}} \right) + Q \cdot \left(\frac{1 - \Gamma_q}{\eta_q} + \frac{\Gamma_q}{\eta_{gcg}} \right) \quad [56]$$

Y si hay excedentes que se disipan al exterior:

$$EP_{cg} = E \cdot \left(\frac{1 - \Gamma_e}{\eta_e} + \frac{\Gamma_e}{\eta_{gcg}} \right) + Q \cdot \left(\frac{\Gamma_q - 1}{\eta_q} + \frac{\Gamma_q}{\eta_{gcg}} \right) \quad [57]$$

Así, el rendimiento global del sistema con cogeneración estará dado, sin excedentes térmicos, por la expresión:

$$\eta_{gscg} = \frac{1 + R_{sc}}{\frac{1 - \Gamma_e}{\eta_e} + \frac{\Gamma_e}{\eta_{gcg}} + R_{sc} \times \left(\frac{1 - \Gamma_q}{\eta_q} + \frac{\Gamma_q}{\eta_{gcg}} \right)} \quad [58]$$

Y con excedentes:

$$\eta_{g_{ccg}} = \frac{1 + R_{sc}}{\frac{1 - \Gamma_e}{\eta_e} + \frac{\Gamma_e}{\eta_{g_{cg}}} + R_{sc} \times \left(\frac{\Gamma_q - 1}{\eta_q} + \frac{\Gamma_q}{\eta_{g_{cg}}} \right)} \quad [59]$$

5.2 Viabilidad técnica.

Al estudiar la viabilidad técnica deben tenerse en cuenta los siguientes aspectos.

5.2.1 Ahorro Energético.

Es necesario que el sistema de cogeneración implique un ahorro energético importante: cuanto más, mejor, este ahorro se calcula a partir del balance de energía comparado el consumo del sistema con cogeneración y sin esta.

Para ello deberá disponerse de datos fiables y detallados sobre las curvas de demanda energética y, si el estudio se hace para una planta que ya está en funcionamiento, mejor si se extraen de mediciones experimentales. Sin embargo, debe tenerse en cuenta que el volumen de datos no sea tal que resulte inmanejable en un tiempo razonable.

Los balances energéticos finales y el cálculo del ahorro deben hacerse en energía primaria, que es la que nos interesa desde este punto de vista.

5.2.2 Sistema.

Al estudiar la fiabilidad del sistema debe tenerse en cuenta:

- Adaptabilidad del equipo de sistema de cogeneración al nivel térmico de la demanda de calor (temperaturas máximas y mínimas) y al fluido calorportante (agua, vapor, gases de escape, aire).

- Adaptabilidad del equipo del sistema de cogeneración a las características de las curvas de demanda de la instalación:
- Uniformidad de las curvas de demanda,
- Régimen de paros-arranques (frecuencia y duración),
- Sistemas de protección y control,
- Posibilidad de modular la potencia instalada en cogeneración.

Es importante saber como trabaja el equipo fuera de las condiciones nominales.

5.2.3. Combustibles.

- Si hay distintos combustibles, escoger el más idóneo, lo cual implica tener en cuenta si toda la instalación consume uno o más combustibles, la posibilidad de cambiar de combustible, accesibilidad a los distintos combustibles, etc.
- Extra costo de instalación y mantenimiento que implican algunos combustibles, como depósitos de almacenamiento, instalación de bombas o compresores, calor de acompañamiento de conducciones, limpieza y acondicionamiento de depósitos, obras e instalaciones para garantizar la seguridad de su almacenamiento y manejo, etc.
- Fiabilidad del suministro en cuanto a interrupciones circunstanciales a lo largo del año, duración y frecuencia y su continuidad a medio y largo plazo.

Debe tenerse en cuenta las limitaciones que afectan al espacio disponible (pueden ser un problema sobre todo en el sector terciario y en pequeñas instalaciones), necesidad de ejecutar obra civil, perturbación de la marcha normal mientras se instala en sistemas en funcionamiento, posibilidad de ruidos y vibraciones, evacuación de humos, etc.

5.2.4. Rendimiento Eléctrico Equivalente (REE).

Para calcular el Rendimiento Eléctrico Equivalente (REE) tal y como se define en el Reglamento de Cogeneración, se necesita conocer la energía eléctrica que se generará anualmente (E), el consumo anual de energía primaria (Q) y las unidades producidas de calor útil (V).

La recuperación térmica del calor extraído de los motores se realiza mediante la producción de vapor en la caldera de recuperación a partir de los gases de escape y mediante la producción de agua caliente a partir del agua de refrigeración de la camiseta del motor.

5.3 Viabilidad económica.

La viabilidad económica se basa en el conocimiento de parámetros económicos, como el Pay-Back (PB) ya mencionado anteriormente, la tasa de rendimiento interno de la inversión (TIR), el valor actual neto de la inversión (VAN) y otros.

El valor del PB en realidad sólo sirve para tener una idea aproximada de la bondad de la inversión y, sobre todo, para comparar una instalación con otra. No sirve para prever el tiempo real de recuperación de la inversión puesto que no se tienen en cuenta factores como la financiación de los préstamos necesarios para realizar la instalación, la tasa de inflación de los productos energéticos y mantenimiento, etc.

En un estudio riguroso hay que tener en cuenta que el escenario económico (precio del dinero, de los productos energéticos, del mantenimiento, tasas de inflación, etc.) puede variar con el tiempo y, si la inversión es importante, puede ser necesario estudiar la viabilidad económica para distintos escenarios, es decir, debe efectuarse un estudio económico de sensibilidad.

5.3.1 Pay-Back.

El tiempo de retorno simple de la inversión se define como el cociente entre la inversión y el ahorro anual. Un cálculo riguroso se hace a partir de los ahorros anuales, que pueden ser distintos para cada año, teniendo en cuenta los ingresos y gastos esperados. Sin embargo, podemos idealizar el problema para ver cómo es afectado el PB por los distintos parámetros técnicos y económicos de la instalación. Para ello suponemos que tanto la demanda como la producción de energía son uniformes para distintas condiciones de funcionamiento, que el precio de la electricidad comprada es el mismo tanto si se cogenera como si no y que el precio del combustible es independiente de su uso, caldera o equipo de cogeneración.

El tiempo de retorno de la inversión estará dado por la expresión:

$$PB = \frac{K1}{K2} \quad [60]$$

En la que $K1=vi/H$ y $K2$ depende de las condiciones de funcionamiento.

De acuerdo al Reglamento de Cogeneración, para los cogeneradores peruanos, se considera la existencia de excedentes eléctricos, los cuales deben ser suministrados a la red eléctrica nacional; para el costo de cogeneración se debe considerar la relación siguiente:

$$C_{cg} = E_{cg} \cdot (vcg + vm) + Q_a \cdot vq - E_{ex} \cdot vep \quad [61]$$

Donde vep es el precio de venta de la electricidad sobrante, cuyo valor se toma en cuenta a partir del reglamento de cogeneración. En este caso se llega a la expresión:

$$K2 = R_{cg} \cdot vq + (\Gamma_e - 1) \cdot (vep - ve) - vex \quad [62]$$

Es necesario resaltar, que en otras realidades, el reglamento de cogeneración, permite la comercialización de los excedentes térmicos y eléctricos, originando que el valor del Pay-Back y de los indicadores económicos sean más atractivos.

5.3.2 Valor actual neto de la inversión (VAN).

La suma de los ahorros netos anuales (conocido también como Flujo Neto: F_i), actualizados para el año cero, a lo largo de la duración del proyecto nos da el valor actual neto de la inversión (VAN) realizada.

El VAN proporciona más información que el Pay-Back, puesto que permite conocer los beneficios esperados a lo largo de la vida del proyecto. Si el tiempo de estudio no es muy dilatado y la tasa de actualización es realista, puede dar valores fiables y orientar sobre la financiación del proyecto.

$$VAN = -I + \sum_1^n \left(\frac{F_i}{(1+i)^t} \right) \quad [63]$$

5.3.3 Tasa interna de rentabilidad (TIR).

La TIR de la inversión es otro parámetro económico que se define como el tipo de interés, que hace que el VAN sea igual a cero para un año determinado.

Si se representa la variación del VAN frente a la duración del proyecto, se obtiene una gráfica en la que al principio su valor es negativo, debido a la inversión realizada, y luego va creciendo, a medida que se acumulan los beneficios, hasta que se hace positiva si la inversión es rentable.

Esta gráfica cortará al eje horizontal en un punto determinado, n , y para un valor de i también determinado; este valor de i será la tasa TIR para el año n .

$$VAN = -I + \sum_1^n \left(\frac{F_i}{(1+i)^t} \right) = 0 \quad [64]$$

VI. METODOLOGÍA.

6.1 Tipo y nivel de investigación.

6.1.1 Tipo de Investigación.

El desarrollo de la presente Tesis reúne las condiciones metodológicas de una investigación aplicada, en razón, de que se utilizaron conocimientos de Termodinámica, Mecánica de Fluidos, Máquinas Térmicas, Economía, Programación Digital, Simulación de procesos, etc.; con la finalidad de aplicarlas en el diseño del software básico en el entorno del MS Excel 2 007, para realizar el análisis de sensibilidad técnico económico de sistemas de cogeneración. También se ha tomado en cuenta para el desarrollo de la presente Tesis, los siguientes:

- **Búsqueda bibliográfica:** Mediante la búsqueda de información especializada con relación al título de la Tesis, información de experiencias exitosas realizadas en otros países sobre implementación de tecnologías de la cogeneración, simulación y análisis de sensibilidad en sistemas de cogeneración, etc.
- **Investigación Experimental:** Gran parte de la información descrita, se basa en las experiencias internacionales realizadas por otros profesionales, entidades y organizaciones dedicadas al desarrollo de proyectos de Cogeneración (IDEA, CONAE, CENERGIA, COGENE, RETS SCREEN, etc.),
- **Simulación Numérica:** Para el desarrollo de las fórmulas que permiten establecer los criterios termodinámicos de la tecnología de la cogeneración, así como los criterios de sensibilidad técnico económico para los estudios de pre factibilidad.

6.1.2 Nivel de Investigación.

De acuerdo a la naturaleza del estudio de la investigación, este trabajo reúne las características de un estudio descriptivo, explicativo y correlacionado.

6.2 Método de Análisis.

En una primera etapa, el presente proyecto de Tesis tiene por finalidad describir la Tecnología de la cogeneración tomando en cuenta la normas legales para la Implementación de sistemas de cogeneración en el Perú; posteriormente, realizar el análisis de pre factibilidad técnico económico para la instalación de un Sistema de cogeneración en una planta industrial del Sector Textil, luego, con los resultados parciales conseguidos, se hará un análisis de sensibilidad técnica y económica para observar las variaciones que existen en los resultados cuando los datos de entrada se modifican (precio del gas natural, precio de la tarifa eléctrica, precio del combustible convencional, etc.), hacer un análisis de ellas, realizar conclusiones parciales ante los resultados y tomar las decisiones correspondientes.

A partir de los datos suministrados por los responsables técnicos de un potencial centro consumidor y las condiciones de los consumos energéticos se pretende analizar:

1. La situación energética actual y la base de referencia para la instalación de una planta de cogeneración, de acuerdo a la legislación vigente.
2. Las condiciones particulares de la planta textil (centro consumidor), haciendo uso del mapa energético.
3. Las diversas alternativas de proceso y capacidad de posibles plantas de cogeneración (tecnologías alternativas) que satisfagan los requerimientos de energía de un potencial centro consumidor.
4. Hacer un análisis de sensibilidad técnica económica del sistema de cogeneración propuesto.

Ante la incertidumbre del marco legal para los cogeneradores en cuanto a políticas de incentivos, de las tarifas del gas, de los precios de los equipos que conforman un sistema de cogeneración; tarifas eléctricas de la electricidad vendida a la red, capacidad de planta, potencia eléctrica generada, desconexión o disminución de contrato del servicio eléctrico; el análisis de sensibilidad técnico o económico, es un método de cálculo que se utiliza para determinar como se comporta el sistema o parte de él, cuando una de las variables principales sufren modificaciones, y la influencia que tiene en los resultados finales.

Para el análisis de sensibilidad se desarrolla un software básico usando el entorno del MS Excel 2007, el cual nos permitirá evaluar diferentes alternativas de datos de entrada para obtener resultados parciales que podrían influir en la toma de decisiones.

Por las razones que se exponen en las limitaciones del proyecto de tesis, el autor fundamenta la toma de datos de la empresa textil "El Amazonas" S.A., ésta provee datos reales, los cuales se usan para el desarrollo del simulador básico.

VII. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE COGENERACIÓN.

7.1 Estudio de pre-factibilidad.

Si bien el objetivo final de todo proyecto de cogeneración se concreta en el montaje y la puesta en marcha de las instalaciones, es necesario establecer una serie de procedimientos que son imprescindibles para una buena definición del sistema.

El objetivo de esta parte del trabajo consistirá en establecer a partir de algunos datos suministrados por la empresa, la estimación de un sistema de cogeneración, obteniéndose unos valores aproximados de ahorros energéticos y económicos que se conseguirán, así como de determinar la inversión requerida.

Para efectuar este pre análisis, los datos requeridos son los siguientes:

- Tarifa eléctrica y potencia contratada.
- Consumo anual de energía.
- Consumo de electricidad máximo horario, mínimo y medio.
- Horas de funcionamiento por año.
- Consumo anual de combustible.
- Tipo de demanda térmica, producción anual de vapor y estado termodinámico, caudal de gases, etc.

En base a estos datos, se pueden establecer las posibles alternativas de los equipos considerando las potencias. Usando fórmulas termodinámicas, cálculos de balances de masa y energía, se pueden determinar la energía anual autoproducida y el nuevo consumo anual de combustible.

A partir de los costos de combustible y de mantenimiento de los nuevos equipos se calcula el ahorro neto anual. También se debe realizar una

valorización aproximada de la inversión requerida, para ello se puede tomar convenientemente valores más representativos para los equipos del mercado. Conocida así la inversión se hará un análisis económico elemental determinándose el tiempo de retorno de la inversión.

A pesar de que estos resultados obtenidos sólo son algunos valores indicativos, sirven para conocer si el proyecto de cogeneración es factible.

7.1.1 Aplicación de un estudio pre - factibilidad.

En esta parte de la tesis, se presenta un estudio de pre-factibilidad con el fin de mostrar los cálculos indicados en el capítulo anterior y que sirvan de orientación para un posible análisis de una propuesta de cogeneración en la industria.

Para ello se muestra la información de una empresa del sector textil que se dedica a la fabricación de hilos e hilados de algodón o sintéticos, teñidos y/o mercerizados.

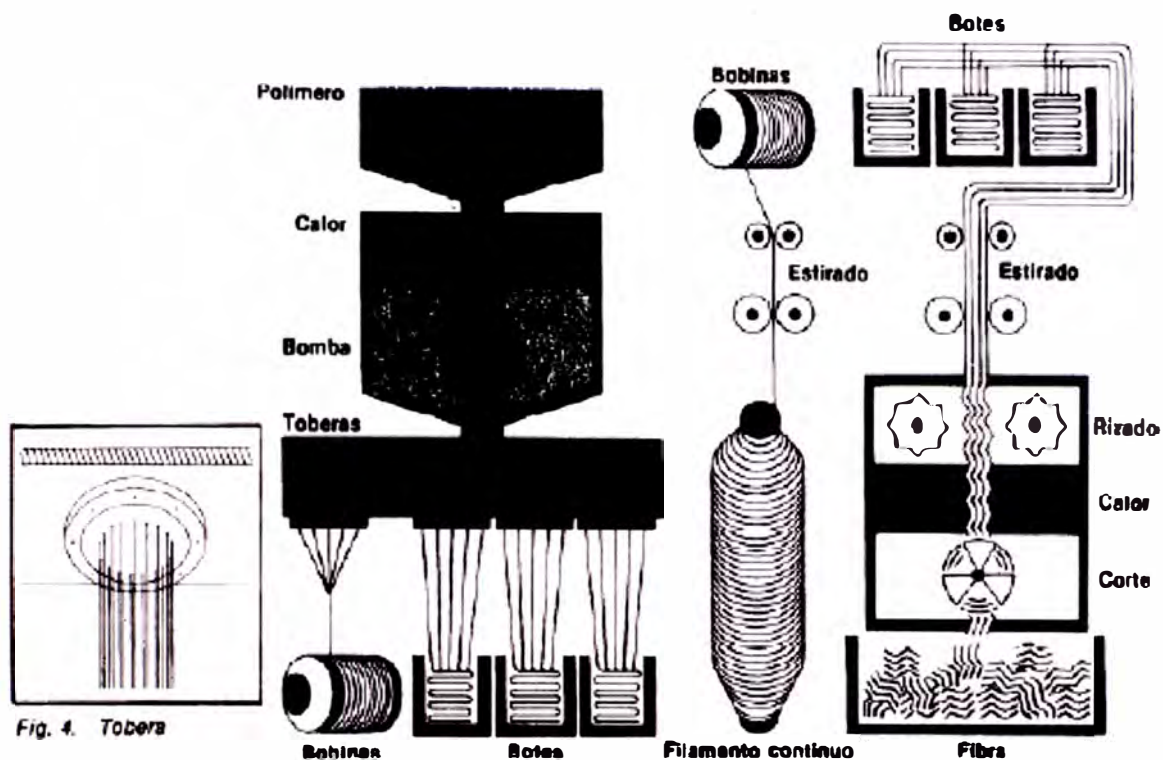
La planta industrial de textil “**El Amazonas**” S.A. localizada en la Av. Argentina 1 440, ciudad de Lima, se encuentra situada a una altura sobre el nivel del mar de 110 metros y se dedica a la producción de Hilos e Hilados de algodón o sintéticos, teñidos y/o mercerizados.

Tabla N°5. Características climatológicas del lugar.

Altitud (m.)	110
Temperatura (°C)	
• Máxima	30
• Mínima	15
• Promedio	22
Humedad relativa (%)	94
Presión atmosférica (bar)	1

Fuente: Estación Meteorológica Lima.

Figura N°24. Esquema de procesamiento del polyester.



Fuente: Departamento de producción de la planta textil "El Amazonas".

Antecedentes

• Consumo energético de la planta.

La empresa Textil compra la energía eléctrica a Edelnor S.A., de acuerdo a las características siguientes:

- Tarifa contratada: Libre.
- Potencia en hora punta: 1 900 kW.
- Potencia en hora fuera de punta: 1 900 kW.
- N° de Suministro: 0070327.

Tomando en cuenta los consumos del año 2 005 (año base), la máxima demanda eléctrica (diciembre, 2 005) en horas fuera de punta es de 2 011,2

kW (204 081,6 kW.h/mes), y en horas punta de 1 792,8 kW (918 683,4 kW.h/mes) teniendo un consumo total de 1 122 765 kW.h /mes.

El vapor para procesos lo suministra un caldero MANSER de 100 BHP que tiene un quemador dual (petróleo residual, gas natural), de las siguientes características:

- Combustible: Petróleo Residual N°6 (PCI 143 150 BTU/gal; 39,84 MJ/L).
- Temperatura de agua de alimentación: 60°C.
- Producción de vapor saturado: a 7,93 bar (115 psi).

Para el mismo período (diciembre, 2 005) la máxima demanda de vapor es de 1,73 t/h con una potencia térmica de 1 212,8 kW.t /mes, consumiendo 24 533 galones/mes.

La empresa opera 345 días al año, 8 280 horas/año, de los cuales se reduce su capacidad de producción al 60% los fines de semana y los días festivos.

• **Recopilación de información.**

Se ha obtenido información de los consumos mensuales de energía eléctrica, la producción de potencia térmica, así como el consumo de combustible mensual necesario para la generación de vapor en la planta, correspondientes a los años 2 004, 2 005 y 2 006.

En el anexo II, se muestran los consumos de energía eléctrica y sus costos.

En el anexo III, se muestran los consumos de combustible y sus costos.

De la tabla mostrada en el anexo, se tiene los datos siguientes:

- Consumo anual de Energía Térmica: $Q = 12\,020\,984,6 \text{ kW.ht.}$
- Consumo anual de Energía Eléctrica: $E = 12\,640\,067,4 \text{ kW.he.}$
- Demanda de electricidad máxima: $E_{\text{máx}} = 2\,011,2 \frac{\text{kW.he}}{\text{mes}}$
- Demanda de energía térmica máxima: $Q_{\text{máx}} = 1\,674,1 \frac{\text{kW.ht}}{\text{mes}}$
- Horas de funcionamiento, sin cogeneración: 8 280 horas/año.
- Horas de funcionamiento, con cogeneración: 7 866 horas/año.
- El calor suministrado es a una temperatura media, alrededor de 70°C, esto sugiere el uso de un MCI.

7.1.2 Algoritmo de cálculos.

1. Datos de entrada

- Consumo anual de energía térmica (kW.ht).
- Consumo anual de energía eléctrica (kW.he).
- Demanda máxima térmica a cubrir con el sistema ($\frac{\text{kW.ht}}{\text{mes}}$).
- Demanda máxima eléctrica a cubrir con el sistema ($\frac{\text{kW.he}}{\text{mes}}$).

2. Cálculo de la relación calor/electricidad para la selección de tecnología.

$$R = \frac{Q}{E} \quad [1]$$

3. Realizar un análisis energético del centro consumidor, haciendo uso del mapa energético.

4. Cálculo del ahorro de energía primaria; sin excedente de energía generada: A_{ep}

4.1. Consumo de energía primaria en un sistema convencional, sin cogeneración: EP_{scg}

$$EP_{scg} = EP_e + EP_q = \frac{E}{\eta_e} + \frac{Q}{\eta_q} \quad [2]$$

4.2. Consumo de energía primaria en un sistema con cogeneración, sin excedente de energía: EP_{ccg}

$$EP_{ccg} = EP'_e + EP_{cg} + EP'_q \quad [3]$$

Reemplazando cada término:

$$EP_{ccg} = \frac{E_a}{\eta_e} + \frac{E_{cg}}{\eta_{cg}} + \frac{Q_a}{\eta'_q} \quad [3.1]$$

Donde:

$$E_{cg} = \Gamma_e \cdot E \quad [3.1.1]$$

$$Q_{cg} = R_{cg} \cdot E_{cg} \quad [3.1.2]$$

$$E_a = E - E_{cg} \quad [3.1.3]$$

$$Q_a = Q - Q_{cg} \quad [3.1.4]$$

$$\eta_{cg} = \frac{EE_{MCI}}{V_{comb} \cdot PCI \cdot \frac{1}{860}} \quad [3.1.5]$$

4.3. Ahorro de energía primaria: A_{ep} usando (2) y (3).

$$A_{ep} = EP_{scg} - EP_{ccg} \quad [4]$$

Considerando la demanda de electricidad y la tasa de cobertura eléctrica T_e , el ahorro de energía primaria se calcula mediante:

$$A_{ep} = E \cdot T_e \cdot \left(\frac{1}{\eta_e} + \frac{R_{cg}}{\eta_q} - \frac{1}{\eta_{cg}} \right) \quad [5]$$

4.4. Cálculo del ahorro de energía primaria con excedente de energía cogenerada: A'_{ep}

Existe excedente de energía eléctrica (exportable a la red) y de energía térmica.

$$EP_{ccgex} = \frac{E_{ex}}{\eta_e} + \frac{Q_{ex}}{\eta''_q} \quad [6]$$

Donde:

E_x : Electricidad excedente.

$$E_{ex} = EE_{scg} - E \quad [6.1]$$

EE_{scg} : Electricidad proporcionada por el sistema de cogeneración.

$$EE_{scg} = EE_{MCI} \cdot H \quad [6.2]$$

Q_{ex} : Calor excedente (no tiene valor económico según el Reglamento de Cogeneración).

Se asume: $Q_{ex} = 0$

$$\therefore A'_{ep} = EP_{scg} - EP_{ccg} + EP_{ccgex} \quad [7]$$

4.5. Rendimiento global de un equipo de cogeneración: η_{gcg}

$$\eta_{gcg} = \frac{E_{cg} + Q_{cg}}{EP_{cg}} \quad [8]$$

Donde:

$$EP_{cg} = \frac{E_{cg}}{\eta_{cg}} \quad [8.1]$$

5. Cálculo del ahorro económico.

5.1. Costo económico de la energía del sistema convencional, C_{sc}

$$C_{sc} = E \cdot ve + Q \cdot vq \quad [9]$$

Donde:

ve: Costo de electricidad comprada a la red.

vq: Costo unitario de producción del calor útil.

5.1.1. Cálculo del costo unitario de energía.

5.1.1.1. Calor útil producido por una caldera: vq

$$vq = \frac{vc}{PCI} \cdot (1 + exc) \cdot \frac{1}{\eta_q} \quad [10]$$

Donde:

vc: Costo del combustible (US\$/L).

PCI: Poder calorífico del combustible (MJ/L).

exc: Extra costo de mantenimiento.

5.1.1.2. Costo de la energía consumida por el cogenerador: vcg

$$vcg = \frac{vc}{PCI} \cdot (1 + exc) \cdot \frac{1}{\eta_{cg}} \quad [11]$$

5.2. Costo económico del sistema de cogeneración: C_{cg}

$$C_{cg} = E_a \cdot ve' + Q_a \cdot vq' + E_{cg} (vcg + vm) \quad [12]$$

5.3. Ahorro económico anual, del sistema sin excedente de energía: A_{eascg}

$$A_{eascg} = C_{scg} - C_{ccg} \quad [13]$$

5.4. Ahorro económico anual, del sistema con excedente de energía cogenerada: A_{eaccg}

$$A_{eaccg} = C_{sc} - C_{cg} + C_{ex} \quad [14]$$

Donde:

$$C_{ex} = E_{ex} \cdot ve'' + Q_{ex} \cdot vq'' \quad [14.1]$$

6. Tiempo de retorno de la inversión: PB

$$PB = \frac{I}{A_{ea}} \quad [15]$$

Considerando:

$$H = \frac{E_{cg}}{N_{ecg}} \quad [16]$$

$$I = N_{ecg} \cdot vi \quad [17]$$

Donde:

E_{cg} : Electricidad cogenerada.

N_{cg} : Potencia eléctrica nominal.

vi : Valor unitario de la inversión (US\$/MW.he).

También:

$$PB = \frac{vi}{H \cdot R_{cg} \cdot (vq - vex)} \quad [18]$$

Donde:

$$vex = vcg + vm - ve \quad [19]$$

7. Rendimiento global.

Como:

Q_{eg} : Calor producido por el sistema con cogeneración.

$$Q_{cg} = R_{cg} \cdot E_{cg} \quad [20]$$

También:

$$E_{cg} = E \cdot T_e \quad [21]$$

$$Q_{cg} = Q \cdot T_q \quad [22]$$

De donde se obtiene:

$$T_q = T_e \cdot \frac{R_{cg}}{R_{sc}} \quad [23]$$

En la que:

$$R_{scg} = \frac{Q}{E} \quad [24]$$

7.1. Rendimiento global sin cogeneración: η_{gscg}

$$\eta_{gscg} = \frac{E + Q}{EP_{scg}} \quad [25]$$

Reemplazando (24) y $EP_{scg} = EP$

$$\eta_{gscg} = \frac{E \cdot (1 + R_{sc})}{EP_{scg}} \quad [26]$$

De (2):

$$EP_{scg} = \frac{E}{\eta_e} + \frac{Q}{\eta_q} \quad [26.1]$$

Ordenando se obtiene:

$$EP_{scg} = E \left(\frac{1}{\eta_e} + \frac{\frac{Q}{E}}{\eta_q} \right) = E \left(\frac{1}{\eta_e} + \frac{R_{sc}}{\eta_q} \right) \quad [27]$$

En (26):

$$\eta_{gscg} = \frac{1 + R_{sc}}{\frac{1}{\eta_e} + \frac{R_{sc}}{\eta_q}} \quad [28]$$

7.2. Rendimiento global con cogeneración: η_{gccg}

$$\eta_{gccg} = \frac{E + Q}{EP_{ccg}} = \frac{E(1 + R_{sc})}{EP_{ccg}} \quad [29]$$

Considerando la tasa de cobertura y los distintos rendimientos, para el cálculo de la energía primaria consumida por el sistema de cogeneración EP_{ccg} , se tiene en cuenta los casos siguientes:

- Sin excedentes de calor:

$$EP_{cg} = E \cdot \left(\frac{1-\Gamma_e}{\eta_e} + \frac{\Gamma_e}{\eta_{gcg}} \right) + Q \cdot \left(\frac{1-\Gamma_q}{\eta_q} + \frac{\Gamma_q}{\eta_{gcg}} \right) \quad [30]$$

- Con excedentes de calor:

$$EP_{cg} = E \cdot \left(\frac{1-\Gamma_e}{\eta_e} + \frac{\Gamma_e}{\eta_{gcg}} \right) + Q \cdot \left(\frac{\Gamma_q - 1}{\eta_q} + \frac{\Gamma_q}{\eta_{gcg}} \right) \quad [31]$$

Reemplazando (30) y (31), en (29), se tienen:

7.2.1. Rendimiento global con cogeneración, sin excedentes térmicos:

$$\eta_{gccg} = \frac{1 + R_{sc}}{\frac{1-\Gamma_e}{\eta_e} + \frac{\Gamma_e}{\eta_{gcg}} + R_{sc} \cdot \left(\frac{1-\Gamma_q}{\eta_q} + \frac{\Gamma_q}{\eta_{gcg}} \right)} \quad [32]$$

7.2.2. Rendimiento global con cogeneración, con excedentes térmicos:

$$\eta_{gccg} = \frac{1 + R_{sc}}{\frac{1-\Gamma_e}{\eta_e} + \frac{\Gamma_e}{\eta_{gcg}} + R_{sc} \cdot \left(\frac{\Gamma_q - 1}{\eta_q} + \frac{\Gamma_q}{\eta_{gcg}} \right)} \quad [33]$$

8. Cálculo del Rendimiento Eléctrico Equivalente (REE) y Calor Útil (C).

8.1. Producción de agua caliente.

Usando:

$$E_T = m_V \cdot C_p \cdot \Delta_T \quad [34]$$

8.2. Producción de vapor.

Considerando la energía térmica recuperada (ET) y las horas de funcionamiento de cogeneración, se calcula la recuperación de energía del agua caliente (V_1) y del vapor (V_2) mediante la relación siguiente:

$$V = ET \cdot H \quad [35]$$

El consumo anual de energía primaria (Q), se calcula como el producto de las horas de funcionamiento de la cogeneración y la energía del combustible (gas natural) consumida por el interior del sistema de cogeneración:

$$Q = H \times \text{Consumo de gas natural (MJ/año)} \quad [36]$$

8.3. La energía eléctrica generada anualmente (E).

Se calcula como el producto de las horas de funcionamiento de la cogeneración y la potencia eléctrica generada por el MCI del sistema.

$$E = H \cdot EE_{MCI} \quad [37]$$

El Rendimiento Eléctrico Equivalente (REE), se calcula usando las ecuaciones (35), (36) y (37).

8.4. Cálculo del Calor Útil (C).

De acuerdo al Reglamento de Cogeneración, el valor de C, se calcula usando la relación: $C = \frac{E}{V}$

Donde:

E = Energía eléctrica generada en bornes del alternador, expresada en MW.h.

V = Calor útil, expresada en MW.ht.

9. Viabilidad económica.

Se basa en el conocimiento de los parámetros económicos siguientes: periodo de recuperación (PB), el valor actual neto de la inversión (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR).

9.1. Pay Back.

De la ecuación (18):

$$PB = \frac{vi}{H \cdot R_{cg} \cdot (vq - vex)} = \frac{K_1}{K_2} \quad [38]$$

Donde: $K_1 = \frac{vi}{H}$, K_2 dependen de las condiciones de funcionamiento y:

$$K_2 = R_{cg} (vq - vex) \quad [39]$$

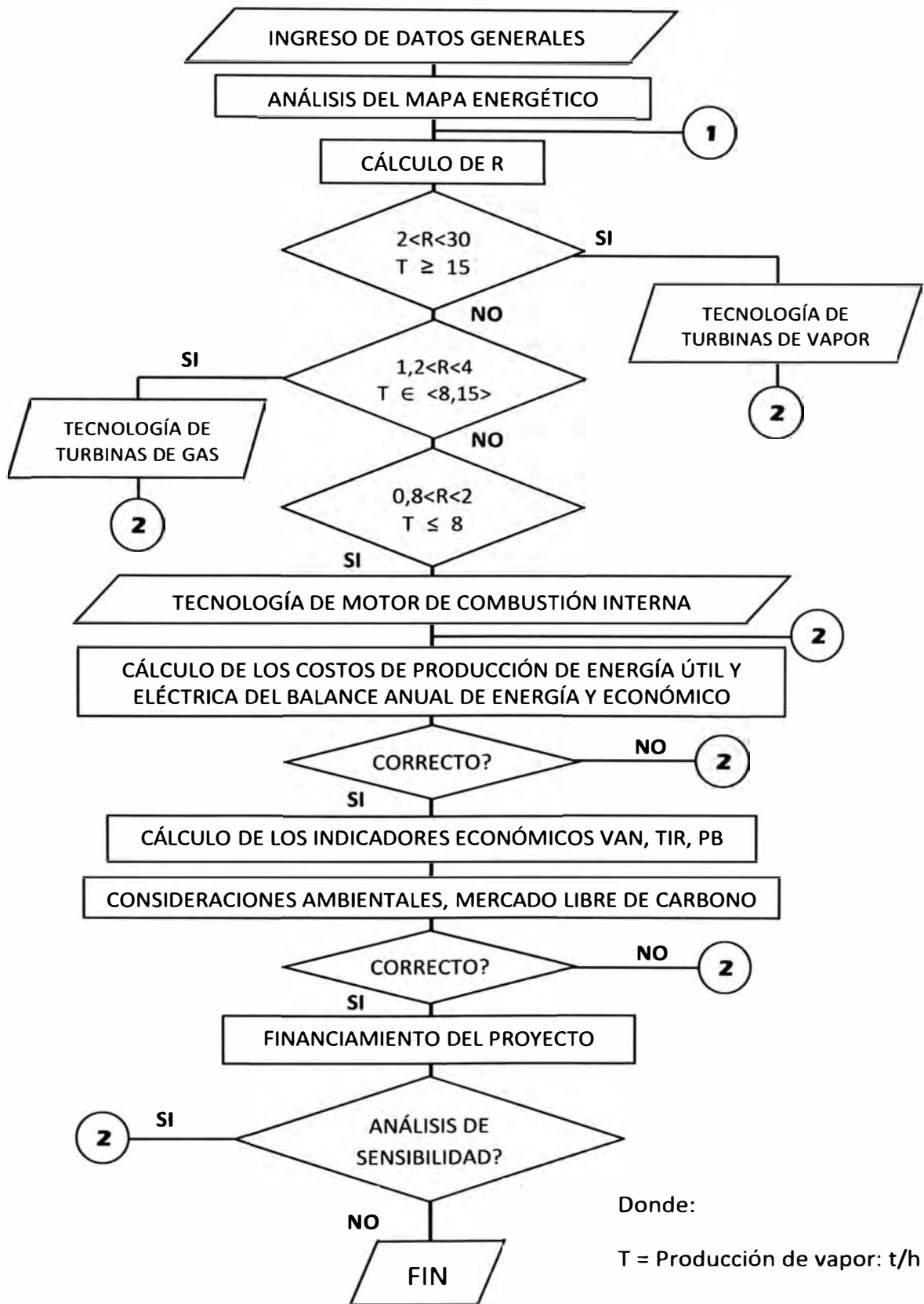
Considerando la producción de excedentes eléctricos, el costo de cogeneración es:

$$C_{cg} = E_{cg} \cdot (vcg + vm) + Q_a \cdot vq - E_{ex} \cdot vep \quad [40]$$

Reemplazando en (35):

$$K_2 = R_{cg} \cdot vq + (\Gamma_e - 1) \cdot (vep - ve) - vex \quad [41]$$

7.1.2.1 Diagrama de flujo.



7.2 Análisis de sensibilidad.

Se deberá analizar la variación de los parámetros de rentabilidad frente a variaciones en:

- Política de inversiones.
- Precio del combustible.
- Precio de la energía eléctrica.
- Condiciones y criterios del funcionamiento del centro consumidor que adopte un sistema de cogeneración.
- Demanda de los sistemas de cogeneración por parte de los industriales.

7.2.1 Análisis de Sensibilidad Técnica.

Si las demandas máximas de electricidad y energía térmica, se incrementan, por ejemplo, en un 10% (2 212,32 kW.he) y 15% (1 925,22 kWt) respectivamente; el sistema de cogeneración seguiría utilizándose, pero el ahorro económico no tendría variación, es decir, seguiría siendo 725 057,76 US\$/año.

7.2.2 Análisis de sensibilidad Económica.

Para las mismas condiciones de demandas máximas de electricidad y energía térmica, si el precio del combustible convencional (PR6) varía en un 15% (1,632 US\$/gal), el ahorro económico sería de 736 982,57 US\$/año, éste ahorro sería mayor que en el caso anterior.

Si el precio disminuyese en un 10% (1,28 US\$/gal), el ahorro económico sería de 637 041,26 US\$/año, sin embargo, el tiempo de recuperación sería de 4,71 años, es decir, demoraría mayor tiempo en recuperarse la inversión.

VIII. RESULTADOS Y PROYECCIONES.

8.1 Análisis de la producción de Electricidad.

Si las condiciones de exportación del excedente de energía eléctrica fuese favorable hacia los cogeneradores mediante políticas de incentivos y tarifa del gas natural diferenciada; el suministro de energía hacia el sistema eléctrico interconectado nacional (SEIN) sería mayor, favoreciendo la diversificación de la matriz energética en la producción de electricidad.

Si varios industriales implementarían sistemas de cogeneración, sería recomendable que el suministro de gas sea ininterrumpido y a una presión constante para favorecer la operatividad del sistema.

8.2 Análisis de la producción de Energía Térmica.

En la legislación actual no está normada la venta de energía térmica, como ocurre en los países en los que la tecnología de la cogeneración se ha desarrollado rápidamente; si hubiese la posibilidad de exportar la energía térmica, el ahorro económico anual sería mucho mayor.

8.3 Variantes en el análisis de sensibilidad.

1. Costo de la electricidad de socorro: Costo E_a

$$E_a = E - E_{cg}$$

$$E_{cg} = \Gamma_e \times E$$

Por lo tanto: $E_a = E (1 - \Gamma_e)$

$$\text{Costo } E_a = E_a \times v_e$$

$E =$	12 640,07	MW.h/año
$\Gamma_e =$	0,75	
$E_a =$	3 160,02	MW.he/año

Variación de v_e :

	Optimista	Actual	Pesimista
v_e (US\$/MW.he)	75	80	85
Costo E_a (US\$/año)	237 001,31	252 801,40	268 601,49

Interpretación: Si el precio de la electricidad, que el cogenerador comprase a las empresas comercializadoras de energía eléctrica se incrementa en 5 unidades, el costo de adquisición de la energía eléctrica de apoyo, se incrementa en 5,88%; es conveniente para el cogenerador que el precio de la electricidad disminuyese.

Variación de Γ_e y v_e :

	Optimista	Actual	Pesimista
Γ_e	0,70	0,75	0,80
v_e (US\$/MW.he)	75	80	85
Costo E_a (US\$/año)	284 401,56	252 801,40	214 881,19

Interpretación: Si la tasa de cobertura eléctrica y el costo de la electricidad disminuyen, el costo de la energía eléctrica de apoyo sería mayor, siendo desfavorable esta situación para el cogenerador.

2. Ahorro de energía primaria: A_{ep}

$$A_{ep} = E \times T_e \times \left(\frac{1}{\eta_e} + \frac{R_{cg}}{\eta_q} - \frac{1}{\eta_{cg}} \right)$$

$$\begin{aligned}
 E &= 12\,640,07 \text{ MW.he/año} \\
 \eta_e &= 0,35 \\
 \Gamma_e &= 0,75 \\
 \eta_q &= 0,85 \\
 \eta_{cg} &= 0,4258 \\
 R_{cg} &= 1,0172
 \end{aligned}$$

Variación de Γ_e :

	Optimista	Actual	Pesimista
Γ_e	0,70	0,75	0,80
A_{ep} (MW.he/año)	15 088,83	16 166,60	17 244,38
tep/año	1 306,70	1 400,03	1 493,36

Interpretación: El ahorro de energía primaria es directamente proporcional a la tasa de cobertura eléctrica, si ésta disminuye el ahorro de energía primaria sería menor, en cambio si la tasa de cobertura eléctrica fuese mayor, el ahorro de energía primaria sería mayor, esta situación es beneficiosa para el país.

3. Influencia de la calidad de los equipos

$$A_{ep} = E \cdot T_e \cdot \left(\frac{1}{\eta_e} + \frac{R_{cg}}{\eta_q} - \frac{1}{\eta_{cg}} \right)$$

$$\begin{aligned}
 E &= 12\,640,07 \text{ MW.he/año} \\
 \eta_q &= 0,85 \\
 \eta_e &= 0,35 \\
 \Gamma_e &= 0,75
 \end{aligned}$$

	Pesimista	Actual	Optimista
R_{cg}	0,9	1,0172	1,03
η_{cg}	0,41	0,4258	0,43
A_{ep} (MW.he/año)	14 001,49	16 166,60	16 526,82

Interpretación: La calidad del equipo influye notoriamente en el ahorro de energía primaria, si los valores de la relación calor/electricidad y la eficiencia

del sistema de cogeneración disminuyen; el ahorro de energía primaria disminuye drásticamente; esto repercute en la economía del cogenerador.

4. En equipos de segundo uso:

$$A_{cp} = E \times T_c \times \left(\frac{1}{\eta_e} + \frac{R_{cg}}{\eta_q} - \frac{1}{\eta_{cq}} \right)$$

$$\begin{aligned} \eta_e &= 0,35 \\ \eta_q &= 0,85 \\ E &= 12\,640,07 \text{ MW.he/año} \\ \Gamma_e &= 0,75 \end{aligned}$$

	Optimista	Actual	Pesimista
	80%	90%	100%
η_{cg}	0,3406	0,3832	0,4258
R_{cg}	1,0172	1,0172	1,0172
A_{ep} (MW.he/año)	10 597,31	13 691,52	16 166,60

Interpretación: Actualmente, en el mercado internacional no existe disponibilidad de equipos nuevos; un sistema de cogeneración de segundo uso, con una reducción de sus características eléctricas, disminuye el ahorro de energía primaria, entonces no sería recomendable adaptar equipos de cogeneración en la industria.

5. Ahorro económico sin excedente de energía cogenerada

5.1. Sistema convencional.

$$C_{sc} = E \times v_e + Q \times v_q$$

$$\begin{aligned} E &= 12\,640,07 \text{ MW.he/año} \\ Q &= 12\,020,98 \text{ MW.he/año} \end{aligned}$$

	Optimista	Actual	Pesimista
ve (US\$/MW.he)	75	80	85
vq (US\$/MW.ht)	43	46,86	50
C_{sc} (US\$/año)	1 464 907,40	1 574 508,72	1 675 454,95

Interpretación: Para el cogenerador que no tiene energía cogenerada, es desfavorable que el precio de los energéticos sean mayores, esto le produce mayor costo en la generación de energía.

5.2. Sistema con cogeneración.

$$C_{cg} = E_a \times ve' + Q_a \times vq' + E_{cg} (vcg + vm)$$

Al industrial le conviene cogenerar, mientras más altos sean los precios de los energéticos, la implementación de un sistema de cogeneración le proporciona mayor ahorro económico.

$$\begin{aligned} E_a &= 3\,160,02 \text{ MW.he/año} \\ Q_a &= 2\,377,87 \text{ MW.ht/año} \\ E_{cg} &= 9\,480,05 \text{ MW.he} \\ ve' &= ve = 80 \text{ US$/MW.he} \\ vq' &= vq = 46,86 \text{ US$/MW.he} \\ vm &= 73,32 \text{ US$/MW.he} \end{aligned}$$

	Pesimista	Actual	Optimista
ve'	85	80	75
ve	85	80	75
vq'	50	46,86	43
vq	50	46,86	43
vcg	17,45	18,37	19,29
C_{cg}	1 247 999,34	1 233 549,17	1 217 197,34
A_e	427 451,66	340 955,83	247 706,66

Interpretación: Para el cogenerador es favorable que el precio de los energéticos sean mayores, esta situación le produce mayor ahorro económico en la generación de energía.

6. Ahorro económico anual, del sistema con excedente de energía cogenerada: A_{eaccg}

Usando:

$$A_{eaccg} = C_{sc} - C_{eg} + C_{ex}$$

Donde:

$$C_{ex} = E_{ex} \times ve''$$

Como:

$E_{ex} = 6\,159,67$ MW.h/año, funcionando constantemente.

	Pesimista	Actual	Optimista
ve'' (US\$/MW.he)	55	60	65
C_{ex} (US\$/año)	338 781,85	369 580,20	400 378,55
A_{eaccg} (US\$/año)	766 233,51	710 536,03	648 085,21

Interpretación: En las condiciones actuales si el precio de la electricidad vendida a la red fuese mayor, el ingreso por exportar energía eléctrica a la red eléctrica sería mayor, esto sugiere mayor ahorro económico anual en un sistema de cogeneración con excedente de energía cogenerada, sin embargo influyen fuertemente las cantidades de la energía eléctrica y térmica de apoyo para calcular el ahorro económico anual.

CONCLUSIONES.

- El valor del Rendimiento Eléctrico Equivalente (REE) es mayor que 0,55 y la relación calor útil es próxima a 0,87; la solución propuesta para la fábrica textil cumple con el requisito fijado en el Reglamento Nacional de Cogeneración, para su reconocimiento como cogenerador con motor de gas natural, por parte del Comité de Operación Económica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (COES).
- La exportación de la electricidad cogenerada disminuiría el periodo de recuperación de la inversión frente a una industria que no tiene excedentes de energía, esto se muestra en la tabla del VAN y del TIR.
- En la actualidad, en el mercado internacional no hay disponibilidad de equipos de cogeneración, si un industrial adapta un sistema ya usado, el ahorro económico que se produce sería menor que en el caso de instalar un equipo nuevo, los cálculos se muestran en la variación del análisis.
- El costo de un equipo de segundo uso permitiría una recuperación rápida de la inversión realizada para la implementación de un sistema de cogeneración, tal como se muestra en la tabla 7.3 del anexo.
- En la actualidad, los industriales nacionales están interesados en conocer de manera rápida la posibilidad técnica y económica de implementar sistemas de cogeneración en su industria; uno de los inconvenientes es que no existen softwares nacionales que faciliten el acceso a los cálculos exergéticos y financieros para la implementación de sistemas de cogeneración, recurriendo muchas veces al uso de softwares extranjeros diseñados y desarrollados para otras realidades; el uso de este software básico; facilita dichos cálculos.
- Haciendo proyecciones con relación al precio de los combustibles convencionales frente al precio del gas natural, se encuentra una mejora en el ahorro de energía primaria, produciéndose un ahorro significativo, resultado que incentiva de manera favorable la implementación de los sistemas de cogeneración.
- Existen grandes diferencias entre el producto de la tesis y los softwares

comerciales, siendo estos últimos muy buenos y complejos; sin embargo, el producto de esta investigación tiene datos nacionales (consumo de energéticos, precios de combustibles, tarifa eléctrica) lo que finalmente le da relevancia.

- Al disponer de información nacional, el producto de esta investigación es adaptable a estudios de pre factibilidad en la mediana y gran industria nacional, permitiendo realizar un análisis de sensibilidad técnico económico de manera rápida.
- El producto de esta investigación se orienta al estudio de análisis de sensibilidad técnico económica en la mediana industria del sector textil, ya que en este sector se usa vapor a temperaturas alrededor de 70°C y cuentan con una relación calor/electricidad próximos a 1.

RECOMENDACIONES.

- Iniciar una línea de investigación en simulación de plantas de generación, por parte de otros alumnos de la Maestría, ya que existe interés por parte de los industriales para adoptar esta tecnología por las ventajas energéticas que ofrece.
- Las autoridades correspondientes del estado deberían promover estudios de investigación sobre la importancia de los factores internos (capacidad de cogenerar de las industrias), ya que los incentivos y facilidades que podrían darse corresponde a los llamados factores externos; en la actualidad, se necesita dar mayor énfasis a la capacidad de cogeneración de las industrias, ya que los factores externos difícilmente podrán traducirse en proyectores modernos y eficientes de cogeneración.
- Los factores que influyen en la decisión de cogenerar con gas natural en el Perú, forman parte de un proceso de innovaciones; debe comenzar comunicándose los beneficios económicos, proporcionar información y asesoría técnica necesaria para el desarrollo de las capacidades para cogenerar por parte de las industrias; luego, brindar facilidades financieras y establecer políticas medioambientales más estrictas, que incrementen las posibilidades de cogenerar por la industria nacional.
- El marco regulatorio y las políticas de incentivo determinarían fuertemente el desarrollo de la cogeneración en el Perú; actualmente no hay condiciones para desarrollar masivamente esta tecnología; sin embargo, conocidas las ventajas que ofrece sobre el sistema eléctrico, las autoridades podrían crear condiciones de fomento estable para la operación de dichos sistemas, esto se refiere fundamentalmente a la seguridad de poder vender los excedentes de energía eléctrica a precios preferenciales y a no ser discriminado como consumidor, es decir, a poder contar con suministro eléctrico de respaldo.
- El Estado y otros organismos Internacionales de apoyo (IDEA, AECI, AESA, etc.) deben promocionar el traslado hacia la cogeneración por parte de los industriales, ya que sin el rol promotor del estado, en muchos países (México, España, Alemania, entre otros), no hubiese tenido éxito.

BIBLIOGRAFÍA.

1. Aguinaco, J. M. Motores alternativos. Curso Master de energía y eficiencia. España. 1989.
2. CENERGÍA. Perspectiva de la cogeneración en la Industria Peruana. Año 6. Revista 9. Lima. Perú.
3. Chejne, F., J.A. Restrepo. New rules for the exergo-economic optimization methodology, *Energy*, 28, 993-1003 (2003).
4. Colmenares, T.R. y W.D. Seider. Síntesis of utility integrated with chemical proceses, *Ind. Eng. Chem. Res.*, 28, 84-93 (1989).
5. Comisión Nacional para el Ahorro de Energía – CONAE – México. http://www.conae.gob.mx/wb/CONAE/CONA_312_que_es_cogeneracion
6. La Fuente V. y Vargas D. Cogeneración en Chile: Potencialidad y Desafíos. http://www2.ing.puc.cl/~iing/ed430/cogeneracion_en_chile.htm
7. Gorcek, A. y P. Glavic. Process integration of a steam turbine, *Applied thermal engineering*, 23, 1227-1234 (2003).
8. GTWH, Gas Turbine World 2000-2001 Handbook. For Project Planning, Design, Erection and Operation. A P equot Publication. Vol. 21 (2001).
9. Himmelblau, D.M. y T.F. Edgar. *Optimization of chemical processes*, McGraw-Hill Int. Ed., New York, USA (1989).
10. Integración de la cogeneración en el mercado eléctrico español. Daniel Víctor Cisneros Barrera.
11. https://www.icaei.es/contenidos/publicaciones/anales_get.php?id=522
12. Jutglar I Banyeras, Ll. Cogeneración de calor y electricidad. Ediciones CEAC. Barcelona. España. 1996.
13. Jutglar I Banyeras, Ll. Cogeneració de calor i electricitat. Curs de Post Grau. Universidad Barcelona. España. 2007.
14. Kwak, H.Y., D.J. Kim y J.S. Jeon. Exergetic and thermoeconomic analyses of power plants, *Energy*, 28, 343-360 (2003).
15. Maia, L.O.A., L.A. Vidal de Carvalho y R.Y. Qassim. Síntesis of utility systems by simulated annealing, *Computers and Chemical Engineering*, 19, 481-488 (1995).

16. Reglamento de Cogeneración. Ministerio de Energía y Minas. Lima. Perú.
<http://www.minem.gob.pe/archivos/dge/publicaciones/compendio/ds064-2005.pdf>.
17. Sala Lizarraga J M^a. Cogeneración. Aspectos Termodinámicos, tecnológicos y económicos. 3^a Edición Editorial Universidad del País Vasco. España. 2007.
18. Salem Szklo, A. y M. Tiomno Tomalsquim. Analysis of Brazil's cogeneration legal framework, *Energy conversion and management*, 44, 369-380 (2003).
19. Villares M.M. Cogeneración. 2^a Edición Fundación Confimetel. Madrid. España. 2003.
20. Wells, G.L. y L. M. Rose. *The art of chemical process design*, Elsevier (1986).
21. Zheng, L. y E. Furimsky. ASPEN simulation of cogeneration plants, *Energy Conversion and Management*, 44, 1845-1851 (2003).
22. Manual de Microcogeneración CAPSTONE.
http://www.elinstaladordigital.com/Portals/0/videos/Jimenez%20belinch%C3%B3n_jose_luis_garcia_microcogeneracion.pdf
23. Revista ENERGÜIA. www.energuia.com
24. Guerra S.G., Vázquez-Román R. y Rodríguez-Toral M. A.. Simulación de Plantas de Cogeneración de Ciclo Combinado usando ASPEN®. Instituto Tecnológico de Celaya, Dpto. de Ingeniería Química, Gto.- México.

ANEXOS

ANEXO I. SOLUCIÓN DEL ALGORITMO.

1. Datos de entrada

- Consumo anual de Energía Térmica:

$$Q = 12\,020\,984,6 \text{ kW.ht} = \frac{12\,020\,984,6}{1000} = 12\,020,98 \text{ MW.ht}$$

- Consumo anual de Energía Eléctrica:

$$E = 12\,640\,067,4 \text{ kW.he} = \frac{12\,640\,067,4}{1000} = 12\,640,07 \text{ MW.he}$$

- Demanda de electricidad máxima:

$$E_{\text{máx}} = 2\,011,2 \frac{\text{kW.he}}{\text{mes}}$$

- Demanda de energía térmica máxima:

$$Q_{\text{máx}} = 1\,674,1 \frac{\text{kW.he}}{\text{mes}}$$

2. Cálculo de la relación calor/electricidad (R) para la selección de tecnología.

Para los consumos anuales de energía térmica y eléctrica, se tiene:

$$R = \frac{\Sigma Q}{\Sigma E}$$

Reemplazando datos de la tabla:

$$R = \frac{12\,020\,984,6}{12\,640\,067,4}$$

Se obtiene:

$$R = 0,951$$

Usando los datos de demanda de calor máximo y demanda de energía eléctrica máxima, se tiene:

$$R = \frac{Q_{\text{máx}}}{E_{\text{máx}}}$$

Reemplazando datos:

$$R = \frac{1\,674,1}{2\,011,2}$$

De donde:

$$R = 0,832$$

De acuerdo a la tabla siguiente, se selecciona la tecnología de los motores de combustión interna (MCI).

Tabla N°1. Tipo de Impulsor primario Vs. relación Q/E.

Tipo de Impulsor primario	Relación Q/E
Motor de Combustión Interna	0,8 – 2
Turbina de gas	1,2 – 4
Turbina de vapor	2 - 30

Fuente: Departamento de producción de la planta textil "El Amazonas".

Para la selección de la tecnología, se considera los consumos anuales de energía térmica y eléctrica del catálogo del fabricante Jebancher, se selecciona el modelo J616GS, con las características siguientes:

- Potencia eléctrica: 2 390 kW.e
- Potencia térmica útil: 2 431 kW.t

4.2. Consumo de energía primaria en un sistema con cogeneración, sin excedente de energía: EP_{ccg}

Usando ecuaciones (3) y (1).

$$EP_{ccg} = \frac{E_a}{\eta_e} + \frac{E_{cg}}{\eta_{cg}} + \frac{Q_a}{\eta'_q}$$

Reemplazando datos en (3.1.1); (3.1.2); (3.1.3); (3.1.4) y (3.1.5), se tienen:

$$E_{cg} = 0,75 \times 12\,640,07 = 9\,480,05 \text{ MW.he}$$

$$Q_{cg} = 1,0172 \times 9\,480,05 = 9\,643,11 \text{ MW.ht}$$

$$E_a = 12\,640,07 - 9\,480,05 = 3\,160,02 \text{ MW.he}$$

$$Q_a = 12\,020,98 - 9\,643,11 = 2\,377,87 \text{ MW.ht}$$

Reemplazando datos en la ecuación (3.1):

$$EP_{ccg} = \frac{3\,160,02}{0,35} + \frac{9\,480,05}{0,4258} + \frac{2\,377,87}{0,85} = 34\,090,21 \frac{\text{MW.h}}{\text{año}}$$

4.3. Ahorro de energía primaria: A_{ep} usando (4).

$$A_{ep} = 50\,256,82 - 34\,090,21$$

$$A_{ep} = 16\,166,61 \frac{\text{MW.h}}{\text{año}} = 1\,400,03 \frac{\text{tep}}{\text{año}}$$

► 1 MW.h = 0,0866 tep.

Usando la ecuación (5), con valores de $\Gamma_e = 0,75$; $\eta_q = 0,85$; $\eta_{cg} = 0,4258$; $\eta_e = 0,35$; reemplazando datos, se tiene:

$$A_{ep} = 12\,640,067 \times 0,75 \times \left(\frac{1}{0,35} + \frac{1,0172}{0,85} - \frac{1}{0,4258} \right)$$

$$A_{ep} = 16\,166,60 \frac{\text{MW.h}}{\text{año}} = 1\,400,03 \frac{\text{tep}}{\text{año}}$$

4.4. Cálculo del ahorro de energía primaria con excedente de energía cogenerada: A'_{ep}

De la ecuación (6):

$$EP_{ccgex} = \frac{E_{ex}}{\eta_e} + \frac{Q_{ex}}{\eta''_q}$$

Usando las ecuaciones (6.1) y (6.2):

$$EE_{scg} = 2\,390 \times 7\,866 = 18\,799,74 \frac{\text{MW.h}}{\text{año}}$$

$$E_{ex} = 18\,799,74 - 12\,640,07 = 6\,159,67 \frac{\text{MW.h}}{\text{año}}$$

Reemplazando en la ecuación (7):

$$A'_{ep} = 50\,256,82 - 34\,090,21 + 6\,159,67$$

$$A'_{ep} = 22\,326,28 \frac{\text{MW.h}}{\text{año}} = 1\,933,46 \frac{\text{tep}}{\text{año}}$$

4.5. Rendimiento global de un equipo de cogeneración: η_{gcg}

Usando:

$$\eta_{gcg} = \frac{E_{cg} + Q_{cg}}{EP_{cg}}$$

$$\eta_{g_{cg}} = \frac{9\,480,05 + 9\,643,11}{\frac{9\,480,05}{0,4258}}$$

$$\eta_{g_{cg}} = 85,89\%$$

5. Cálculo del ahorro económico.

5.1. Costo económico de la energía del sistema convencional, C_{sc}

Usando la ecuación (9):

$$C_{sc} = E \cdot ve + Q \cdot vq$$

5.1.1. Cálculo del costo unitario de energía.

5.1.1.1. Calor útil producido por una caldera: vq

Usando la ecuación (10), se tiene:

$$vq = \frac{vc}{PCI} \cdot (1 + exc) \cdot \frac{1}{\eta_q}$$

$$vq = 46,86 \frac{US\$}{MW.ht}$$

5.1.1.2. Costo de la energía consumida por el cogenerador: vcg

Usando:

$$vcg = \frac{vc}{PCI} \cdot (1 + exc) \cdot \frac{1}{\eta_{cg}}$$

Reemplazando en la ecuación (9); vq y $ve = 80 \frac{US\$}{MW.ht}$

$$C_{sc} = 12\,640,07 \times 80 + 12\,020,98 \times 46,86$$

$$C_{sc} = 1\,574\,508,72 \frac{\text{US\$}}{\text{año}}$$

5.2. Costo económico del sistema de cogeneración: C_{cg}

De la ecuación (12):

$$C_{cg} = E_a \times ve' + Q_a \times vq' + E_{cg} (vcg + vm)$$

Reemplazando los valores siguientes:

$$ve' = ve = 80 \frac{\text{US\$}}{\text{MW.he}}$$

$$vq' = vq = 46,86 \frac{\text{US\$}}{\text{MW.ht}}$$

$$vcg = 18,38 \frac{\text{US\$}}{\text{MW.ht}}$$

$$vm = 73,32 \frac{\text{US\$}}{\text{MW.he}}$$

Se tiene:

$$C_{cg} = 3\,160,02 \times 80 + 2\,377,87 \times 46,86 + 9\,480,05 (18,38 + 73,32)$$

$$C_{cg} = 1\,233\,549,17 \frac{\text{US\$}}{\text{año}}$$

5.3. Ahorro económico anual, del sistema sin excedente de energía: A_{eascg}

Usando la ecuación (13):

$$A_{eascg} = C_{scg} - C_{ccg}$$

Reemplazando datos:

$$A_{eascg} = 1\,574\,508,72 - 1\,233\,549,17$$

$$A_{eascg} = 340\,959,55 \frac{\text{US\$}}{\text{año}}$$

5.4. Ahorro económico anual, del sistema con excedente de energía cogenerada: A_{eaccg}

Usando la ecuación (14):

$$A_{eaccg} = C_{sc} - C_{cg} + C_{ex}$$

Donde C_{ex} , representa el ingreso por vender los excedentes de energía.

Usando la ecuación (14.1):

$$C_{ex} = E_{ex} \cdot ve'' + Q_{ex} \cdot vq''$$

Pero $Q_{ex} = 0$

Reemplazando el resultado de la ecuación (6.1):

$$E_{ex} = 6\,159,67 \frac{\text{MW.h}}{\text{año}}$$

Y

$$ve'' = 60 \frac{\text{US\$}}{\text{MW.he}}$$

Reemplazando:

$$C_{\text{ex}} = 6\,159,67 \times 60 = 369\,580,20 \frac{\text{US\$}}{\text{año}}$$

Reemplazando en la ecuación (14):

$$A_{\text{eaccg}} = 1\,574\,508,72 - 1\,233\,549,17 + 369\,580,20$$

$$A_{\text{eaccg}} = 710\,539,75 \frac{\text{US\$}}{\text{año}}$$

6. Tiempo de retorno de la inversión: PB

De la ecuación (15):

$$PB = \frac{I}{A_{\text{ea}}}$$

Considerando una inversión de: 3 000 000 US\$.

- Sistema sin excedente de energía, usando (13):

$$PB = \frac{3\,000\,000}{340\,959,55} = 8,79 \text{ años}$$

- Sistema con excedente de energía, usando (14):

$$PB = \frac{3\,000\,000}{710\,539,75} = 4,22 \text{ años}$$

7. Rendimiento global.

7.1. Rendimiento global sin cogeneración, η_{gscg}

Usando la ecuación (28), donde:

$R_{sc} = 0,832$; $\eta_e = 0,35$; $\eta_q = 0,85$; reemplazando:

$$\eta_{gscg} = \frac{1 + 0,832}{\frac{1}{0,35} + \frac{0,832}{0,85}}$$

Efectuando:

$$\eta_{gscg} = 0,4776$$

$$\eta_{gscg} = 47,76\%$$

7.2. Rendimiento global con cogeneración, η_{gccg}

Reemplazando datos en las ecuaciones (8) y (8.1):

$$\eta_{gccg} = \frac{9\,480,05 + 9\,643,11}{22\,264,09}$$

$$\eta_{gccg} = 0,8589$$

$$\eta_{gccg} = 85,89\%$$

Valor dentro de los límites de eficiencia de un sistema de cogeneración [18].

7.2.1. Rendimiento global con cogeneración, sin excedentes térmicos:

Reemplazando los datos siguientes en la ecuación (8), (8.1), (23) y (32).

$$R_{sc} = 0,832, \Gamma_e = 0,75; \eta_q = 0,85; \Gamma_q = 0,9169; \eta_{gCG} = 0,8589$$

Se tiene:

$$\eta_{gCCG} = \frac{1 + 0,832}{\frac{1 - 0,75}{0,35} + \frac{0,75}{0,8589} + 0,832 \left(\frac{1 - 0,9169}{0,85} + \frac{0,9169}{0,8589} \right)}$$

$$\eta_{gCCG} = 0,7165$$

$$\eta_{gCCG} = 71,65\%$$

7.2.2. Rendimiento global con cogeneración, con excedentes térmicos:

Reemplazando los datos anteriores en la ecuación (45):

$$\eta_{gCCG} = \frac{1 + 0,832}{\frac{1 - 0,75}{0,35} + \frac{0,75}{0,8589} + 0,832 \left(\frac{0,9169 - 1}{0,85} + \frac{0,9169}{0,8589} \right)}$$

$$\eta_{gCCG} = 0,7651$$

$$\eta_{gCCG} = 76,51\%$$

8. Cálculo del Rendimiento Eléctrico Equivalente (REE) y Calor Útil (C).

8.1. Producción de agua caliente.

La potencia eléctrica del motor de cogeneración es de 1 026,77 KW (funcionando al 100% de carga), en el circuito de camiseta del motor para precalentar la totalidad del agua de alimentación a la caldera, tanto de recuperación como de la caldera convencional.

- Promedio de consumo de vapor: 1,73 t/h.
- Tiempo de agua de alimentación a caldera: 90°C.
- Temperatura de agua de alimentación a intercambiador: 40°C.

Por lo tanto, la potencia aprovechada en el precalentamiento de agua de alimentación a la caldera resulta ser de 100 KW, como se muestra en la ecuación:

$$E_T = m_V \cdot C_p \cdot \Delta T$$

$$1730 \frac{\text{kg}}{\text{h}} \times 4,187 \frac{\text{KJ}}{\text{kg } ^\circ\text{C}} \times (90-40) ^\circ\text{C} \times \frac{1 \text{ h}}{3.600 \text{ s}} = 100,60 \text{ KW}$$

8.2. Producción de vapor.

Para aprovechar la totalidad de la energía térmica disponible de los gases de escape del motor, se dispone de una caldera con un economizador donde se enfrían los gases de escape del motor obteniendo una potencia disponible de 126 KW (según datos del fabricante).

Esta recuperación térmica se produce únicamente cuando coinciden en la programación de funcionamiento del fabricante y del sistema de cogeneración.

Por lo tanto considerando que el sistema de cogeneración funciona 7 866 h y por tanto la energía térmica recuperada es de 1 777,72 MW.ht/año.

$$V = ET \cdot H$$

Reemplazando:

$$\text{Agua caliente } (V_1) = 100,60 \text{ KW} \times 7\,866 \frac{\text{h}}{\text{año}} = 791,32 \frac{\text{MW.h}}{\text{año}}$$

$$\text{Vapor } (V_2) = 2\,433 \text{ KW} \times 7\,866 \frac{\text{h}}{\text{año}} = 19\,137,98 \frac{\text{MW.h}}{\text{año}}$$

$$\text{Energía térmica recuperadora total } (V) = V_1 + V_2 = 19\,929,30 \frac{\text{MW.ht}}{\text{año}}$$

El calor útil recuperable para poder realizar el cálculo del Rendimiento Eléctrico Equivalente (REE) es el calor aprovechado por la fábrica textil en las horas de funcionamiento de la cogeneración del calor que pueda extraerse del motor.

El consumo anual de energía primaria (Q), se calcula como el producto de las horas de funcionamiento de la cogeneración y la energía del combustible (gas natural) consumida por el interior del sistema de cogeneración.

$$Q = 7\,866 \frac{\text{h}}{\text{año}} \times 506 \frac{\text{Nm}^3}{\text{h}} \times 9\,540 \frac{\text{kcal}}{\text{Nm}^3}$$

$$Q = 44\,688,63 \frac{\text{MJ}}{\text{año}}$$

8.3. La energía eléctrica generada anualmente (E).

Se calcula como el producto de las horas de funcionamiento de la cogeneración y la potencia eléctrica generada por el MCI del sistema.

$$E = H \cdot EE_{\text{MCI}}$$

Reemplazando:

$$E = 7\,866 \frac{\text{h}}{\text{año}} \times 2\,390 \text{ KW} = 18\,799,74 \frac{\text{MW.h}}{\text{año}}$$

Luego el Rendimiento Eléctrico Equivalente (REE) es de:

$$\text{REE} = \frac{18\,799,74}{44\,688,63 - \frac{19\,929,30}{0,9}}$$

$$\text{REE} = 0,83$$

8.4. Cálculo del Calor Útil (C).

$$C = \frac{E}{V}$$

Reemplazando datos:

$$E = 18\,799,74 \text{ MW.h/año}$$

$$V = 19\,929,30 \text{ MW.h/año}$$

Se tiene:

$$C = \frac{18\,799,74}{19\,929,30} = 0,9433$$

De acuerdo a los valores propuestos en el Reglamento de Cogeneración, los resultados obtenidos en el estudio de pre-factibilidad cumplen con el reglamento; así mismo, es recomendable una conexión al suministro eléctrico entre 1 kV y 33 kV, ya que se trata de una mediana empresa del sector textil.

9. Viabilidad económica.

9.1. Pay Back.

De la ecuación (18):

$$PB = \frac{vi}{H \cdot R_{cg} \cdot (vq - vex)} = \frac{K_1}{K_2}$$

Donde: $K_1 = \frac{vi}{H}$, K_2 dependen de las condiciones de funcionamiento y:

$$K_2 = R_{cg} (vq - vex)$$

Considerando la producción de excedentes eléctricos, el costo de cogeneración es:

$$C_{cg} = E_{cg} \cdot (vcg + vm) + Q_a \cdot vq - E_{ex} \cdot vep$$

Reemplazando en (39):

$$K_2 = R_{cg} \cdot vq + (\Gamma_e - 1) \cdot (vep - ve) - vex$$

10. Cálculo económico.

10.1. Cálculo del valor actual neto (VAN) cuando no existe excedente de energía:

Costo unitario: $C_u =$ 1 200 000 US\$/MW.h

Potencia del sistema CG = 2,5 MW.he

Inversión inicial: Potencia x Costo unitario =

Inversión inicial: $Io = 3\,000\,000$ US\$
Tasa de interés: $i = 0,15$

Periodo: n	Inversión inicial: Io (US\$)	Flujo ahorro económico anual: $Aeascg$ (US\$)	Valor actual neto: VAN US\$
0	-3 000 000,00	-3 000 000,00	-3 000 000,00
1		340 959,55	-2 703 513,43
2		340 959,55	-2 445 699,03
3		340 959,55	-2 221 512,59
4		340 959,55	-2 026 567,86
5		340 959,55	-1 857 050,71
6		340 959,55	-1 709 644,48
7		340 959,55	-1 581 465,16
8		340 959,55	-1 470 004,88
9		340 959,55	-1 373 082,89
10		340 959,55	-1 288 802,91

VAN **-\$1 288 802,91** (VAN del sistema)
TIR **2%** (TIR del sistema)

A una tasa del 1,5% anual se tiene un valor positivo para el VAN en el año 10, lo cual es inviable ya que la tasa bancaria es mayor que el 15%; usando esta última tasa en el año 10 se tiene un VAN de -1 288 802,91 esto significa que es necesario considerar el excedente de energía eléctrica para vender a la red eléctrica.

El valor de la TIR que el sistema muestra hace inviable el proyecto de implementación de un sistema de cogeneración en la fábrica ya que la TIR hallada es menor que la tasa bancaria.

10.2. Cálculo del valor actual neto (VAN) cuando existe excedente de energía:

Costo unitario: $Cu = 1\,200\,000$ US\$/MW.h
Potencia del sistema CG = $2,5$ MW.he

Inversión inicial: Potencia x Costo unitario =

Inversión inicial: $I_0 = 3\,000\,000$ US\$

Tasa de interés: $i = 0,1$

Periodo: n	Inversión inicial: I_0 (US\$)	Flujo ahorro económico anual: A_{eaccg} (US\$)	Valor actual neto: VAN US\$
0	-3 000 000,00	-3 000 000,00	-3 000 000,00
1		710 539,75	-2 354 054,77
2		710 539,75	-1 766 831,84
3		710 539,75	-1 232 992,81
4		710 539,75	-747 684,60
5		710 539,75	-306 495,32
6		710 539,75	94 585,85
7		710 539,75	459 205,09
8		710 539,75	790 677,13
9		710 539,75	1 092 015,34
10		710 539,75	1 365 959,18

VAN **\$1 365 959,18** (VAN del sistema)

TIR **20%** (TIR del sistema)

A una tasa de interés del 15%, el VAN es positivo al 8º año con una TIR del 20% esto significa que el proyecto es medianamente atractivo, en cambio si la tasa de interés fuese del 10%, el periodo de recuperación se reduce a 6 años ya que en este momento el VAN es positivo y también el valor de la TIR es superior a la tasa bancaria.

10.3. Cálculo del valor actual neto (VAN) cuando existe excedente de energía y el sistema de cogeneración es de segundo uso

Costo unitario: $C_u = 800\,000$ US\$/MW.h

Potencia del sistema CG = 2,5 MW.he

Inversión inicial: Potencia x Costo unitario =

Inversión inicial: $I_0 = 2\,000\,000$ US\$

Tasa de interés: $i =$

0,15

VAN **\$1 566 034,60** (VAN del sistema)

TIR **34%** (TIR del sistema)

Periodo: n	Inversión inicial: I_0 (US\$)	Flujo ahorro económico anual: A_{eaccg} (US\$)	Valor actual neto: VAN US\$
0	-2 000 000,00	-2 000 000,00	-2 000 000,00
1		710 539,75	-1 382 139,35
2		710 539,75	-844 869,22
3		710 539,75	-311 030,18
4		710 539,75	95 223,22
5		710 539,75	448 487,06
6		710 539,75	755 673,00
7		710 539,75	1 022 791,21
8		710 539,75	1 25 067,91
9		710 539,75	1 457 047,66
10		710 539,75	1 632 682,22

11. Cuadro resumen.

Sistema Convencional	Energía Útil	Energía Primaria
Consumo anual de	MWh/año	Tep/año
Calor (Q)	12020,98	1224,73
Electricidad (E)	12640,07	3127,51
Total anual	24661,05	4352,24
Sistema con cogeneración	Energía Útil	Energía Primaria
	MWh/año	Tep/año
Calor cogenerado : Qcg	9642,68	
Electricidad cogenerada: Ecg	9480,05	1928,11
Calor de apoyo : Qa	2378,31	242,31
Electricidad de apoyo : Ea	3160,02	781,88
Total anual :	24661,05	2952,29
Ahorro de energía primaria : Aep =		1399,95 tep/año
Ahorro de energía primaria sin excedente de energía: Aep		
* Consumo de energía primaria sin cogeneración:	EPscg =	50256,8131
* Consumo de energía primaria con cogeneración:	EPccg =	34091,1387
Aep =	16165,67438 MW.he/año	
También:	Aep =	1399,95 tep/año
Ahorro de energía primaria con excedente de energía: A`ep		
A`ep =	22325,34698 MW.he/año	
También:	A`ep =	1933,37505 tep/año
Ahorro económico del sistema convencional : Csc		
Csc =	1574492,46	US\$/año
Costo económico de la energía del sistema con cogeneración: Ccg		
Ccg =	1233566,16	US\$/año
Ahorro económico anual del sistema sin excedente de energía : Aescg		
Aescg =	340926,30	US\$/año
Ahorro económico anual del sistema con excedente de energía : Aeaccg		
Aeaccg =	710506,66	US\$/año
Tiempo de retorno de la Inversión: PB.		
* Sistema sin excedente de energía.		
PB =	8,80	años
* Sistema con excedente de energía.		
PB =	4,22	años

CÁLCULOS REALIZADOS MEDIANTE EL SOFTWARE BÁSICO

Datos del centro consumidor

Consumo anual de		
Energía Eléctrica	(kW.he)	E = 12640067,4
Energía Térmica	(kW.ht)	Q = 12020984,6
Horas de funcionamiento		H = 8280
Demanda máxima de		
Electricidad	(kW.he)/mes	E = 2011,2
Energía Térmica	(kW.ht)/mes	Q = 1674,1
Energía del combustible		
Gas Natural	PCI(kcal/m3)	PCI = 9540
Pet. Residual 6 (PR6)	PCI(BTU/galón)	PCI = 143150
Precios		
PR6 (S./galón) =	4,96	PR6(US\$/galón)= 1,59
Gas Natural (S./m3) =	0,2622	GN(US\$/m3) = 0,084

Cálculos

1) Relación calor / electricidad

Consumo	R =	0,9510
Demanda	R =	0,8324

Selección de tecnología

Tipo de impulsor primario Vs. Relación Q/E

Tecnología	Relación Q/E
Motores de Combustión Interna	0,8 - 2,0
Turbina de gas	1,2 - 4,0
Turbina de vapor	2,0 - 30,0

De los valores de la relación calor / electricidad, se selecciona como impulsor primario la tecnología de los motores de combustión interna, del catalogo del fabricante Jenbacher se escoge el modelo **J616 GS**

Datos del motor

Potencia eléctrica (kWe) :	E =	2390
Potencia térmica útil (kWt):	Q =	2431
Consumo GN (Nm3/h)		
:	CGN =	506
Inversión :	I =	3000000

2) Cálculo del ahorro de energía primaria : Aep.

2.1) Energía del combustible (kW) : Ecomb.

usando:	Ecomb = CGN*PCI/860	Reemplazando
	Ecomb = 5613	kW.

2.2) Rendimiento eléctrico del sistema de cogeneración: η_{cg} .

usando :
$$\eta_{cg} = \frac{\text{Potencia eléctrica MCI}}{\text{Potencia térmica útil}}$$
 Reemplazando

$\eta_{cg} = 0,4258$

2.3) Relación calor / electricidad del sistema de cogeneración : R_{cg} .

usando :
$$R_{cg} = \frac{\text{Potencia térmica útil MCI}}{\text{Potencia eléctrica útil MCI}}$$
 Reemplazando

$R_{cg} = 1,0172$

2.4) Considerando : rendimiento global de la red nacional de producción y distribución de

electricidad igual a:	$\eta_e =$	0,35
tasa de cobertura eléctrica :	$T_e =$	0,75
eficiencia de caldero :	$\eta_q =$	0,85

2.5) Ahorro de energía primaria : A_{ep} .

usando :
$$A_{ep} = E * T_e * \left(\frac{1}{\eta_e} + \frac{R_{cg}}{\eta_q} - \frac{1}{\eta_{cg}} \right)$$

Reemplazando

	$A_{ep} =$	16165,67	MW.he/año
también :	$A_{ep} =$	1399,95	tep/año

3) Costo unitario del calor útil producido (US\$/kW.h) por la caldera: v_q .

precio PR6 :	vc (US\$/galón) =	1,59
extracosto :	$exc =$	0,05
eficiencia del generador de vapor : $\eta_q =$		0,85

usando :

$$v_q = \frac{vc}{PCI} * (1 + exc) * \frac{1}{\eta_q}$$
 reemplazando

$v_q = 46,86$ US\$/MW.ht

4) Precio de la energía consumida por el cogenerador: v_{cg} .

precio GN :	vc (US\$/m3) =	0,084
extracosto :	$exc =$	0,05
Rendimiento eléctrico del sistema de cogeneración $\eta_{cg} =$		0,4258

usando:

$$v_{cg} = \frac{vc}{PCI} * (1 + exc) * \frac{1}{\eta_{cg}}$$

Reemplazando

$$v_{cg} = 18,70 \quad \text{US\$/MW.ht}$$

5) Ahorro económico sin excedentes de energía cogenerada : Csc

Usando

$$C_{sc} = E * v_e + Q * v_q$$

donde :

ve : costo unitario de la electricidad comprada a la empresa distribuidora de electricidad, ve = 80 US\$/MW.he

vq : costo unitario del calor útil, vq = 46,86 US\$/MW.ht

E : consumo anual de energía eléctrica (MW.he) = 12640,07

Q : consumo anual de energía térmica (MW.ht) = 12020,98

reemplazando :

$$C_{sc} = 1574492,46 \quad \text{US\$/año}$$

6) Costo económico del sistema de cogeneración : Ccg

usando : $C_{cg} = E a * v_e' + Q a * v_q' + E_{cg} * v_{cg} + E_{cg} * v_m$

reemplazando los valores siguientes:

ve' = ve = 80 US\$/MWh.e vq' = vq = 46,86 US\$/MW.ht

v_{cg} = 18,70 US\$/MW.ht v_m = 73,32 US\$/MWh.e

se tiene : $C_{cg} = 1236601,96 \quad \text{US\$/año}$

7) Ahorro económico con excedente de energía cogenerada: Aeaccg .

Ingresos que se obtienen por vender la EE a la red y la ET a otro usuario

usando :

$$Aeaccg = C_{sc} - C_{cg} + C_{ex}$$

donde :

$$C_{ex} = E_{ex} * v_e'' + Q_{ex} * v_q''$$

ve'' : precio de venta de los excedentes de electricidad, es igual al precio del costo marginal de la electricidad, de donde : ve'' = 60 US\$/MW.he
Valor promedio

vq'' : precio de venta de los excedentes de calor, vq'' = 0

Eex : Electricidad vendida a la red de electricidad Eex = EEscg - E

donde :

$$E_{ex} = E_{E_{M.C.}} \cdot H - E$$

reemplazando :

$$E_{ex} = 6159,6726 \text{ MW.h/año} \quad y$$

$$\text{Entonces :} \quad C_{ex} = 369580,356 \text{ US\$/año}$$

$$A_{eaccg} = 707470,86 \text{ US\$/año}$$

8) Tiempo de recuperación del capital : PB

a) Sin excedente de energía cogenerada.

$$PB = 8,88 \text{ años}$$

b) Con excedente de energía cogenerada.

$$PB = 4,24 \text{ años}$$

SIMULACIÓN I

Datos del centro consumidor

Consumo anual de

Energía Eléctrica	(Kw.he)	E = 12640067,4
Energía Térmica	(Kw.ht)	Q = 12020984,6
Horas de funcionamiento		H = 8280

Demanda térmica de

Electricidad	(Kw.he)/mes	E = 2011,2
Energía Térmica	(Kw.ht)/mes	Q = 1674,1

Energía del combustible

Gas Natural	PCI(térm/m ³)	PCI = 9540
Pet. Residual 6 (PR6)	PCI(BTU/galón)	PCI = 143150

Precios

PR6 (S./galón) =	4,96	PR6(US\$/galón)= 1,59
Gas Natural (S./m ³) =	0,2622	GN(US\$/m ³) = 0,0504

Cálculos

1) Relación calor / electricidad

Consumo	R =	0,9510
Demanda	R =	0,8324

Selección de tecnología

Tipo de impulsor primario Vs. Relación Q/E

Tecnología	Relación Q/E
Motores de Combustión Interna	0,8 – 2,0
Turbina de gas	1,2 – 4,0
Turbina de vapor	2,0 – 30,0

De los valores de la relación calor / electricidad, se selecciona como impulsor primario la relación de los motores de combustión interna, del catálogo del fabricante Jenbacher se escoge el modelo J616 GS

Datos del motor

Potencia térmica (kWe) :	E =	2390
Potencia térmica (kWt):	Q =	2431
Consumo GN (Nm ³ /h) :	CGN =	506
Inversión :	I =	3000000

2) Cálculo del ahorro de energía primaria : Aep.

2.1) Energía del combustible (Kw) : Ecomb.

Usando: $E_{comb} = CGN * PCI / 860$ Reemplazando

$$E_{comb} = 5613 \text{ Kw.}$$

2.2) Rendimiento térmica del sistema de generación: η_{cg} .

Usando :
$$\eta_{cg} = \frac{\text{Potencia eléctrica MCI}}{\text{Potencia térmica útil}}$$

Reemplazando

$$\eta_{cg} = 0,4258$$

2.3) Relación calor / generación del sistema de generación : R_{cg} .

Usando :
$$R_{cg} = \frac{\text{Potencia térmica útil MCI}}{\text{Potencia eléctrica útil MCI}}$$

Reemplazando

$$R_{cg} = 1,0172$$

2.4) Considerando rendimiento global de la red nacional de producción y distribución

de electricidad igual a:

$\eta_e =$	0,35
tasa de cobertura eléctrica :	$T_e =$ 0,75
eficiencia de caldero :	$\eta_c =$ 0,85

2.5) Ahorro de térmica primaria : A_{ep} .

Usando :
$$A_{ep} = E * T_e * \left(\frac{1}{\eta_e} + \frac{R_{cg}}{\eta_c} - \frac{1}{\eta_{cg}} \right)$$

Reemplazando

$A_{ep} =$	16165,67	MW.he/año
térmica : $A_{ep} =$	1399,95	tep/año

3) Costo unitario del calor útil producido (US\$/Kw.h) por la caldera: v_q .

Precio PR6 :	vc (US\$/galón) =	1,59
extracosto :	exc =	0,05
eficiencia del generador de vapor :	$\eta_q =$	0,85

usando :
$$v_q = \frac{vc}{PCJ} * (1 + exc) * \frac{1}{\eta_q}$$
 reemplazando

$$v_q = 46,86 \text{ US\$/MW.ht}$$

4) Precio de la térmica consumida por el cogenerador: v_{cg} .

Precio GN :	vc (US\$/m3) =	0,0504
extracosto :	exc =	0,05

Rendimiento térmica del sistema de generación $\eta_{cg} = 0,4258$

usando:
$$v_{cg} = \frac{v_c}{PCI} * (1 + exc) * \frac{1}{\eta_{c,g}}$$

Reemplazando

$$v_{cg} = 11,22 \text{ US\$/MW.ht}$$

5) Ahorro térmica sin excedentes de térmica cogenerada : Csc

Usando

$$Csc = E * v_e + Q * v_q$$

donde :

ve : costo unitario de la electricidad comprada a la empresa distribuidora de electricidad, ve = 80 US\$/MW.he

vq : costo unitario del calor térm, vq = 46,86 US\$/MW.ht

E : consumo anual de térmica térmica (MW.he) = 12640,07

Q : consumo anual de térmica térmica (MW.ht) = 12020,98

reemplazando :

$$Csc = 1574492,46 \text{ US\$/año}$$

6) Costo económico del sistema de cogeneración : Ccg

usando :
$$Ccg = E_a * v_e' + Q_a * v_q' + E_{cg} * v_{cg} + E_{cg} * v_m$$

reemplazando los valores siguientes:

ve' = ve = 80 US\$/MWh.e vq' = vq = 46,86 US\$/MW.ht

vcg = 11,22 US\$/MW.ht vm = 73,32 US\$/MWh.e

se tiene :
$$Ccg = 1165690,31 \text{ US\$/año}$$

7) Ahorro económico con excedente de energía cogenerada: Aeaccg .

Ingresos que se obtienen por vender la EE a la red y la ET a otro usuario

usando :

$$Aeaccg = Csc - Ccg + Cex$$

donde :

$$Cex = E_{ex} * v_e'' + Q_{ex} * v_q''$$

ve'' : precio de venta de los excedentes de electricidad, es igual al precio del costo marginal de la electricidad, de donde : ve'' = 60 US\$/MW.he
Valor promedio

vq'' : precio de venta de los excedentes de calor, vq'' = 0

Eex : Electricidad vendida a la red de electricidad Eex = Eescg - E

donde :

$$E_{ex} = E_{E_{MCO}} * H - E$$

reemplazando :

$$E_{ex} = 6159,6726 \text{ MW.h/año } y$$

$$\text{Entonces : } C_{ex} = 369580,356 \text{ US\$/año}$$

$$A_{eaccg} = 778382,51 \text{ US\$/año}$$

8) Tempo de recuperación del capital : PB

a) Sin excedente de energía cogenerada

$$PB = 7,34 \text{ años}$$

b) Con excedente de energía cogenerada

$$PB = 3,85 \text{ años}$$

Si el precio del gas natural disminuye en 40% se tiene los resultados siguientes:

- El precio de la energía consumida por el cogenerador disminuye también en el 40%.
- El costo económico del sistema de cogeneración, C_{cgi} , disminuye en 5,50%.
- El ahorro económico con excedente de energía cogenerada, es mayor, en 8,72%.
- En ambos casos, el periodo de recuperación de la inversión, es menor, lo que hace atractivo el proyecto de implementación.

SIMULACIÓN II

Datos del centro consumidor

Consumo anual de

Energía Eléctrica	(Kw.he)	E = 12640067,4
Energía Térmica	(Kw.ht)	Q = 12020984,6
Horas de funcionamiento		H = 8280

Demanda Térmica de

Electricidad	(Kw.he)/mes	E = 2011,2
Energía Térmica	(Kw.ht)/mes	Q = 1674,1

Energía del combustible

Gas Natural	PCI(Térm/m ³)	PCI = 9540
Pet. Residual 6 (PR6)	PCI(BTU/galón)	PCI = 143150

Precios

PR6 (S./galón) =	4,96	PR6(US\$/galón)= 1,59
Gas Natural (S./m ³) =	0,2622	GN(US\$/m ³) = 0,1092

Cálculos

1) Relación calor / electricidad

Consumo	R =	0,9510
Demanda	R =	0,8324

Selección de tecnología

Tipo de impulsor primario Vs. Relación Q/E

Tecnología	Relación Q/E
Motores de Combustión Interna	0,8 – 2,0
Turbina de gas	1,2 – 4,0
Turbina de vapor	2,0 – 30,0

De los valores de la relación calor / electricidad, se selecciona como impulsor primario la relación de los motores de combustión interna, del catálogo del fabricante Jenbacher se escoge el modelo J616 GS

Datos del motor

Potencia Térmica (kWe) :	E =	2390
Potencia Térmica (kWt):	Q =	2431
Consumo GN (Nm ³ /h) :	CGN =	506
Inversión :	I =	3000000

2) Cálculo del ahorro de energía primaria : Aep.

2.1) Energía del combustible (Kw) : Ecomb.

Usando: $E_{comb} = CGN * PCI / 860$ Reemplazando

$$E_{comb} = 5613 \text{ Kw.}$$

2.2) Rendimiento térmica del sistema de generación: η_{cg} .

Usando :
$$\eta_{cg} = \frac{\text{Potencia eléctrica MCI}}{\text{Potencia térmica útil}}$$

Reemplazando

$$\eta_{cg} = 0,4258$$

2.3) Relación calor / generación del sistema de generación : R_{cg} .

Usando :
$$R_{cg} = \frac{\text{Potencia térmica útil MCI}}{\text{Potencia eléctrica útil MCI}}$$

Reemplazando

$$R_{cg} = 1,0172$$

2.4) Considerando rendimiento global de la red nacional de producción y distribución

de electricidad igual a:

$\eta_e =$	0,35
tasa de cobertura eléctrica : $T_e =$	0,75
eficiencia de caldero : $\eta_c =$	0,85

2.5) Ahorro de térmica primaria : A_{ep} .

Usando :
$$A_{ep} = E * T_e * \left(\frac{1}{\eta_e} + \frac{R_{cg}}{\eta_c} - \frac{1}{\eta_{cg}} \right)$$

Reemplazando

$A_{ep} =$	16165,67	MW.he/año
térmica : $A_{ep} =$	1399,95	tep/año

3) Costo unitario del calor útil producido (US\$/Kw.h) por la caldera: v_q .

Precio PR6 :	vc (US\$/galón) =	1,59
extracosto :	exc =	0,05
eficiencia del generador de vapor : $\eta_q =$		0,85

usando :
$$v_q = \frac{vc}{\eta_q} * (1 + exc) * \frac{1}{\eta_q}$$
 reemplazando

$$v_q = 46,86 \text{ US\$/MW.ht}$$

4) Precio de la térmica consumida por el cogenerador: v_{cg} .

Precio GN :	vc (US\$/m3) =	0,1092
extracosto :	exc =	0,05

Rendimiento térmica del sistema de generación $\eta_{cg} = 0,4258$

usando:
$$vcg = \frac{vc}{PCI} * (1 + exc) * \frac{1}{\eta_{cg}}$$

Reemplazando

$$vcg = 24,31 \text{ US\$/MW.ht}$$

5) Ahorro térmica sin excedentes de térmica cogenerada : Csc

Usando

$$Csc = E * ve + Q * vq$$

donde :

ve : costo unitario de la electricidad comprada a la empresa distribuidora de electricidad, ve= 80 US\$/MW.he

vq : costo unitario del calor térm, vq = 46,86 US\$/MW.ht

E : consumo anual de térmica térmica (MW.he) = 12640,07

Q : consumo anual de térmica térmica (MW.ht) = 12020,98

reemplazando :

$$Csc = 1574492,46 \text{ US\$/año}$$

6) Costo económico del sistema de cogeneración : Ccg

usando :
$$Ccg = Ea * ve' + Qa * vq' + Ecg * vcg + Ecg * vm$$

reemplazando los valores siguientes:

ve' = ve = 80 US\$/MWh.e vq' = vq = 46,86 US\$/MW.ht

vcg = 24,31 US\$/MW.ht vm = 73,32 US\$/MWh.e

se tiene :
$$Ccg = 1289785,70 \text{ US\$/año}$$

7) Ahorro económico con excedente de energía cogenerada: Aeaccg .

Ingresos que se obtienen por vender la EE a la red y la ET a otro usuario

usando :

$$Aeaccg = Csc - Ccg + Cex$$

donde :

$$Cex = Eex * ve'' + Qex * vq''$$

ve'' : precio de venta de los excedentes de electricidad, es igual al precio del costo marginal de la electricidad, de donde : ve'' = 60 US\$/MW.he
Valor promedio

vq'' : precio de venta de los excedentes de calor, vq'' = 0

Eex : Electricidad vendida a la red de electricidad Eex = Eescg - E

donde :

$$E_{ex} = E_{escg} \cdot H - E$$

reemplazando

$$E_{ex} = 6159,6726 \text{ MW.h/año } y$$

Entonces : $C_{ex} = 369580,356 \text{ US\$/año}$

$$A_{eaccg} = 654287,13 \text{ US\$/año}$$

8) Tempo de recuperación del capital : PB

a) Sin excedente de energía cogenerada

$$PB = 10,54 \text{ años}$$

b) Con excedente de energía cogenerada

$$PB = 4,59 \text{ años}$$

Si el precio del gas natural se incrementa en 30% se tiene los resultados siguientes:

- El precio de la energía consumida por el cogenerador se incrementa en la misma proporción.
- El costo económico del sistema de cogeneración se incrementa en aproximadamente 5%.
- El ahorro económico con excedente de energía cogenerada, A_{eaccg} , disminuye en el 8%.
- El tiempo de recuperación aumenta en ambos casos, lo que perjudica en la decisión de adoptar este proyecto de implementación.

ANEXO II. DATOS DE PLANTA.

CONSUMOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y COSTOS.

AÑO	MES	DEMANDA		DEMANDA FACTURABLE	CONSUMO REAL DE ENERGIA ACTIVA		Consumo total de energía al mes	HORAS TRABAJADAS	COSTO DE CONSUMOS E. ACTIVA		CARGO fijo-Cargo mantenimiento-Alumbrado público	TOTAL	TOTAL EN \$	COSTO DE ENERGIA	FACTOR DE POT.	TOTAL	PAGO	soles/\$	COSTO TOTAL
		HORAS PUNTA	FUERA DE PUNTA		HORAS PUNTA	FUERA DE PUNTA			HORAS PUNTA	FUERA DE PUNTA		PAGO (INC IGV)	(INC IGV)		PTA		SIN IGV		SIN IGV
		Kw	Kw	S/.	Kwh/mes	Kwh/mes	Kwh/mes	h	S/.	S/.	S/.	S/./mes	\$/mes	\$/Kwh e	%	%	S/.		US \$
2004	ene-04	1665,6	1744,8	84626	187449,0	733810,2	921259,2	533,11	23074,97	61933,6	220,6	202127,68	57750,76	0,08	98	98	169855,19	3,5	48530,05
	feb-04	1711,2	1701,6	84607	185439,0	728142,0	913581,0	536,28	22883,17	61600,8	220,6	201480,83	57565,95	0,08	97	98	169311,62	3,5	48374,75
	mar-04	1560,0	1576,8	84626	171066,6	669000,0	840066,6	533,94	21109,62	56597,4	220,6	193438,86	55268,24	0,08	97	97	162553,66	3,5	46443,90
	abr-04	1516,8	1536,0	84892	163368,0	658120,2	821488,2	536,17	20159,61	55677,0	220,6	191529,57	54722,73	0,08	98	98	160949,22	3,5	45985,49
	may-04	1713,6	1694,4	83657	185728,2	788343,6	974071,8	573,65	23197,45	66457,4	236,4	206522,39	59006,40	0,07	97	97	173548,23	3,5	49585,21
	jun-04	1658,4	1730,4	84227	190555,2	786717,0	977272,2	569,55	23952,79	66792,3	236,4	208498,08	59570,88	0,08	96	97	175208,47	3,5	50059,56
	jul-04	1761,6	1792,8	84360	178478,4	773860,2	952338,6	532,97	22434,73	65700,7	1440,9	206984,29	60877,73	0,08	97	97	173936,38	3,4	51157,76
	ago-04	1800,0	1833,6	85481	192610,8	862734,0	1055344,8	577,52	24211,18	73246,1	248,9	217992,78	64115,52	0,07	97	97	183187,21	3,4	53878,59
	sep-04	1833,6	1884,0	85975	220153,2	952075,2	1172228,4	625,41	28223,64	82449,7	233,9	234289,89	70996,94	0,07	96	96	196882,26	3,3	59661,29
	oct-04	1896,0	1872,0	85747	221167,2	982218,6	1203385,8	641,34	28442,1	85354,8	248,9	237753,44	72046,50	0,07	97	97	199792,81	3,3	60543,28
	nov-04	1872,0	1831,2	87229	202129,8	973738,8	1175868,6	639,72	31249,27	104190,1	193,0	265204,97	80365,14	0,08	97	97	222861,32	3,3	67533,73
	dic-04	1843,2	1869,6	87229	166323,0	797381,4	963704,4	516,73	26079,45	85944,0	267,5	237428,78	71948,11	0,09	96	97	199519,98	3,3	60460,60
		max elect =	1896,0				11970609,6												
2005	ene-05	1848,0	1833,6	86507	193101,6	850670,4	1043772,0	568,43	28714,21	87534,0	275,0	241605,94	73213,92	0,09	97	97	203030,20	3,3	61524,30
	feb-05	1843,2	1833,6	86393	199008,6	857496,0	1056504,6	575,63	29353,77	87550,3	190,0	242149,67	73378,69	0,09	97	97	203487,12	3,3	61662,76
	mar-05	1836,0	1864,8	86393	197752,2	821331,6	1019083,8	548,15	29168,45	83858,0	235,0	237588,76	71996,59	0,09	97	97	199654,42	3,3	60501,34
	abr-05	1862,4	1860,0	86393	203073,0	870638,4	1073711,4	577,12	29953,27	88892,2	245,0	244525,32	75007,77	0,09	96	97	205483,46	3,26	63031,74
	may-05	1876,8	1879,2	84284	217201,2	888589,8	1105791,0	588,58	29669,68	87259,5	245,4	239735,71	73538,56	0,08	97	97	201458,58	3,26	61797,11
	jun-05	1771,2	1785,6	84360	187864,8	785956,8	973821,6	546,23	27014,96	81425,1	252,9	229733,02	70470,25	0,09	97	97	193052,96	3,26	59218,70
	jul-05	1699,2	1711,2	84341	164713,2	686836,8	851550,0	498,31	23883,41	71705,8	252,9	214417,83	65772,34	0,10	98	98	180183,05	3,26	55270,87
	ago-05	1864,8	1860,0	84341	154951,2	693875,4	848826,6	456,14	22467,92	72440,6	3970,9	218032,29	66881,07	0,10	96	96	183220,41	3,26	56202,58
	sep-05	1903,2	1915,2	85025	216990,0	912912,6	1129902,6	590,68	32635,3	98777,1	678,6	258368,05	78293,35	0,09	96	97	217116,01	3,3	65792,73
	oct-05	1958,4	1984,8	81720	207343,8	1007543,4	1214887,2	613,50	30852,76	108008,7	7917,7	271913,88	80447,89	0,08	97	97	228499,06	3,38	67603,27
	nov-05	1946,4	1996,8	86243,84	209514,6	989937,0	1199451,6	603,40	31511	109487,0	2090,1	272905,09	80741,15	0,08	96	97	229332,01	3,38	67849,71
	dic-05	1792,8	2011,2	81077,02	204081,6	918683,4	1122765,0	570,62	30693,88	101606,4	-103,1	253796,29	74209,44	0,08	97	97	213274,19	3,42	62360,87
		max elect =	2011,2				12640067,4												
2006	ene-06	1713,6	1879,2	78648,59	198940,2	872431,8	1071372,0	580,35	30020,08	96839,9	1865,8	246775,57	72795,15	0,08	97	97	207374,43	3,39	61172,40
	feb-06	1634,4	1792,8	75898,64	145924,2	596871,6	742795,8	422,21	21655,15	65178,4	1851,7	195854,77	59530,33	0,10	98	98	164583,84	3,29	50025,48
	mar-06	1824,0	1908,0	81978,82	220437,6	846793,2	1067230,8	564,67	32757,03	92639,2	1694,5	248792,75	74488,85	0,09	96	97	209069,54	3,34	62595,67
	abr-06	1752,0	1862,0	79717,3	185797,2	818979,6	1004776,8	545,89	27628,05	89678,3	1722,0	236507,30	71023,21	0,09	97	97	198745,63	3,33	59683,37
	may-06	1850,4	1944,0	73924,64	208734,0	958772,4	1167506,4	606,00	24693,23	99520,6	1607,5	237697,69	72468,81	0,08	97	97	199745,96	3,28	60898,16
	jun-06	1876,8	1934,4	75173,87	212065,8	971870,4	1183936,2	615,41	24875,31	100685,8	1478,1	240633,52	73588,23	0,08	97	97	202213,04	3,27	61838,85

ANEXO III. CONSUMO DE COMBUSTIBLE Y COSTOS.

AÑO	MES	CONSUMO RES. N°6	energía generada por combustible	energía aprovechada por el caldero	DÍAS TRABAJADOS	Consumo Vapor W	Calor Util Potencia Térmica	COSTO TOTAL CON IGV	COSTO DE ENERGÍA	COSTO \$/galon		COSTO soles/galon
		galon/mes	Kwh t/mes	Kwh t/mes	días/mes	Tn/hr	Kw t/mes	US \$/mes	\$/Kwh t		soles/\$	residual 6
2004	ene-04	24294	1008640,7	806912,6	29	1,66	1159,6	21475,93	0,03	0,88	3,5	3,09
	feb-04	24237	1006274,2	805019,4	28	1,71	1198,2	21425,95	0,03	0,88	3,5	3,09
	mar-04	30406	1262399,3	1009919,5	29	2,08	1451,3	27096,30	0,03	0,89	3,5	3,12
	abr-04	30407	1262440,9	1009952,7	28	2,15	1503,2	27190,31	0,03	0,89	3,5	3,13
	may-04	33424	1387701,0	1110160,8	31	2,13	1492,4	30715,09	0,03	0,92	3,5	3,22
	jun-04	33374	1385625,1	1108500,1	28	2,36	1649,9	32112,15	0,03	0,96	3,5	3,37
	jul-04	24272	1007727,3	806181,9	25	1,92	1343,9	24041,57	0,03	0,99	3,4	3,37
	ago-04	33586	1394426,9	1115541,5	29	2,29	1603,1	33267,64	0,03	0,99	3,4	3,37
	sep-04	36034	1496063,2	1196850,6	30	2,38	1662,6	36773,38	0,03	1,02	3,3	3,37
	oct-04	35871	1489295,8	1191436,6	30	2,37	1655,1	38258,50	0,03	1,07	3,3	3,52
	nov-04	35827	1487469,0	1189975,2	30	2,36	1653,1	45475,85	0,04	1,27	3,3	4,19
	dic-04	23851	990248,2	792198,6	24	1,97	1375,6	27460,44	0,03	1,15	3,3	3,80
2005	ene-05	29894	1241142,1	992913,7	29	2,04	1426,9	32980,85	0,03	1,10	3,3	3,64
	feb-05	26983	1120282,9	896226,3	28	1,91	1333,9	29774,99	0,03	1,10	3,3	3,64
	mar-05	29847	1239190,7	991352,6	27	2,19	1530,2	33256,93	0,03	1,11	3,3	3,68
	abr-05	30889	1282452,6	1025962,1	30	2,04	1425,2	36358,07	0,04	1,18	3,26	3,84
	may-05	32873	1364824,5	1091859,6	31	2,10	1467,8	38936,80	0,04	1,18	3,26	3,86
	jun-05	34310	1424486,0	1139588,8	29	2,34	1637,7	41983,20	0,04	1,22	3,26	3,99
	jul-05	25900	1075318,8	860255,0	26	1,97	1378,9	33043,92	0,04	1,28	3,26	4,16
	ago-05	28973	1202903,9	962323,1	24	2,39	1671,0	39062,94	0,04	1,35	3,26	4,40
	sep-05	30478	1265388,7	1012310,9	30	2,01	1406,3	43375,50	0,04	1,42	3,3	4,70
	oct-05	30956	1285234,3	1028187,4	31	1,98	1382,2	43880,06	0,04	1,42	3,38	4,79
	nov-05	36284	1506442,7	1205154,2	30	2,39	1674,1	51807,84	0,04	1,43	3,38	4,83
	dic-05	24533	1018563,5	814850,8	28	1,73	1212,8	35457,24	0,04	1,45	3,42	4,94
2006	ene-06	25404	1054725,8	843780,6	30	1,68	1172,1	37217,25	0,04	1,47	3,39	4,97
	feb-06	20139	836133,0	668906,4	27	1,48	1032,5	30433,06	0,05	1,51	3,29	4,97
	mar-06	31238	1296942,4	1037553,9	28	2,21	1544,3	46515,91	0,04	1,49	3,34	4,97
	abr-06	25207	1046546,7	837237,4	26	1,92	1342,0	38062,15	0,05	1,51	3,33	5,03
	may-06	37770	1568138,6	1254510,9	30	2,49	1742,7	60215,19	0,05	1,59	3,28	5,23
	jun-06	30872	1281746,8	1025397,4	29	2,11	1473,6	49709,87	0,05	1,61	3,27	5,27

**ANEXO IV. DATOS DEL MOTOR DE COGENERACIÓN
JENBACHER JMS 616 GS-N.L.**

Jenbacher gas engines
Technical Specification

CO-GEN Module data:		
Electrical output	kW el.	2.433
Recoverable thermal output (120 °C)	kW	2.399
Energy input	kW	5.606
Fuel Consumption based on a LHV of 9,5 kWh/Nm ³	Nm ³ /h	590
Electrical efficiency	%	43,4%
Thermal efficiency	%	42,8%
Total efficiency	%	86,2%
Heat to be dissipated (LT-Circuit)	kW	126

Emission values:

NO_x < 500 mg/Nm³ (5% O₂)

Engine data:		
Engine type		J 616 GS-E01
Configuration		V 60°
No. of cylinders		16
Bore	mm	190
Stroke	mm	220
Piston displacement	lit	99,80
Nominal speed	rpm	1.500
Mean piston speed	m/s	11
Mean effe. press. at stand. power and nom. sp	bar	20,00
Compression ratio	Epsilon	11,0
ISO standard fuel stop power ICFN	kW	2495
Spec. fuel consumption of engine	kWh/kWh	2,25
Specific lube oil consumption	g/kWh	0,30
Weight dry	kg	10.000
Filling capacity lube oil	lit	530
Based on methane number Min. methane num	MZ	94 80

Jenbacher gas engines

Technical Specification

Additional information:		
Sound pressure level (engine, average value 1m)	dB(A)	101
Sound pressure level exhaust gas (1m, 30° off engine)	dB(A)	119
Exhaust gas mass flow rate, wet	kg/h	13.950
Exhaust gas volume, wet	Nm³/h	11.001
Max. admissible exhaust back pressure after engine	mbar	60
Exhaust gas temperature at full load	°C [8]	418
Combustion air mass flow rate	kg/h	13.547
Combustion air volume	Nm³/h	10.480
Max. inlet cooling water temp. (intercooler)	°C	40
Max. pressure drop in front of intake-air filter	mbar	10
Return temperature	°C	70
Forward temperature	°C	90
Hot water flow rate	m³/h	103,0

Alternator:		
Manufacturer		STAMFORD
Type		LVSI 804 W
Type rating	kVA	3.555
Efficiency at p.f. = 1,0	%	97,5%
Efficiency at p.f. = 0,8	%	96,6%
Ratings at p.f. = 1,0	kW	2.433
Ratings at p.f. = 0,8	kW	2.410
Frequency	Hz	50
Voltage	V	690
Protection Class		IP 23
Insulation class		H
Speed	rpm	1.500
Mass	kg	6.752

Technical parameters:

Applicable standards:	Based on DIN-ISO 3046 Based on VDE 0530 REM with specified tolerance
Standard conditions:	Air pressure: 1000 mbar or 100 m above sea level Air temperature: 25°C or 298 K Relative Humidity: 30%
Engine output derating	for plants installed at > 500m above sea level and/or intake temperature > 30°C, the reduction of engine power is determined for each project.
Gas quality:	according to TA 1000-0300 Gas flow pressure: 80 - 200 mbar (Lower gas pressures upon inquiry) Prechamber gas pressure: 3,0-4,0 bar Max. variation in gas pressure: ±10%