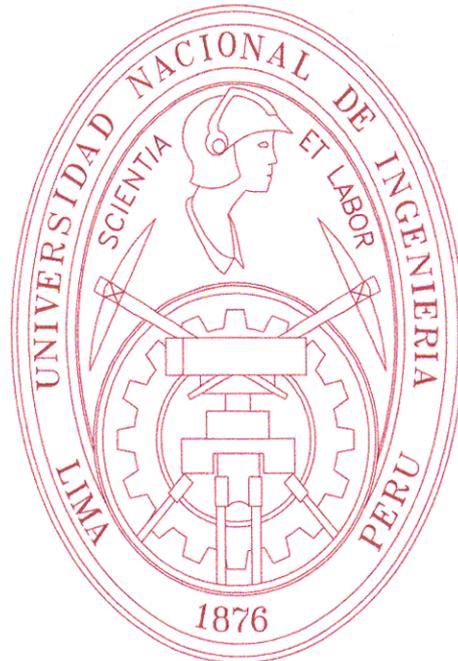


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA



**“GENERACIÓN DISTRIBUIDA DE LA ENERGÍA
ELÉCTRICA Y EL ENFOQUE ECONÓMICO”**

TESIS

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

JAIME ANTONIO CÓRDOVA LAGUNA

PROMOCIÓN 2002 - I

LIMA – PERU

2006

GENERACIÓN DISTRIBUIDA

ENFOQUE ECONÓMICO REGULATORIO

TABLA DE CONTENIDOS

PRÓLOGO	1
CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN	3
1.1. Generalidades	3
1.2. Objetivos	5
1.2.1. Objetivo General	5
1.2.2. Objetivos Específicos	5
1.3. Antecedentes	6
CAPÍTULO 2. TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA	13
2.1. Aplicaciones Típicas de la GD	16
2.2. Descripción de los Tipos Tecnológicos de GD	22
2.2.1. Turbinas a Gas Natural	22
2.2.2. Microturbinas	28
2.2.3. Motores de Combustión Interna	33
2.2.4. Celdas de Combustible	40
2.2.5. Celdas Fotovoltaicas	45
2.2.6. Turbinas Eólicas	49
2.3. Características de las Tecnológicas de GD	52
2.3.1. Características Generales	53
2.3.2. Requerimientos del Sitio de Instalación	56
2.3.3. Características de Operación y Mantenimiento	58
2.4. Barreras Tecnológicas para la GD	61
2.5. Tipos Tecnológicos Aplicables al Mercado Local	63

CAPÍTULO 3. EXPERIENCIA NORMATIVA INTERNACIONAL DE LA GD 65

3.1. Mercado Norteamericano – Estado de California	65
3.1.1. Assembly Bill 970 – AB 970	66
3.1.2. Decisión 01-03-073	67
3.1.3. Decisión 02-09-051	70
3.1.4. Decisión 04-12-045	72
3.2. Mercado Español	75
3.2.1. Ley 54/1999 del Sector Eléctrico	77
3.2.2. Real Decreto 2818/1998	78
3.2.3. Real Decreto 841/2002	85
3.3. Factores de Éxito y Barreras para la GD	89
3.3.1. Factores de Éxito	89
3.3.2. Barreras	90

CAPÍTULO 4. ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA GD EN EL MERCADO

PERUANO	92
4.1. Criterios de Selección de los Potenciales Usuarios de la GD	93
4.1.1. Zona de Ubicación del Usuario	93
4.1.2. Potencia Demandada	94
4.1.3. Consumo de Energía Eléctrica	94
4.1.4. Consumo de Energía Térmica	95
4.1.5. Cercanía al Ducto de Gas Natural	95
4.2. Selección de las Empresas para el Análisis	96
4.3. Criterios y Metodología del Análisis Económico Privado	97
4.3.1. Criterios Considerados	97
4.3.2. Metodología Aplicada	103
4.4. Alternativas, Escenarios y Casos Analizados	106
4.4.1. Alternativas Tecnológicas	106
4.4.2. Escenarios de Precios de Energía Eléctrica	108

4.4.2.1. Respecto a la Expansión del Parque Generador	108
4.4.2.2. Respecto a la Demanda del SEIN y su Crecimiento	111
4.4.3. Casos	112
4.4.3.1. Venta a Tarifa en Barra	112
4.4.3.2. Venta a Costo Marginal	113
4.5. Proyección de los Costos Marginales y Tarifas en Barra	113
4.5.1. Costos Marginales	113
4.5.2. Tarifas en Barra	115
4.5.3. Escenario Seleccionado	115
4.6. Evaluación Económica de un Centro Comercial	116
4.6.1. Análisis de la Demanda	116
4.6.2. Análisis de la Oferta	117
4.6.3. Balance Oferta - Demanda	118
4.6.4. Estimación del Flujo de Ingresos	119
4.6.5. Estimación del Flujo de Egresos	119
4.6.6. Flujo de Caja Total	121
4.6.7. Análisis de los Resultados	121
4.6.7.1. Indicadores Económicos	121
4.6.7.2. Selección de la Alternativa Óptima	122
4.6.8. Análisis de Sensibilidad	124
4.6.8.1. Estimación del Nuevo Flujo de Egresos	125
4.6.8.2. Nuevo Flujo de Caja Total	126
4.6.8.3. Análisis de Resultados	126
4.6.8.4. Selección de la Alternativa Óptima	128
4.7. Evaluación Económica de una Planta Industrial de Bebidas	129
4.7.1. Análisis de la Demanda	129
4.7.2. Análisis de la Oferta	130
4.7.3. Balance Oferta - Demanda	131
4.7.4. Estimación del Flujo de Ingresos	132

4.7.5. Estimación del Flujo de Egresos	133
4.7.6. Flujo de Caja Total	134
4.7.7. Análisis de Resultados	135
4.7.7.1. Indicadores Económicos	135
4.7.7.2. Selección de la Alternativa Óptima	136
4.7.8. Análisis de Sensibilidad	138
4.7.8.1. Estimación del Nuevo Flujo de Egresos	138
4.7.8.2. Nuevo Flujo de Caja Total	139
4.7.8.3. Análisis de Resultados	140
4.7.8.4. Selección de la Alternativa Óptima	141
4.8. Evaluación Económica de un Hospital Público	143
4.8.1. Análisis de la Demanda	144
4.8.2. Análisis de la Oferta	144
4.8.3. Balance Oferta - Demanda	146
4.8.4. Estimación del Flujo de Ingresos	147
4.8.5. Estimación del Flujo de Egresos	148
4.8.6. Flujo de Caja Total	149
4.8.7. Análisis de los Resultados	149
4.8.7.1. Indicadores Económicos	149
4.8.7.2. Selección de la Alternativa Óptima	150
4.8.8. Análisis de Sensibilidad	152
4.8.8.1. Estimación del Nuevo Flujo de Egresos	153
4.8.8.2. Nuevo Flujo de Caja Total	154
4.8.8.3. Análisis de Resultados	155
4.8.8.4. Selección de la Alternativa Óptima	156
4.9. Evaluación Económica de una Universidad Privada	159
4.9.1. Análisis de la Demanda	159
4.9.2. Análisis de la Oferta	160
4.9.3. Balance Oferta - Demanda	161

4.9.4. Estimación del Flujo de Ingresos	161
4.9.5. Estimación del Flujo de Egresos	162
4.9.6. Flujo de Caja Total	163
4.9.7. Análisis de los Resultados	164
4.9.7.1. Indicadores Económicos	164
4.9.7.2. Selección de la Alternativa Óptima	166
4.9.8. Análisis de Sensibilidad	167
4.9.8.1. Estimación del Nuevo Flujo de Egresos	168
4.9.8.2. Nuevo Flujo de Caja Total	169
4.9.8.3. Análisis de Resultados	170
4.9.8.4. Selección de la Alternativa Óptima	171
4.10. Barreras Económicas para la Generación Distribuida	173
4.11. Comentarios de las Evaluaciones Económicas	174
CAPÍTULO 5. LA GD, EL MARCO REGULATORIO Y MECANISMOS DE PROMOCIÓN	177
5.1. Base Legal	177
5.2. Revisión de la Normativa del Sector Eléctrico	179
5.2.1. Normativa General	179
5.2.2. Sistema de Tarifación del Mercado Eléctrico	181
5.3. Revisión de la Normativa de Gas Natural	183
5.3.1. Normativa General	183
5.3.2. Sistema de Tarifación del Mercado de Gas Natural	185
5.4. Participación de la GD en el Mercado Local	188
5.5. Mecanismos de Comercialización de la Energía Excedentaria	189
5.5.1. Condiciones de Acceso al Mercado Local	190
5.5.2. Como Autoproducer Neto	191
5.5.3. Como Suministrador de Clientes Libres	193
5.5.4. Como Suministrador de la Distribuidora	195

5.5.5. Como Suministrador Incorporado en el COES	196
5.5.6. Comentarios	198
5.6. Requerimientos Técnicos Operativos para la GD	198
5.7. Conclusiones de la Revisión del Marco Regulatorio	200
5.8. Mecanismos para Superar las Barreras Identificadas	201
CAPÍTULO 6. DESPACHO ECONÓMICO CON GENERACIÓN	
DISTRIBUIDA	205
6.1. Criterios de las Simulaciones de Despacho Económico	206
6.2. Simulación de Despacho Económico Sin GD	210
6.2.1. Costos Marginales	210
6.2.2. Tarifa en Barra	212
6.2.3. Estimación de las Facturaciones por Venta de Energía	213
6.3. Simulación de Despacho Económico Con GD	214
6.3.1. Costos Marginales	214
6.3.2. Tarifa en Barra	216
6.3.3. Estimación de las Facturaciones por Venta de Energía	217
6.4. Beneficios Incrementales Cuantificables de la GD	218
6.5. Beneficios Incrementales No Cuantificables de la GD	221
6.6. Restricciones de Despacho Económico para la GD	224
CONCLUSIONES	226
RECOMENDACIONES	235
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	238
ANEXOS	239

PROLOGO

El presente documento se estructura de la siguiente manera:

En el Primer Capítulo se detalla la parte Introdutoria, así como también se presenta el Objetivo Central y los Objetivos Específicos sobre los cuales versa la presente Tesis, asimismo se describen los antecedentes de las tecnologías de Generación Distribuida - GD, también se brinda un panorama general de la aplicación de la GD a nivel mundial y un panorama sobre la problemática del mercado local y la necesidad de incorporación de oferta generadora.

En el Segundo Capítulo se describen y detallan los tipos tecnológicos de la GD tratando de explicar de una manera sencilla, clara y precisa cada una de las tecnologías de GD; en este punto no se ahonda en especificaciones técnicas de detalle, por cuanto el objetivo del presente documento versa exclusivamente sobre un Enfoque Económico Regulatorio de la GD, en lugar de un enfoque técnico por cuanto existe gran información sobre aspectos técnicos que pueden ser obtenidos de la red.

En el Tercer Capítulo se brinda una descripción de los marcos regulatorios de mercados eléctricos de otros países relacionados con el funcionamiento de la GD, siendo para este caso ejemplos prácticos los países de España y Estados Unidos, en este último caso se toma en forma puntual la regulación del Estado de California.

En el Cuarto Capítulo se desarrolla el cuerpo principal del presente documento, en el cual se realiza el análisis económico a nivel empresarial de la GD para cuatro casos específicos, determinando en cada uno de ellos la viabilidad y los niveles de rentabilidad obtenidos como resultado de dichos análisis.

En el Quinto Capítulo se analiza el marco regulatorio local vigente relacionado con la GD, identificando sus barreras y vacíos legales, así como también se emite opinión sobre las posibles modificaciones al mismo a fin de promover el uso de la GD en el país.

En el Sexto Capítulo se realiza una simulación del despacho con el objetivo de comparar el desempeño del mercado eléctrico ante la presencia de unidades de GD frente al despacho que no considera dichas unidades. Para dicha simulación se usará el Modelo JUNIN que fuera usado por la GART en años anteriores para el cálculo de Tarifa en Barra y que es de uso libre.

Para finalizar, se presentan las Conclusiones y Recomendaciones a las cuales se arriban con el presente documento, esperando que sean de apoyo y ayuda para los lectores y en general para la sociedad en su conjunto.

Por otro lado, es necesario mencionar el apoyo brindado de dos profesionales para el desarrollo del presente documento, en primer lugar le agradezco al Ing. Fredy Saravia Poicón por el interés, la disposición de tiempo y en general por el apoyo brindado mediante sus consejos y recomendaciones sobre la adecuada estructuración y desarrollo de mi Tesis; y en segundo lugar hago extensivo mis agradecimientos a mi compañero de estudios Jonny Ochoa Vega y ahora colega, quien me brindó su apoyo en la etapa de recolección de información, lo cual agradezco enormemente.

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1. Generalidades

El mundo experimenta grandes cambios tecnológicos día a día y la industria de generación eléctrica no es ajena a este desarrollo, es por ello que durante los últimos años las investigaciones se han orientado a desarrollar tecnologías de construcción de unidades de generación eléctrica de potencias cada vez menores pero que a la vez son competitivas respecto a las grandes unidades convencionales, es decir, que los niveles de eficiencias de estas nuevas pequeñas unidades sean muy cercanas al de las grandes unidades.

Asimismo, debido a este marcado desarrollo tecnológico de unidades de generación mas pequeñas, las diferencias entre los costos unitarios de inversión de las grandes unidades y las nuevas tecnologías se van acortando rápidamente, superando así la barrera de las economías de escala que desalentaba grandemente la inversión en pequeñas unidades y a la vez haciendo sumamente competitiva la utilización de estas tecnológicas en aplicaciones específicas y que en el mediano y largo plazo pueden ser aplicados en gran escala en todos los sistemas de potencia del mundo.

Esto se aprecia claramente en mercados eléctricos donde se ha dado la apertura a la competitividad en el sector de generación, es decir, donde existe la llamada Bolsa de Energía o Power Exchange – PX, lugar donde los agentes tienen que competir a nivel de precios de generación para que sus unidades puedan participar en el despacho, es en estos

mercados donde se tienen claros ejemplos de aplicación de las nuevas tecnologías de generación eléctrica.

Estas nuevas tecnologías debido a la particularidad que poseen de ser instaladas muy cerca de los centros de carga, han sido denominadas como Generadores Distribuidos encontrándose en cualquier punto dentro de las redes de distribución de los sistemas eléctricos abasteciendo de energía y potencia a las cargas desde el mismo lugar donde estas son demandadas.

Es así que la IEEE define a la Generación Distribuida (en adelante GD) como *“la producción de electricidad con instalaciones que son suficientemente pequeñas en relación con las grandes centrales, de forma que se pueden conectar casi en cualquier punto de un sistema eléctrico”*.

Estas unidades están comenzando a ser utilizadas en una forma cada vez más intensiva en los diferentes mercados eléctricos del mundo, es así que se tienen claros ejemplos de aplicación en el Mercado Californiano, donde existe ya una normativa específica al respecto, asimismo existen otros mercados como el mercado de energía eléctrica de España, en el cual se usa este tipo de tecnologías; y otros países muy interesados en promover el uso de la GD por los beneficios que ello acarrearía.

Estos beneficios son múltiples, siendo a grandes rasgos los siguientes: a) bajos niveles de emisión de contaminantes; b) posibilidad de conectarse en cualquier punto del sistema eléctrico; c) niveles competitivos de costos de inversión; d) eficiencia de generación cercanos a las grandes unidades; e) posibilidad de suministro eléctrico en horas punta; f) poder diversificar el parque generador y reducir el riesgo de desabastecimiento y dependencia de combustibles derivados del petróleo; g) la opción de poder generar adicionalmente energía térmica mediante sistemas co-generativos y otros.

Los beneficios antes descritos por el uso de tecnologías de GD también son aplicables en el mercado local, ello fundamentado básicamente en la existencia de reservas considerables de gas natural y que se describirá posteriormente.

Bajo lo expuesto y considerando los potenciales beneficios que pueden brindar la aplicación de las tecnologías de GD en el mercado local es que se desarrolla el presente documento.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo General

El Objetivo General del presente documento es realizar la evaluación de la viabilidad y rentabilidad económica de la aplicación de Proyectos de Generación Distribuida en el mercado peruano. Ello incluye la identificación de vacíos y barreras tanto legales como normativas y regulatorias que dificulten su aplicación, así como también proponer algunos mecanismos que puedan reducir o eliminar dichas barreras.

1.2.2. Objetivos Específicos

Los Objetivos Específicos del presente documento, los cuales se encuentran enmarcados en el Objetivo General son los siguientes:

- Identificación de las tecnologías de GD que pueden ser aplicables en el mercado local.
- Análisis de la rentabilidad económica de las tecnologías de GD identificadas para cuatro ejemplos concretos de aplicación de GD en industrias locales, con la consiguiente determinación de sus indicadores económicos resultantes.
- Identificación de barreras y vacíos legales, normativos y regulatorios que dificultan la aplicación de estas tecnologías.
- Mecanismos para superar las barreras identificadas.

- Simulación de despacho del mercado eléctrico peruano ante los escenarios Con y Sin GD, con la finalidad de compararlos y determinar los beneficios incrementales cuantificables, producto de la aplicación de tecnologías de GD en el Perú.
- Determinación de algunos beneficios que por su naturaleza no son cuantificables pero que son producto del ingreso de las tecnologías de GD en el mercado local.

1.3. Antecedentes

A inicios de la década de los ochenta, se da el comienzo de la investigación de nuevas tecnologías de generación de energía eléctrica, debido a que las unidades de generación tradicionales eran de gran potencia (superiores a los 20 MW) y tenían costos de inversión relativamente elevados que desalentaba la inversión y que con el pasar de los años ha estado provocando un crecimiento lento del parque generador en comparación con el crecimiento de la demanda de energía eléctrica.

Por otro lado, las tecnologías tradicionales de construcción de unidades de generación eléctrica están basadas en grandes generadores hidráulicos y térmicos, estos últimos pueden utilizar combustibles tales como carbón mineral, derivados líquidos del petróleo y gas natural (en adelante GN).

En el caso del carbón mineral, este combustible es abundante, de bajo costo, pero que es considerablemente contaminante, debido a la propia naturaleza del combustible, pues se usa en estado sólido, partículas pulverizadas generando durante la combustión hollín y monóxido de carbono en gran proporción, siendo por consiguiente perjudicial para el medio ambiente.

Por otro lado, en el caso de los combustibles líquidos derivados del petróleo, tales como el Diesel 2, Residual 500 y Residual 6, de gran uso en el mercado local, estos están sujetos a una gran incertidumbre y variabilidad de su precio por cuanto están afectados por

la coyuntura económica y política del mundo actual, lo cual causa que en ciertos periodos los costos variables combustibles de las unidades que usan estos combustibles sean elevados, lo que genera pérdidas económicas a las empresas.

Asimismo, el nivel de emisiones de contaminantes producto de la combustión de dichos combustibles líquidos es considerablemente elevado, evacuando a la atmósfera miles de toneladas anuales de contaminante que dañan el medio ambiente de forma irreversible, generando con ello externalidades negativas que a la postre tendrán que ser subsanadas con el respectivo costo económico para la sociedad.

En el caso de las unidades que usan GN como combustible, se ha demostrado técnicamente, que el nivel de emisión de contaminantes producto de la combustión es reducido, siendo por ello denominado a nivel internacional como Combustible Limpio, promocionándose su uso, más aún en estas épocas donde el efecto invernadero hace que se restrinja la emisión indiscriminada de contaminantes producto de la combustión. Esto se ve acrecentado con la firma y puesta en vigencia del Protocolo de KIOTO, que fue firmado por los países mas industrializados del orbe y donde se comprometen a reducir el nivel de las emisiones de los gases efecto invernadero, generándose con ello grandes incentivos para el uso de tecnologías limpias de generación eléctrica, siendo una de ellas la GD.

Dentro de estas tecnologías de GD más difundidas y usadas en el mundo entero tenemos las siguientes: a) Microturbinas, b) Turbinas a Gas Natural, c) Motores Reciprocantes a Gas Natural, d) Celdas de Combustible, e) Celdas Fotovoltaicas y f) Turbinas Eólicas.

De estas tecnologías, las cuatro (04) primeras utilizan el GN como combustible principal y las dos últimas utilizan Energías Renovables, tales como la energía solar y la energía de los vientos respectivamente.

En el caso de las Celdas de Combustible, sus costos de inversión a la fecha aún son relativamente altos, siendo su uso por ahora poco rentable por lo que están siendo utilizados a la fecha solo a nivel de investigación o subvencionados, pero no se descarta su

uso posterior, cuando el nivel de desarrollo tecnológico y la producción a gran escala reduzcan sus costos.

En el caso de las Turbinas Eólicas, se tienen actualmente instalaciones de grandes parques eólicos en países europeos como Alemania, Holanda, España y otros, donde es común el uso de estas tecnologías debido a su alto desarrollo tecnológico, a las características geográficas y las condiciones climáticas (nivel de vientos) adecuadas para su uso.

Finalmente para los tipos tecnológicos que usan como energético el GN (a excepción de celdas de combustibles), se tiene que al existir ingentes reservas de dicho combustible en el mundo, ello aunado a los altos precios de los derivados del petróleo, que a la fecha ha sobrepasado la barrera de los 70 US\$ por barril, así como a la menor contaminación ambiental, se tiene que en la actualidad existe una ola creciente de uso de las microturbinas, las turbinas y los motores reciprocantes a GN.

Dichas aplicaciones están altamente difundidas por todo el orbe, incrementándose año a año la potencia instalada de estos tipos tecnológicos. Por ello, al ser estas tecnologías relativamente jóvenes, se debe brindar un marco legal adecuado para promover su uso, pasando por la emisión de normas técnicas y regulatorias adecuadas que faciliten y promuevan la inserción de estas unidades en las redes de los sistemas eléctricos.

En concordancia con ello, actualmente estas tecnologías se aplican en varios países, existiendo para ello una regulación precisa y adecuada que contempla marcos normativos, técnicos, tarifarios e incentivos económicos que promueven su ingreso como en España y Estados Unidos (específicamente en el Estado de California); existiendo en otros países gran interés por normar su funcionamiento.

En el caso de la reglamentación técnica, operativa y tarifaria, existen a la fecha en los países antes mencionados especificaciones concretas que deben cumplir las tecnologías de GD para que puedan acceder a las redes del sistema eléctrico. Para el caso de los incentivos económicos, estos han sido normados en dichos países, los cuales van desde

primas sobre el precio de venta de la energía generada, que es el caso de España, hasta subvenciones a parte de la inversión, como en el caso del Estado de California en los Estados Unidos.

Dicha experiencia internacional esta demostrando la gran tendencia de los países desarrollados hacia el uso de estas tecnologías como un medio para poder disminuir el riesgo de desabastecimientos fortuitos, reducir los altos precios de la energía eléctrica y hacer a sus mercados de energía eléctrica más competitivos, garantizar una energía de alta calidad, lograr una diversificación del parque generador y disminuir la dependencia del sistema eléctrico a los grandes generadores y a los combustibles derivados del petróleo.

Por otro lado mirando mas cerca, en el mercado eléctrico peruano se observa el uso exclusivo de unidades convencionales, de las cuales una gran mayoría son del tipo hidráulico, siendo su participación en la energía generada durante el 2004 de 76,2% (16,7 TWh), frente al 23,8% de las unidades de generación térmicas (5,2 TWh). Asimismo, se dispone de un parque de generación térmico que en muchos casos presentan costos variables sumamente altos, por encima de los 100 US\$/MWh, los cuales entran en operación en las horas de máxima demanda del sistema y que son básicamente unidades térmicas que utilizan combustibles líquidos como el Diesel 2 y Residual.

De lo anterior se desprende que nuestro sistema es altamente dependiente de unidades del tipo hidráulicas, por lo que estamos sujetos a la disposición de agua para que dichas unidades puedan generar y de esta manera mantener los precios de la energía eléctrica en niveles estables. Al respecto se comenta que durante el 2004 se presento un año particularmente seco, por lo que tuvieron que despachar las unidades caras, lo que ocasiono que los costos marginales de nuestro sistema se elevaran considerablemente, generando ello perjuicios económicos a los agentes generadores e incertidumbre respecto a la respuesta del sistema eléctrico ante escenarios parecidos que pueden ocurrir en el futuro.

En cuanto al crecimiento de la demanda de energía eléctrica en el Perú, se tiene que durante el 2004 se registro un crecimiento del 5,87% en el consumo de energía y un

crecimiento del 5,60% en la máxima demanda de potencia. Asimismo, de proyección de la demanda para los próximos 5 a 10 años, se presentan escenarios con crecimientos sostenidos por encima del 4,5%, observándose años como el 2007 donde se proyecta crecimientos del orden del 8%, ello debido a la puesta en operación del proyecto minero de Cerro Verde, el cual implica una demanda de 110 MW.

Bajo dichos escenarios de crecimiento de la demanda, se deberían incorporar anualmente alrededor de 150 MW de potencia en base a unidades con costos marginales razonables (no mayores a los 25 a 30 US\$/MWh) a fin de poder cubrir la demanda y garantizar que la tarifa en barra no se eleve, sino que se mantenga estable. En caso contrario y a medida que la demanda aumente, las unidades caras se verán obligadas a despachar, elevando con ello el costo de la energía.

Dichos aspectos mencionados como son la alta dependencia al recurso hídrico, los niveles de crecimiento de la demanda y la existencia de un grupo considerable de unidades de generación de altos costos marginales, nos obliga a diversificar nuestro parque generador bajo diferentes ópticas, una de ellas consiste en la promoción de la instalación de nuevas unidades de generación con bajos costos marginales, que utilicen GN como combustible, debido a la disposición de dicho combustible como consecuencia de la puesta en operación del Proyecto Camisea.

Otra alternativa la cual esta condicionado a la llegada del GN al gran centro de carga que es Lima, es la aplicación de la GD a fin de que dichas unidades asuman parte de la demanda que actualmente es cubierta por las unidades convencionales, siendo recomendable su evaluación desde el punto de vista de los agentes del mercado, es decir reguladores, generadores, distribuidores e industriales entre otros.

En el caso de la aplicación directa de la GD en el mercado local, se tienen opciones que van desde la generación pura de energía eléctrica hasta el uso de unidades de GD para la generación conjunta de energía eléctrica y térmica, en este último caso dicha aplicación

esta relacionada directamente con los industriales que requieren de ambos tipos de energía dentro de sus procesos productivos.

De la experiencia internacional se puede observar un mayor beneficio en industrias con requerimientos de energía tanto eléctrica como térmica, como el caso de la industria textil, química, así como el sector de servicios como hoteles, hospitales, clínicas entre otros; siendo ello también una oportunidad para los agentes del sector productivo (generadores y distribuidores) en la medida que pueden aportar el know how de la gestión de la generación y redes pudiendo formarse alianzas estratégicas con beneficios mutuos.

Además de lo anteriormente indicado existen otros beneficiados con el ingreso de la GD, como son los usuarios finales residenciales y domésticos del sector eléctrico, ello en la medida que el aporte de energía generada basado en GD reduzca la demanda eléctrica del sistema convencional del mercado, desplazando las unidades de costo variable elevado del despacho del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional - SEIN, abaratando por consiguiente los costos promedios de la energía en el sistema.

Bajo una óptica macro, es decir a nivel país también se esperan beneficios por el incremento de demanda de GN en aplicaciones de GD, al variarse la matriz energética por disminución del consumo de combustibles líquidos (menor importación de los mismos). Asimismo con la aplicación del modelo regulatorio vigente en GN, el aumento de demanda de gas redundaría en una reducción de precios del GN a usuario final e indirectamente a la tarifa eléctrica mediante un menor pago por la Garantía por Red Principal (GRP) al que están afectos todos los consumidores de energía eléctrica.

Sin embargo para alcanzar estos beneficios producto del uso intensivo de GN es necesario superar ciertas barreras de tipo normativo y regulatorio para facilitar e impulsar el uso de la GD en el país. A manera de ejemplo se puede señalar que la Ley de Concesiones Eléctricas - LCE no prevé la GD en cuanto a los mecanismos para la comercialización de excedentes, en la parte regulatoria no se tienen las condiciones mediante las cuales se

puedan transar estos excedentes y en la parte operativa es posible identificar barreras de tipo técnico para la inserción de los sistemas de GD en las redes del distribuidor.

Por todo lo anterior, se plantea la necesidad de analizar en forma mas detallada las posibilidades de aplicación de la GD dentro del mercado local, enmarcándonos en el presente documento en el Análisis del tipo Económico, vale decir de determinación de la rentabilidad y viabilidad de la aplicación de algunos proyectos específicos de GD, así como también se contempla un Análisis del tipo Regulatorio, que comprende la revisión del Marco Normativo vigente y como este presenta barreras o vacíos legales que dificultan la implementación efectiva de GD en el país, analizando en forma paralela marcos normativos foráneos sobre GD a fin de aprender de la experiencia internacional y tratar de emitir opinión sobre posibles modificaciones al marco normativo vigente.

CAPÍTULO 2

TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

En el presente capítulo se hace una revisión conceptual de los tipos tecnológicos de la GD que en la actualidad están siendo usados con mayor incidencia, intentando proporcionar un análisis de fortalezas y debilidades de las tecnologías de GD los cuales se clasifican según el tipo tecnológico; asimismo, a fin de poder definir las aplicaciones peculiares de cada tipo, se procede a determinar las principales ventajas y barreras que cada una presenta, tratando de internalizar solamente las características técnicas de los equipos en mención, sin ningún tipo de sesgo por una marca de fabricante en particular.

Como se mencionó, el término "*Generación Distribuida*" o GD, se refiere a la generación de pequeña escala de energía eléctrica en un lugar cercano del centro de carga. Las tecnologías de GD van de los 5 kW a 10 MW o más, y entre los tipos tenemos los motores recíprocos, las microturbinas, las turbinas a gas natural, turbinas eólicas, celdas fotovoltaicas y otros que están desarrollados principalmente a nivel del laboratorio, como las celdas de combustible.

Las tecnologías de GD pueden satisfacer las necesidades de una amplia gama de usuarios, con aplicaciones en los sectores residencial, comercial e industrial. En algunos casos, las tecnologías de GD pueden presentar rentabilidades más atractivas que las soluciones convencionales. Entre otras cosas, las unidades de GD pueden ser usadas por las empresas para que refuercen los sistemas existentes y así retrazar los requerimientos

de expansión de las redes de transmisión y de distribución. Además, las unidades de GD pueden ayudar a satisfacer las demandas cambiantes que los usuarios tienen por energía de calidad, confiable y limpia.

Este capítulo del documento esta organizada en tres secciones:

1. Aplicaciones Típicas de la GD. Esta sección describe en forma breve las diferentes aplicaciones de las tecnologías de GD. Un cuadro compara las aplicaciones de la GD y sus principales características.

2. Descripción de las Tecnologías de GD. Esta sección proporciona un resumen de cada tecnología de GD, se incluye su historia, el estado actual, el funcionamiento, el desarrollo de tecnologías de control de emisiones y las características de su aplicación. También se incluye una relación de los principales fabricantes y su esquema de funcionamiento básico.

3. Matriz de Costos de la GD. Se presenta la banda de costos y parámetros de funcionamiento de cada tecnología de GD. La matriz esta organizada en tres cuadros: una apreciación global, otra de los parámetros de funcionamiento y finalmente de los requerimientos del lugar de instalación.

A manera de resumen, dentro de las tecnologías de GD se incluyen:

- **Motores Reciprocantes** - Esta tecnología de GD se desarrolló hace más de un siglo y todavía se utiliza en una amplia gama de aplicaciones. Los motores van desde los 5 kW hasta más de 10 MW de potencia instalada y pueden usar combustibles diesel, GN, o el biogás como su fuente energética. Los esfuerzos de desarrollo permanecen enfocados en mejorar la eficiencia y en reducir sus niveles de emisiones.
- **Microturbinas** – Es una nueva y emergente tecnología. Los fabricantes están produciendo unidades que van de 30 kW a 300 kW. Las Microturbinas producen bajos niveles de emisión, pero las unidades actualmente presentan costos unitarios relativamente superiores al de las unidades convencionales.

- **Turbinas Industriales a Gas Natural** – Representan a una tecnología madura, las turbinas a gas natural van de 1 MW a 10 MW o más. Tienen costos de inversión y niveles de emisión relativamente cercanos al de las modernas unidades de mayores potencias, pero sus niveles de eficiencia también son normalmente menores al de las unidades térmicas convencionales (ver cuadro N° 2.16). Se enfocan los esfuerzos tecnológicos de desarrollo en incrementar los niveles de eficiencia a valores superiores que los hagan mucho más rentables.
- **Celdas de Combustible** - Aunque la primera celda de combustible se desarrolló hace ciento cincuenta años, esta tecnología permanece aún en la fase de desarrollo. Actualmente, las celdas de combustible están comercialmente disponibles solo en forma restringida; asimismo se tiene en vías de desarrollo celdas que van de 5 kW a más de 1000 kW, las cuales podrán entrar en el mercado en los próximos años. Sus niveles de emisión son bastante bajos (hasta 0,007 g/kWh de NOx y 0,01 g/kWh de CO), mucho menores a los límites máximos permitidos en la regulación norteamericana, pero el costo sigue siendo el mayor de los problemas para la penetración en el mercado de esta tecnología. Las pocas celdas de combustible que se usan actualmente en EE.UU. proporcionan potencia en aplicaciones subvencionadas por el gobierno o empresas de gas.
- **Celdas Fotovoltaicas** - Normalmente conocido como los paneles solares; los paneles fotovoltaicos (PV) están extensamente disponibles para uso comercial y doméstico. Los paneles van de unidades de menos de 5 kW hasta unidades que pueden combinarse para formar un sistema de cualquier tamaño. Ellos no producen ninguna emisión y requieren un mínimo mantenimiento, sin embargo los costos unitarios de inversión son bastante elevados en comparación con las microturbinas y turbinas industriales (ver cuadro N° 2.16). Son usados actualmente en los lugares remotos sin conexión con la red de distribución local y también para generar energía limpia.
- **Turbinas Eólicas** – Van de menos de 5 kW a más de 1000 kW. Estos equipos proporcionan energía relativamente barata (comparado a otras tecnologías

renovables), pero están sujetos a la variabilidad del viento, por lo que no es adecuado para las necesidades de suministro continuo. Los esfuerzos en su desarrollo parecen tender a combinar las turbinas eólicas con sistemas de almacenamiento de batería que pueden proporcionar energía durante los periodos cuando la turbina no está generando. Están usándose principalmente en localidades aisladas por las compañías de energía de diferentes países como España o EE.UU. para proporcionar energía limpia.

En un ambiente cambiante de las necesidades de energía de los usuarios, las tecnologías de GD, solo o en combinación, pueden ofrecer mejores niveles de rentabilidad económica o una solución global de suministro para algunos usuarios.

A continuación se detallan las aplicaciones típicas de las tecnologías de GD.

2.1. Aplicaciones Típicas de la GD

La GD está usándose actualmente por los usuarios en diferentes países del mundo para suministrar parte o la totalidad de los requerimientos de energía eléctrica. Hay muchas aplicaciones potenciales diferentes para las tecnologías de GD. Por ejemplo, algunos usuarios usan la GD para reducir los costos producto de la máxima demanda de potencia, mientras otros lo usan para proporcionar potencia adicional o reducir las emisiones contaminantes. La GD también puede ser usada por las empresas distribuidoras eléctricas para reforzar sus redes de distribución.

Existen muchas otras aplicaciones para la GD, detallándose a continuación aquéllos de interés potencial para las empresas distribuidoras y los usuarios finales de cualquier red de distribución del mundo.

A. Potencia Eléctrica Continua - En esta aplicación, la tecnología de GD puede operar más de 6 000 horas por año y generar parte o la totalidad de potencia en una forma relativamente continua. Las importantes más características de la GD incluyen los siguientes (para mayores detalles ver los cuadros N° 2.16, 2.17 y 2.18):

- Relativamente alta eficiencia eléctrica,
- Bajo costo variable de mantenimiento, y
- Bajos niveles de emisiones.

Como ejemplo se tiene que en EE.UU. actualmente la GD está utilizándose más a menudo para la generación continua en las aplicaciones industriales como en las fábricas de alimentos, plástico, caucho, metal y producción química. Asimismo, se usa en el sector comercial, mientras un fragmento de su uso industrial incluye los sectores como los hospitales y la industria en general del citado país.

B. Calor Combinado con Potencia (CHP) - También llamado Calor y Potencia o mejor dicho Cogeneración. Esta tecnología de GD opera más de 6 000 horas por año sin ningún tipo de inconvenientes. Una parte del poder calorífico del combustible se usa para la generación de energía térmica (vapor caliente) el cual es utilizado en múltiples necesidades. En algunos casos esta energía térmica puede usarse también para operar un equipo de refrigeración especial. Las características más importantes de este tipo de GD son (para mayores detalles ver los cuadros N° 2.16, 2.17 y 2.18):

- La alta disponibilidad de uso de la energía térmica de salida (elevada eficiencia global del orden del 80%),
- Bajo costo variable de mantenimiento, y
- Bajo nivel de emisiones.

Las características del CHP son similares a aquéllos de Potencia Eléctrica Continua, aunque la demanda de energía térmica hace la diferencia frente a los requerimientos de solo energía eléctrica. De forma semejante a la aplicación anterior, se tiene que en EE.UU. el CHP es normalmente usado por la mayoría de industrias que requieren en forma conjunta la energía eléctrica y la térmica.

C. Para Demandas Pico - En las aplicaciones de demanda pico la GD opera entre 200-3000 horas por año para reducir los altos costos de electricidad en horas punta. Pueden operarse las unidades para reducir la demanda de potencia en horas punta, para reducir las

compras de electricidad durante los periodos del alto precio o para alisar los picos de demanda de potencia de los periodos cercanos. Las características más importantes de este tipo de GD son (para mayores detalles ver los cuadros N° 2.16, 2.17 y 2.18):

- Bajo costo de instalación,
- Arranque rápido, y
- Bajo costo variable de mantenimiento.

En EE.UU. actualmente está usándose la GD en esta aplicación, principalmente en el sector comercial que presenta factores de carga no muy altos en contrapartida con el sector industrial que presenta diagramas de carga relativamente planos. Las aplicaciones más comunes están en las instituciones educativas, los hoteles, los comercios y algunas industrias que presentan diagramas de carga con altos picos de demanda.

D. Energía Limpia - Las unidades de GD operan bajo un régimen de emisiones relativamente bajo, siendo por ello medioambientalmente adecuados para cumplir con las altas exigencias normativas de algunos países al respecto. Las características más importantes de este tipo de GD son (para mayores detalles ver los cuadros N° 2.16, 2.17 y 2.18):

- Bajo nivel de emisiones,
- Alto nivel de eficiencia, y
- Bajos costos variables de mantenimiento.

Esta energía limpia también podría ser usada por las distribuidoras para proporcionar a sus clientes el suministro de electricidad generado con tecnologías de bajos niveles de emisiones.

E. Suministro de Alta Calidad – La GD normalmente proporciona el suministro de electricidad a un nivel más alto de calidad y confiabilidad que los típicamente ofrecidos por la red de distribución (para mayores detalles ver los cuadros N° 2.16, 2.17 y 2.18). El mercado creciente de suministro de alta calidad (exigencias respecto al nivel de tensión, la cantidad de armónicos, cantidad de interrupciones entre otros) representa para las

empresas una oportunidad de proporcionar un servicio con mayor valor agregado a sus clientes. Los usuarios típicamente demandan el suministro ininterrumpido para una variedad de aplicaciones, y por esta razón, esta aplicación se desglosa en tres categorías que se explican a continuación:

I. Sistema de Potencia de Emergencia - Este es un sistema independiente que automáticamente proporciona electricidad dentro de un periodo para reemplazar la fuente normal cuando esta falla. El sistema se caracteriza por alimentar parte de la demanda total de las instalaciones, las cuales son principalmente las cargas cuya parada produciría daño en un proceso productivo y/o amenaza a la salud y seguridad de los trabajadores. Los usuarios que demandan este tipo de aplicación están principalmente conformados por industrias en donde por el tipo de proceso se hace inevitable el suministro ininterrumpido de energía eléctrica.

II. Sistema de Potencia de Reserva - Este sistema proporciona electricidad en forma independiente para reemplazar la fuente normal cuando esta falla y así permite suministrar electricidad a la totalidad de la demanda en forma continua, permitiendo la operación satisfactoria de las instalaciones (sistema de utilización) en su totalidad o gran parte de ella. Dichos sistemas son requeridos para los sistemas de utilización de aeropuertos, estaciones policiales y de bomberos, bases militares, cárceles, en suministro de agua y plantas de tratamiento del alcantarillado, sistemas de transmisión y distribución de gas natural y otras.

III. Sistema de Suministro de Alta Calidad – Los usuarios que exigen suministro ininterrumpido, libre de todos los problemas de calidad como son las variaciones de frecuencia, caídas de tensión, flickers y armónicos usan este sistema. El suministro de alta calidad no está directamente disponible en la red de distribución, por lo que requiere un suministro auxiliar que puede ser el sistema de emergencia o de reserva. Alternativamente, una tecnología de GD puede usarse como la fuente de poder primaria y la red de distribución puede usarse como

reserva (fuente secundaria). Esta aplicación se usa con el objetivo de dotar de suministro eléctrico a las cargas críticas con el nivel adecuado de calidad de energía en lugares como aeropuertos, bancos, compañías de seguros, estaciones de comunicaciones y hospitales entre otros.

Las características más importantes del suministro de alta calidad de la GD (de emergencia y de reserva) son:

- Arranque rápido,
- Bajo costo de instalación, y
- Bajos costos fijos de mantenimiento.

Para mayores detalles ver los cuadros N° 2.16, 2.17 y 2.18.

F. Postergación de Inversiones en la Transmisión y la Distribución - En algunos casos, instalando unidades de GD en puntos estratégicos del sistema de potencia, estas pueden ayudar a la postergación de inversiones en los sistemas de transmisión o de distribución y subestaciones que generalmente resultan ser mucho más caras. Para ello se debe realizar un análisis de costos de las alternativas disponibles en forma integral, debiéndose examinar los problemas críticos y contractuales que están relacionadas con la postergación de la inversión. Las características más importantes de este tipo de aplicaciones de la GD son (para mayores detalles ver los cuadros N° 2.16, 2.17 y 2.18):

- Bajo costo de instalación, y
- Bajos costos de mantenimiento.

G. Servicios Auxiliares – La GD es usado por una empresa eléctrica de distribución para proporcionar servicios auxiliares (operaciones interconectadas necesarias para efectuar el traslado de carga entre el comprador y vendedor) a nivel de transmisión o de distribución. El mercado para los servicios auxiliares todavía está en desarrollo en los EE.UU., pero en mercados dónde los servicios auxiliares han sido ofrecidos al mercado (en el Reino Unido por ejemplo), las aplicaciones de GD ofrecen ventajas superiores respecto a las tecnologías actualmente utilizadas. Los servicios auxiliares incluyen las reservas

rotantes (generación en reserva que se sincroniza y prepara para atender el incremento súbito de la demanda) y reservas no rotantes o reservas suplementarias (la reserva opera en forma desconectada al sistema, pero es capaz de atender la demanda por un periodo determinado y disminuir la demanda del sistema dentro de un tiempo especificado). Otro rango de potenciales servicios al mercado de la transmisión es el suministro de reactivos y control de tensión, las cuales son usadas por las generadoras para mantener un voltaje apropiado en la línea de transmisión así como a nivel del área de distribución local, el cual proporciona potencia de reserva a los usuarios finales en el caso de una contingencia o falla del sistema. Las características que pueden influir en la adopción de tecnologías de GD para las aplicaciones de servicio auxiliares variarán según el servicio realizado y la estructura del mercado de servicios auxiliares donde se ubique la GD.

En resumen se muestra en el cuadro N° 2.1 los tipos de aplicación de la GD y las características más importantes de cada una de ellas.

Cuadro N° 2.1
Aplicaciones Típicas de la GD y Principales Características

Tipo de Aplicación	Bajo Costo	Alta Eficiencia	Salida Térmica	Emisiones	Tiempo Arranque	Mantto. Fijo	Mantto. Variable
Suministro Continuo	◐	●	○	◐	○	◐	●
CHP	◐	●	●	◐	○	◐	●
Demandas Pico	●	◐	○	○	◐	●	◐
Energía Limpia	◐	◐	◐	●	○	◐	◐
Sumin. Emergencia	●	○	○	○	●	●	○
Sumin. Reserva	●	○	○	○	◐	●	○
Sumin. de Alta Calidad	◐	◐	○	◐	●	◐	◐
Retraso Inversiones T&D - Demanda Pico	●	○	○	○	◐	●	○
Retraso Inversiones T&D - Demanda Base	◐	●	◐	◐	○	◐	●
Reserva Rotante y No Rotante	◐	◐	○	○	●	◐	◐
Sumin. de Reactivos	◐	◐	○	◐	◐	◐	◐
Control de Tensión	◐	◐	○	◐	◐	◐	◐

Confiabilidad de Suministro	●	○	○	○	◐	●	○
Desempeño:							
- Bueno	●						
- Moderado	◐						
- Bajo	○						

Fuente: Preparado por Resource Dynamics Corporation para Maine Utilities Commission

2.2. Descripción de los Tipos Tecnológicos de GD

A continuación se proporciona la descripción de cada tipo tecnológico de la GD, donde se incluye parte de su desarrollo histórico y los estados actuales en los cuales se encuentran; asimismo se describe el proceso de operación, las tecnologías de control de emisiones, los principales fabricantes, el grado de desarrollo que se tiene y las aplicaciones típicas.

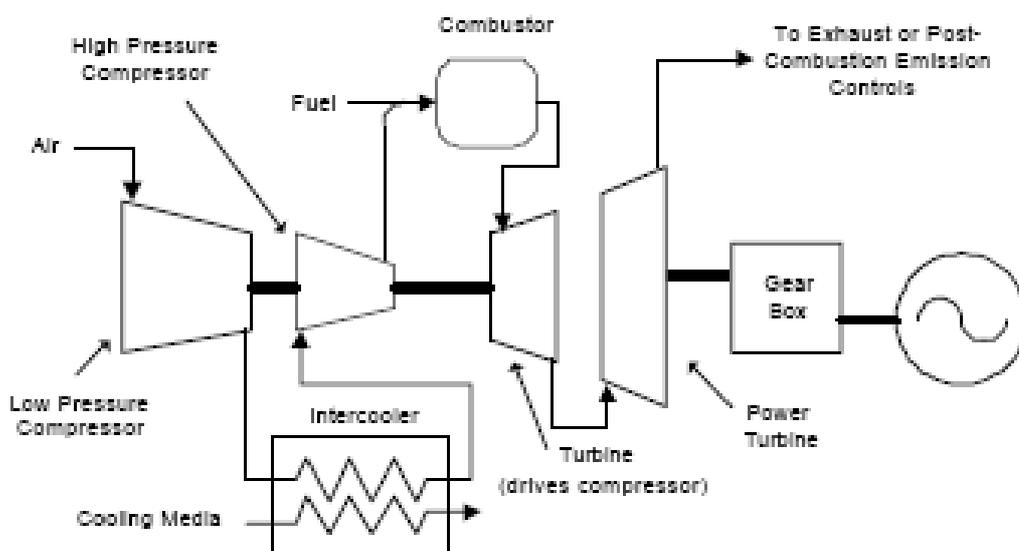
2.2.1. Turbinas a Gas Natural

A. Historia y Situación Actual - Las turbinas de combustión para la generación de potencia fueron usadas durante décadas y los rangos de tamaño de las unidades de ciclo simple van de aproximadamente 1 MW a encima de 100 MW. Las unidades de 1 a 15 MW generalmente son llamadas turbinas industriales, un término que los diferencia de las turbinas de generación más grandes y de las microturbinas más pequeñas. Las turbinas industriales tienen un costo de inversión relativamente bajo, emisiones bajas, la recuperación de calor es a través del vapor y los requisitos de mantenimiento son pocos, pero los niveles de la eficiencia eléctrica también son bajos (para detalles ver los cuadros N° 2.16, 2.17 y 2.18). Con estos rasgos, se usan las turbinas industriales típicamente para la cogeneración, ello cuando se requiere un suministro continuo de vapor o agua caliente y energía eléctrica en forma conjunta, como en las horas picos y en las configuraciones de ciclo combinado.

B. Operación - Históricamente, las turbinas industriales inician su desarrollo basados en los motores de propulsión de aeronaves de reacción. Algunos sin embargo se han diseñado específicamente para la generación de potencia estacionaria o para las aplicaciones de condensación en las industrias del aceite o del

gas. Una turbina de combustión es un dispositivo donde el aire que ingresa es comprimido, luego un combustible gaseoso o líquido es inyectado para luego ser encendido; los productos de la combustión pasan directamente a través de las hélices de una turbina generando trabajo mecánico, dicho trabajo es transformado en energía eléctrica a través de un generador eléctrico que esta unido al eje de la turbina, ya sea en forma directa o a través de una caja reductora. El compresor y turbina normalmente tienen múltiples etapas y son de paso axial. Esto los diferencia de las microturbinas pequeñas que tienen el paso radial y generalmente son de una sola etapa. El inter-enfriador mostrado en la figura siguiente es generalmente reservado para unidades más grandes que pueden incorporar esta mejora.

Gráfico N° 2.1
Esquema Básico de Funcionamiento de la Turbina Industrial



C. Tecnologías de Control de Emisiones - A diferencia de los motores recíprocos, en las turbinas industriales la combustión ocurre fuera del área de la turbina en lugar de dentro del cilindro. Esto permite una mayor flexibilidad reduciendo así las emisiones de NOx. Típicamente, el control de las emisiones de las turbinas de combustión se da durante el proceso de la combustión, así tenemos el control húmedo, el cual usa agua o la inyección de vapor para reducir la temperatura de la

combustión lo cual hace que se reduzca el nivel de NOx producido, dicho proceso se ha usado durante años. El uso de este tipo de control está restringido a la disponibilidad de suministro de agua y espacio para los tanques del almacenamiento. El Dry Low NOx (DLN) es conceptualmente similar a la tecnología lean-burn de los motores recíprocos, el cual crea una delgada y homogénea mezcla de aire la cual alimenta a la cámara de combustión. Esto minimiza los puntos calientes y reduce la temperatura de la combustión lo cual lleva a bajar los niveles de producción de NOx. DLN se ha vuelto la norma para el control de NOx en las turbinas de combustión.

Los costos de inversión de turbinas de combustión difieren dependiendo principalmente de las regulaciones del control de emisiones en la región donde ellos serán instalados. Como puede verse en el cuadro siguiente, el costo de instalación en una región Lowest Achievable Emissions Rate - LAER (lugar donde las regulaciones del control de emisiones son estrictas) es mucho más alto que en una región no donde existe una regulación tan estricta, aunque se aprecia en el cuadro siguiente que dichos costos decrecen conforme se incrementa el tamaño de la unidad.

Cuadro N° 2.2
Impacto de Control de Emisiones en los Costos de Inversión y Operación

Tamaño, MW	Control Mínimo (No - LAER)		Control Estricto (LAER)		
	Control Emisiones	Costo Invers., \$/kW	Control Emisiones	Costo Invers., \$/kW	Costo Oper. Anual, \$/kW
0,2 - 1	Dry Low NOx	30	DLN - SCR	230	36
1 - 5	Dry Low NOx	30	DLN - SCR	130	10
5 - 10	Dry Low NOx	30	DLN - SCR	105	5
10 - 20	Dry Low NOx	30	DLN - SCR	80	3
20 - 30	Dry Low NOx	30	DLN - SCR	60	2

Fuente: Preparado por Resource Dynamics Corporation para Maine Utilities Commission

Aún cuando las turbinas de combustión generan bajos niveles de emisiones en comparación con otros combustibles fósiles que también se encuentran comprendidos como tecnologías de GD, en muchos estados de EE.UU. las unidades deben ser instaladas con las tecnologías de control adicionales para reducir aún más el nivel de emisiones de NOx. El catalizador de la combustión es una opción emergente de

control del NOx, el cual hace uso del combustible de ingreso en su totalidad y del aire para la generación de llama. Subsecuentemente en una cámara de combustión tradicional la mayoría de NOx se produce en la región de alta temperatura cercana a la llama, los sistemas catalizadores reducen estas emisiones substancialmente. SCONOX, otro desarrollo para el control de las emisiones, usa una propiedad del proceso oxidación/absorción/regeneración para reducir el nivel de NOx, CO y los hidrocarburos totales (THC) a niveles por debajo de las normas americanas. Esta tecnología está desarrollándose actualmente y puede permitir instalaciones económicas de turbinas industriales.

D. Aplicación - Las turbinas de combustión pueden utilizarse en una gama amplia de aplicaciones de GD, tales como las mostradas a continuación.

Cuadro Nº 2.3
Aplicaciones Típicas de las Turbinas Industriales

Tipo de Aplicación	Nivel	Descripción
Suministro Continuo	●	Las bajas eficiencias llevan a altos costos de combustible pero pueden mitigarse considerablemente por los sistemas del ciclo combinados. El rendimiento máximo se degrada a mayores temperaturas ambientales.
CHP	●	La recuperación del calor en la descarga de los gases resulta de fácil utilización. La calidad de calor de escape es generalmente buena y mejor que las otras opciones.
Demandas Pico	●	Bajas horas de operación generan un decrecimiento en el eficiencia, pero los motores reciprocantes son usualmente más baratos y más efectivos que todas pero no para aplicaciones mayores.
Energía Limpia	○	Las turbinas son generalmente más limpias que los motores (bajas emisiones de NOx y de CO) aunque no como las celdas de combustible o las opciones renovables. Las bajas eficiencias también llevan a que las emisiones de CO2 sean más altas.
Suministro de Alta Calidad	●	Se usan las turbinas pequeñas para el suministro de reserva en Europa y Japón.
Desempeño:		
- Bueno	●	
- Moderado	●	
- Malo	○	

Fuente: Preparado por Resource Dynamics Corporation para Maine Utilities Commission

E. Fabricantes - Las Turbinas son actualmente fabricadas por numerosas empresas. Entre otros proyectos, el programa de Sistema de Turbina Avanzado, patrocinado por Departamento de Energía de EE.UU. busca aumentar la eficiencia de

la turbina y reducir las emisiones de NOx a través del uso de recuperación y materiales avanzados.

Cuadro N° 2.4
Principales Fabricantes de Turbinas Industriales

Fabricante	Modelos	Descripción
Alstom	Turbinas a gas de 50 MW, ciclo combinado desde 50 a 265 MW	Alimentados por gas natural, petróleo ligero, crudo o carbón. La flexibilidad en el tipo de combustible elimina la dependencia a cualquiera de ellos
Kawasaki	Turbinas de 650 kW a 30 MW, para CHP, reserva y ciclo combinado	Comercializa y vende el paquete de generador GPB15X con sistema de combustión frío Catalytic Xonon™
Nuovo Pignone	Rango de turbinas desde 2 MW a 124 MW	Cerca de 1300 unidades instaladas con más de 55 millones de horas de operación
Pratt & Whitney	Turbinas de 300 kW a 5 MW para generadores, CHP y potencia auxiliar	Se formó la New Industrial Gas Turbina Unit P2 Energy, LLC
Rolls Royce	Unidades de 150 MW, turbinas de gas aeroderivados y motores diesel	La re-organización comercial anunciada se concentrará en los negocios de Energía, enfocándose en las grandes turbinas comerciales de gas natural, con sede en Montreal
Solar	Unidades desde 1 MW a 15 MW	Solar tiene la porción del mercado más grande en los rangos de 1 a 15 MW de tamaño

Fuente: Preparado por Resource Dynamics Corporation para Maine Utilities Commission

F. Temas de Desarrollo

i) Eficiencia

- Mayor durabilidad y resistencia de los materiales a mayores temperaturas (las cerámicas, el cristal simple superconductor y materiales solidificados direccionalmente) o avance en los diseños de refrigeración (transpiración y vórtice) son requeridos para las primeras hélices de las turbinas de múltiples etapas y las cámaras de combustión para aumentar la proporción de temperatura/compresión durante la operación y por consiguiente las eficiencias de las turbinas. Tales desarrollos también producirán menores tiempos de parada y bajos costos de mantenimiento.
- La eficiencia puede mejorarse a través del uso de recuperadores (intercambiadores de calor aire-aire que usan los gases de la descarga para

precalentar el aire comprimido a la entrada de la cámara de combustión). Aunque la recuperación normalmente no se emplea para las turbinas en el rango de tamaño de menos de 1 MW, es una parte integrante del programa de Sistema de Turbinas Avanzado (ATS) y ya se usa en las microturbinas. El inter-enfriamiento (enfriamiento de aire entre 2 o más etapas de compresión) puede aumentar la eficiencia reduciendo los requisitos de potencia de los compresores de aire y producir menor temperatura del aire para mejorar la refrigeración de las partes de la turbina.

- Los efectos de las condiciones del medio ambiente en la eficiencia también son importantes desde que se da el uso de la turbina durante los picos de demanda, periodos en los cuales se requiere el máximo rendimiento de las unidades, obteniéndose en situaciones adversas salidas de potencia bajas. Los métodos actuales para disminuir los efectos de la temperatura ambiente incluyen el suministro de aire mediante Chillers ya sea por evaporación, absorción o mecánicamente, la inyección de vapor en la cámara de combustión cuando se tiene altos flujos máxicos o para el control de NOx y la inyección o almacenamiento de aire comprimido.

ii) **Aplicaciones**

- Pueden reducirse los costos de mantenimiento a través de la construcción modular (diseñando los componentes en cada módulo a fin de que requieran el mantenimiento al mismo tiempo o por grupos en periodos semejantes) o a través del monitoreo avanzado del comportamiento de la turbina para anticiparse a las necesidades de mantenimiento.
- Las gasificadoras que producen el combustible gaseoso a partir de los sólidos, como el carbón y la biomasa, podrían ayudar a las turbinas a ganar una mayor aceptación, sobre todo en los mercados internacionales y dónde existe restricciones de suministro de GN. Sin embargo tales gasificadoras introducen

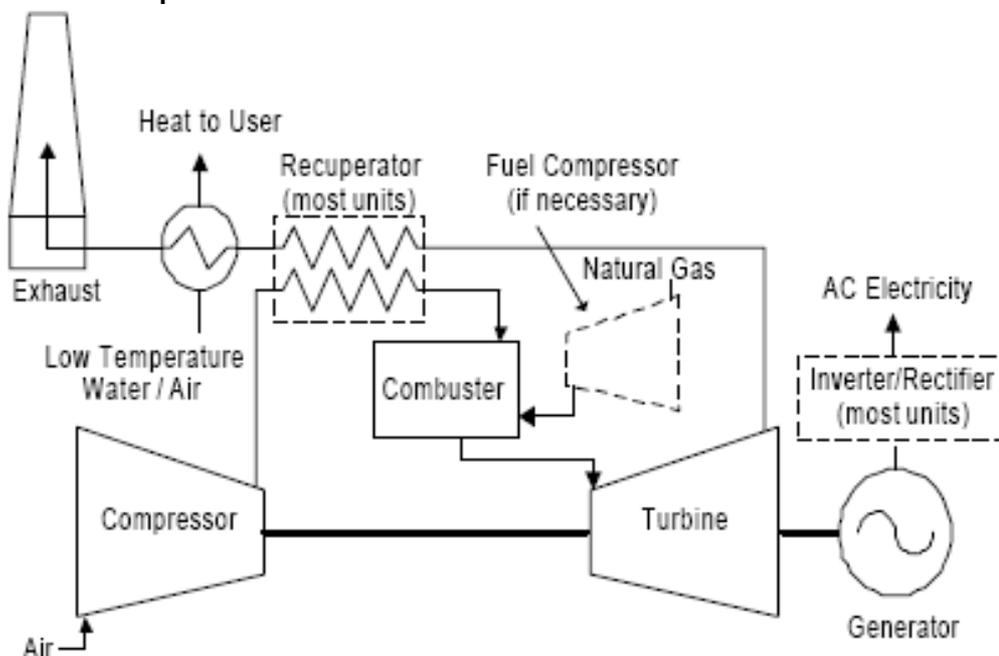
mayor complejidad en el sistema lo cual es representativo y conlleva a un mayor costo.

2.2.2. Microturbinas

A. *Historia y Estado Actual* - La tecnología usada en las microturbinas se deriva de los sistemas de potencia auxiliares de los aviones y de los turbocargadores de los motores diesel. Varias compañías están actualmente en el campo de producción de unidades para generación de energía distribuida en pequeña escala en rangos de tamaños que van desde los 30 kW hasta los 500 kW. Aunque muchas unidades están disponibles comercialmente, la mayoría están dentro de un permanente desarrollo a fin de elevar la performance de los equipos.

B. *Operación* - Las microturbinas simples están compuestas de un compresor, una cámara de combustión, una turbina y un generador. Los compresores y las turbinas son típicamente de flujo radial y se parecen bastante a los turbocargadores. La mayoría de los diseños son de un solo eje y usa un generador de imán permanente de gran velocidad para producir voltaje variable, frecuencia variable y corriente alterna (AC) en el generador. Un inversor es empleado para producir los 60 Hz de corriente alterna. La mayoría de las unidades de las microturbinas se diseñan actualmente para el funcionamiento continuo y se usa un recuperador de calor para obtener mejores eficiencias eléctricas.

Gráfico N° 2.2
Esquema Básico de Funcionamiento de la Microturbina



C. Tecnologías de Control de Emisiones - En general las emisiones de las microturbinas son comparables con las turbinas industriales (de 1 a 20 MW de potencia instalada). Por ejemplo, los niveles de NOx se reportan menores a 9 ppm para el Capstone Microturbine (30 kW) y 50 ppm para el Honeywell Parallon75 (75 kW), es difícil de declarar los niveles de la emisión exactos debido a que la mayoría de las especificaciones de emisiones de las microturbinas están basados en las proyecciones del fabricante y las demandas por lo que debe confirmarse con la comprobación de campo. Las tecnologías de control de emisiones en las microturbinas se enfocan en el mejor diseño de la cámara de combustión y el control de la flama a diferencia del enfoque de las tecnologías usadas en los diseños de grandes turbinas industriales, en donde se ve la inyección del agua/vapor como un medio de reducir el nivel de emisiones.

D. Aplicaciones - Las Microturbinas pueden utilizarse en una amplia gama de aplicaciones de GD, tales como las señaladas a continuación.

Cuadro N° 2.5
Aplicaciones Típicas de las Microturbinas

Tipo de Aplicación	Nivel	Descripción
Suministro Continuo	●	Aunque los costos de capital pueden ser en el futuro más bajos que aquellos de tecnologías existentes, las eficiencias bajas se traducen en que los costos de combustible son más altos. El rendimiento máximo se degrada a altas temperaturas ambientes
CHP	●	La recuperación del calor en la descarga de los gases resulta de fácil utilización. Sin embargo la recuperación necesaria para obtener las altas eficiencias eléctricas hace que la calidad de la energía térmica disponible decrezca debido a que parte de dicha energía térmica es utilizada para precalentar el aire que luego ingresará a la cámara de combustión. La eficiencia global del sistema tiende a disminuir en función a la magnitud de aumentos de la recuperación
Demandas Pico	●	Reducidas horas de operación ayuda a compensar la desventaja de la disminución de la eficiencia y los bajos costos de las unidades sin recuperación que los hacen competitivos en la mayoría de las aplicaciones típicas. Sin embargo, los motores reciprocantes son normalmente más baratos y también satisfacen las necesidades de los usuarios para estas aplicaciones
Energía Limpia	○	Las turbinas son generalmente más limpias que los motores (bajas emisiones de NOx y de CO), pero no tan limpias como las celdas de combustible o las opciones renovables. La más baja eficiencia también lleva a que los niveles de las emisiones de CO2 sean más altas
Suministro de Alta Calidad	●	Los generadores basados en inversores ofrecen una alta calidad de suministro
Desempeño:		
- Bueno	●	
- Moderado	●	
- Malo	○	

Fuente: Preparado por Resource Dynamics Corporation para Maine Utilities Commission

E. Fabricantes - Mientras diversas empresas están examinando su ingreso en el mercado, actualmente sólo hay un pequeño grupo de compañías que producen microturbinas, las cuales están disponibles comercialmente. Estos fabricantes han trabajado para solidificar su posición en el mercado de microturbinas surgiendo la comercialización a través de una serie de distribución y a través de acuerdos de mercado con las empresas ya establecidas. En esta situación ellos esperan disminuir los costos y abrir nuevos mercados para sus productos. Los usuarios actuales de estas tecnologías incluyen a los clientes comerciales medianos y pequeños, así como a los usuarios industriales, las empresas municipales y distribuidoras como la empresa de Chicago Peoples Energy, la American Energy Saving Inc. (AES) y Allegheny Energía Soluciones.

Cuadro N° 2.6
Principales Fabricantes de Microturbinas

Fabricante	Modelos	Descripción
Capstone Turbine Corporation	Sistemas de potencia de Microturbinas	Modelos de 30 kW y 60 kW, con posibilidad de Cogeneración
Honeywell Power Systems	Turbinas Parallos 75	
Elliot Energy Systems	Microturbinas desde 35 kW hasta 500 kW	Su diseño es de un solo eje, con recuperación de calor e inversor de estado sólido de 50/60 Hz. Modelos comerciales de 45 kW, con un nivel de eficiencia de 30% (LHV)

Fuente: Preparado por Resource Dynamics Corporation para Maine Utilities Commission

F. Temas de Desarrollo

i) Tecnología

- La mayoría de las Microturbinas usan un solo eje el cual esta acoplado con un generador del imán permanente de gran velocidad que produce la corriente alterna de muy alta frecuencia. Usando un inversor, esta corriente debe convertirse a 60 Hz. Una ventaja de estas unidades de un solo eje es que su diseño es más simple y por ende su construcción en comparación con las configuraciones de dos ejes, por consiguiente requieren menor mantenimiento. Sin embargo, las configuraciones de dos ejes incluyen una caja de engranajes para la reducción y un generador de inducción que directamente generan energía a 60 Hz, por lo que no requiere del inversor.
- Las Microturbinas giran a muy altas revoluciones (40 000 RPM a más) y por consiguiente requieren que los sistemas de producción sean de alta confiabilidad. Están usándose actualmente dos configuraciones: los cojinetes de aire acompañados con una lámina de metal blando y un sistema de lubricación de aceite presurizado con una bomba. Los sistemas con los cojinetes de aire eliminan el sistema de aceite y son más simples, requieren menos mantenimiento y no tienen la carga de bomba de aceite parasitaria. Sin embargo, los diseños de aceite generalmente duran mucho más tiempo.
- Los costos relativamente altos son la mayor barrera para los fabricantes de Microturbinas. El costo del sistema electrónico que realiza la interconexión con la red

es alto. Sin embargo las interconexiones normales o los volúmenes de producción altos pueden ayudar a que se reduzcan estos costos (para mayores detalles ver el cuadro N° 2.16).

ii) Eficiencia

- Los recuperadores de calor (intercambiadores de calor aire-aire que usan los gases de la descarga para precalentar el aire de entrada de la cámara de combustión) pueden mejorar la eficiencia de la microturbina entre 20-30% contra las eficiencias de 14-20% de las unidades sin recuperadores. La obtención de eficiencias más altas conlleva a requerir temperaturas más altas lo que hace necesario mejoras en los materiales del recuperador, siendo el material con buenas características la cerámica.
- La eficiencia de las microturbinas es impactada por el nivel de presión de gas natural disponible. Las unidades que son suministradas con gas a presión alta (50-60 psig) son más eficientes en 1-4% que aquéllos que usan el gas a baja presión debido a los requisitos parasitarios de presión del compresor de combustible.
- Varios fabricantes en EE.UU. están desarrollando sistemas de generación que combina las celdas de combustible con las microturbinas. Estos sistemas típicamente utilizan el gas caliente producido por ciertos tipos de celdas de combustible (principalmente el Combustible del Óxido Sólido Cells/SOFC), el cual se hace circular a través de una microturbina para generar electricidad adicional. Se esperan que los sistemas híbridos comerciales tengan excepcionalmente eficiencias eléctricas más altas (60% a más).

iii) Aplicaciones

- Las gasificadoras que producen el combustible gaseoso a partir de los sólidos (como el carbón y la biomasa) podrían ayudar a las microturbinas a ganar mayor aceptación, sobre todo en los mercados internacionales y donde quiera que los suministros de GN son escasos. Sin embargo, las gasificadoras serían complejas y

se usaría el combustible con las impurezas y los contaminantes que provienen de su procesamiento por consiguiente se requeriría que los sistemas de alimentación de combustible sean complejos a fin de garantizar que el gas este exento de impurezas, lo cual incrementa los costos de inversión.

- Los fabricantes están diseñando unidades que pueden utilizar la basura de bajo contenido de poder calorífico (BTU) y gas producido mediante el digestor.
- Los fabricantes están desarrollando Microturbinas sin recuperación para ser usadas como respaldo y aplicaciones de CHP que requieren las temperaturas más altas.
- El tiempo de arranque de las Microturbinas es más largo que el de los motores reciprocantes lo cual puede limitar su uso como sistemas auxiliares.

2.2.3. Motores de Combustión Interna

A. *Historia y Estado Actual* - Los Motores Reciprocantes se desarrollaron hace más de 100 años, fueron la primera tecnología de GD que usaba combustibles fósiles. Ambos, los motores con el Ciclo Otto (de ignición por chispa) y el ciclo Diesel (de ignición por compresión) han ganado la aceptación en casi todos los sectores de la economía y son usados en aplicaciones que impulsan pequeños sistemas diversos hasta medianas plantas de generación de hasta 60 MW de potencia instalada. Los motores reciprocantes están compuestos por émbolos ubicados dentro de cilindros herméticamente cerrados uno al lado de otro, los cuales pueden ser desde 01 cilindro hasta motores muy grandes de más de 12 cilindros. Los motores reciprocantes están compuestos por un subconjunto de elementos que generan la combustión en su interior, luego dicha combustión es transformada en movimiento mecánico a través de mecanismos rotatorios.

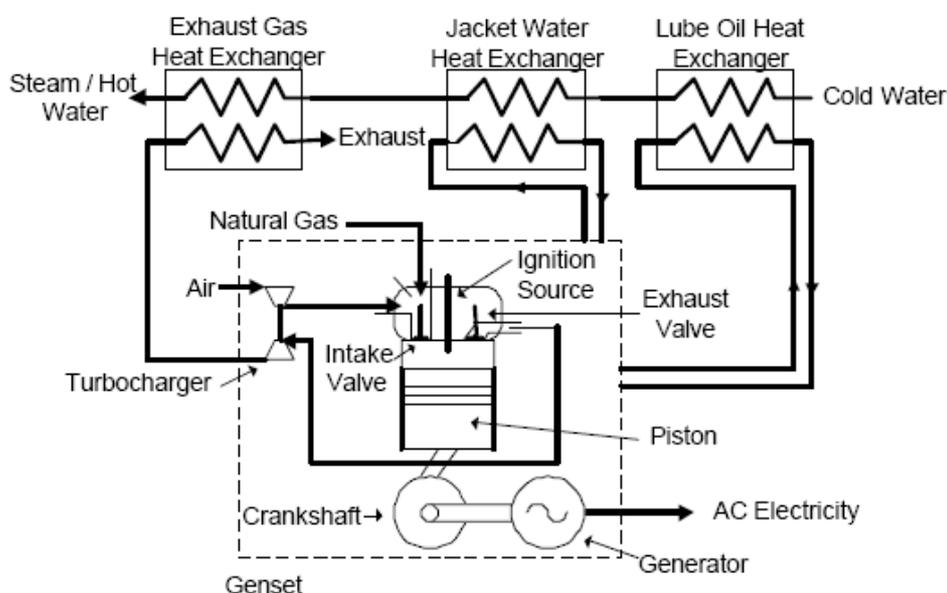
Se diseñan motores más pequeños (de 10 a 400 HP de potencia) principalmente para su uso en el transporte y pueden convertirse para impulsar las

unidades de generación eléctrica, para lo cual se requieren mínimas modificaciones. En general los motores más grandes se diseñan para la generación de energía eléctrica, trabajos mecánicos específicos o para la propulsión marina. Los motores reciprocantes son actualmente fabricados por muchas empresas en diferentes rangos de tamaño que pueden ser usados en aplicaciones de GD. Para las aplicaciones de GD, los motores reciprocantes ofrecen bajos costos y una buena eficiencia, pero los requerimientos de mantenimiento son altos, así como también el nivel de las emisiones son altas (para mayores detalles ver los cuadros N° 2.16, 2.17 y 2.18) debido al tipo de combustible utilizado y el proceso térmico mediante el cual se convierte la energía del combustible (poder calorífico) en energía eléctrica.

B. Operación - Casi todos los motores de combustión (reciprocantes) usados para la generación de energía eléctrica son de cuatro tiempos operando en los ciclos de admisión, compresión, combustión y escape. El proceso empieza con el ingreso del combustible y del aire en forma combinada en los motores que trabajan bajo el Ciclo Otto. Algunos motores utilizan turbocargadores o sobrealimentadores para aumentar el rendimiento del motor, lo cual significa que el aire de ingreso es comprimido por un pequeño compresor en el sistema de la admisión. La mezcla del aire/combustible se introduce en el cilindro de la combustión, luego la mezcla es comprimida por el movimiento del pistón hacia la parte superior del cilindro. En las unidades que trabajan bajo el Ciclo Diesel, se introducen el aire y combustible separadamente, el combustible es inyectado después de que el aire ha sido comprimido por el pistón dentro del cilindro. Cuando el pistón se acerca a su punto de más alto recorrido (punto muerto superior), se produce una chispa que enciende la mezcla (en el caso de los motores diesel la mezcla se enciende por la alta compresión). Los motores de combustibles Duales usan una pequeña cantidad de diesel como combustible para producir la chispa e iniciar el proceso de combustión del combustible que principalmente esta basado en GN. La presión de los gases calientes producto de la combustión empujan al pistón hacia abajo del cilindro. Dicho

movimiento lineal se traduce en energía rotatoria por medio del cigüeñal. Cuando el pistón está cercano al punto más bajo de su recorrido (punto muerto inferior), se abre la válvula de escape para permitir la evacuación de los gases restantes del cilindro, ello se ve ayudado por la carrera de ascenso del pistón. Las configuraciones de cogeneración están disponibles en este tipo de motores mediante la recuperación de calor de los gases de escape hacia fluidos de menor temperatura como el agua, ello mediante intercambiadores de calor específicos.

Gráfico N° 2.3
Esquema Básico de Funcionamiento del Motor Reciprocante



C. Tecnologías de Control de Emisiones - El proceso de la combustión produce NOx, monóxido del carbono y emisiones de partículas sólidas como resultado de la mezcla del aire-combustible en incorrectas proporciones, así como por el excesivo enfriamiento del cilindro. Mientras los motores diesel se usan en forma generalizada, las regulaciones sobre el nivel de emisiones se están haciendo cada vez más estrictas generando dificultades a las empresas que utilizan los generadores diesel. Las tecnologías de control de emisiones como la Reducción Catalizadora Selectiva (SCR) son aún caras y como resultado de ello los generadores diesel están siendo usados principalmente para emergencia o aplicaciones de reserva dónde los

bajos costos de los equipos instalados y la alta disponibilidad de centros especializados de reparaciones hacen que esta tecnología sea una opción factible de ser implementada.

Los motores de combustibles duales ofrecen una alternativa que combina la eficiencia y confiabilidad de un motor diesel con el bajo nivel de emisiones del GN. Estos motores tienden a ser más eficientes y producir menos NOx y emisiones de partículas que los motores diesel. Además pueden obtenerse reducciones en las emisiones a través del uso de una cámara del pre-ignición que disminuye la cantidad de combustible diesel requerido para la ignición. Las nuevas unidades de GN están enfocadas en la tecnología lean-burn que usa una proporción más alta de aire/combustible que las unidades tradicionales. Los motores lean-burn tienen eficiencias más altas y las más bajas emisiones de NOx pero una menor potencia de salida. Esto puede ser compensado con la incorporación de un turbocargador para aumentar la densidad del aire o la mezcla aire/combustible.

Los costos de instalación y los gastos anuales para motores reciprocantes difieren grandemente dependiendo de las regulaciones de control de emisiones en la región dónde ellos son los instalados (se toma como referencia los EE.UU.). Como puede verse en el cuadro siguiente, el costo instalado bajo una región con una Menor Tasa de Emisiones Permitido – LAER (siglas en ingles – Lowest Achievable Emmissions Rate) es muy superior que en una región donde no existe un control de emisiones tan estricto, asimismo se aprecia que dichos costos disminuyen conforme se incrementa el tamaño de la unidad.

Cuadro N° 2.7
Impacto de Control de Emisiones en los Costos de Inversión y Operación

Tamaño, MW	Control Mínimo (No - LAER)		Control Estricto (LAER)		
	Control Emisiones	Costo Invers., \$/kW	Control Emisiones	Costo Invers., \$/kW	Costo Oper. Anual, \$/kW
0,2 - 1	Lean - Burn	30	LB + SCR	230	36
1 - 5	Lean - Burn	30	LB + SCR	130	10
5 - 10	Lean - Burn	30	LB + SCR	105	5

Fuente: Preparado por Resource Dynamics Corporation para Maine Utilities Commission

El incremento de los controles sobre la reducción de emisiones puede ser incorporado en los motores diesel, en las unidades de combustibles duales y motores con mezclas ricas en GN, pero los demás motores instalados en la zona cercana empeoran severamente los niveles de contaminación de la zona. Además, las trampas de partículas pueden ser exigidas para controlar el nivel de emisiones de partículas de los motores diesel.

D. Aplicaciones - Los motores reciprocantes se pueden usar en una amplia gama de aplicaciones de GD, tales como:

Cuadro N° 2.8
Principales Aplicaciones de los Motores Reciprocantes

Tipo de Aplicación	Nivel	Descripción
Suministro Continuo	●	Las altas eficiencias llevan a bajos costos de combustible. Las regulaciones de emisiones pueden hacer difícil la instalación de las unidades diesel
CHP	◐	La recuperación de calor de tres fuentes: del escape, del refrigerante y del aceite. La salida de calor generalmente es de más baja calidad (160-600 °C) que en el caso de turbinas o las celdas de combustible de óxido sólido
Demandas Pico	●	Las unidades diesel diseñadas para alcanzar el máximo de generación tienen el costo de instalación más bajo de todas las tecnologías de GD. El tiempo de arranque rápido también es una ventaja
Energía Limpia	○	La chispa de encendido de las unidades alimentadas con gas natural ofrece niveles de emisiones más favorables en comparación a los otros motores, pero generalmente tienen más CO y emisiones de NOx que las turbinas industriales. Sin embargo, las eficiencias más altas llevan a bajar las emisiones de CO2 en comparación con las turbinas
Suministro de Alta Calidad	◐	Es bueno para aplicaciones auxiliares, pero la calidad de suministro no es tan alta como las tecnologías de las celdas de combustible y microturbinas
Desempeño:	●	
- Bueno	●	

- Moderado
- Malo



Fuente: Preparado por Resource Dynamics Corporation para Maine Utilities Commission

E. Fabricantes - Los motores reciprocantes son fabricados por un gran grupo de compañías a lo largo del mundo en un rango de tamaño bastante amplio. Las tendencias de desarrollo actuales parecen estar enfocadas en la reducción de los niveles de emisiones, incremento de la eficiencia y en reducir los costos. Además, varios fabricantes han firmado acuerdos de fusiones, de mercadeo y de distribución de equipos. Con estos acuerdos, ellos pueden compartir los costos asociados referidos a la investigación y desarrollo e irrumpir en los nuevos mercados globales. Un grupo representativo de fabricantes se lista a continuación, junto con algunos modelos disponibles y los proyectos recientes.

Cuadro N° 2.9
Principales Fabricantes de Motores Reciprocantes

Fabricante	Modelos	Descripción
Caterpillar	Generador compacto, modular, rango de tamaños hasta 4 040 kW	Enfocado en la combustión, admisión del aire, sensores de escape y motores diseñados para incrementar la eficiencia y reducir las emisiones
Waukesha Engine	Motores de GN y combustibles flexibles, versiones lean-burn	Desarrollo de nuevos motores de combustibles gaseosos con un mejor manejo de la admisión del aire, tratamiento al escape e integración de los sistemas de combustión
Cummins Engine Co.	Motores Diesel y Gas: 5 kW a 2 000 kW	Desarrollo de motores con sistemas de alta presión de GN. Aplicaciones de reserva, suministro de alta calidad y manejo de carga.
Jenbacher AG	Unidades de Cogeneración, salida eléctrica de 70 kW a 2 MW	GE Power Systems y Jenbacher Group han extendido su acuerdo actual de distribución.
Wartsila Corp.	Motores Diesel, lean-burn, combustible dual y gas natural-diesel. De 1 MW a 300 MW	

Fuente: Preparado por Resource Dynamics Corporation para Maine Utilities Commission

F. Temas de Desarrollo

i) Tecnología

- Los motores de alimentación Dual tienen los niveles más bajos de emisiones (ver cuadro N° 2.17) porque ellos usan principalmente el GN, tienen una buena

economía y tienen la eficiencia y confiabilidad de los motores diesel. La ignición micro-pilot se ha desarrollado significativamente, reduciendo la cantidad de combustible diesel que debe usarse, en consecuencia se reduce el nivel de las emisiones.

- Lograr altas densidades de aire puede ser importante para reducir el costo por kW generado, pero esto requiere que los componentes del motor sean de mayor fortaleza y de mayor robustez (se tienen mayores presiones, temperatura y esfuerzos). La mayor fortaleza de los componentes también llevan a una disminución en el gasto de mantenimiento, aunque a costas de un incremento en la inversión.
- Dotar de refrigeración forzada a ciertos componentes como los turbocargadores, los asientos de válvula y el área alrededor de la bujía llevan a una vida más larga para los componentes.

ii) Eficiencia

- El diseño de la cámara de combustión no sólo es importante para lograr una combustión eficiente y completa del combustible, sino también para la reducción de emisiones de NOx.
- Cómo y cuándo es inyectado el combustible durante el ciclo de funcionamiento juega un papel importante en como el combustible es quemado y ello repercute grandemente en la potencia generada, en la eficiencia y el nivel de emisiones. Los motores de altas eficiencias operarán a niveles de presión más altos y requieren sistemas de ignición de alta potencia para la producción de la chispa por lo que deberán contar con componentes altamente durables. La adecuada ignición mejora la eficiencia de la combustión y reducir los niveles de emisiones debido a que la ignición se realiza en el momento adecuado, lo cual incrementa la confiabilidad y reduce los requisitos de mantenimiento.

- La efectividad del turbocargador es importante para incrementar la Presión Efectiva Principal al Freno (BMEP por sus siglas en ingles) lo cual conlleva al incremento de la eficiencia. Los motores turbocargados logran mayores densidades de aire, permitiendo a las unidades ser puestos en un ambiente más pequeño y/o disminuir los requisitos del ambiente donde irán instalados.

2.2.4. Celdas de Combustible

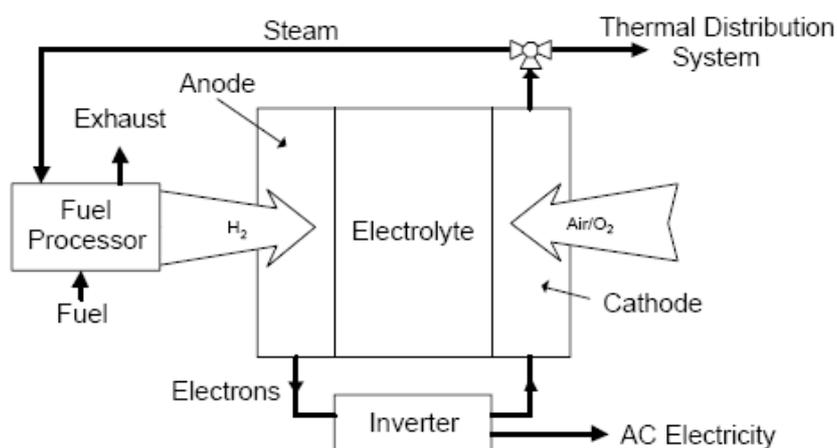
A. Historia y Estado Actual - Aunque la primera celda de combustible se desarrolló en 1839 por William Grove, la tecnología no se puso al uso práctico hasta 1960 cuando la NASA instaló las celdas de combustible para generar electricidad en las naves espaciales Géminis y Apolo. Hay muchos tipos de celdas de combustible que actualmente están bajo desarrollo, dentro de ellas se incluyen las de ácido fosfórico, la de intercambio de protón por membrana, el de carbonato fundido, de óxido sólido, de metanol alcalino y el directo. Sin embargo las celdas de combustible no están comercialmente disponibles. Varias compañías están actualmente en el campo de pruebas de unidades de demostración y la posible salida comercial en el futuro cercano.

B. Funcionamiento - Hay muchos tipos de celdas de combustible, pero cada uno usa el mismo principio básico para generar energía eléctrica. Una celda de combustible esta formado por dos electrodos (un ánodo y un cátodo) separados por un electrolito. Se alimenta el combustible de hidrógeno por el ánodo, mientras el oxígeno (o aire) entra en la celda de combustible a través del cátodo. Con la ayuda de un catalizador, el átomo de hidrógeno es dividido en un protón (H+) y un electrón. El protón atraviesa el electrolito al cátodo y los electrones viajan a través de un circuito externo conectado como una carga, el cual crea la corriente continua (DC). Los electrones continúan hacia el cátodo dónde se combinan con el hidrógeno y el oxígeno produciendo agua y calor.

Las principales diferencias entre los combustibles de los diferentes tipos de celdas están en el material electrolítico usado. Cada electrolito tiene diferentes beneficios y desventajas, basado en los materiales y los costos industriales, la temperatura de operación, la eficiencia del sistema, la cantidad de energía generada y otras consideraciones operacionales. La parte de la celda de combustible que contiene los electrodos y el material electrolítico se llama “*la pila*” y es el componente de mayor costo del sistema. El reemplazo de la pila es muy costoso pero se hace necesario cuando la eficiencia se degrada demasiado, ello sucede conforme aumenta la cantidad de horas de operación de la pila.

Las celdas de combustible requieren el hidrógeno para el funcionamiento. Sin embargo es generalmente impráctico usar el hidrógeno directamente como una fuente de combustible, en cambio se extrae el hidrógeno de las fuentes ricas como la gasolina, el propano o el GN usando un reformador. El costo de los reformadores de combustible y la eficiencia de estos para poder separar el hidrógeno de diferentes combustibles son necesarios para permitir que las celdas de combustible aumenten su flexibilidad y viabilidad comercial.

Gráfico N° 2.4
Esquema Básico de Funcionamiento de la Celda de Combustible



C. Tecnologías de Control de Emisiones - Las celdas de combustible tienen niveles muy bajos de emisión de NO_x y de CO porque el proceso de conversión de

potencia es electroquímico en lugar de la combustión. Por esta razón, cuando las normas de control de emisiones se hacen más estrictas, las celdas de combustible ofrecerán una ventaja clara sobre las otras tecnologías de GD, sobre todo en las zonas no atendidas. A la fecha las celdas de combustible están exentas de las regulaciones medioambientales en la mayoría de las partes de los EE.UU.

D. Aplicación - Las celdas de combustibles pueden usarse en diferentes aplicaciones de GD, tales como las que se detallan a continuación.

Cuadro Nº 2.10
Principales Aplicaciones de las Celdas de Combustible

Tipo de Aplicación	Nivel	Descripción
Suministro Continuo	●	Las altas eficiencias conllevan a la disminución de los costos por combustible. La ausencia de movimiento relativo entre sus partes incrementa la disponibilidad del equipo
CHP	◐	Las celdas de Ácido Fosfórico producen una alta calidad de la energía térmica de salida. Sin embargo las opciones de la cogeneración que se alimentan de energía generada mediante las celdas de Intercambio de Protón por Membrana (PEM) están limitadas grandemente al suministro de agua caliente debido a sus más bajas temperaturas de operación
Demandas Pico	○	Debido a los costos de inversión sumamente altos, las celdas de combustible no reducen típicamente el costo de la energía a menos que operen en forma continua
Energía Limpia	●	Las celdas de combustible no tienen virtualmente ninguna emisión de contaminantes. Las emisiones de CO ₂ también son reducidas debido a la alta eficiencia
Suministro de Alta Calidad	●	Las celdas de combustible entregan un mismo nivel de potencia en forma casi exacta y permanente. Asimismo, los requerimientos de mayor calidad en el suministro tienen menores costos asociados
Desempeño:		
- Bueno	●	
- Moderado	◐	
- Malo	○	

Fuente: Preparado por Resource Dynamics Corporation para Maine Utilities Commission

E. Fabricantes - La compañía Internacional Fuel Cells/ONSI actualmente manufactura celdas de 200 kW de ácido fosfórico para uso comercial y aplicaciones industriales. Varias otras compañías están cerca de comercializar las celdas de combustible de intercambio de protón por membrana (PEM). Aunque ellos se diseñaron originalmente solamente para la generación eléctrica, muchas celdas de combustible tienen también aplicaciones en el sector transporte. Varios fabricantes

han entrado en alianzas con fabricantes automovilísticos lo cual puede consolidar y reducir el costo del equipo.

Cuadro N° 2.11
Principales Fabricantes de las Celdas de Combustible

Fabricante	Modelos	Descripción
International Fuel Cells/ONSI	Celdas de combustible de Ácido Fosfórico de 200 kW, para uso comercial e industrial	Sistema de suministro para grandes comercios, mediante el Anchorage Mail Processing Center en Alaska
DAIS Analytic	Desarrollo de plantas de generación basados en celdas de combustible de 2,5 MW a 10 MW	Los productos incluyen: una fuente de amoníaco - hidrógeno para el suministro de energía mediante pequeñas celdas de combustible
Avista Corp.	Celdas de combustibles modulares basados en bloques de PEM	Se seleccionó al Houston Advanced Research Center (HARC) para la demostración de sus unidades
Ballard Power Systems	Generador de energía estacionario del tipo PEM de 250 kW	Incluye a las empresas: Daimler Chrysler AG, Ford Motor Company, GPU International Inc., Alstom SA y Ebara
Plug Power	Unidades PEM para uso residencial de 7 kW	Los primeros prototipos de la celda de combustible ya se probaron, estando comercializándose a la fecha
Fuell Cell Energy Inc.	Tamaños de 300 kW, 1,5 y 3 MW	Acuerdo para la puesta en operación de dos plantas de generación a ser instalados por el Departamento de Agua y Energía de Los Ángeles

Fuente: Preparado por Resource Dynamics Corporation para Maine Utilities Commission

F. Temas de Desarrollo - La mayor parte del desarrollo en las celdas de combustible no se enfoca en refinar los modelos actuales, sino en conseguir que las unidades trabajen y demostrar su efectividad. Actualmente, sólo las celdas de combustible de Ácido Fosfóricas (PAFC) se están fabricando comercialmente para la generación de energía eléctrica. Otros tipos de celdas de combustible han entrado en la fase de pruebas y demostraciones, las celdas de Intercambio de Protón con Membrana (PEM) reciben mucha atención por sus aplicaciones en transporte y para unidades de GD pequeñas diseñadas para uso residencial.

i) Las Celdas de Combustible de Ácido Fosfórico (PAFC)

- La celda de PAFC genera electricidad con una eficiencia de alrededor de 40% y esto aumenta a casi el 85% si la energía térmica derivada producida por la celda de combustible se usa en la cogeneración. Las temperaturas de operación están en el orden de 175 °C.

- Las celdas de PAFC se alimentan con gas rico en hidrógeno por el ánodo, en dónde se oxida el gas hidrógeno formándose así los protones y electrones. Luego los protones viajan a través de una capa matriz hecho de Teflón ligado a un carburo de silicio el cual esta bañado en el ácido fosfórico, llegando así al cátodo con dónde los protones se combinan con el oxígeno y los electrones retornan de un circuito externo para producir el agua.
- Debido a que los sistemas PAFC operan a una temperatura relativamente alta y su uso requiere de un circuito externo de alimentación de agua para la refrigeración de la pila, la recuperación de calor es más fácil que las otras tecnologías de las celdas de combustible.

ii) Las Celdas de Combustible de Intercambio de Protón mediante Membrana (PEM)

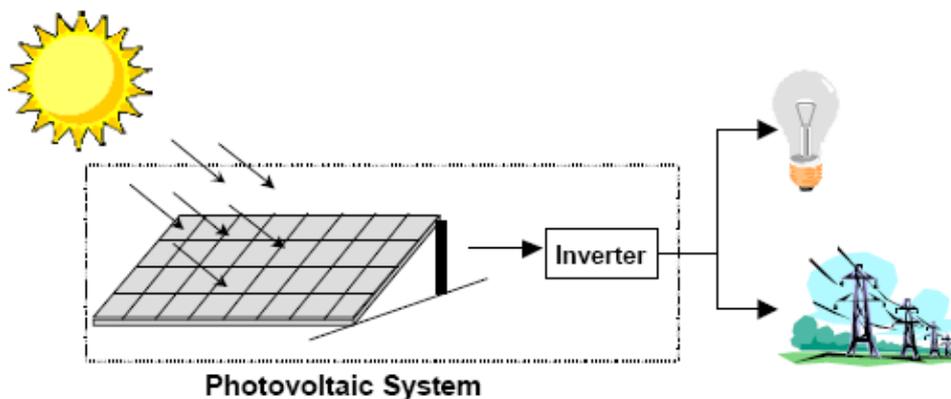
- Las celdas de PEM operan a temperaturas relativamente bajas (aproximadamente 90 °C), tienen una alta densidad de energía y puede variar su producción rápidamente para satisfacer los cambios en la demanda de energía. La mayoría de las unidades en desarrollo son para las aplicaciones en pequeña escala común como es en el transporte y los sectores de energía residenciales.
- Las celdas de PEM usan una membrana de intercambio de protón (también conocido como la membrana electrolítica de polímero) la cual se ubica entre dos electrodos que forman la celda. El plástico usado como membrana es fabricado de ácido polyperfluorosulfonic que es algo similar al Teflón de DuPont. Este material se usa en las celdas de combustible debido a su característica de dirigir los átomos de hidrógeno.
- Las celdas de PEM operan a menores temperaturas en comparación con los otros tipos de celdas de combustible y no contiene ningún químico como ácidos líquidos o bases líquidas que causarían preocupaciones respecto de los materiales de construcción usados.

2.2.5. Celdas Fotovoltaicas

A. Historia y Estado Actual - En 1839, el físico francés Edmund Becquerel descubrió que ciertos materiales producen pequeñas corrientes eléctricas cuando son expuestos a la luz. Sus primeros experimentos daban aproximadamente de 1 a 2 por ciento de eficiencia en la conversión de la luz en energía eléctrica lo cual hizo que se dejara de lado la investigación de estos efectos fotovoltaicos. El próximo descubrimiento se dio todavía por los años cuarenta cuando la ciencia de materiales evolucionó y el proceso de Czochralski fue desarrollado para producir el cristal de silicona de muy alta pureza (el proceso es nombrado como Ene Czochralski, en acreditación del científico polaco por inventarlo). En 1954, los Laboratorios Bell usaron este proceso para desarrollar una celda fotovoltaica de silicona que aumentó la eficiencia de la conversión de la luz en electricidad a 4 por ciento. Los sistemas fotovoltaicos normalmente son conocidos como los paneles solares, los cuales están extensamente disponibles y no producen ningún tipo de emisiones, son confiables y solo exige un mantenimiento mínimo para operarlos. Los sistemas fotovoltaicos no se usan ampliamente porque es una de las tecnologías de GD más caras (ver cuadro N° 2.16) en cuanto a costo de inversión se refiere; asimismo, sólo trabajan mientras existe la disponibilidad de la luz del sol y requieren de un área de operación bastante grande.

B. Funcionamiento - Los paneles solares Fotovoltaicos (PV) están compuestos de celdas discretas las cuales están conectadas a un convertidor que transforma la radiación de la luz en electricidad. Las celdas PV producen energía eléctrica continua (DC), por ello la electricidad generada por los paneles solares no puede usarse en forma directa sino tiene que convertirse a corriente alterna (AC) mediante un inversor.

Gráfico N° 2.5
Esquema Básico de Funcionamiento de la Celda Fotovoltaica



La insolación es un término que describe la energía solar disponible que puede convertirse en electricidad. Los factores que afectan la insolación son la intensidad de la luz y la temperatura de operación de los paneles solares. La intensidad ligera es dependiente en la latitud local y el clima, y generalmente aumenta mientras más cercano al ecuador se encuentre el sistema. Otro factor importante es la posición del panel solar. Para aumentar al máximo la intensidad de la luz, el tablero debe posicionarse para aumentar al máximo la duración de la incidencia perpendicular de los rayos de luz. Incluso con estos ajustes, la eficiencia teórica máxima que puede lograrse con una celda PV es de 30%.

C. Tecnologías de Control de Emisiones - Los sistemas PV no producen ningún tipo de emisiones contaminantes.

D. Aplicaciones - Los sistemas fotovoltaicos pueden utilizarse en una amplia gama de aplicaciones de GD, que van desde los usos residencial y comercial a las aplicaciones de suministro de energía eléctrica en zonas remotas aisladas del sistema.

Cuadro N° 2.12
Principales Aplicaciones de las Celdas Fotovoltaicas

Tipo de Aplicación	Nivel	Descripción
Suministro Continuo	●	Las celdas solares pueden generar potencia sólo cuando hay luz. Las aplicaciones verdaderamente continuas requieren almacenamiento en baterías.
CHP	○	No se tienen aplicaciones de CHP
Demandas Pico	○	Debido a que el rendimiento de estas unidades no puede controlarse, ellos no están preparados para las aplicaciones de demanda pico. Sin embargo, ellos producen energía durante los periodos de máxima radiación solar disponible, los mismos periodos en los cuales muchos de los edificios comerciales y residenciales tienen su máximo consumo
Energía Limpia	●	Los paneles solares no emiten ningún tipo de contaminantes o CO ₂ .
Suministro de Alta Calidad	○	La naturaleza imprevisible de la energía generada mediante los paneles solares restringe su uso para las aplicaciones en donde se requieren altos niveles de calidad de la energía demandada.
Desempeño:		
- Bueno	●	
- Moderado	◐	
- Malo	○	

Fuente: Preparado por Resource Dynamics Corporation para Maine Utilities Commission

E. Fabricantes - Los sistemas fotovoltaicos están actualmente disponibles por varios fabricantes para aplicaciones residenciales y comerciales. Los fabricantes continúan reduciendo los costos de instalación e incrementando la eficiencia de los sistemas (que actualmente bordea el 24% en laboratorio y 10% en el uso real).

Cuadro N° 2.13
Principales Fabricantes de las Celdas Fotovoltaicas

Fabricante	Modelos	Descripción
ASE America	Módulos desde 50 Watts a 300 Watts (4'x6') para las aplicaciones en la industria	Suministran electricidad a la red en docenas de distribuidoras
Astro Power	Paneles diseñados para suministro de potencia en demandas pico en el lugar	Trabaja con Elkem para el desarrollo final de un proceso de producción de bajo costo basado en silicio
BP Solar (Solarex)	Módulos de alta eficiencia de cristales y delgadas capas fotovoltaicas	Apollo® desarrollo un módulo de delgada filmína con el que logró un registro de 10,6 en eficiencia con un rendimiento de potencia de 91,5 Watts
Siemens Solar	Produce celdas solares y módulos	Nuevos módulos solares en el rango de 130 a 150 Watts

Fuente: Preparado por Resource Dynamics Corporation para Maine Utilities Commission

F. Temas de desarrollo - Las nuevas tecnologías y procesos pueden ayudar a eliminar las barreras económicas que están impidiendo la entrada de sistemas fotovoltaicos en el mercado.

i) Tecnología

- El desarrollo en componentes más baratos reducirá el costo de inversión de los sistemas fotovoltaicos. Actualmente, la mayoría de los sistemas se fabrican basándose en una delgada filmina de cristal de silicón. Sin embargo los fabricantes están explorando nuevas alternativas. Por ejemplo, un sistema de placa delgada cristalina está desarrollándose la cual producirá energía eléctrica haciendo uso de solo una parte de lo que ahora se requiere de silicón en los delgados paneles de las celdas fotovoltaicas.
- Los avances en el proceso industrial también influirían en la penetración en el mercado de los sistemas fotovoltaicos. Altos rendimientos en la producción se traducirían en bajos costos de fabricación, así un porcentaje más pequeño de celdas fotovoltaicas necesitarían ser desechados debido a defectos industriales e impurezas. Por eso debido a que los costos de producción interiorizan los costos asociados a las celdas que tienen defectos de fabricación, los avances en la tecnología industrial se traducirían en menores costos para usuarios debido a un menor rango de producción de celdas con fallas.

ii) Eficiencia

- Los sistemas de hoy tienen una eficiencia de conversión de energía que es menor de la mitad de la eficiencia lograda en laboratorio. Aumentando la eficiencia de estos sistemas no sólo se reducirán los costos sino también se reduciría el área requerida de instalación de estos sistemas produciendo así más electricidad en la misma área de superficie.

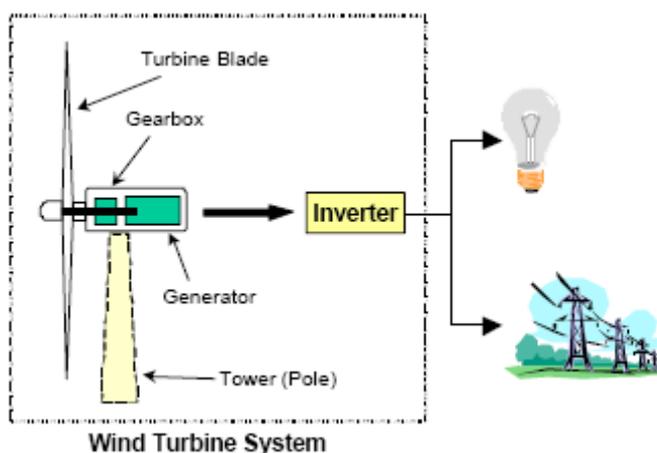
2.2.6. Turbinas Eólicas

A. *Historia y Estado Actual* - Las turbinas eólicas se han usado durante muchos años para transformar la energía del viento en trabajo mecánico para bombear el agua. Antes de la Acta de Electrificación Rural en 1920 (EE.UU.), con la intención de extender la frontera eléctrica a las áreas periféricas, las granjas usaban los molinos eólicos para producir electricidad usando para ello los generadores eléctricos. En los EE.UU. se han instalado unos ocho millones de molinos eólicos mecánicos.

La energía del viento se volvió un tema significativo en los años setenta durante la crisis de energía en los EE.UU. que propició la búsqueda de nuevas fuentes de energía potenciales que usaran combustibles renovables. Las turbinas eólicas, básicamente son molinos eólicos dedicados a la producción de electricidad, fue considerado la opción de mayor viabilidad económica dentro de la carpeta de las opciones de generación con energía renovable. Durante ese tiempo, subsidios en la forma de créditos a los impuestos y las regulaciones federales (en los EE.UU.) favorables estaban disponibles para los proyectos de turbinas eólicas con la intención de promover la penetración de estas turbinas y otras fuentes de energía renovables dentro del mercado americano. Hoy la atención ha permanecido enfocada en esta tecnología como la alternativa medioambientalmente legítima y más conveniente. Las turbinas eólicas pueden producir electricidad sin requerir de inversiones adicionales en infraestructura, como una nueva línea de transmisión y se emplea normalmente en localidades remotas las cuales generalmente están aisladas, aunque existen casos como en España en la cual los parques eólicos alimentan de energía la red. Una mayor cantidad de turbinas eólicas están siendo usadas actualmente, las cuales son preponderantemente unidades pequeñas (menos de 5 kW) diseñadas para el sector residencial y las unidades más grandes fueron instaladas por las compañías eléctricas para que pueden vender la energía generada a sus clientes.

B. Funcionamiento - Las turbinas eólicas son sistemas compactos que incluyen el rotor, el generador, los alabes de la turbina y el dispositivo de control y acoplamiento. Cuando el viento pasa a través de los alabes a cierta velocidad, el aire ejerce fuerzas aerodinámicas que obligan a las hojas a girar apoyándose en el rotor. La mayoría de los sistemas tiene una caja de engranajes y el generador en una sola unidad detrás de los alabes de la turbina. La corriente continua (DC) generada pasa por un inversor que la transforma a corriente alterna (AC) para que pueda ser usada por los usuarios finales.

Gráfico N° 2.6
Esquema Básico de Funcionamiento de la Turbina Eólica



La mayoría de las turbinas que están en servicio actualmente tienen una configuración del eje horizontal (como el mostrado en la figura). El aire condiciona el límite de la cantidad de electricidad que puede ser generada por las turbinas eólicas, por ello se requiere de una mínima velocidad del viento para la generación de electricidad. Generalmente el umbral de velocidad mínima del viento se alcanza cuando la turbina se sitúa a una mayor altura de la tierra. También es importante considerar el lugar o la zona geográfica donde será instalada la turbina eólica, pues los litorales y las colinas están entre los lugares más ventajosos para las turbinas debido a que estas áreas típicamente tienen más viento.

C. Tecnologías de Control de Emisiones - Las turbinas eólicas no producen ningún tipo de emisiones contaminantes.

D. Aplicaciones - Las turbinas eólicas pueden usarse en múltiples aplicaciones de GD como las siguientes.

**Cuadro Nº 2.14
Principales Aplicaciones de las Turbinas Eólicas**

Tipo de Aplicación	Nivel	Descripción
Suministro Continuo	○	Las turbinas eólicas pueden producir energía sólo cuando hay viento suficiente. Las aplicaciones verdaderamente continuas no son probables y requerirían almacenamiento en baterías
CHP	○	No se tienen aplicaciones de CHP
Demandas Pico	○	Debido a que el rendimiento de estas unidades no puede controlarse, ellos no están preparados para las aplicaciones de suministro en demandas pico
Energía Limpia	●	Las turbinas del viento no emiten contaminantes o CO2. Sin embargo su uso en algunas aplicaciones se ha criticado debido a la amenaza que ellos representan a las aves migratorias
Suministro de Alta Calidad	○	La naturaleza imprevisible de la potencia generada de las turbinas eólicas limita su uso para las aplicaciones de alta calidad de suministro
Desempeño:		
Bueno	●	
Moderado	◐	
Malo	○	

Fuente: Preparado por Resource Dynamics Corporation para Maine Utilities Commission

E. Fabricantes - Las turbinas eólicas están actualmente disponibles de muchos fabricantes y las mejoras en el costo de inversión y la eficiencia esta en permanente aumento.

**Cuadro Nº 2.15
Principales Fabricantes de las Turbinas Eólicas**

Fabricante	Modelos	Descripción
Atlantic Orient Corporation	Rotor de 15 m, salida de 50 kW en alterna, generador de escala industrial	Generador de 10 kW WindLite DC esta en desarrollo
Bergey Windpower	Turbinas eólicas instaladas en los 50 estados de EE.UU. y en más de 90 países	Prototipo de una turbina eólica avanzada pequeña de 50 kW
Northern Power Systems	Diseño de solución híbrido, aplicaciones en forma aislada y conectado a la red	Nueva turbina eólica de 100 kW perfeccionada para la GD y aplicaciones de suministro de pueblos aislados
Southwest Windpower	Turbinas eólicas con sistema de carga de baterías	
Wind Turbina Industries Corp.	Parques eólicos de 10 a 20 kW, rotores de 7 a 9 metros	Las aplicaciones incluyen Grid Intertie, sistema Híbrido con carga de batería (carga de batería remota)

Fuente: Preparado por Resource Dynamics Corporation para Maine Utilities Commission

F. Temas en Desarrollo

- El inconveniente de usar las turbinas eólicas radica en que dichos equipos están sujetos a una fuente variable de energía como es la velocidad del viento, lo cual es imprevisible en magnitud y dirección. Si la velocidad del viento no es suficiente, no girarán los alabes de la turbina y por consiguiente no se impulsará al generador, no pudiéndose generar electricidad en ese caso. Sin embargo se están desarrollando sistemas que tienden a bajar el umbral mínimo de velocidad del viento.
- Para compensar la naturaleza imprevisible de las condiciones del viento, están integrándose los sistemas de almacenamiento por batería para proporcionar electricidad cuándo la turbina no está generando. Se han desarrollado los reguladores de voltaje los cuales están siendo mejorados constantemente con la finalidad que la turbina pueda recargar las baterías en forma simultánea a la producción de electricidad. Esto hará a las turbinas eólicas finalmente más económicas.
- Las turbinas del viento proporcionan una manera relativamente barata de producir electricidad comparada con las celdas fotovoltaicas (PV), la otra tecnología verdaderamente limpia. Se espera que las turbinas eólicas puedan seguir manteniendo esta ventaja en costos en el futuro.
- Uno de los mayores costos asociados con un sistema de turbinas eólicas es la torre en donde la turbina debe ubicarse. La regla generalizada es levantar la turbina a 10 metros sobre cualquier obstrucción dentro de un radio de 100 metros.

2.3. Características de las Tecnológicas de GD

Una vez descritas en forma resumida las tecnologías de GD, se presenta un breve resumen de los parámetros característicos del comportamiento de cada una de las tecnologías expuestas, ello basado en información recopilada sobre unidades usadas en

EE.UU. Asimismo se tiene que todos los costos mostrados en los cuadros N° 2.16 están referidos a los EE.UU., los cuales deben ser ajustados en caso de ser usados en el Perú sobre la base de la información proporcionada por el fabricante.

Para ello se presenta a continuación los cuadros en los cuales se detallan tanto sus características generales, así como los requerimientos del sitio de instalación y los parámetros de operación de las tecnologías de GD.

2.3.1. Características Generales

Dentro de las características generales se detallan los niveles de eficiencia, los costos de inversión, instalación, de operación y mantenimiento, tanto fijos como variables y finalmente los costos de generación de energía, considerando en este caso el costo de generación de electricidad y el costo de generación considerando Cogeneración.

A continuación se muestra el cuadro N° 2.16 donde se detallan dichas características generales de las tecnologías de GD analizadas.

Cuadro N° 2.16
Características Generales de las Tecnologías de GD

Tipo de Tecnología	Tamaño kW	Eficiencia %		Salida Térmica		Costo de Inversión US\$/kW	Costo de Instalación US\$/kW	Costo O&M Fijo US\$/kW-año	Costo O&M Variable US\$/kW	Costo Gener. solo eléctrico. cent. US\$/kWh	Costo Gener. Cogeneración cent. US\$/kWh
		Eléctrica	Total	Cantidad Btu/kWh	Temper.						
Motores Reciprocantes											
Otto	30-5000	31-42	80-89	1600-5500	160-409 °C	300-700	150-600	5-15	0,007-0,01	7,6-13,0	6,1-10,7
Diesel	30-5000	26-43	85-90	900-6500	472-600 °C	200-700	150-600	10-18	0,005-0,008	7,1-14,2	5,6-10,8
Duales	100-5000	37-42	80-85	900-6500	472-600 °C	250-550	150-450	10-18	0,005-0,008	7,4-10,7	6,0-9,1
Microturbinas											
Sin Recuperador		14-20	75-85	9000-10000	500-700 °C	700-1000				14,9-22,5	10,1-15,9
Con Recuperador	30-200	20-30	60-75	3000-9000	200-300 °C	900-1300	250-600	3-10	0,005-0,01	11,9-18,9	10,0-16,8
Turbinas a GN	1000-5000	20-33	70-95	3500-15000	400-571 °C	200-850	150-250	10-25	0,0025-0,004	8,7-15,8	5,8-12,2
Celdas de Combustible											
PEM	5-10	27-40	40-75	2000-3200	50-75 °C	4000-5000	400-1000	3-10	0,01-0,04	21,9-33,3	20,7-33,3
Ácido Fosfórico	200	40	84	3750	50-70 °C	3000-4000	360	3-10	0,013-0,016	18,6-22,8	17,0-21,2
Renovables											
Fotovoltaicas	5-5000	-	-	-	-	5000-10000	150-300	-	0,001-0,004	18,0-36,3	N/A
Turbinas Eólicas	5-1000	-	-	-	-	1000-3600	500-4000	-	0,01-0,02	6,2-28,5	N/A

Fuente: Preparado por Resource Dynamics Corporation, para Maine Public Utilities Commission

En este caso, el costo de inversión incluye el elemento motriz, el generador, el inversor si es que lo requiere y los equipos auxiliares. Dichos costos varían de acuerdo a la potencia del equipo, el tipo de combustibles y otros factores.

Los costos expresados asimismo no incluyen los requerimientos de climatización del sitio, que en algunos se hace necesario debido a condiciones ambientales adversas y que perjudican el desempeño de los equipos.

Para el caso del costo de instalación, este varía en función a los requerimientos de la interconexión a la red, la facilidad de acceso a la zona y los factores propio del área, como la mano de obra califica y otros.

En el caso de los costos de generación estos toman en consideración un factor de carga del 50%, con precios promedios del gas de 1999 para el sector comercial de EE.UU. sin la utilización de la energía térmica residual. En el caso de Cogeneración se considera el mismo factor de carga y los mismos precios, pero adicionalmente se incluye la utilización de un 75% de la energía térmica disponible a la salida, para ello se considera que los costos de los equipos de recuperación del calor están en el orden de: a) Motores Reciprocantes - US\$ 100/kW; b) Turbinas a GN - US\$ 150/kW; y c) Celdas de Combustible - US\$ 75/kW.

Finalmente como se observa de revisión de las cifras, las economías de escala hacen que para los equipos de mayores potencias, los costos de inversión sean relativamente menores. Dicha diferencia también se hace explícita si se comparan los diferentes tipos tecnológicos, siendo los más caros los paneles fotovoltaicos y las celdas de combustibles.

Asimismo, observando los costos de generación se observa una clara diferencia cuando solo se genera electricidad y cuando se genera electricidad y energía térmica de salida (Cogeneración), observándose en este último caso mejores perspectivas de rentabilidad económica.

2.3.2. Requerimientos del Sitio de Instalación

Respecto a los requerimientos del sitio de instalación, se muestra en el siguiente cuadro los parámetros respectivos.

Cuadro N° 2.17
Requerimientos del Sitio de Instalación

Tipo de Tecnología	Área Req. pie ² /kW	Peso lb/kW	Nivel Ruido dB @ 10 pies	Requerim. Intercon.	Emisiones g/kWh	Tecnologías de Control de Emisiones
Motores Reciprocantes						
Otto	0,15-0,3	5-22	80-100; requiere amb. cerrado		NOx: 0,7-42 CO: 0,8-27	Lean-burn, incremento relación aire/combustible, disminución temperatura cámara, SCR y NSCR
Diesel	0,15-0,4	5-17	67-92; requiere amb. cerrado		NOx: 6-22 CO: 1-8	SCR, catalizadores
Dual	0,1-0,2	5-17	80-100; requiere amb. cerrado		NOx: 2-12 CO: 2-7	Reducción de la cámara de pre-ignición
Microturbinas						
	0,2-0,5	5-13	<60; encapsulado	Inversor	NOx: 9-125ppm CO: 9-125 ppm	SCR, catalizadores
Turbinas a GN						
	0,04-1	5-30	67-92; a veces encapsulado		NOx: 25-200ppm CO: 7-200ppm	Iny. agua/vapor Dry-low NOx,,catalizadores
Celdas Combustible						
PEM	0,6-3	100-300	46; poco ruido	Inversor	NOx: 0,007 CO: 0,01	Ninguno
Acido Fosfórico	1-1,5	200	72; ruido reducido	Inversor	NOx: 0,007 CO: 0,01	Ninguno
Renovables						
Fotovoltaico	1,5-9,0	1800-2200	Ninguno	Inversor	-	-
Turbina Eólica	130-550	175-860	78-84		-	-

Fuente: Preparado por Resource Dynamics Corporation, para Maine Public Utilities Commission

Como se observa en el cuadro precedente en el caso de los motores reciprocantes el requerimiento de espacio es pequeño, así como también el peso del equipo, por el contrario en el caso de las celdas fotovoltaicas, se requiere mayor espacio para la generación de 1 kW y también el peso del equipo es superior.

Por otro lado, respecto al nivel de emisión de ruidos, se tiene que las tecnologías de motores reciprocantes, las turbinas a GN y las turbinas eólicas son las que mayor nivel de ruido generan. Lo contrario sucede con las celdas de combustibles y las celdas fotovoltaicas, las cuales casi no generan ruido alguno. En el caso de las microturbinas, estos equipos generalmente vienen encapsulados con una cubierta metálica en la cual están incorporados aislantes sonoros a fin de reducir el nivel de ruidos, siendo en este caso menores a los 60 dB a 10 pies del equipo.

Respecto al nivel de emisiones de contaminantes, se tiene que las tecnologías con mayor nivel de emisiones son los motores reciprocantes, en segundo lugar están las turbinas y las microturbinas, finalmente los de bajo nivel de emisiones son las celdas de combustibles. En el caso de las tecnologías renovables, se tiene que estas no producen ningún tipo de emisiones por lo que se pueden considerar como tecnologías totalmente limpias.

Finalmente, para el control de emisiones se tienen diferentes alternativas como las tecnologías eficientes de combustión en las cuales se pueden contemplar la inyección de agua/vapor a la cámara de combustión y la reducción de su temperatura, la reducción de la cámara de pre-ignición, las tecnologías Lean-Burn, SCR y NSCR, así como el uso de catalizadores.

Dichas tecnologías solo se utilizan en los motores reciprocantes, las microturbinas y las turbinas industriales. Las tecnologías de celdas de combustibles y las renovables no requieren dichos equipos debido a su baja o nula emisión de contaminantes respectivamente.

2.3.3. Características de Operación y Mantenimiento

Para finalizar con la descripción de las tecnologías de GD se presenta a continuación en el cuadro N° 2.18 las características de operación de las tecnologías consideradas, en donde se detallan aspectos relacionados a las aplicaciones típicas, el desempeño bajo un régimen de operación de carga parcial, los tipos de combustibles con los cuales pueden operar, la disponibilidad estimada de los equipos, el tiempo de arranque requerido y lo referente al mantenimiento, lo cual incluye las actividades principales, el periodo entre overhauls y entre revisiones preventivas.

Cuadro Nº 2.18
Características de Operación y Mantenimiento de las Tecnologías de GD

Tipo de Tecnología	Opciones de Carga		Combustibles		Disponibilidad %	Tiempo Arranque, seg	Mantenimiento		Tiempo entre Overhaults, hr
	Aplicaciones	Operación a carga parcial	Tipo	Presión, psig			Planeado, hr	Actividades	
Motores Reciprocantes									
Otto	CON, CHP, PEK, GRN, PRE	Reducción de eficiencia a ~11-17% con un 50% de carga; Operación menor a ~25%	NG, P, BG, G	35-60	90-97	5-10	1000-2000	Cambio de aceite, refrigerante y punto y válvulas, chequeo de compresión, reemplazos de cables y bujías (para Otto). Overhaul Mayor que incluye reemplazo de pistón, cilindro, válvulas, inyectores, etc. a las 10000 a 20000 horas. Overhaul Menor que incluye el reemplazo del cigüeñal y cojinetes.	10000-24000
Diesel	CON, CHP, PEK, PRE	La eficiencia bastante firme debajo de 50% de carga; Operación menor a ~25%	D	3-14,5	90-97	10	1000-2000		10000-24000
Duales	CON, CHP, PEK, GRN, PRE	La eficiencia bastante firme debajo de 50% de carga; Operación menor a ~25%	D & NG, D	3-14,5	90-95	10	1000-2000		10000-24000
Turbinas									
Microturbinas	CON, CHP, PEK, GRN, PRE	Reducción de la eficiencia a ~20% con un 50% de carga; operación menor a 5-50%	NG, D, K, N, M, E, A, F, G, P, BG	3-100	92-98	30-60	5000-8000		10000-40000
Turbinas a GN	CON, CHP, PEK, GRN, PRE	Reducción de la eficiencia a ~20% con un 50% de carga; operación menor a 5-50%	NG, D, K	100-300	85-98	100-600	2000-4000	Trimestral: Lavado y cambio de aceite. Anual: Inspección (de los alabes y otros. Reemplazo del rotor a las 25000-40000 horas.	25000-40000
Celdas Combustibles									
PEM	CON, GRN, PRE	Casi ninguna reducción a 50%; operación menor al 5%	NG, P, M, E, H	0,14-0,58	90-98	50-100	8000	Inspección y reparación del equipo auxiliar. Intercambio de los módulos de generación.	10000-40000
Ácido Fosfórico	CON, CHP, GRN, PRE	Casi ninguna reducción a 50%; operación menor al 5%	NG, P, M, E, H	0,14-0,58	88-96	10 min-12hr (cold)	2500-8000	Inspección y reparación del equipo auxiliar. Reemplazo de la pila a las ~40000 horas.	40000
Renovables									
Fotovoltaicos	GRN	Variable con el clima	Ninguno	-	100*	-	4000-8000	Limpeza	100000+
Turbinas Eólicas	GRN	Variable con el clima	Ninguno	-	95-99*	-	8000	Inspección anual	130000

Notas:

Aplicaciones: CON - Continuo, CHP - Combinado Electricidad y Calor, PEK - Demandas Pico, GRN - Energía Limpia, PRE - Sumin. Alta Calidad
Combustibles: NG - Gas Natural, D - Diesel, K - Kerosene, N - Nafta, M - Metanol, E - Etanol, A - Alcohol, F - Flare Gas, P - Propano, BG - Bio Gas, G - Gasolina, H - Hidrogeno
Los datos suministrados en la tabla están basados en los datos brindados por los fabricantes de los equipos

* El uso de las Tecnologías Renovables requiere la disponibilidad de viento o radiación solar, lo cual no es considerado en los valores mostrados
Fuente: Preparado por Resource Dynamics Corporation, para Maine Public Utilities Commission

Como se observa, existen características particulares de los diferentes tipos tecnológicos de la GD que los hacen favorables para determinadas aplicaciones, asimismo se observa que a nivel de eficiencia tanto los motores como las turbinas y microturbinas reducen considerablemente su rendimiento a bajas cargas, lo cual no se observa en las celdas de combustibles debido al tipo de proceso usado.

Respecto a los tipos de combustibles, se observa que las microturbinas presentan una gran flexibilidad, pudiendo utilizarse con diferentes tipos de combustibles, claro que los niveles de eficiencia varían entre cada tipo de combustible. Por otro lado las tecnologías renovables están condicionadas completamente a las condiciones climáticas.

En lo referente a la disponibilidad de los equipos, se observa altos niveles en los motores reciprocantes, las microturbinas y las celdas de combustible tipo PEM (superiores al 90%), en el resto de casos su nivel de disponibilidad es también alto pero no tanto como los mencionados. Las tecnologías renovables en este caso también se ven condicionadas a las variables climáticas.

De la variable del tiempo de arranque se observa que los equipos de mayor desempeño son los motores reciprocantes, los cuales pueden iniciar su operación en tan solo pocos segundos, mientras que las microturbinas demoran en arrancar cerca de un minuto y las turbinas lo hacen en pocos minutos.

Para las labores de mantenimiento preventivo, se observa que los motores de combustión interna son los que requieren una mayor frecuencia, estando esta en el orden de las 1000 a 2000 horas, frente a los 6500 (en promedio) de las microturbinas y los 3000 de las turbinas industriales. Las celdas de combustibles también presentan menores niveles de frecuencia de mantenimiento preventivo que va desde las 2500 hasta las 8000 horas de uso.

Dentro de las principales actividades de mantenimiento se especifican labores que dependen del tipo tecnológico los cuales se detallan en el cuadro precedente.

Un aspecto importante a considerar y que deviene en un costo considerable de la actividad de mantenimiento son los periodos entre los Overhails Parciales o Totales, en este caso se observa que en promedio para el caso de los motores reciprocantes el periodo entre overhails es de 17000 horas, unos 3 años si se usa el equipo casi permanentemente (70% a 80% al año), ampliándose dicho periodo bajo un menor régimen de operación.

En el caso de las microturbinas, se tienen periodos entre overhails que va de 10 mil a 40 mil horas, lo cual equivale en promedio a unos 4 años (operación de 70% a 80% al año). Las turbinas presentan mayores periodos entre overhails, que va desde 24 mil a 40 mil horas, unos 5 años de operación casi permanente. Para las celdas de combustibles el periodo va desde 10 mil a 40 mil horas, también unos 5 años en operación casi permanente. Finalmente en el caso de las renovables, el periodo va de 10 mil a 13 mil horas, lo cual representa unos 3 a 4 años bajo un régimen de operación parcial (40% a 50% al año), pues dichos equipos están sujetos a las condiciones climáticas.

2.4. Barreras Tecnológicas para la GD

De lo explicado respecto a las características propias de cada una de los tipos tecnológicos, se puede concluir que a este nivel se presentan las siguientes barreras para cada una de los tipos tecnológicos:

- Las turbinas a gas natural presentan niveles de eficiencia competitivos, muy cercanos a los de las grandes turbinas a GN, pero sus niveles de emisión de contaminantes, también es significativo, aunque mucho menor que unidades que hacen uso de combustibles fósiles.
- Por otro lado, como se verá más adelante, respecto a la legislación de algunos países referido a la GD, se tiene que se presentan restricciones de orden limitativo respecto a las potencias nominales de las unidades sujetas al régimen de incentivos, es decir que aquellas unidades superiores a 1 MW (en el caso

californiano) no podrán ser sujetos a incentivos, lo cual descarta por completo el uso de turbinas a GN.

- En referencia a las Microturbinas, se tiene de forma semejante a las turbinas de GN que sus niveles de emisión de contaminantes es significativo en comparación con algunas de las otras tecnologías como las celdas de combustible, la eólica y fotovoltaica pero asimismo es significativamente menor que las tecnologías que hacen uso de combustibles fósiles.
- Las Microturbinas presentan niveles de eficiencia aún muy inferiores respecto a las grandes turbinas, lo cual dificulta la aplicación de las mismas en el entorno empresarial.
- Tanto las turbinas a GN como las microturbinas, están sujetas a la disponibilidad de fuentes de suministro de GN para poder operar, estando por ello condicionadas a la variabilidad de los precios de su fuente de energía.
- En el caso de los motores de combustión interna, se tiene una gran flexibilidad de uso en casi cualquier lugar, pero ello depende de su fuente de combustible, por lo que si dicha fuente es GN se presentan restricciones de disposición.
- De todos los tipos tecnológicos descritos hasta ahora, se observa que las Turbinas, las Microturbinas y el Motor de combustión interna hacen uso del Gas Natural como fuente energética, por lo que están sujetos a la disponibilidad de dicha fuente en las zonas en donde se dispone de GN, que en el caso peruano actualmente se dispone de dicho recurso en las regiones de Piura (Talara), Ucayali (Aguaytía) y Lima, pero que próximamente se dispondrá en otras localidades debido a la expansión de las tuberías de transporte y distribución de GN, siendo estas nuevas posibles zonas las de Cusco, Junín, Ayacucho e Ica.
- Para el caso de las Celdas de Combustible se tiene que el gran limitante de esta tecnología es el costo de inversión asociados a ella, debido a que por ahora los

costos unitarios de inversión son significativamente elevados en comparación con las otras tecnologías, por ello actualmente su aplicación está restringida a nivel de investigación y subvencionando parte de la inversión.

- Las Celdas Fotovoltaicas si bien es cierto presentan niveles de inversión significativos, tiene gran aplicación en sistemas aislados o zonas remotas, en donde no se dispone de acceso a las redes de las distribuidoras, en el caso peruano, se tiene que muchos pueblos tanto de la sierra como de la selva se suministran de energía haciendo uso de celdas fotovoltaicas.
- La Biomasa si bien es cierto representa una gran alternativa de generación eléctrica, se tiene que para disponer de niveles considerables de energía eléctrica mediante el uso de esta tecnología, se debe disponer de ingentes cantidades de residuos orgánicos que alimente a los digestores, estando por ello restringidos a la disposición de dichos residuos. En este caso se aclara que se tienen grandes oportunidades con el aprovechamiento de las emanaciones de gases en los rellenos sanitarios de las grandes ciudades, tal y como se hizo en México, en la cual se instaló una planta de generación de este tipo.
- La tecnología Eólica para la generación de energía eléctrica es usada en forma intensiva en algunos países europeos, tales como España, Alemania, Holanda y otros, en donde se tienen instalados grandes parques eólicos que proveen de energía al sistema eléctrico local. En este caso, las restricciones están referidas al lugar donde se deben instalar las unidades generadoras, debido a que dichas zonas deben disponer de niveles de vientos adecuados y permanentes durante todo el año a fin de asegurar un nivel de generación apropiado.

2.5. Tipos Tecnológicos aplicables al mercado local

En la actualidad, tal y como se comentó en los antecedentes, se tiene que el Perú dispone de ingentes cantidades de GN. Para el aprovechamiento de dicho gas se construyó el ducto que lo transporta desde el yacimiento de Camisea ubicado en la Región del Cusco

hasta la ciudad de Lima y que a la fecha ya se encuentra comercializándose. Es así que desde su entrada en operación comercial del Gas de Camisea, en setiembre del 2004, se dispone de este recurso en forma continua y en grandes cantidades.

Este hecho hace que al disponer del suministro de GN en forma permanente, se puedan implementar proyectos que aprovechen dicho energético para la generación tanto de energía eléctrica como térmica, ello a costos relativamente menores que si se usará combustibles fósiles como se ha venido haciendo hasta la fecha.

Es por ello momento de migrar del uso de combustibles fósiles al uso de GN como energético principal en las industrias, en el comercio y las residencias, aprovechando los beneficios de los menores costos que tiene el GN. En consecuencia, debida la disponibilidad inmediata de GN en Lima y examinando los tipos tecnológicos disponibles en el mercado internacional de GD, se tiene que las tecnologías de más fácil aprovechamiento para la instalación de unidades de GD en Lima son:

- Turbinas a Gas Natural;
- Microturbinas; y
- Motores Reciprocantes a Gas Natural

Dichas tecnologías presentan grandes oportunidades en el mercado local, preferentemente a ciertas empresas que hacen uso intensivo de la energía eléctrica y térmica, pudiendo en este último caso generar en conjunto estos dos tipos de energía que será luego utilizado en sus procesos productivos.

Por otro lado, las celdas de combustible presentan restricciones en cuanto a su puesta en operación en Lima, por cuanto presentan costos de inversión que hasta el momento son demasiado elevados. Asimismo, los otros tipos tecnológicos son de difícil aplicación debido ya sea a sus costos elevados o la escasa disponibilidad de fuentes energéticas continuas.

CAPÍTULO 3

EXPERIENCIA NORMATIVA INTERNACIONAL DE LA GD

En la actualidad existe un uso considerablemente difundido de la GD en países desarrollados y que han tomado la vanguardia en la emisión y aplicación de la normativa adecuada para la operación de esta tecnología en sus mercados eléctricos. Para fines de esta Tesis, dentro de dichos países son principalmente dos los que serán analizados: Estados Unidos (legislación del Estado de California) y España.

Con la finalidad de aprovechar la experiencia normativa internacional, se analiza de forma profunda los marcos regulatorios relacionados a la GD de los países indicados, para lo cual se exponen a continuación lo que se considera más importante para los objetivos del presente análisis.

3.1. Mercado Norteamericano – Estado de California

En el caso del mercado norteamericano se tiene que a finales de la década de los 90 se comienzan a emitir normas que trataban de regular la puesta en operación de las nuevas unidades de GD que entraban en operación en su sistema eléctrico.

Dichas normas se emitieron en forma concreta en el Estado de California, como consecuencia del colapso del mercado de energía eléctrica del año 1998 donde se evidenció una altísima dependencia del parque generador a unidades que operaban con combustibles derivados del petróleo, lo cual aunado a una alta demanda de electricidad por

un año especialmente caluroso y altos costos del gas natural ocasionó que la estructura de funcionamiento vigente a esa fecha basada en el modelo Iso-PX no funcionará y que las empresas de distribución acumularán pérdidas que superaban los 10 mil millones de dólares, por lo que no podían cumplir sus compromisos contractuales con las generadoras. A raíz de ello el Estado de California se hizo cargo del manejo del mercado eléctrico.

Lo ocurrido en el año 1998 condujo a la decisión de diversificar la oferta generadora de la mejor manera posible, promoviendo la incorporación de unidades de GD en este mercado eléctrico, emitiendo para ello diversas normativas.

Dentro de las principales normativas emitidas tenemos las siguientes:

- **Assembly Bill 970 (AB 970)**, del 06 de setiembre del 2000.
- **Decisión 01-03-073**, del 27 de marzo del 2001, referida a la Implementación de Políticas de Servicios, sobre el Control de Carga e Incentivos a la Generación Distribuida
- **Decisión 02-09-051**, del 19 de setiembre del 2002, la cual modifica la Decisión 01-03-073.
- **Decisión 04-12-045**, del 16 de diciembre del 2004, la cual modifica los incentivos al Programa de Auto Generación y la implementación de la Assembly Hill 1685.

Debido a que dicha normativa se encuentra redactado en idioma Ingles, se da una explicación detallada del análisis de dichas normativas.

3.1.1. Assembly Bill 970 – AB 970

Mediante esta norma emitida por el Gobernador del Estado de California el 06 de setiembre del 2000 se encarga a la Comisión de Servicios Públicos del Estado de California el establecimiento de incentivos para la Generación Distribuida, la cual incluía diversas tecnologías como motores de combustión interna, microturbinas, pequeñas turbinas de gas, turbinas eólicas, celdas fotovoltaicas, celdas de

combustibles y cogeneración, las cuales pueden ser instaladas por los usuarios cercanos a los centros de consumos y que provean de energía eléctrica a una porción o al total de su demanda.

Esta norma es la que abre paso para la emisión de las subsiguientes normas que promueven el uso de la GD dentro de los sistemas eléctricos del Estado de California.

3.1.2. Decisión 01-03-073

Esta norma fue emitida el 27 de marzo del 2001, la cual tiene por objetivo la Implementación de Políticas de Servicios sobre el Control de Carga e Incentivos a la Generación Distribuida - GD.

Lo más resaltante de esta norma es la autorización para la apertura de un fondo anual de 137,8 millones de US\$ para un programa de incentivos a la GD a partir del 31 de diciembre del 2004. Dicho fondo fue internalizado dentro de la estructura de gastos de las empresas distribuidoras del estado de California, como son las empresas Pacific Gas and Electric Company - PG&E, Southern California Edison Company - SCE, San Diego Gas & Electric Company - SDG&E, Southern California Gas Company - SoCal, cada una en diferente magnitud.

Por otro lado, con la finalidad de difundir información sobre el costo real de la energía, se aprueban programas pilotos en los cuales se brinda información por diferentes medios tales como la puesta en operación de una página web donde se puede acceder a información sobre el consumo histórico de los usuarios y los costos asociados a estos, así como las tarifas disponibles con la finalidad de reducir las demandas picos vía la sensibilización de los usuarios.

Se implementa el Programa de Incentivos a la Auto Generación – SGIP (por sus siglas en ingles, Self Generation Incentive Program), lo cual se refiere al uso de tecnología de GD (microturbinas, pequeñas turbinas de gas, turbinas eólicas, celdas

fotovoltaicas, celdas de combustibles y motores de combustión interna), las que pueden ser instaladas por los usuarios cercanos a los centros de carga, brindándose incentivos financieros, como los mostrados en el cuadro N° 3.1.

**Cuadro N° 3.1
Incentivos Económicos a la Autogeneración en California**

Categoría del Incentivo	Incentivo ofrecido	Máxima porcentaje del costo del Proyecto	Mínimo tamaño del sistema	Máximo tamaño del sistema	Tecnologías Elegibles
Nivel 1	\$4,50/W	50%	30 kW	1 MW	- Celdas Fotovoltaicas - Celdas de Combustible operando con combustible renovables - Turbinas Eólicas
Nivel 2	\$2,50/W	40%	Ninguno	1 MW	- Celdas de Combustibles operando con combustibles no renovables y utilizando vapor recuperado
Nivel 3	\$1,00/W	30%	Ninguno	1 MW	- Microturbinas que utilizan suficiente vapor caliente recuperado y criterios de confiabilidad conocidos - Motores de combustión interna y pequeñas turbinas a gas, ambas utilizando suficiente vapor caliente recuperado y criterios de confiabilidad conocidos

Fuente: Comisión de Servicios Públicos del Estado de California – EE.UU, Decisión 01-03-073

Como se observa se diferencian tres niveles o categorías sobre las cuales se brindan los incentivos.

El Nivel 1 comprende tecnologías que usan combustible renovables como celdas fotovoltaicas, celdas de combustibles y turbinas eólicas, en este caso el incentivo ofrecido es de 4,5 US\$ por Watt instalado, siendo la máxima subvención del 50% del costo del proyecto, asimismo el mínimo tamaño de planta es de 30 kW y el máximo de 1 MW.

El Nivel 2 se diferencia del Nivel 1 en que las celdas de combustible pueden usar combustibles no renovables, pero bajo la premisa de uso de vapor caliente recuperado; asimismo, el incentivo ofrecido se reduce de 4,5 a 2,5 US\$ por Watt instalado y la máxima subvención se reduce de 50% a 40% del costo total del

proyecto. En este caso se mantiene constante el límite superior del tamaño de planta en 1 MW, no existiendo por otro lado un límite inferior como sucedía en el Nivel 1.

Finalmente en el Nivel 3, los tipos tecnológicos disponibles a usarse son las microturbinas, los motores de combustión interna y pequeñas turbinas de gas, las cuales deberán usar una cantidad suficiente de vapor caliente recuperado, asimismo dichos equipos deberán contar con criterios de confiabilidad conocidos para su operación. En este caso el nivel de incentivo ofrecido se reduce hasta 1 US\$ por Watt instalado, lo cual representa una reducción del orden del 66% respecto al Nivel 1, por otro lado la subvención del costo del proyecto se reduce al 30%, manteniéndose el límite superior de 1 MW como potencia máxima sujeta a incentivos, no existiendo también en este caso (igual que el Nivel 2) un límite inferior para la potencia instalada.

De lo anterior se observa una clara diferenciación de incentivos hacia tecnologías más limpias, como aquellas que usan combustibles renovables, desplazando a aquellas tecnologías que producen un nivel de contaminación mayor y no usan recursos renovables como fuentes energéticas.

El presupuesto aprobado para asumir el costo de los incentivos definidos en las líneas precedentes se muestra en el cuadro N° 3.2.

Cuadro N° 3.2
Presupuesto de Incentivos Económicos a la Autogeneración en California

Empresa	Presupuesto para Sensibilización de la Demanda (US\$ millones)	Presupuesto Auto Generación (US\$ millones)	Presupuesto Total Anual (US\$ millones)
PG&E	\$3,0	\$60,0	\$63,0
SCE	\$5,9	\$32,5	\$38,4
SDG&E	\$3,9	\$15,5	\$19,4
SoCal	NA	\$17,0	\$17,0
Total	\$12,8	\$125,0	\$137,8

Fuente: Comisión de Servicios Públicos del Estado de California – EE.UU, Decisión 01-03-073

Como se observa se presentan dos tipos de presupuestos: el primero referido a los costos en los que se incurrirá para la sensibilización de la demanda (de los

usuarios finales) con la finalidad de reducir las asignándose a ello 12,8 millones US\$ anuales, y el segundo referido al presupuesto destinado exclusivamente a la Auto Generación (incentivos para la GD), asignándose en este caso 125 millones US\$, totalizando 137,8 millones US\$.

Para la implementación del programa, se definieron las siguientes actividades centrales:

- Los administradores del programa recurrirán a consultores o contratistas independientes para las actividades de evaluación de los proyectos.
- Todas las instalaciones de tecnologías (software y hardware) a los usuarios finales deberá ser atendidos por empresas independientes y no por las distribuidoras.
- Los administradores del programa deberán tener la flexibilidad para seleccionar las empresas proveedoras de los servicios mediante criterios de competitividad.

Como se observa, no solo se norma la cuantificación de los incentivos, sino también la participación de los agentes del mercado respecto a la elaboración de los proyectos sujetos a incentivos.

3.1.3. Decisión 02-09-051

La Decisión 02-09-051, fue emitida el 19 de setiembre del 2002 para modificar la Decisión 01-03-073 bajo la recomendación de la División de Energía, en este sentido lo modificado versa principalmente sobre los incentivos determinados en la Decisión 01-03-073, quedando esta luego de la modificación como sigue:

Cuadro N° 3.3
Modificación a los Incentivos Económicos a la Autogeneración en California

Categoría del Incentivo	Incentivo ofrecido	Máxima porcentaje del costo del Proyecto	Mínimo tamaño del sistema	Máximo tamaño del sistema	Tecnologías Elegibles
Nivel 1	\$4,50/W	50%	30 kW	1 MW	- Celdas Fotovoltaicas - Celdas de Combustible operando con combustible renovables - Turbinas Eólicas
Nivel 2	\$2,50/W	40%	Ninguno	1 MW	- Celdas de Combustibles operando con combustibles no renovables y utilizando vapor recuperado
Nivel 3-R	\$1,50/W	40%	Ninguno	1 MW	- Microturbinas que operan con combustibles renovables - Motores de combustión interna y pequeñas turbinas a gas, ambas que operan con combustibles renovables
Nivel 3-N	\$1,00/W	30%	Ninguno	1 MW	- Microturbinas que utilizan suficiente vapor caliente recuperado y criterios de confiabilidad conocidos - Motores de combustión interna y pequeñas turbinas a gas, ambas utilizando suficiente vapor caliente recuperado y criterios de confiabilidad conocidos

Fuente: Comisión de Servicios Públicos del Estado de California – EE.UU., Decisión 02-09-051

Como se aprecia la principal modificación radica en que el Nivel 3 es desagregado en dos sub niveles: el Nivel 3-R y el Nivel 3-N; el primero referido al uso de microturbinas y motores de combustión interna que operan con combustibles renovables, dándose un incentivo de 1,50 US\$ por Watt instalado hasta un máximo del 40% sobre el costo de inversión y con un límite de potencia instalada de 1 MW, y el segundo sub nivel referido a microturbinas y motores de combustión interna que utilizan combustibles no renovables y que hacen uso de vapor caliente recuperado, los cuales deben usar criterios de confiabilidad reconocidos, en este caso se mantienen los niveles de incentivos determinados en la Decisión 01-03-073.

Otra modificación es la relacionada a la definición de combustible renovable presentado en la normativa base, la cual se redefine de la siguiente manera:

“Un combustible renovable es una fuente de combustible no fósil u otra definida como convencional en la Sección 2805 del Código de Servicios Públicos, que puede ser categorizado como uno de los siguientes: solar, viento, biomasa, digestor de gas o gas de campo. Una facilidad de utilización de combustibles renovables no podrá usar mas del 25% de combustibles fósiles anualmente, como participación del total de la fuente de energía ingresada para el año calendario.”

De lo anterior se puede concluir que con el tiempo la legislación del Estado de California va adoptando nuevas posturas respecto a los nuevos tipos tecnológicos de GD con la finalidad de interiorizar los beneficios de las mismas mediante la aplicación de incentivos en forma más específica, así como también dándose una nueva definición al concepto de combustible renovable que representa un punto importante dentro de la determinación de la categoría de cada proyecto sujeto al programa de incentivos.

3.1.4. Decisión 04-12-045

La Decisión 04-12-045, del 16 de diciembre del 2004 modificó los incentivos al Programa de Auto Generación y la implementación de la Assembly Bill 1685.

Basados en el Programa de Incentivos de Auto Generación dado de acuerdo a la AB 970 y emitido mediante la Decisión 01-03-073 (la cual es modificada posteriormente por la Decisión 02-09-051), se identifican dos tipos especiales de unidades dentro del Nivel 3: la primera que hace uso de combustibles renovables y la segunda que hace uso de combustibles no renovables, asimismo la Comisión toma acciones para redefinir ciertos aspectos del programa tales como la adopción de requerimientos de confiabilidad, el desarrollo de criterios de combustibles renovables y el incremento del máximo tamaño elegible de 1 MW a 1,5 MW.

Dentro de las modificaciones planteadas en esta norma se tienen las variaciones a los niveles de incentivos ofrecidos por potencia instalada, los cuales se muestran en el cuadro N° 3.4.

Cuadro N° 3.4
Modificación a los Incentivos Económicos a la Autogeneración en California

Tipo de Combustible	Tecnología	Incentivo por Watt
Renovable	Nivel 1	
	• Celdas de Combustible	\$4,50
	• Fotovoltaicas	\$3,50, decreciendo a \$3,00 en 1/1/2006
	• Turbinas Eólicas	\$1,50
	Nivel 3-R	
	• Microturbinas y Pequeñas Turbinas a Gas (menor o igual a 1 MW)	\$1,30
• Motores de Combustión Interna y Grandes Turbinas a Gas (mayor a 1 MW)	\$1,00	
No-Renovable	Nivel 2	
	• Celdas de combustibles	\$2,50
	Nivel 3-N	
	• Microturbinas y Pequeñas Turbinas a Gas (menor o igual a 1 MW)	\$0,80
• Motores de Combustión Interna y Grandes Turbinas a Gas (mayor a 1 MW)	\$0,60	

Fuente: Comisión de Servicios Públicos del Estado de California – EE.UU., Decisión 04-12-045

Como se aprecia del cuadro precedente, los Niveles 1 y 2 mantienen invariables los incentivos, mientras que para el Nivel 3, tanto el 3-R como el 3-N, los incentivos decaen, pasando de 1,5 US\$/Watt a 1,0 US\$/Watt para el caso del Nivel 3-R.

El Nivel 3-N diferencia a las microturbinas y turbinas a gas de los motores de combustión interna, en el primer caso (microturbinas y turbinas a gas) se pasa de 1,0 US\$/Watt a 0,8 US\$/Watt y en el segundo (motores de combustión interna) se pasa de 1,0 US\$/Watt a 0,6 US\$/Watt.

Asimismo esta norma modifica la máxima capacidad instalada que puede ser elegida para participar de los incentivos, en este caso se incrementa la capacidad de

1 MW a 5 MW, pero solo para fines de elección, pues para fines del pago de los incentivos se mantiene el techo de 1 MW de capacidad.

Dicha ampliación de la capacidad instalada sería efectiva a partir del 1 de enero del 2005, permitiendo con ello que los proyectistas, consumidores y empresas participen del programa de incentivos con proyectos que por su capacidad (proyectos mayores de 1MW) fueron archivados.

Por otro lado el 12 de octubre del 2003, el Gobernador emite la Assembly Bill 1685, la cual adopta requerimientos de emisiones y eficiencia de los combustibles fósiles usados en los proyectos de GD, con la finalidad que dichos proyectos puedan ser elegibles dentro del SGIP y asimismo extender el SGIP hasta el año 2007.

En este sentido los nuevos estándares de emisiones se harán efectivos en dos etapas: desde el 1 de enero del 2005 y desde el 1 de enero del 2007.

Asimismo, el 27 de setiembre del 2004, el Gobernador emite la Assembly Bill 1684, el cual define proyectos que operan con gas vapor los cuales podrán ser elegibles para el programa de incentivos, sujeto a ciertos requerimientos específicos citados en la norma.

Respecto a los requerimientos de eficiencia, la Comisión definió que los proyectos considerados dentro del Nivel 3 y que operen con combustibles no renovables, presenten eficiencias del orden del 42.5% en sus procesos cogenerativos.

Dentro de la norma AB 1685, se requiere que los procesos de combustión, haciendo uso de combustibles fósiles en los proyectos de GD, estén dentro de los criterios de calidad definidos, para lo cual los proyectos no deberían emitir al medio ambiente más de 63,42 gr (0,14 libras) de óxidos nitrosos (NOx) por MWh, ello a partir del 1 de enero del 2005.

A partir del 01 de enero del 2007 dichas restricciones se incrementarán reduciendo los límites permisibles de emisión a 31,71 gr (0,07 libras) por MWh de

energía eléctrica generada y considerando una eficiencia mínima del proceso del orden del 60%, lo cual es calculado al 100% de carga de la instalación.

De lo anterior se observa una clara política de promoción del uso de combustibles renovables, limitando el nivel de incentivos a tecnologías que no hagan uso de ellas. Asimismo, se observan normativas sobre el nivel de emisión de contaminantes de las tecnologías aplicables para efectos de poder ser considerados elegibles en el programa de autogeneración SGIP, estando esto último comprendido en dos periodos, el primero a partir de enero del 2005 y el segundo a partir de enero del 2007.

Finalmente a la par de promocionar mediante mayores incentivos el uso de combustibles renovables y limitar el nivel de emisiones, se determinan niveles mínimos de eficiencia que deben tener las unidades para poder participar en el SGIP, siendo ello aplicable para los mismos periodos definidos para el caso de las emisiones.

3.2. Mercado Español

En el continente Europeo, uno de los países que mayor promoción ha brindado a la GD es España, denominándose la operación de este grupo de unidades generadoras como los de Régimen Especial.

Este régimen forma parte integrante de la normativa que estructura y da los lineamientos de operación del mercado de energía eléctrica de España, siendo las piedras angulares de dicha normativa los siguientes dispositivos legales:

- **Ley 54/1997, de 27 de noviembre**, Ley del Sector Eléctrico
- **Real Decreto-Ley 6/2000**, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios (Títulos I y II)

- **Real Decreto 2019/1997**, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica

De los dispositivos indicados, el principal es la Ley 54/1997, la cual establece los principios de un nuevo modelo de funcionamiento basado en la libre competencia, estableciendo la existencia de un régimen especial de producción de energía eléctrica, como régimen diferenciado del ordinario.

Asimismo las principales normativas emitidas para el funcionamiento del Régimen Especial, dentro de las cuales se encuentra la promoción de la GD, son los siguientes dispositivos legales:

- **Real Decreto 2818/1998**, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración.
- **Real Decreto 841/2002**, de 2 de agosto, que regula las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial e incentiva su participación en el mercado de producción, determinando obligaciones de información de sus previsiones de producción y la adquisición por los comercializadores de su energía eléctrica producida.
- **Real Decreto 1433/2002**, de 27 de diciembre, por el que se establecen los requisitos de medida en baja tensión de consumidores y centrales de producción en Régimen Especial
- **Directiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo**, de 27 de septiembre de 2001, sobre la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de electricidad
- **Directiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo y del Consejo**, de 11 de febrero de 2004, relativa al fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de

calor útil en el mercado interior de la energía y por la que se modifica la Directiva 92/42/CEE

Del conjunto de dispositivos legales mostrados, el **Real Decreto 2818/1998** de 23 de diciembre de 1998 reglamenta todo lo referido al funcionamiento y producción de energía eléctrica por parte de las unidades generadoras que hacen uso de recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración, siendo este dispositivo el de mayor importancia para nuestro análisis. Junto a ello se tiene también el **Real Decreto 841/2002** del 02 de agosto de 2002 que regula e incentiva la participación del Régimen Especial dentro del mercado de producción, regulando de esta manera determinadas obligaciones de información de sus previsiones de producción y la adquisición por parte de los comercializadores de su energía eléctrica producida.

3.2.1. Ley 54/1999 del Sector Eléctrico

Primeramente, a fin de estructurar el Régimen Especial, este se define inicialmente en el Título IV – Producción de Energía Eléctrica, Capítulo II – Régimen Especial de la Ley 54/1999, Artículo 27 de la Ley del Sector Eléctrico, que a la letra dice:

“Artículo 27. Régimen especial de producción eléctrica.

1. La actividad de producción de energía eléctrica tendrá consideración de producción en régimen especial en los siguientes casos, cuando se realice desde instalaciones cuya potencia instalada no supere los 50 MW:

a) Autoproductores que utilicen la cogeneración u otras formas de producción de electricidad asociadas a actividades no eléctricas siempre que supongan un alto rendimiento energético.

b) *Cuando se utilice como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, biomasa o cualquier tipo de biocarburante, siempre y cuando su titular no realice actividades de producción en el régimen ordinario.*

c) *Cuando se utilicen como energía primaria residuos no renovables.*

También tendrá la consideración de producción en régimen especial la producción de energía eléctrica desde instalaciones de tratamiento y reducción de los residuos de los sectores agrícola, ganadero y de servicios, con una potencia instalada igual o inferior a 25 MW, cuando supongan un alto rendimiento energético...”

Sobre esta base, se desarrolla la normativa específica del Régimen Especial, la misma que se analiza a continuación.

3.2.2. Real Decreto 2818/1998

De la revisión y análisis del Real Decreto 2818/1998 se presenta a continuación artículos que se considera de importancia:

“Artículo 2. Ámbito de aplicación.

1. Podrán acogerse al régimen especial establecido en este Real Decreto aquellas instalaciones de producción de energía eléctrica con potencia eléctrica instalada inferior o igual a 50 MW, que reúnan las siguientes características:

a) *Instalaciones de autoprodutores que utilicen la cogeneración u otras formas de producción térmica de electricidad asociadas a actividades no eléctricas siempre que supongan un alto rendimiento energético y satisfagan los requisitos que se determinan en el anexo I.*

Estos tipos de instalaciones se clasifican en dos grupos:

a.1. Instalaciones que incluyan una central de cogeneración, entendiéndose como tales aquellas que combinan la producción de energía eléctrica con la producción de calor útil para su posterior aprovechamiento energético no eléctrico...Tienen la consideración de autoprodutores aquellas personas físicas o jurídicas que generen electricidad fundamentalmente para su propio uso, entendiéndose que esto es así si autoconsumen en promedio anual, al menos, el 30 por 100 de la energía eléctrica producida si su potencia es inferior a 25 MW y, al menos, el 50 por 100 si es igual o superior a 25 MW.”

Del texto de la normativa se desprende una clara diferenciación del Régimen Especial respecto del Régimen Ordinario, en este caso se toma como mecanismo de distinción una potencia efectiva de las instalaciones no superior a 50 MW. Asimismo, dentro del sub-índice a) se define el tipo tecnológico que es de interés para nuestro análisis, es decir instalaciones autoproductoras de energía eléctrica.

Asimismo, se especifican límites mínimos de consumo de energía para dichas instalaciones autoproductoras, limitando con ello un negocio puramente generador del de autoproducción.

Una vez definido el Régimen Especial, se definen las opciones de venta de los excedentes de energía generada, normándose en el Artículo 17 la venta del excedente generado a las empresas distribuidoras. El texto del artículo es como sigue:

“Artículo 17. Contrato con la empresa distribuidora.

1. El titular de la instalación de producción acogida al régimen especial y la empresa distribuidora suscribirán un contrato tipo, según un modelo que será establecido por la Dirección General de la Energía, con una duración

mínima de cinco años, por el que se regirán las relaciones técnicas y económicas entre ambos...La empresa distribuidora tendrá la obligación de suscribir este contrato, incluso aunque no se produzcan excedentes eléctricos en la instalación, en el plazo de un mes desde el momento en que quede determinado el punto y condiciones de conexión,..."

Del texto se puede observar que las empresas distribuidoras están obligadas a suscribir contratos de compra de la energía excedentaria por periodos mínimos de 5 años, dando con ello certidumbre a los autoprodutores por la venta de la energía excedentaria.

En forma conjunta a la seguridad de colocación de sus excedentes, las unidades del Régimen Especial tienen ciertos derechos específicos, siendo los más importantes los siguientes:

“Artículo 18. Derechos de los productores en régimen especial en sus relaciones con las empresas distribuidoras.

En sus relaciones con las empresas distribuidoras, los titulares de instalaciones de producción acogidas a este régimen especial gozarán de los siguientes derechos:

- 1. Conectar en paralelo su grupo o grupos generadores a la red de la compañía eléctrica distribuidora.*
- 2. Transferir al sistema a través de la compañía distribuidora de electricidad su producción o excedentes de energía eléctrica, siempre que técnicamente sea posible su absorción por la red, y percibir por ello el precio de mercado mayorista más los incentivos previstos en el régimen económico de este Real Decreto.*

3. *Recibir en todo momento de la compañía distribuidora, siempre que se trate de un cliente sometido a tarifa regulada, la energía eléctrica que sea necesaria para el completo desenvolvimiento de su actividad, abonando la tarifa que le corresponda.*

4. *Acceder al mercado de producción de energía eléctrica, siempre que se trate de un consumidor cualificado, para efectuar las compras de electricidad que precisen para el desenvolvimiento de sus actividades, abonando los precios, peajes y costes de acceso que corresponda en cada caso.*

5. *Acceder al sistema de ofertas en el mercado de producción de energía eléctrica o formalizar contratos bilaterales físicos, en ambos casos por períodos anuales y previa comunicación a la Dirección General de la Energía, Comunidad Autónoma donde esté ubicada la instalación y a los operadores del sistema y del mercado. Los productores que opten por acceder al sistema de ofertas percibirán las primas que les corresponde por la aplicación del régimen económico previsto únicamente por la energía casada y podrán percibir la retribución de la garantía de potencia y la de los servicios complementarios que la instalación realmente preste.*

6. *Transferir energía eléctrica a las unidades consumidoras, de acuerdo con lo expresado en el artículo 2 del presente Real Decreto.”*

Del texto precedente se observa que además de tener asegurado su venta, las unidades del Régimen Especial también tienen asegurado el suministro de energía en caso de déficit, así como la posibilidad de poder transar sus excedentes en el Mercado de Producción, participando en este mercado como consumidor cualificado (equivalente a cliente libre en el Perú) o como proveedor mediante la venta de sus excedentes.

Para el caso del proveedor o suministrador de energía eléctrica, estos pueden cerrar contratos con otros clientes cualificados convirtiéndose de esta manera en suministrador y si en caso aún existieran excedentes, estos los puede colocar en el mercado de producción.

Al igual que derechos, también tienen obligaciones que deben cumplir para poder hacer efectivo y formar parte del Régimen Especial. Estas obligaciones están definidas en el Artículo 19 de la Ley, la cual se transcribe a continuación.

“Artículo 19. Obligaciones de los productores en régimen especial.

Sin perjuicio de lo establecido en el artículo 30.1 de la Ley del Sector Eléctrico, los titulares de instalaciones de producción en régimen especial tendrán las siguientes obligaciones:

- 1. Entregar y recibir la energía en condiciones técnicas adecuadas, de forma que no se causen trastornos en el normal funcionamiento del sistema.*
- 2. Abstenerse de ceder a consumidores finales los excedentes de energía eléctrica no consumida, excepto en el caso de que actúe de acuerdo con lo establecido en el artículo 18.5 del presente Real Decreto. No tendrán la consideración de cesión a abonados finales, a estos efectos, la que se realice a otro centro de la misma empresa, a sus filiales, matrices o a cualquiera de los miembros de una agrupación titular de la instalación, que constituyen un autoproducer tal como se define en el artículo 2 de este Real Decreto.*
- 3. Utilizar en sus instalaciones la energía procedente de sus equipos generadores, vertiendo a la red exclusivamente su energía eléctrica excedentaria definida en el artículo 21 de este Real Decreto.”*

De lo anterior se define la obligatoriedad de incorporar energía de buena calidad al sistema, a efectos de no causar alteraciones en las zonas circundantes. Asimismo, no podrán ceder energía a consumidores finales que no sean consumidores cualificados, es decir no podrán ceder energía a consumidores regulados por cuanto interferirían con el desempeño de las distribuidora o la comercializadora.

Y finalmente están en la obligación de verter a la red del sistema de distribución solo el excedente generado, debiendo consumir dentro de su proceso productivo un mínimo especificado de la energía total generada.

Lo anterior también se estipula en el artículo 21 que dice lo siguiente:

“Artículo 21. Derecho de cesión de la energía eléctrica generada en régimen especial.

1. Los titulares de instalaciones incluidas en el régimen especial sólo podrán incorporar al sistema la energía eléctrica excedentaria de la producida por sus instalaciones,...

A estos efectos se considera energía eléctrica excedentaria la resultante de los saldos instantáneos entre la energía eléctrica cedida a la red general y la recibida de la misma en todos los puntos de interconexión entre el productor o el autoproductor y la citada red general...”

Para la determinación del precio de la energía eléctrica excedentaria vendida a los distribuidores se definen dos aspectos: el primero referido a que dicho precio será el medio del mercado de producción, y el segundo respecto a la prima o incentivo que recibirá la unidad al operar de acuerdo al tipo tecnológico de la unidad generadora.

“Artículo 23. Precio de la electricidad cedida a la empresa distribuidora por parte de las instalaciones que no se acojan al régimen general de ofertas.

Los titulares de las instalaciones con potencia igual o inferior a 50 MW inscritas definitivamente en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción en Régimen Especial, no tendrán obligación de formular ofertas al mercado mayorista para dichas instalaciones, pero tendrán el derecho a vender sus excedentes o, en su caso, la producción de energía eléctrica a los distribuidores al precio final horario medio del mercado de producción de energía eléctrica, complementado, en su caso, por una prima o incentivo que tomará los valores recogidos en el presente capítulo.”

Dentro de la definición y la cuantificación de las primas a que se hace referencia en el Artículo 23, estas se estipulan de acuerdo a la potencia de las unidades. En el caso de una potencia igual inferior a 10 MW, la prima es de 3,20 pesetas/kWh (valor inicial que esta sujeto a actualizaciones y modificaciones), dicho monto deberá ser abonado por un periodo de 10 años.

Por otro lado para el caso de instalaciones superiores a 10 MW e inferiores a 25 MW, serán acreedores de las primas mientras dure el periodo de transición, calculándose dicha prima en función a la formula expuesta en el Artículo 27 mostrado a continuación.

“Artículo 27. Primas para las instalaciones de autoprodutores que utilicen la cogeneración u otra forma de producción térmica de electricidad.

1. Las instalaciones definidas en el grupo a) del artículo 2 de este Real Decreto con una potencia igual o inferior a 10 MW tendrán, durante un período de diez años desde su puesta en marcha, una prima de 3,20 pesetas/kWh.

2. Las instalaciones de potencia superior a 10 MW pero igual o inferior a 25 MW tendrán prima en tanto perdure el período transitorio al que

hace referencia la disposición transitoria octava de la Ley del Sector Eléctrico.

Dicha prima será la que se deriva de la aplicación de la siguiente fórmula:

$$Prima = \frac{a (40 - P)}{30}$$

Siendo a la prima correspondiente a instalaciones de potencia igual o inferior a 10 MW y P la potencia de la instalación, expresada en MW. La prima debe expresarse mediante redondeo con dos cifras decimales.”

De lo expuesto anteriormente se observa una iniciativa clara respecto a la promoción del régimen especial dentro de la legislación del sector eléctrico español, siendo su principal aporte la alternativa de venta de excedente de energía eléctrica a las redes de las distribuidoras, estando estas últimas en la obligación de adquirir dicha energía a costos medios del mercado de productores (bolsa de energía). Asimismo, la definición de los límites, en cuanto a dimensiones de las instalaciones, esta referida a aquellos generadores que pueden estar comprendidas dentro del régimen especial y finalmente la definición y cuantificación de las primas a favor de las instalaciones sujetas al Régimen Especial. Con ello se abrió las puertas para que diferentes empresas puedan invertir en el sector vía la utilización de instalaciones que hacen uso de las tecnologías que aprovechan las energías renovables o los combustibles de menor índice de contaminación, tales como los residuos orgánicos y el GN.

3.2.3. Real Decreto 841/2002

El Real Decreto 841/2002, emitido el 2 de agosto de 2002, que regula las instalaciones de producción de energía eléctrica en Régimen Especial, así como los incentivos de su participación en el mercado de producción y las obligaciones de información de sus previsiones de producción y la adquisición por los comercializadores de su energía eléctrica producida.

En este caso el objetivo de dicho decreto radica en la reglamentación de los Artículos 17, 18 y 21 del real Decreto-ley 6/2000, mostrándose dicho texto a continuación.

“Artículo 1. Objetivo.

El presente Real Decreto tiene por objeto el desarrollo reglamentario de los artículos 17, 18 y 21 del Real Decreto-ley 6/2000, del 23 de junio, de Medidas urgentes de intensificación de la competencia en mercados de bienes y servicios, regulando las ofertas económicas de venta de energía a través del operador del mercado de determinadas instalaciones de producción en régimen especial, las comunicaciones que están obligadas a realizar determinadas instalaciones a las empresas distribuidoras sobre programación a corto plazo de sus excedentes de energía eléctrica y las relaciones de los agentes vendedores y comercializadores en relación con las citadas instalaciones.”

En este caso una de las características principales de la reglamentación radica en la no obligatoriedad de presentar propuestas en el mercado de productores por parte de las instalaciones que estén comprendidas en el Régimen Especial.

“Artículo 3. Características generales de las ofertas.

2. Para los titulares de instalaciones a quienes es de aplicación el presente Real Decreto y que no están incluidos en el apartado anterior, la presentación de ofertas al operador del mercado tiene carácter voluntario...”

En el Artículo 6 se definen las retribuciones a los que están sujetos las instalaciones del Régimen Especial, siendo estas las explicadas a continuación.

“Artículo 6. Retribución del mercado.

A efectos de la liquidación en el operador del mercado, el precio de la energía excedentaria a percibir por los titulares de instalaciones a quienes es de aplicación el presente Real Decreto incorporará:

a) El precio obtenido de la casación de las ofertas y demandas en el mercado diario y el precio obtenido de la casación en los mercados intradiarios.

b) La retribución por la prestación de servicios en los mercados de operación del sistema: solución de restricciones técnicas, resolución de desvíos generación-consumo y servicios complementarios.

c) El coste de la garantía de potencia de 0,009015 E/kWh (1,5 pesetas/kWh), por la energía excedentaria vertida en general, y por la producción neta, en el caso de las energías renovables no consumibles.

d) Las correcciones a que haya lugar como consecuencia de las desviaciones o alteraciones de la programación horaria final.”

De lo anterior se puede observar que los integrantes del Régimen Especial están sujetos a tres tipos de retribuciones, la primera referida al precio de la energía realmente ingresada a la red, la segunda referida a la prestación de servicios durante la operación de los mercados y la tercera referida a las primas producto de los incentivos estipulados en la normativa.

Para la operación diaria de las instalaciones sujetas al Régimen Especial, estas deberán comunicar a las empresas distribuidoras en un plazo no menor de 30 horas la programación diaria de energía a entregarse a la red. En caso de ocurrir desviaciones respecto a las programaciones especificadas, las empresas podrán efectuar correcciones con un plazo no menor a 2 horas antes de iniciarse la programación diaria.

En caso de presentarse desviaciones superiores al 5% por encima o debajo de lo programado previamente, las empresas estarán sujeto a un coste por dichos desvíos, tal como se detalla en el Artículo 10 de la norma mostrada a continuación.

“Artículo 10. Régimen económico las desviaciones del programa de vertidos.

1. *Los titulares de las instalaciones de producción de los grupos a.1, a.2, b.6, b.7, b.8, c.1, c.2, c.3, d.1, d.2 y d.3, del artículo 2 del Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, y de los grupos b), d) y e), del artículo 2 del Real Decreto 2366/1994, de 31 de diciembre, cuando éstas no participen en el mercado de producción, y su potencia sea superior a 10 MW, deberán comunicar a la empresa distribuidora la previsión de excedentes para los 24 períodos horarios de cada día, con al menos, treinta horas de antelación respecto al inicio de dicho día. Asimismo, podrán formular correcciones a dicho programa con una antelación de dos horas al inicio de cada mercado intradiario.*

2. *A las instalaciones a las que se refiere el punto anterior incluidas en los grupos a.1 y a.2 del Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, y a las que mantienen transitoriamente el régimen de los grupos d) y e) del Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre, se les repercutirá un coste de desvío en cada período de programación, siempre que la desviación entre la energía prevista comunicada a los distribuidores con respecto a la energía excedentaria realmente vertida resulte superior, tanto al alza como a la baja, en un 5 por 100.”*

De lo anterior se resalta que el Real Decreto 841/2002 norma los incentivos a los cuales están sujetos las instalaciones comprendidas en el régimen especial, así como también es regulada la programación de la inyección de la energía excedentaria por parte de dichas instalaciones, debiendo cada una de ellas sujetarse a lo

programado. En caso de presentarse alteraciones por encima del 5% a la alza o a la baja de lo programado, las instalaciones estarán sujetas a costes adicionales.

3.3. Factores de Éxito y Barreras para la GD

Una vez revisados los marcos normativos de los dos países, se han identificado los factores de éxito y barreras para la GD.

Ello es de importancia por cuanto mediante la determinación de las Barreras y las Fortalezas se pueden dar mayores luces sobre el comportamiento de la GD en el mercado internacional y sobre ello analizar el mercado local a nivel de evaluaciones económicas y realizar la revisión de la normativa vigente para identificar las barreras y los vacíos legales que se presentan en nuestra legislación, ambos factores que dificultan la implementación de estas tecnologías en el mercado eléctrico peruano.

3.3.1. Factores de Éxito

Dentro de los factores de éxito que se observan en los mercados analizados, se tienen los siguientes:

- Establecimiento del Marco Normativo sobre el cual se cimenta el funcionamiento de las unidades de GD
- Normativa técnica clara y específica para la operación de las unidades de GD y su interrelación con los agentes del mercado.
- Establecimiento de incentivos para la promoción del uso de las tecnologías de GD, en general de tecnologías de generación limpias.
- Dichos incentivos van desde la subvención de parte de la inversión hasta las primas por la generación de energía con tecnologías limpias.
- Incremento de los niveles de confianza en el suministro de la energía eléctrica, así como de la calidad en los lugares cercanos a los puntos de inyección de la energía de las unidades de GD.

- Alisamiento de los picos de demanda de potencia producto de la operación de las unidades de GD.
- Menores niveles de contaminación ambiental producto del uso de tecnologías limpias.
- Desplazamiento del despacho de unidades térmicas caras y de alto nivel de contaminación debido a que las unidades de GD asumen parte de la demanda del sistema.
- De lo anterior se desprende una disminución de los costos de la energía eléctrica debido a inyección de energía de parte de las unidades de GD en desmedro del despacho de las unidades más caras.
- La GD puede surgir como una alternativa a la expansión de los sistemas de distribución y transmisión que representan inversiones considerables y que pueden ser desplazadas en el tiempo.
- En el caso español se tiene el aseguramiento de la venta de la energía excedentaria a la empresa distribuidora.

3.3.2. Barreras

Dentro de las barreras que se observan en los mercados analizados, se tienen los siguientes:

- Distorsiones en el mercado, producto de la aplicación de primas a solo una parte de los agentes, en este caso las unidades de GD.
- Restricciones respecto a la comercialización de la energía a terceros, no pudiendo la GD vender energía a clientes regulados dentro de la zona de concesión de ninguna distribuidora, ello en el caso español.

- El tipo de estructura de precios y tarifas de cada sistema condiciona la viabilidad de los proyectos de GD en los diferentes países, habiéndose superado parcialmente dicho punto en el caso de España.
- Restricciones técnicas impuestas a las unidades de GD para que formen parte del programa de incentivos, ello referido principalmente al tipo de tecnología a usar y a los niveles permitidos de contaminación de cada una de las tecnologías comprendidas en el programa de incentivos.
- Restricciones para la interconexión al sistema, tanto a nivel técnico como a nivel legal debido a los permisos y regulaciones medioambientales.
- Demora en la aprobación de los proyectos sujetos a incentivos, ello en el caso del mercado californiano, generando con ello retrasos en las inversiones y en la expansión del parque generador que hacen uso de tecnologías de GD.
- Mayores incentivos a unidades que hacen uso de combustibles renovables, frente a las unidades que hacen uso de GN como combustibles.

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA GD EN EL MERCADO PERUANO

La GD en el mercado eléctrico peruano no se aprecia en forma explícita, pues a la fecha no existe una normativa genérica ni específica que la contemple, ello debido a que la Ley de Concesiones Eléctricas, normativa de más alto rango que rige el funcionamiento del mercado eléctrico peruano no contempla la operación de unidades de GD.

En este caso, al no existir un marco normativo adecuado, los proyectos de GD no se hacen presentes en forma palpable dentro de nuestro mercado, aunque por muchos años ciertas empresas, en especial las mineras y algunas empresas industriales han hecho uso de unidades de generación propias, generalmente del tipo de Motores Reciprocantes usando como combustible el Diesel.

Por otro lado, existe la necesidad imperante de la definición del marco normativo adecuado debido a que muchas empresas pueden hacer uso de las tecnologías de GD a fin de abastecerse de energía como autoprodutores y en caso disponer de excedente, inyectarlos a la red.

En este caso, a fin de determinar la viabilidad y el nivel de rentabilidad de proyectos que hacen uso de la GD en el mercado local, se realiza un análisis de aquellas empresas que por su nivel de consumo de energía eléctrica y térmica pueden ser candidatos a la implementación de la GD dentro sus empresas.

4.1. Criterios de Selección de los potenciales usuarios de la GD

Tal y como se definió en el Capítulo 2, en el numeral 2.5 del presente documento, se tienen los tipos tecnológicos de GD aplicables en la ciudad de Lima, los cuales son:

- Turbinas a Gas Natural;
- Microturbinas; y
- Motores Reciprocantes a Gas Natural

Basados en esa premisa, que se usarán unidades de GD de los tres tipos definidos, se procede a la selección de aquellos potenciales usuarios de la GD para lo cual se consideraron criterios básicos referidos a diferentes aspectos puntuales, siendo dichos criterios los siguientes:

4.1.1. Zona de Ubicación del Usuario

En este caso, solo se considera la ciudad de Lima como el ámbito geográfico de ubicación de las industrias que se evaluarán, es decir aquellas que se encuentren situadas dentro de la zona de concesión de las empresas distribuidoras Luz del Sur y Edelnor.

Ello debido a que la disposición del recurso energético se centra por estos momentos en Lima, y es esta ciudad la que cuenta con la mayor cantidad de empresas que pueden hacer uso de la GD dentro de sus procesos o servicios.

Asimismo, se aclara que en un futuro no solo Lima estará abastecida de Gas Natural, pues ciudades como Pisco y Cañete, muy cercanas al ducto dispondrán de suministro permanente de este energético, pudiendo en este caso las industrias y empresas de diversos sectores ubicadas en esas ciudades optar por la GD como una forma de suministro de energía eléctrica o térmica, pero que por el momento aún no se dispone de dicho recurso en esas ciudades.

Otras ciudades que podrían beneficiarse con la futura expansión de las redes de tuberías de GN producto de la puesta en concesión de tres tramos de redes son las ciudades de Ayacucho, La Oroya, Tarma y Cusco, en dicho caso empresas importantes como Cementos Andino, la Planta de Zinc de la Oroya, la empresa Yura Cachimayo y algunas otras empresas mineras ubicadas en zonas cercanas podrían ser clientes potenciales para el uso del GN en sus procesos productivos.

Por otro lado, también las empresas ubicadas las regiones de Piura y Ucayali, que disponen de reservas de GN podrán hacer uso de las tecnologías de GD basadas en GN, ello en la medida que dicho energético sea puesto a disposición de los usuarios finales mediante el tendido de tuberías.

4.1.2. Potencia Demandada

Respecto a la demanda de potencia se considera que no existen límites mínimos de requerimientos para poder hacer uso de tecnologías de GD, tal y como lo demuestra la experiencia internacional, pues en mercados como el Californiano, operan unidades de hasta 30 kW, los cuales están destinadas a cubrir requerimientos específicos de energía eléctrica y en algunos casos adicionalmente de energía térmica, en cuya situación se manifiesta que se hace más rentable la operación de las unidades.

Basado en ello, en el presente análisis no se restringirá la potencia demandada de los potenciales usuarios.

4.1.3. Consumo de Energía Eléctrica

En este caso, se hace necesario determinar niveles de consumo de energía eléctrica para los cuales se hace viable la operación de unidades de GD, para ello se considera que las horas de utilización de los equipos deben ser lo suficientemente alto para poder hacer viable el uso de la GD, dicho número de horas de utilización así como los requerimientos de potencia determinarán la cantidad de energía eléctrica

consumida por el potencial usuario, considerándose en este caso que lo recomendable es que las empresas a seleccionar tengan un consumo mínimo del orden de los 500 MWh-año, no siendo dicho consumo limitativo para poder evaluar la viabilidad de la operación de la GD, sino por el contrario meramente referencial, porque de existir industrias que hagan uso intensivo de la energía eléctrica con altos factores de cargas, se deberá realizar un análisis detallado para el caso específico a fin de determinar la viabilidad del proyecto que a priori no se puede descartar.

4.1.4. Consumo de Energía Térmica

Además de considerar los requerimientos eléctricos de las empresas, también se ha considerado los requerimientos de demanda de energía térmica, por cuanto una forma de aprovechamiento del GN vía el uso de tecnologías de GD es generando tanto energía eléctrica como energía térmica en forma conjunta, presentándose en este caso según la experiencia niveles de eficiencia mucho mayores que cuando solo se genera energía eléctrica.

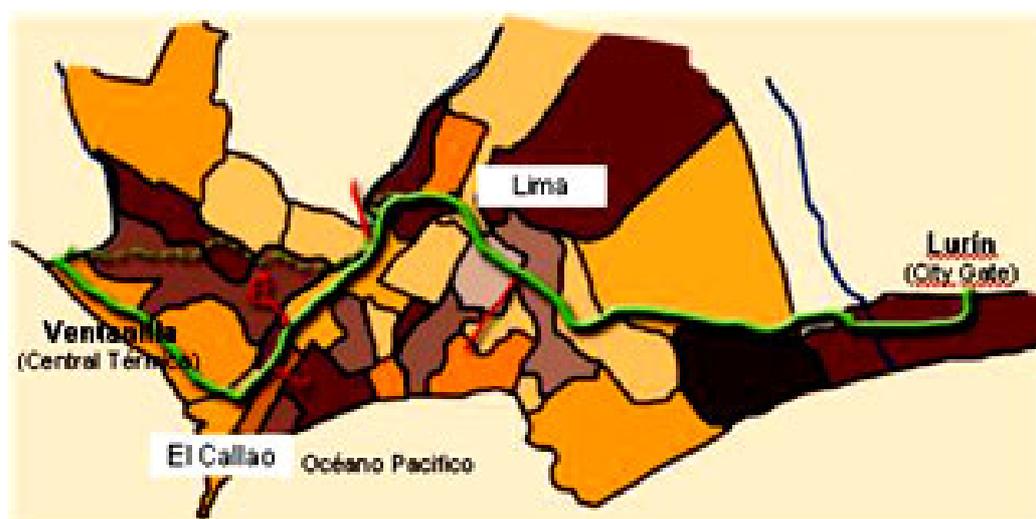
En este sentido no se considera necesario limitar los requerimiento de energía térmica en las empresas a seleccionar, por cuanto dicho requerimiento es un añadido que podrá ser utilizado a favor de la misma, por el contrario se seleccionarán preponderantemente empresas que tengan requerimientos de ambas energías a fin de evaluarlas.

4.1.5. Cercanía al Ducto de Gas Natural

A fin de garantizar el suministro de gas natural para los proyectos a analizar se hace indispensable la selección de los potenciales usuarios en función a su cercanía al ducto de GN, con lo cual se garantiza la disponibilidad permanente del recurso energético y se evitarán con ello sobrecostos provenientes del tendido de ductos que solo abastecerán a la empresa, lo cual podría perjudicar las evaluaciones.

En este caso se toma en consideración la ruta por la cual está tendido el ducto, el cual parte del City Gate ubicado en Lurín, luego bordea la capital por la Vía de Evitamiento para continuar en forma paralela a la vía férrea hasta la Av. Néstor Gambeta y dirigirse finalmente por dicha avenida a la Central Térmica de Ventanilla, tal y como se aprecia en el gráfico siguiente.

Gráfico N° 4.1
Ruta del Ducto del Gas Natural en Lima y Callao



Fuente: Gas Natural de Lima y Callao - GNLC

En consecuencia, para la selección de las empresas potenciales a usar el GN se consideran en primera instancia aquellas que se ubiquen cercanas a la ruta del ducto.

4.2. Selección de las Empresas para el Análisis

Partiendo de los criterios descritos en el numeral precedente, se seleccionaron 4 empresas las cuales de acuerdo a su actividad pertenecen a los sectores industrial, comercial, servicios y salud. Dichas empresas y sus principales características de consumo tales como el consumo de energía, la máxima demanda de potencia y el consumo de combustibles se detallan en el cuadro siguiente.

Cuadro Nº 4.1
Empresas Seleccionadas

Nº	Cliente	Rubro	Consumo de Energía MWh/año	Máxima Demanda kW	Consumo de Combustibles miles gl/año	MWh/año (Térmica)
1	Centro Comercial	Comercial	41 943,2	9 650,0	-	-
2	Planta Industrial de Bebidas	Bebidas	31 192,4	5 086,8	2 400	85 271,9
3	Hospital Estatal	Salud	1 587,1	364,0	120	3 837,2
4	Universidad Privada	Servicios	4 629,4	880,8	-	-

Estas empresas serán analizadas en función a sus datos de demanda tanto de energía eléctrica como térmica, las cuales fueron obtenidas de publicaciones diversas de dominio público y de diferentes estudios elaborados por el graduando, pudiendo en algunos casos no corresponder a datos actuales, sino al más reciente del cual se dispone. En otros casos se estimaron ciertos requerimientos bajo la premisa de comparación por similitud con otras empresas de las cuales se disponía de información.

4.3. Criterios y Metodología del Análisis Económico Privado

4.3.1. Criterios Considerados

Debido a la necesidad de desarrollar un estudio lo más objetivo posible, se han adoptado criterios que es relevante señalar para comprender la metodología aplicada y sus resultados que pretenden dar las señales económicas a los agentes del mercado.

Estos criterios resultan ser fundamentales para obtener la menor incertidumbre posible de las predicciones del desempeño económico de las evaluaciones en el periodo de análisis considerado.

Los criterios considerados y que son de común práctica en los análisis de evaluación económica de proyectos de inversión privados en el sub-sector electricidad son los siguientes:

- a) El periodo de análisis considerado es de 10 años de operación comercial, la cual se estima se inicie en enero del 2007 hasta el 2016, realizando con ello una evaluación de un alto grado de exigencia debido al corto horizonte de evaluación. En este caso debido a que los proyectos evaluados son mutuamente independientes, se considera el mismo inicio de operaciones para los cuatro proyectos.
- b) Adicionalmente se considera un periodo de 01 año para la implementación del Proyecto, por lo que el periodo total es de 11 años, evaluándose los valores presente de los diferentes indicadores económicos de los proyectos al 2005.
- c) En conformidad con lo expuesto líneas arriba se consideran para el análisis económico los 04 proyectos de inversión planteadas.
- d) Se considera la Tasa de Descuento del 12% anual, en concordancia con la práctica habitual de análisis de estos tipos de proyectos de inversión, siendo ello también estipulado por la Ley de Concesiones Eléctricas como la tasa de descuento en las regulaciones tarifarias.
- e) De los costos estimados para la implementación de los Proyectos, estos se consideran de acuerdo a un cronograma de gastos estimados para el año 2006, realizando en dicho año el total de las obras, bajo el supuesto que dichas unidades son de fácil instalación lo cual puede tener lugar en un año. Los costos indicados corresponden a trabajos preliminares, obras civiles y electromecánicas, así como también se estiman los imprevistos, los Gastos Generales, la utilidad del contratista y las pruebas de operatividad,
- f) La evaluación de los proyectos se realiza analizando la alternativa tecnológica óptima a ser utilizada por cada proyecto específico, por lo que se contempla los tres tipos tecnológicos definidos líneas arriba.

- g) Para cada proyecto, se evalúan diferentes tamaños de unidades que pueden cubrir los requerimientos de energía y potencia ya sea en forma parcial, total o por exceso. Asimismo, se evalúa la posibilidad de uso de 1, 2 o 3 unidades de un mismo tipo tecnológico y tamaño en forma paralela.
- h) Para la evaluación de los Ingresos a través del tiempo, en el caso de presentar excedentes en la generación, se considera la venta de la energía excedentaria bajo dos diferentes precios de mercado, en primer lugar la Tarifa en Barra determinada por la GART - OSINERG, bajo el supuesto de venta a clientes regulados (venta a la Distribuidora) y en segundo lugar a Costos Marginales (Precio Spot) determinado por los despachos diarios, bajo el supuesto de venta de la totalidad de la energía generada en el Mercado Spot. En el caso de potencia, si la máxima demanda es inferior a la potencia efectiva de la unidad, se considera la venta de potencia al sistema por dicha diferencia (potencia efectiva menos máxima demanda), en caso contrario se asume la compra de potencia por el faltante (máxima demanda menos potencia efectiva).
- i) Para la determinación de los diferentes precios de venta, tanto bajo la Tarifa en Barra como bajo los Precios Spot (costos marginales de generación del sistema) se realizan simulaciones mediante el uso del Modelo JUNIN.
- j) Las simulaciones de despacho del Modelo JUNIN se ejecutan bajo diferentes escenarios de proyección de la expansión de generación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional – SEIN (inclusión de nuevas centrales de generación), para ello se determina un escenario base; sobre dicho escenario se formulan dos escenarios alternativos adicionales con la finalidad de proyectar los costos marginales del SEIN y evaluar así las diferentes proyecciones de Costos Marginales y Tarifas en Barra para cada escenario evaluado, detallándose las características de cada uno de los escenarios líneas abajo.

- k) De los escenarios evaluados, se escogerá aquel cuyos considerandos y resultados converjan coherentemente con los precios actuales de la energía del Mercado Spot y las Tarifas en Barra calculadas en el último proceso regulatorio de Mayo 2005, usándose dichos resultados para las evaluaciones de ingresos de los proyectos.
- l) La simulación de los Costos Marginales se realizan mediante las corridas del Modelo JUNIN para el periodo de 10 años, desde el 2007 hasta el 2016.
- m) Dentro de la simulación del Modelo JUNIN se consideran las mismas variables contempladas en la última regulación tarifaria ejecutada por la GART - OSINERG, periodo Mayo 2005 – Abril 2006 en cuanto las unidades térmicas e hidráulicas consideradas, sus costos variables y las proyecciones de la demanda de energía del Sistema Interconectado Nacional se refieren, este último para el periodo 2005-2008.
- n) Respecto a la proyección de la demanda del periodo 2009 – 2016, se considera un una tasa de crecimiento fija de la demanda del 4% anual para los escenarios base y primer escenario alternativo, asimismo, en el segundo escenario alternativo para el periodo 2009 – 2016 se considera una tasa de crecimiento plana de la demanda de 3,5% anual, este último resulta una tasa de crecimiento conservadora respecto a las tendencias presentadas los últimos años.
- o) Los costos marginales estimados mediante la simulación, de acuerdo con la estructura de análisis del Modelo JUNIN están desagregados en tres bloques horarios, de Punta, Media y Base; asimismo, la estimación del Costo Marginal se realiza en forma mensual, obteniéndose con ello un total de 120 meses evaluados (10 años).
- p) Para la estimación de la Tarifa en Barra, se recurre a la fórmula de cálculo estipulada en la normativa vigente, la cual consiste en traer a valor presente en

forma ponderada los costos marginales de todo el periodo de análisis, siendo la fórmula utilizada la siguiente:

$$Tarifa_Barra = \frac{\sum_{i=1}^{120} \frac{CMg_i * Energía_i}{(1+r)^i}}{\sum_{i=1}^{120} \frac{Energía_i}{(1+r)^i}}$$

Donde:

i Mes de cálculo, desde 1 hasta 120 (10 años)

CMg_i Costo Marginal mensual calculado mediante el Modelo JUNIN

$Energía_i$ Energía mensual demandada por el Sistema Eléctrico Nacional

r Tasa de Descuento Mensual igual a 0,95%

- q) Respecto al cálculo de los ahorros producto de la no compra de energía eléctrica, se considera que todos los proyectos están sujetos a una tarifa del tipo MT3-FP vigente al 01 de agosto del 2005 (ver cuadro N° 4.2), debido a que bajo la experiencia del graduando es la tarifa más competitiva dentro del mercado regulado y que se asemeja bastante a una del mercado libre.

Cuadro N° 4.2
Tarifas de Energía Eléctrica MT3-FP

Descripción	Unidad	Cantidad
Energía Hora Punta	ctm. S/kWh (hp)	15,38
Energía Hora Fuera Punta	ctm. S/kWh (hfp)	11,32
Potencia Hora Punta	S/.kW-mes (p)	34,24
Potencia Hora Fuera Punta	S/.kW-mes (fp)	23,86

Nota: Tarifa de Luz del Sur al 01 de Agosto del 2005

- r) En caso de existir energía excedentaria, estas serán comercializadas mediante la aplicación de dos precios, la Tarifa en Barra y el Costo Marginal, ambos calculados mediante la simulación del Modelo JUNIN. En este caso se calcula los ingresos por la venta energía y potencia por separado.

- s) Para el caso de la venta de energía se considera el precio calculado mediante el modelo, para el caso de la venta de potencia, se considera el precio de potencia determinado por la Regulación de Mayo último para la barra de Santa Rosa.
- t) En el precio de la potencia no se incluye el pago por Garantía de Red Principal debido a que no se hace uso del Sistema Principal de Transmisión, lo cual representa un beneficio para el distribuidor que compra energía al proyecto de GD.
- u) Respecto a los precios del GN aplicados en las evaluaciones, estos se han obtenido de las resoluciones del OSINERG N° 006-2005-OS/CD, 097-2004-OS/CD, 082-2003-OS/CD y 084-2003-OS/CD, los cuales se muestran en el cuadro N° 4.3.

**Cuadro N° 4.3
Tarifas de Gas Natural**

OPCION TARIFARIA	Distribución Baja Presión			Gas, Transporte y Distribución en Alta Presión			Carga Variable Total US\$/m ³
	Rango de Consumo m ³ /mes	Margen Comercial US\$/mes	Margen Distrib. US\$/m ³	Cargo TRT US\$/m ³	Cargo TRAP US\$/m ³	Cargo PG US\$/m ³	
Tarifas para Clientes Regulados							
B	300	10,67	0,0527	0,0447	0,0069	0,0636	0,1679
C	17 500	0,144	0,0190	0,0447	0,0069	0,0636	0,1342
D	300 000	0,087	0,0115	0,0447	0,0069	0,0636	0,1267
Tarifas para Clientes Independientes							
Independiente	900 000	0,087	0,0115	0,0447	0,0069	0,0636	0,1267
Tarifas para Generadores Eléctricos							
Generador		0,087	0,0115	0,0314	0,0052	0,0353	0,0834

Fuente: Resoluciones N° 006-2005-OS/CD, 097-2004-OS/CD, 082-2003-OS/CD y 084-2003-OS/CD

- v) Asimismo, para el caso de las características de los combustibles líquidos y sus precios de compra, se han utilizado los valores que se muestran en el cuadro N° 4.4, estando dichos precios referidos a medianos del año 2004.

Cuadro N° 4.4
Características y Tarifas de Combustibles Líquidos

Combustible	Nomenclatura	PCI (kcal/gal)	Precio Combustible	Unidades
Diesel 2	D-2	32 814	1,90	US\$/GI
Residual 6	R-6	35 920	0,81	US\$/GI
Residual 500	R-500	35 948	0,79	US\$/GI
GLP	GLP	23 150	0,46	US\$/GI
Gas Natural	GN	1 000 Btu/PC	-	-

Fuente: Precios del Mercado local

Elaboración: Propia

- w) Para la evaluación y el análisis de los resultados se determinan los indicadores económicos adecuados los cuales son el Valor Actual Neto - VAN, la Tasa Interna de Retorno - TIR y la Relación Beneficio/Costo - B/C.
- x) A fin de determinar las variaciones en el desempeño económico estimado producto de eventualidades que muchas veces escapan de las manos de los proyectistas se realiza el Análisis de Sensibilidad el cual considera un incremento del 20% del costo de inversión; asimismo se considera la variación del Precio del GN producto de un análisis bajo la calificación de la empresa como Generador Eléctrico. Lo último con la finalidad de analizar la influencia del precio del GN en la rentabilidad de los proyectos que resultan no viables desde el análisis bajo la calificación de Otros Consumidores.

4.3.2. Metodología Aplicada

La metodología aplicada en el Análisis de Factibilidad Económica de la GD tiene como premisa la evaluación a costos totales y actuales en los que se incurrirá si se opta por alguna de las tecnologías analizadas.

En forma metodológica, para la ejecución del presente estudio se han realizado las siguientes actividades:

- a) Como parte inicial se ha procedido a la recopilación de la información sobre la demanda de energía eléctrica y térmica (si lo hubiese) de las empresas consideradas dentro del análisis, seguidamente se ha recopilado información del Modelo Tarifario elaborado por el OSINERG-GART para la determinación de la Tarifa en Barra para el periodo Mayo 2005 - Abril 2006, lo cual esta referido a las unidades de generación que conforman el parque generador actual y sus respectivas características de potencia instalada y costos de generación, los cuales se detallan en el Anexo N° A.1.
- b) Dicha información fue procesada y descargada sobre el Modelo de Simulación de Costos Marginales, JUNIN, para la posterior estimación de los Costos Marginales de los tres escenarios propuestos.
- c) Con los resultados de los Costos Marginales y la Tarifa en Barra proyectados se ha elegido el Escenario de Precios que más se acerca al precio actual de la energía y al fijado por el OSINERG-GART en la última regulación tarifaria.
- d) Definido el nivel de precios para la venta de energía, se han realizado las evaluaciones de desempeño económico para las cuatro empresas seleccionadas y descritas en el cuadro N° 4.1.
- e) Dichas evaluaciones se realizaron para cada una de las diferentes alternativas consideradas, que en total suman 37, considerando estas los tres diferentes tipos tecnológicos, diferentes tamaños de unidades para cada tipo tecnológico y finalmente la posibilidad de usar 1, 2 o 3 unidades en paralelo para cada tamaño y tipo tecnológico considerado, detallándose dichas alternativas en el cuadro N° 4.5.
- f) Dentro de las Evaluaciones, se calculan las variables físicas y económicas referidas a:
 - Consumo de combustibles líquidos

- Compra de Gas Natural
 - Generación de Energía
 - Compra de Energía
 - Venta de Energía
 - Costo de Inversión
 - Costo de Operación y Mantenimiento
 - Costo de Overhauls cada (5 años)
- g) Las evaluaciones se realizan para los dos precios de comercialización de la energía descritos líneas arriba, la Tarifa en Barra y los Costos Marginales.
- h) Finalmente se calculan y evalúan los indicadores económicos siguientes:
- Valor Actual Neto (VAN)
 - Tasa Interna de Retorno (TIR)
 - Relación Beneficio – Costo (B/C)
- i) De las evaluaciones realizadas, se seleccionan las cuatro alternativas que presentan los mejores resultados a nivel de indicadores económicos y de los cuales se exponen los detalles de las evaluaciones realizadas. Sobre el resto de evaluaciones (las 33 restantes) no se presentan los detalles respectivos debido a lo voluminoso de la información, pero los indicadores respectivos se adjuntan en los gráficos mostrados líneas abajo.
- j) Sobre las alternativas seleccionadas se analizan los indicadores económicos, asimismo, se realizan análisis de sensibilidad sobre ellas a fin de verificar la incidencia en el desempeño económico de dichas variables exógenas.
- k) Los análisis de sensibilidad se realizan aplicando los criterios definidos en el literal x) del numeral 4.3.1.

Descrito en forma breve la metodología de evaluación se detallan a continuación las alternativas tecnológicas, escenarios de proyección de precios de la energía y los casos de análisis de venta de excedentes considerados para las evaluaciones económicas realizadas a las empresas seleccionadas.

4.4. Alternativas, Escenarios y Casos Analizados

4.4.1. Alternativas Tecnológicas

Para el presente informe se ha considerado los tres tipos tecnológicos definidos previamente, los cuales son:

- Motores Reciprocantes a Gas Natural MRG
- Microturbinas a Gas Natural MTG
- Turbinas a Gas Natural TG

Para cada alternativa se prevé el análisis bajo diferentes niveles de potencia nominal de las tecnologías, ello en función a que ciertas categorías se caracterizan por tener pequeñas potencias frente a otras de mayores potencias.

Con ello se podrá seleccionar la alternativa tecnológica y su potencia que mejor rentabilidad económica tenga frente a las otras alternativas evaluadas. Asimismo, se prevé en las evaluaciones el uso de múltiples unidades en paralelo. Para tal efecto se presenta en el cuadro N° 4.5 las alternativas tecnológicas y sus respectivas potencias nominales que serán evaluadas.

Cuadro N° 4.5
Alternativas Tecnológicas a Evaluar

Nº	Tipo Tecnológico	Potencia Unid. kW	Número Unidades	Potencia Total kW	Código	Costo Inversión, miles US\$
1	MRG	200	1	200	MRG-1x200	64,1
2	MRG	200	2	400	MRG-2x200	123,1
3	MRG	200	3	600	MRG-3x200	176,9
4	MRG	500	1	500	MRG-1x500	331,3
5	MRG	500	2	1000	MRG-2x500	636,1
6	MRG	500	3	1500	MRG-3x500	914,3
7	MRG	1000	1	1000	MRG-1x1000	1 097,4
8	MRG	1000	2	2000	MRG-2x1000	2 106,9
9	MRG	1000	3	3000	MRG-3x1000	3 028,7
10	MRG	1500	1	1500	MRG-1x1500	1 365,9
11	MRG	1500	2	3000	MRG-2x1500	2 622,5
12	MRG	1500	3	4500	MRG-3x1500	3 769,9
13	MRG	2000	1	2000	MRG-1x2000	1 595,4
14	MRG	2000	2	4000	MRG-2x2000	3 063,2
15	MRG	3000	1	3000	MRG-1x3000	1 985,9
16	MRG	3000	2	6000	MRG-2x3000	3 812,8
17	MRG	6000	1	6000	MRG-1x6000	7 007,3
18	MRG	6000	2	12000	MRG-2x6000	13 454,0
19	MTG	100	1	100	MTG-1x100	94,5
20	MTG	100	2	200	MTG-2x100	181,5
21	MTG	100	3	300	MTG-3x100	260,8
22	MTG	200	1	200	MTG-1x200	144,5
23	MTG	200	2	400	MTG-2x200	277,4
24	MTG	200	3	600	MTG-3x200	398,7
25	MTG	300	1	300	MTG-1x300	185,2
26	MTG	300	2	600	MTG-2x300	355,5
27	MTG	300	3	900	MTG-3x300	511,0
28	TG	1000	1	1000	TG-1x1000	1 752,1
29	TG	1000	2	2000	TG-2x1000	3 364,0
30	TG	1000	3	3000	TG-3x1000	4 835,8
31	TG	2000	1	2000	TG-1x2000	2 425,0
32	TG	2000	2	4000	TG-2x2000	4 656,0
33	TG	2000	3	6000	TG-3x2000	6 693,0
34	TG	5000	1	5000	TG-1x5000	3 726,5
35	TG	5000	2	10000	TG-2x5000	7 155,0
36	TG	10000	1	10000	TG-1x10000	6 873,8
37	TG	20000	1	20000	TG-1x20000	10 898,8

Como se aprecia, se tiene un total de 37 diferentes tipos y potencias de las alternativas tecnológicas, siendo las que menores potencias tienen las MTG, las intermedias los MRG y los de mayor potencia nominal las TG.

Asimismo se aprecia la evaluación del uso de unidades múltiples, lo cual nos indicará la factibilidad y rentabilidad de los mismos.

4.4.2. Escenarios de Precios de Energía Eléctrica

Con el fin de proyectar los ingresos económicos producto de la venta de energía eléctrica al Sistema Eléctrico Nacional – SEIN, se proyectan los Costos Marginales y la Tarifa en Barra bajo ciertos supuestos de expansión del parque generador nacional, así como también respecto de los niveles de demanda de los años proyectados.

4.4.2.1. Respecto a la Expansión del Parque Generador

Los supuestos de expansión del parque generador para cada uno de los Escenarios de Análisis determinados son los siguientes:

A. Escenario Base

Se considera dentro del Escenario Base que el parque generador actual presentará las variaciones previstas según la última regulación tarifaria ejecutada por el OSINERG, periodo Mayo 2005 a Abril 2006, las cuales comprenden las variaciones del parque generador para los años 2005 al 2007; para los periodos posteriores se considera la inclusión de unidades de acuerdo a las publicaciones oficiales del Plan Referencial de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas y otras instituciones relacionadas las que se detallan a continuación.

En dicha regulación llevada a cabo por el OSINERG se prevé la conversión de la unidad Westinghouse de 121 MW de la C.T. de Santa Rosa de propiedad de la empresa EDEGEL de Diesel a GN, entrando a operar con GN en junio del 2005, se aclara que dicha conversión no implica ningún tipo de incremento en la potencia instalada de la unidad.

Asimismo, se contempla la conversión de la Turbina a Gas Natural TG-3 de Ciclo Simple a Ciclo Combinado de la C.T. de Ventanilla, incrementándose con ello su potencia en 60,9 MW. Dicha conversión se estima entre en operación en julio del 2007.

Por otro lado se considera la puesta en operación de la C.T. de Egechilca, con una potencia instalada de 330 MW, a ciclo abierto y entrando en operación en enero del 2007. No se considera la conversión de dicha unidad a ciclo combinado a partir de abril del 2007 según lo manifestado por la empresa responsable del proyecto, debido a que a la fecha dicha alternativa de conversión no presenta indicios ni sustento de poder ser ejecutada.

Respecto a la inclusión de centrales hidroeléctricas, se consideran que entran en operación la C.H. de Yuncán de 130 MW de potencia instalada en julio del 2005; asimismo, se considera la entrada en operación de la Central Hidroeléctrica El Platanal, con una potencia instalada de 220 MW, en julio del 2010, también se considera la ampliación de la C.H. de Machupicchu, de 75 MW de potencia instalada, que ingresaría en enero del 2008 y finalmente se considera que en julio del 2014 entra en operación la C.H. de Cheves con un total de 525 MW de potencia instalada, haciendo un total general de 950 MW en potencia instalada de nuevas centrales hidroeléctricas.

B. *Primer Escenario Alternativo - 01*

Respecto al Primer Escenario Alternativo – 01, se consideran el ingreso de las mismas unidades definidas para el Escenario Base, con la inclusión adicional de la C.T. de Enersur en la zona de Chilca cercana a la ubicación de la C.T. Egechilca (ubicado en la entrada a Lima), la cual contará con una potencia instalada de 300 MW y se estima que entre en operación en enero del 2009.

C. *Segundo Escenario Alternativo - 02*

Para el Segundo Escenario Alternativo - 02, se considera la puesta en operación de las mismas nuevas unidades consideradas en el Escenario Base, siendo la diferencia con el Escenario Base los niveles de demanda de energía eléctrica y su crecimiento a partir del 2009, detallándose dichos crecimiento en el numeral siguiente.

Finalmente a fin de presentar en forma esquemática las características de los escenarios considerados, se muestran en el cuadro siguiente la expansión de la generación estimada en el periodo de análisis para cada uno de los escenarios.

Cuadro N° 4.6
Proyección de la Expansión de la Generación del SEIN (MW)
2005 – 2016

Año	Escenario Base		Escenario 01		Escenario 02	
	CH	CT	CH	CT	CH	CT*
2005	130	121,3*	130	121,3*	130	121,3*
2006		225**		225**		225**
2007		330		330		330
2008	75		75		75	
2009				300		
2010	220		220		220	
2011						
2012						
2013						
2014	525		525		525	
2015						
2016						
Sub-Total	950	391	950	691	950	391
TOTAL	1 341		1 641		1 341	

Nota:

* Se considera la conversión de la unidad Westinghouse CT de Santa Rosa a GN, sin incremento de potencia

** Se considera la conversión de la unidad TG3 de la CT de Ventanilla a GN, con incremento de potencia de 60,9 MW

Del cuadro se observa que para el Escenario Base se tiene un total de 1 341 MW de potencia adicional, también se tienen 1 641 MW y 1 341 MW de potencia adicionales para el caso del Primer y Segundo Escenario Alternativo respectivamente. En ninguno de los casos se consideran los 121,3 MW de la conversión de la unidad Westinghouse de la C.T. de Santa Rosa y en el caso de la C.T. de Ventanilla, solo se considera los 60,9 MW adicionales producto de la conversión a Ciclo Combinado.

4.4.2.2. Respecto a la Demanda del SEIN y su Crecimiento

Respecto a las estimaciones de la demanda de energía en el Escenario Base y Escenario 01, se consideran los mismos requerimientos de energía que los considerados por el OSINERG en la regulación tarifaria para el periodo 2005 – 2007, para los años posteriores se estima un crecimiento de la demanda del orden del 4% anual en forma plana.

Para el caso de la demanda considerada en el Escenario 02, se tiene que este difiere del Escenario Base a partir del 2008, optándose en este caso por un crecimiento del orden 3,5% en forma plana a partir de dicho año a diferencia del 4% considerado en el Escenario Base, es decir medio punto porcentual menos.

Los niveles de demanda estimados para los escenarios analizados se detallan en los cuadros N° 4.7 y 4.8 mostrados a continuación, tanto a nivel de energía como de potencia media, este último mostrado para el bloque horario de punta, que es el utilizado por el Modelo JUNIN para la simulación de los Costos Marginales. Asimismo el detalle a nivel mensual y por bloque horario se adjunta en el Anexo N° A.2.

Cuadro N° 4.7
Proyección de la Demanda 2005 – 2016
Escenarios Base y 01

Año	Energía, GWh	Var. Energía, %	Potencia, MW	Var. Potencia, %
2004	21 961		2 987	
2005	22 912	4,33%	3 152	5,52%
2006	23 807	3,91%	3 393	7,65%
2007	25 772	8,25%	3 529	4,00%
2008	26 802	4,00%	3 670	4,00%
2009	27 874	4,00%	3 817	4,00%
2010	28 989	4,00%	3 970	4,00%
2011	30 149	4,00%	4 128	4,00%
2012	31 355	4,00%	4 293	4,00%
2013	32 609	4,00%	4 465	4,00%
2014	33 914	4,00%	4 644	4,00%
2015	35 270	4,00%	4 830	4,00%
2016	36 681	4,00%	5 023	4,00%

Cuadro N° 4.8
Proyección de la Demanda 2005 – 2016
Escenario 02

Año	Energía, GWh	Var. Energía, %	Potencia, MW	Var. Potencia, %
2004	21 961		2 987	
2005	22 912	4,33%	3 152	5,52%
2006	23 807	3,91%	3 393	7,65%
2007	25 772	8,25%	3 512	3,50%
2008	26 674	3,50%	3 635	3,50%
2009	27 607	3,50%	3 762	3,50%
2010	28 573	3,50%	3 894	3,50%
2011	29 573	3,50%	4 030	3,50%
2012	30 609	3,50%	4 171	3,50%
2013	31 680	3,50%	4 317	3,50%
2014	32 789	3,50%	4 468	3,50%
2015	33 936	3,50%	4 625	3,50%
2016	35 124	3,50%	4 786	3,50%

De los cuadros se aprecia que para los Escenarios Base y 01, la demanda de energía pasa de 21 961 GWh en el año 2004 a 36 681 GWh en el año 2016, representando ello un incremento de potencia media en el bloque de punta de 2 987 MW a 5 023 MW en el año 2016. Por el contrario, en el Escenario 02 se tiene una demanda de 35 124 GWh y 4 786 MW en el año 2016, lo cual es menor en 4,2% y 4,7% que el Escenario Base referente a la demanda de energía y potencia respectivamente.

4.4.3. Casos

Los casos evaluados están referidos expresamente al precio de venta de la energía excedentaria, de existir ella. En función a ello, tal como se describió líneas arriba se considerarán dos precios de comercialización:

4.4.3.1. Venta a Tarifa en Barra

En este caso, una vez simulado el mercado eléctrico peruano con el Modelo JUNIN y aplicando la fórmula descrita en el numeral 4.3.1 se calcula la Tarifa en Barra para cada Escenario evaluado de precios, escogiéndose aquella que mejor converja con la regulación de Mayo 2005.

Para el cálculo de los ingresos por venta de energía se utiliza la Tarifa en Barra seleccionada y la energía excedentaria disponible, obteniéndose con ello los ingresos por venta de energía.

4.4.3.2. Venta a Costo Marginal

En este caso, para las ventas de energía se hacen uso de los Costos Marginales resultados de las simulaciones efectuadas, con ello se calcula el ingreso por venta de energía aplicando el Costo Marginal Ponderado de cada mes y la energía excedentaria disponible.

Se aclara que las valorizaciones tanto a Tarifa en Barra como a Costo Marginal no incluyen la venta de potencia, el cual es adicionado en forma separada y valorizada según la regulación de Mayo 2005, haciendo uso para ello del precio básico de potencia y el cual se considera fijo durante todo el periodo de evaluación.

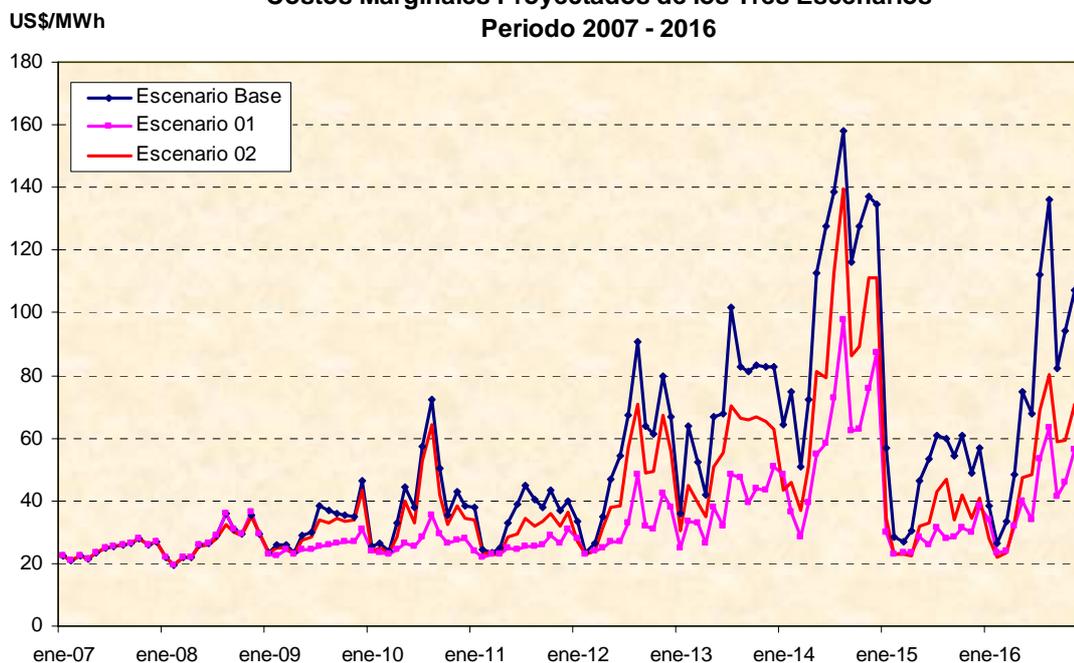
4.5. Proyección de los Costos Marginales y Tarifas en Barra

Los resultados de las proyecciones de los Costos Marginales y de la Tarifa en Barra para los tres Escenarios evaluados se presentan a continuación.

4.5.1. Costos Marginales

Bajo las premisas descritas en los numerales 4.3 y 4.4 precedentes se ha realizado la proyección de los costos marginales para el horizonte de 10 años (2007 – 2016) mediante el uso del Modelo JUNIN, mostrándose en el gráfico siguiente los resultados obtenidos para los escenarios evaluados. Asimismo, se adjunta en el Anexo N° A.3 el detalle numérico de los resultados para los tres escenarios y por bloque horario.

Gráfico N° 4.2
Costos Marginales Proyectados de los Tres Escenarios
Periodo 2007 - 2016



Del gráfico precedente se observa claramente que en el caso del Escenario Base los costos marginales son superiores a los otros dos escenarios, siendo el de menores costos proyectados el Escenario 01.

Asimismo, del gráfico se observa que los costos marginales de los años cercanos, del 2007 al 2011 son relativamente bajos en comparación con los costos marginales de los años posteriores, ello debido fundamentalmente al incremento de la demanda y la incorporación de nuevas unidades generadoras. Lo último se aprecia claramente en la reducción de los costos a finales del año 2010 y a inicios del 2015, debido al ingreso de las CH del Platanal y Cheves respectivamente.

Asimismo, producto del comportamiento estacional de las lluvias y por ende de la generación de las centrales hidroeléctricas, se observa un incremento de los costos marginales en las épocas de estiaje (mayo - noviembre), frente a una reducción en las épocas de avenida (diciembre - abril).

4.5.2. Tarifas en Barra

Adicionalmente, para la evaluación económica se hace imprescindible el cálculo de las Tarifas en Barra de la energía eléctrica para el periodo de análisis, para ello se hace uso de la ecuación descrita en los criterios sobre la base de los resultados de la simulación de despacho económico del Modelo JUNÍN a nivel de Costos Marginales por Bloque Horario.

La proyección de las Tarifas en Barra de la Energía para el horizonte de 10 años se muestra en el cuadro siguiente.

Cuadro N° 4.9
Tarifa en Barra de la Energía Eléctrica

Escenario de Análisis	A 10 años US\$/MWh
Escenario Base	47,56
Escenario 01	31,50
Escenario 02	38,76

4.5.3. Escenario Seleccionado

De los Costos Marginales y las Tarifas en Barra estimados, a criterio del graduando, **se selecciona el Primer Escenario Alternativo – 01, es decir aquel que presenta una Tarifa en Barra de 31,50 US\$/MWh** para la evaluación económica de los Proyectos considerados, por cuanto los Costos Marginales y la Tarifa en Barra presenta los menores valores respecto a los otros dos escenarios, asimismo porque la Tarifa en Barra es ligeramente superior al definida en el proceso regulatorio de Mayo 2005, ello con la intención de realizar una evaluación de mayor grado de exigencia, por lo que los proyectos podrán desempeñarse exitosamente ante escenarios de precios y tarifa más altos.

Definido el escenario de Costos Marginales y Tarifa en Barra a usarse en las evaluaciones se presenta a continuación las Evaluaciones Económicas de las cuatro empresas consideradas.

4.6. Evaluación Económica de un Centro Comercial

Una vez definidos y calculados todos los parámetros necesarios para la Evaluación Económica Privada de los proyectos, se detalla a continuación los resultados de la evaluación del proyecto de GD del Centro Comercial, referido a los resultados de las cuatro alternativas tecnológicas que mejor desempeño presentaron.

4.6.1. Análisis de la Demanda

Respecto a la demanda de energía y potencia durante el horizonte de análisis se tiene que para el caso del Proyecto de GD del Centro Comercial este se detalla en el cuadro N° 4.10 mostrado a continuación.

Cuadro N° 4.10
Demanda de Energía y Combustibles
Proyecto de GD del Centro Comercial

Periodo	Año	Energía MWh	Potencia kW	Combustibles miles gl
-1	2005	42 363	9 722	-
0	2006	42 786	9 820	-
1	2007	43 214	9 918	-
2	2008	43 646	10 017	-
3	2009	44 083	10 117	-
4	2010	44 524	10 218	-
5	2011	44 969	10 320	-
6	2012	45 418	10 424	-
7	2013	45 873	10 528	-
8	2014	46 331	10 633	-
9	2015	46 795	10 740	-
10	2016	47 263	10 847	-

Como se observa, el nivel de demanda de energía se incrementa de 42 363 MWh en el año 2005 a 47 263 MWh en el 2016 lo que representa un crecimiento del 11,57 % en 11 años; asimismo, el requerimiento de potencia se estima tenga un incremento que va desde 9 722 kW en el 2005 a 10 847 kW en el 2016. En el caso de demanda de combustibles, no se tiene consumos, debido a que dicha empresa no hace uso de combustibles líquidos dentro del desarrollo de sus actividades.

4.6.2. Análisis de la Oferta

Para el caso de la oferta de energía, de acuerdo a los resultados obtenidos, se tiene que las cuatro mejores alternativas tecnológicas para este proyecto son las mostradas en el cuadro N° 4.11.

Cuadro N° 4.11
Alternativas Tecnológicas de Mejor Desempeño
Proyecto de GD del Centro Comercial

Alternativa	Tipo	Potencia	Número	Potencia	Código
	Tecnológico	Unid. kW	Unidades	Total, kW	Identificación
Alternativa 1	MRG	3 000	1	3 000	MRG-1x3000
Alternativa 2	MRG	3 000	2	6 000	MRG-2x3000
Alternativa 3	TG	10 000	1	10 000	TG-1x10000
Alternativa 4	TG	20 000	1	20 000	TG-1x20000

Como se observa, las alternativas seleccionadas están referidas a unidades de 3 MW, 6 MW, 10 MW y 20 MW, ello en concordancia con la demanda de la empresa.

De dichas alternativas, se tiene que sus niveles de oferta en generación se muestran en el cuadro N° 4.12, donde se aprecia tanto la oferta de energía como la de potencia.

Cuadro N° 4.12
Demanda de Energía y Combustibles
Proyecto de GD del Centro Comercial

Periodo	Año	Energía Eléctrica Generada, MWh				Potencia Eléctrica Generada, kW			
		Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3	Alt. 4	Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3	Alt. 4
-1	2005	0	0	0	0	0	0	0	0
0	2006	0	0	0	0	0	0	0	0
1	2007	19 710	39 420	65 700	131 400	2 850	5 700	9 500	19 000
2	2008	19 907	39 814	66 357	132 714	2 850	5 700	9 500	19 000
3	2009	20 106	40 212	67 021	134 041	2 850	5 700	9 500	19 000
4	2010	20 307	40 614	67 691	135 382	2 850	5 700	9 500	19 000
5	2011	20 510	41 021	68 368	136 735	2 850	5 700	9 500	19 000
6	2012	20 715	41 431	69 051	138 103	2 850	5 700	9 500	19 000
7	2013	20 923	41 845	69 742	139 484	2 850	5 700	9 500	19 000
8	2014	21 132	42 264	70 439	140 879	2 850	5 700	9 500	19 000
9	2015	21 343	42 686	71 144	142 287	2 850	5 700	9 500	19 000
10	2016	21 557	43 113	71 855	143 710	2 850	5 700	9 500	19 000

4.6.3. Balance Oferta - Demanda

Con la demanda y la oferta identificada se procede a determinar los posibles faltantes o excedentes de energía eléctrica mediante el Balance de Oferta – Demanda, el cual es presentado en el cuadro N° 4.13.

Cuadro N° 4.13
Balance Oferta - Demanda
Proyecto de GD del Centro Comercial

Periodo	Año	Compra Energía Faltante, MWh				Venta Energía Excedentaria, MWh			
		Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3	Alt. 4	Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3	Alt. 4
-1	2005	42 363	42 363	42 363	42 363	-	-	-	-
0	2006	42 786	42 786	42 786	42 786	-	-	-	-
1	2007	23 504	3 794	-	-	-	-	22 486	88 186
2	2008	23 739	3 832	-	-	-	-	22 711	89 068
3	2009	23 977	3 870	-	-	-	-	22 938	89 958
4	2010	24 216	3 909	-	-	-	-	23 167	90 858
5	2011	24 458	3 948	-	-	-	-	23 399	91 767
6	2012	24 703	3 988	-	-	-	-	23 633	92 684
7	2013	24 950	4 028	-	-	-	-	23 869	93 611
8	2014	25 200	4 068	-	-	-	-	24 108	94 547
9	2015	25 452	4 108	-	-	-	-	24 349	95 493
10	2016	25 706	4 150	-	-	-	-	24 592	96 448

Como se aprecia, para el caso de los años 2005 y 2006, etapa de implementación del proyecto, solo se tiene compra de energía pues el proyecto aún no entra en operación.

Una vez iniciado sus operaciones y de acuerdo con el tamaño y tecnología seleccionada, se tiene que las alternativas 1 y 2 registran faltantes de energía por lo que en estos casos se considerarán las compras de energía al distribuidor para satisfacer la demanda interna. Caso contrario se observa en las alternativas 3 y 4, donde se observa la existencia de energía excedentaria la cual es inyectada a la red de distribución y por la cual se percibe ingresos por potencia y energía.

4.6.4. Estimación del Flujo de Ingresos

Determinados los niveles de oferta y demanda, y con ello el balance de energías, se estiman a continuación el Flujo de Ingresos (ver cuadro N° 4.14) producto de los ahorros producidos por la generación de energía y de la venta de energía excedentaria en el caso de las alternativas 3 y 4.

Cuadro N° 4.14
Flujo de Ingresos, miles US\$
Proyecto de GD del Centro Comercial

Periodo	Año	Venta a Tarifa en Barra				Venta a Precio Spot			
		Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3	Alt. 4	Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3	Alt. 4
-1	2005	0	0	0	0	0	0	0	0
0	2006	0	0	0	0	0	0	0	0
1	2007	995	1 990	3 176	5 831	995	1 990	3 018	5 213
2	2008	1 003	2 005	3 199	5 878	1 003	2 005	3 106	5 514
3	2009	1 010	2 020	3 223	5 925	1 010	2 020	3 081	5 369
4	2010	1 018	2 035	3 246	5 973	1 018	2 035	3 140	5 556
5	2011	1 025	2 051	3 271	6 021	1 025	2 051	3 128	5 462
6	2012	1 033	2 066	3 295	6 070	1 033	2 066	3 294	6 066
7	2013	1 041	2 082	3 320	6 119	1 041	2 082	3 484	6 764
8	2014	1 049	2 098	3 344	6 169	1 049	2 098	4 040	8 896
9	2015	1 057	2 114	3 370	6 219	1 057	2 114	3 296	5 929
10	2016	1 065	2 130	3 395	6 270	1 065	2 130	3 625	7 170

En este caso se aprecian los ingresos de las diferentes alternativas a través del horizonte de análisis, donde se incluyen los dos casos de venta de energía, es decir a Tarifa en Barra y a Precio Spot.

Como se observa, en las alternativas 1 y 2 los ingresos son los mismos, ello debido a que en estos dos casos no existen ventas de energía al sistema, hecho que si se observa en las alternativas 3 y 4.

4.6.5. Estimación del Flujo de Egresos

Para el cálculo de los egresos, se toman en consideración los costos:

- Costos de inversión
- Costos de operación, mantenimiento y overhauls

- Costo variable combustible (compra de GN para generación) y no combustible
- Costos de la compra de energía y potencia si la hubiere.

En el cuadro N° 4.15 se muestran los costos de inversión y en el cuadro N° 4.16 se determinan los egresos anuales totales para cada alternativa.

Cuadro N° 4.15
Costos de Inversión, miles US\$
Proyecto de GD del Centro Comercial

Alternativa	Código de Identificación	Costo de Inversión
Alternativa 1	MRG-1x3000	1 986
Alternativa 2	MRG-2x3000	3 813
Alternativa 3	TG-1x10000	6 874
Alternativa 4	TG-1x20000	10 899

Cuadro N° 4.16
Flujo de Egresos, miles US\$
Proyecto de GD del Centro Comercial

Periodo	Año	Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3	Alt. 4
-1	2005	-	-	-	-
0	2006	1 986	3 813	6 874	10 899
1	2007	835	1 669	2 728	4 628
2	2008	843	1 686	2 756	4 674
3	2009	851	1 703	2 783	4 721
4	2010	860	1 720	2 811	4 768
5	2011	1 166	2 309	3 870	6 451
6	2012	877	1 754	2 867	4 864
7	2013	886	1 772	2 896	4 913
8	2014	895	1 790	2 925	4 962
9	2015	904	1 807	2 954	5 012
10	2016	1 211	2 397	4 015	6 696

Del cuadro precedente se observan diferentes niveles de egresos anuales, los cuales están determinados por los tipos tecnológicos seleccionados y sus tamaños. Asimismo, en los periodos 5 y 10 se aprecian los egresos extraordinarios, los cuales corresponden a los gastos por las labores y repuestos del overhaul planificado.

4.6.6. Flujo de Caja Total

Determinados los ingresos y egresos totales durante el horizonte de evaluación, se muestra a continuación el Flujo de Caja Total (ver cuadro N° 4.17). Asimismo, los detalles de dicho flujo se adjuntan en el Anexo N° A.4.

Cuadro N° 4.17
Flujo de Caja Total, miles US\$
Proyecto de GD del Centro Comercial

Periodo	Año	Venta a Tarifa en Barra				Venta a Precio Spot			
		Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3	Alt. 4	Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3	Alt. 4
-1	2005	0	0	0	0	0	0	0	0
0	2006	-1 986	-3 813	-6 874	-10 899	-1 986	-3 813	-6 874	-10 899
1	2007	161	321	447	1 203	161	321	290	585
2	2008	160	319	443	1 204	160	319	351	840
3	2009	159	318	439	1 204	159	318	298	648
4	2010	158	316	436	1 205	158	316	329	788
5	2011	-141	-258	-600	-430	-141	-258	-742	-989
6	2012	156	312	428	1 206	156	312	427	1 202
7	2013	155	310	423	1 206	155	310	588	1 851
8	2014	154	308	419	1 207	154	308	1 115	3 934
9	2015	153	306	415	1 208	153	306	341	918
10	2016	-146	-267	-620	-427	-146	-267	-390	474

Como se aprecia, existen periodos en los cuales el Flujo de Caja Total resulta negativo, ello debido a los gastos extraordinarios de overhaul. En los otros periodos a excepción de año 2006 (año de la implementación del proyecto) se observan Flujos de Caja Total positivos.

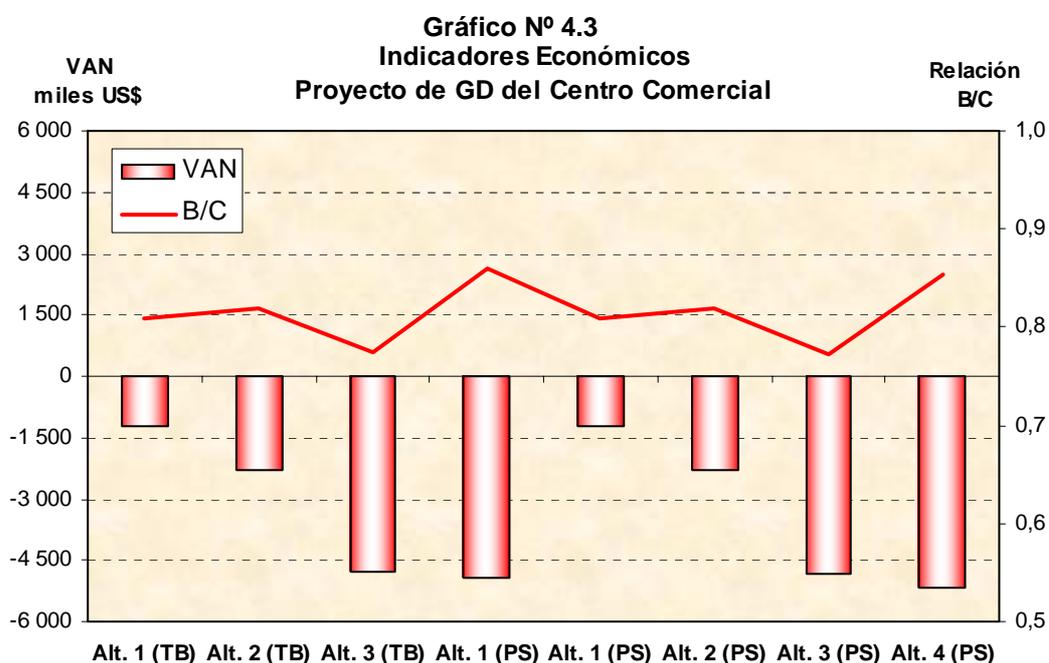
4.6.7. Análisis de los Resultados

4.6.7.1. Indicadores Económicos

De los resultados del Flujo de Ingresos y Egresos se tiene que el Valor Actual Neto del Proyecto de las diferentes alternativas seleccionadas son las mostradas en el cuadro N° 4.18 y el gráfico N° 4.3. Adicionalmente se muestran los resultados de los otros indicadores económicos en dicho cuadro.

Cuadro N° 4.18
Indicadores Económicos, miles US\$
Proyecto de GD del Centro Comercial

Indicador Económico	Venta a Tarifa en Barra (TB)				Venta a Precio Spot (PS)			
	Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3	Alt. 4	Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3	Alt. 4
Valor Presente Ingresos	5 158	10 317	16 454	30 285	5 158	10 317	16 398	30 067
Valor Presente Costos	6 374	12 588	21 225	35 234	6 374	12 588	21 225	35 234
Valor Actual Neto Proyecto	-1 216	-2 271	-4 771	-4 950	-1 216	-2 271	-4 827	-5 167
Tasa Interna de Retorno	-	-	-	-4,29%	-	-	-	-0,93%
Relación Beneficio/Costo	0,81	0,82	0,78	0,86	0,81	0,82	0,77	0,85



Del cuadro y gráfico se aprecia que en todos los casos el nivel de rentabilidad es negativo, lo cual nos indica que el Proyecto no resulta viable de ejecución bajo los considerandos analizados.

4.6.7.2. Selección de la Alternativa Óptima

Como se observa de los resultados, para un proyecto de GD en un Centro Comercial, el cual requiere únicamente energía eléctrica, no se tienen resultados favorables, por cuanto en todos los casos se presentan Valores Actuales Netos negativos, así como relaciones Beneficio/Costos menores que uno y TIR's nulos o negativos.

Sin embargo se observa que dentro de los proyectos evaluados el que mejor desempeño presenta es la **Alternativa 4**, referido a la **implementación de una Turbina de Gas de 20 MW de potencia instalada considerando la venta de excedentes de energía a precio de Tarifa en Barra**.

Lo anterior se puede apreciar claramente en el gráfico N° 4.4 y 4.5 donde se aprecian los VAN's, Relaciones B/C y TIR's del Proyecto de todas las alternativas analizadas (37 opciones).

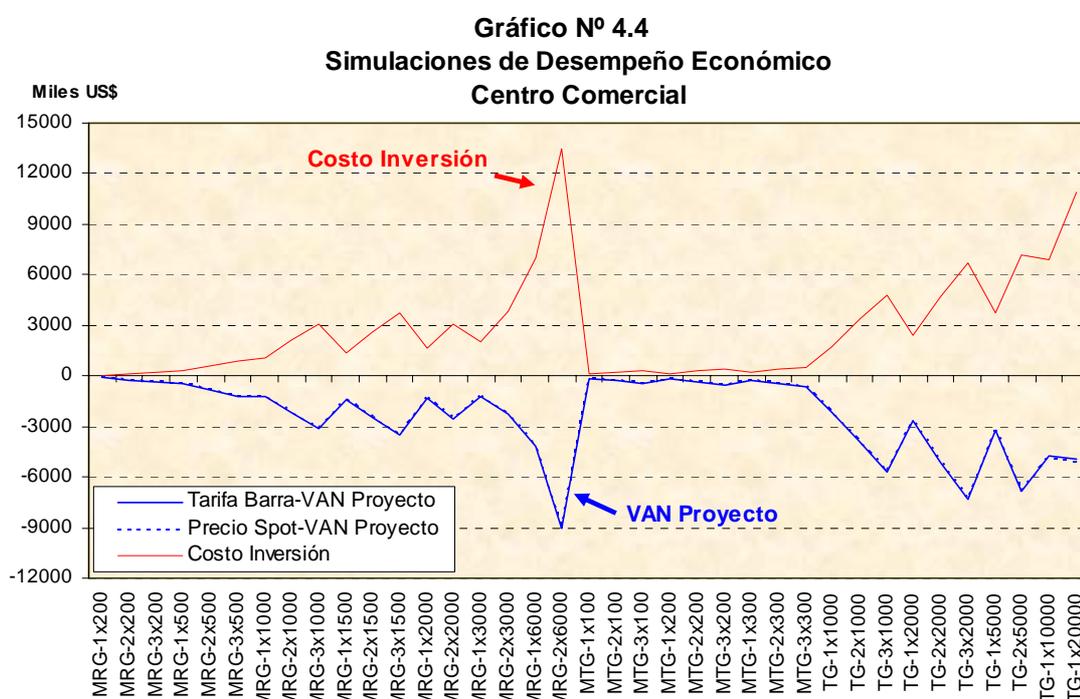
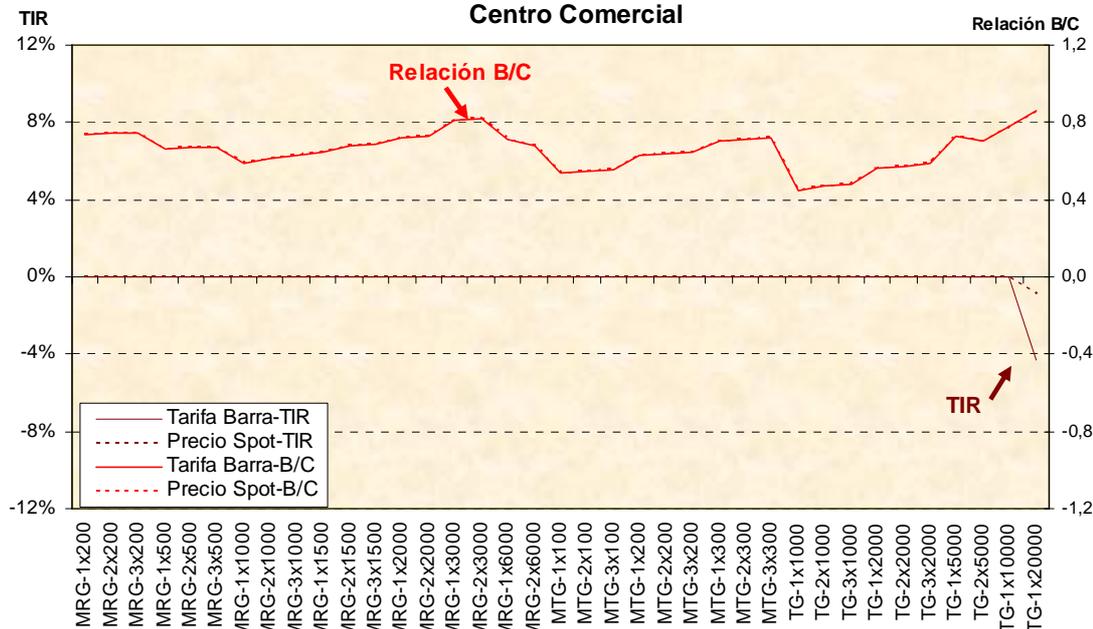


Gráfico N° 4.5
Simulaciones de Desempeño Económico
Centro Comercial



Como se observa de los dos gráficos precedentes, el proyecto de GD para todas las posibles alternativas evaluadas presenta desempeños no favorables, lo cual se explica por las bajas eficiencias de los equipos, producto del solo uso de la generación de energía eléctrica, frente a mejores eficiencias en casos de cogeneración, tal y como se espera de los otros tipos de proyectos evaluados más adelante.

Otro factor que incide es el precio del GN, el cual es elevado para esta aplicación generando barreras económicas al proyecto.

Con ello se puede concluir que a este nivel de precios de GN y demanda únicamente de electricidad, el proyecto no resulta viable.

4.6.8. Análisis de Sensibilidad

Conforme a los resultados obtenidos de las evaluaciones económicas, de las cuales se desprende la inviabilidad del proyecto bajo un régimen de precios de GN relativamente altos (considerando la tarifa definida para Otros Consumidores), se procede a realizar el Análisis de Sensibilidad en la cual se considera que la compra

del GN se da a precio de Generador y corroborar con ello el impacto del precio del GN en el desempeño económico del proyecto de GD del Centro Comercial.

En este caso se toman los mismos datos de la oferta, demanda y el flujo de ingresos analizadas en los numerales 4.6.1, 4.6.2 y 4.6.4, existiendo solo modificaciones a nivel de del flujo de egresos y del flujo total debido a la reducción del precio de compra de GN.

4.6.8.1. Estimación del Nuevo Flujo de Egresos

Para el cálculo del nuevo flujo de egresos se toman en consideración los costos del GN a precio de Generador. Por otro lado respecto a los otros egresos, estos son asumidos en forma semejante que en la evaluación base. Asimismo, se consideran las mismas alternativas seleccionadas en la evaluación base porque presentan los mejores desempeños, manteniéndose por ello los mismos tipos tecnológicos y sus respectivos costos de inversión. En este caso se detalla en el cuadro N° 4.19 los nuevos egresos anuales totales para cada alternativa seleccionada.

Cuadro N° 4.19
Flujo de Egresos, miles US\$
Proyecto de GD del Centro Comercial

Periodo	Año	Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3	Alt. 4
-1	2005	-	-	-	-
0	2006	1 986	3 813	6 874	10 899
1	2007	609	1 218	1 845	3 007
2	2008	615	1 230	1 863	3 037
3	2009	621	1 242	1 882	3 067
4	2010	627	1 255	1 901	3 098
5	2011	932	1 839	2 951	4 763
6	2012	640	1 280	1 939	3 160
7	2013	646	1 293	1 958	3 191
8	2014	653	1 306	1 978	3 223
9	2015	659	1 319	1 998	3 256
10	2016	964	1 904	3 049	4 923

Del cuadro precedente se observa que los niveles de egresos anuales son menores que los estimados en la evaluación base, ello solo a partir del año 1 que es cuando se hace efectivo la compra de GN a un menor precio.

De forma semejante a la evaluación base se aprecia en los periodos 5 y 10 egresos extraordinarios, los cuales corresponden a los gastos por labores y repuestos del overhaul planificado.

4.6.8.2. Nuevo Flujo de Caja Total

Basados en los ingresos determinados en la evaluación base y con los nuevos egresos estimados debido a la reducción del precio del GN, se muestra a continuación el Flujo de Caja Total de la evaluación de sensibilidad (ver cuadro N° 4.20). El detalle del mismo se adjunta en el anexo N° A.5.

Cuadro N° 4.20
Flujo de Caja Total, miles US\$
Proyecto de GD del Centro Comercial

Periodo	Año	Venta a Tarifa en Barra				Venta a Precio Spot			
		Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3	Alt. 4	Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3	Alt. 4
-1	2005	-	-	-	-	-	-	-	-
0	2006	-1 986	-3 813	-6 874	-10 899	-1 986	-3 813	-6 874	-10 899
1	2007	386	772	1 331	2 825	386	772	1 173	2 207
2	2008	388	775	1 336	2 841	388	775	1 243	2 478
3	2009	389	778	1 341	2 858	389	778	1 199	2 302
4	2010	390	781	1 346	2 875	390	781	1 239	2 459
5	2011	94	212	320	1 258	94	212	177	699
6	2012	393	786	1 356	2 910	393	786	1 355	2 906
7	2013	395	789	1 361	2 928	395	789	1 526	3 572
8	2014	396	792	1 366	2 946	396	792	2 062	5 672
9	2015	397	795	1 372	2 963	397	795	1 298	2 674
10	2016	101	226	346	1 347	101	226	576	2 247

Como se aprecia, bajo un régimen de compra de GN a menor precio no existen periodos en los cuales el Flujo de Caja Total resulte negativo, ello a diferencia del flujo de caja total de la evaluación base, donde se apreciaban periodos negativos debido principalmente a los gastos extraordinarios de Overhaul.

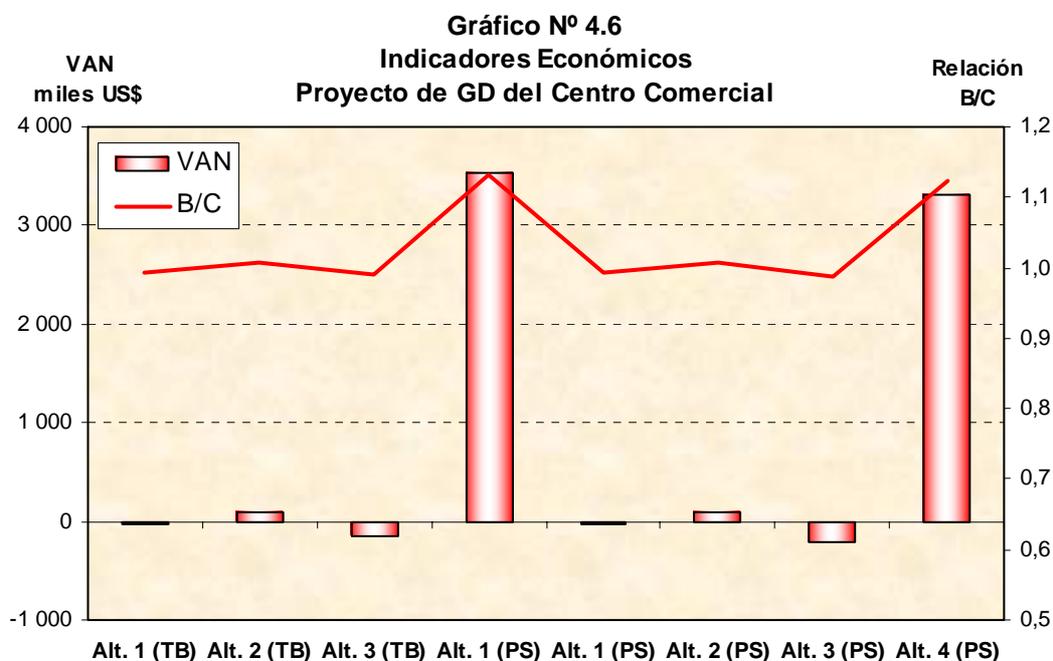
4.6.8.3. Análisis de Resultados

De los resultados del Flujo de Ingresos y Egresos de la evaluación de sensibilidad se tiene que el Valor Actual Neto del Proyecto de las diferentes alternativas seleccionadas son las mostradas en el cuadro N° 4.21 y el gráfico N° 4.6.

Adicionalmente se muestran los resultados de los otros indicadores económicos en dicho cuadro.

Cuadro N° 4.21
Indicadores Económicos, miles US\$
Proyecto de GD del Centro Comercial

Indicador Económico	Venta a Tarifa en Barra (TB)				Venta a Precio Spot (PS)			
	Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3	Alt. 4	Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3	Alt. 4
Valor Presente Ingresos	5 158	10 317	16 454	30 285	5 158	10 317	16 398	30 067
Valor Presente Costos	5 195	10 228	16 605	26 754	5 195	10 228	16 605	26 754
Valor Actual Neto Proyecto	-36	88	-151	3 531	-36	88	-207	3 314
Tasa Interna de Retorno	11,47%	12,67%	11,36%	20,68%	11,47%	12,67%	11,18%	19,08%
Relación Beneficio/Costo	0,99	1,01	0,99	1,13	0,99	1,01	0,99	1,12



Como se puede observar, el nivel de rentabilidad del proyecto se incrementa considerablemente hasta hacerlo viable, pasando la alternativa de mejor desempeño de un VAN negativo de 4 950 miles US\$ a un VAN positivo de 3 531 miles US\$, asimismo las relaciones B/C pasan de 0,86 a 1,13 y la TIR pasa de ser negativo a 20,7%, todos estos indicadores para el caso de la Alternativa 4, la cual representa a una unidad de Turbina a Gas de 20 MW de potencia instalada.

4.6.8.4. Selección de la Alternativa Óptima

Como se observa de los resultados, para el proyecto de GD de un centro comercial el cual requiere únicamente energía eléctrica se tienen resultados favorables siempre y cuando se adquiera el GN a precio de Generador.

En este caso la mejor alternativa esta dada por la **Alternativa 4, que considera la instalación de una Turbina a Gas de 20 MW de potencia instalada, considerando en este caso la venta de energía excedentaria a Tarifa de Barra,** debido a que esta alternativa tiene un VAN positivo de 3 531 miles US\$.

Lo anterior se aprecia claramente en los gráficos N° 4.7 y 4.8 donde se observan los indicadores de todas las alternativas analizadas de la evaluación de sensibilidad (37 opciones).

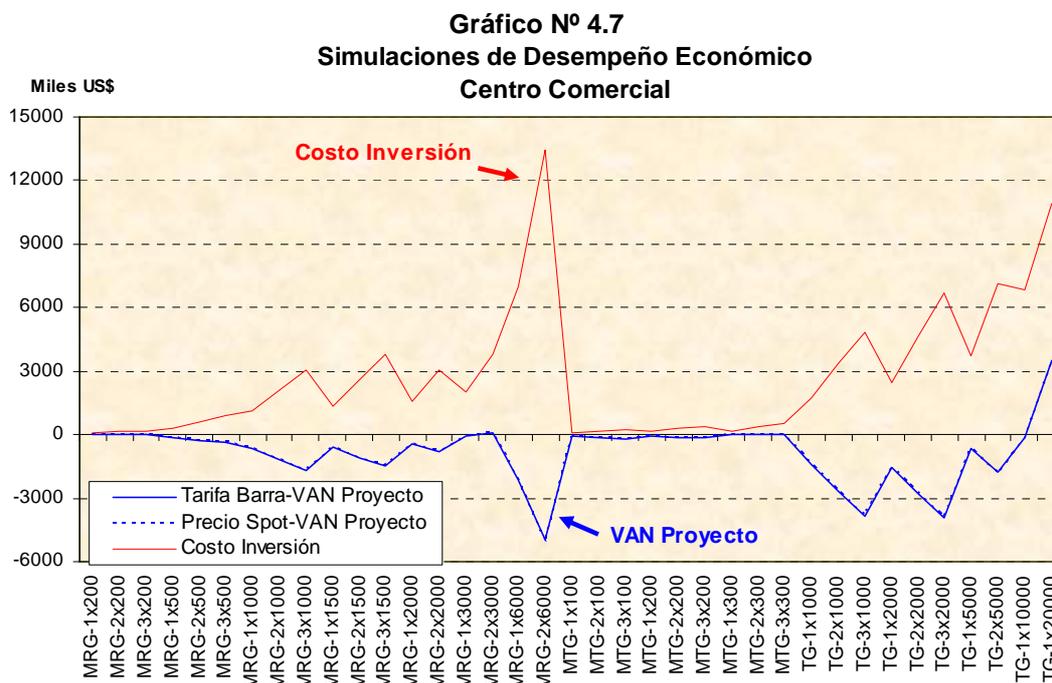
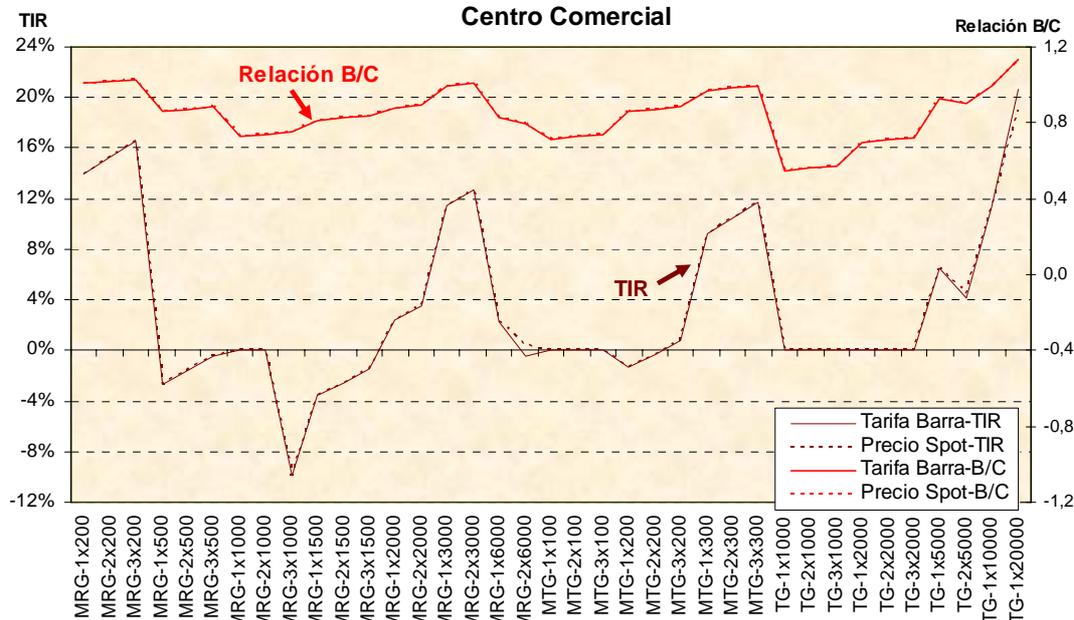


Gráfico N° 4.8

Simulaciones de Desempeño Económico Centro Comercial



Como se observa de los gráficos precedentes, el proyecto de GD presenta desempeños favorables para algunas alternativas, siendo estas principalmente para unidades pequeñas y adicionalmente para la unidad de mayor tamaño, una Turbina a Gas de 20 MW. En el resto de tipos tecnológicos, aún con la reducción de los precios de compra de GN, no se llega a una viabilidad económica debido fundamentalmente a que solo se tiene consumo de energía eléctrica y no térmica por parte de la empresa, siendo el nivel aprovechamiento energético bajo.

4.7. Evaluación Económica de una Planta Industrial de Bebidas

De forma semejante a la evaluación realizada para el Centro Comercial, se detalla a continuación los resultados de las evaluaciones para una Planta Industrial de Bebidas, considerando las cuatro alternativas tecnológicas que mejor desempeño presentaron.

4.7.1. Análisis de la Demanda

Respecto a la demanda de energía y potencia durante el horizonte de análisis, para este caso de GD para una Planta Industrial de Bebidas, estas demandas se detallan en el cuadro N° 4.22.

Cuadro N° 4.22
Demanda de Energía y Combustibles
Proyecto de GD de la Planta Industrial de Bebidas

Periodo	Año	Energía MWh	Potencia kW	Combustibles miles gl
-1	2005	31 504	5 125	2 424
0	2006	31 819	5 176	2 448
1	2007	32 138	5 228	2 473
2	2008	32 459	5 280	2 497
3	2009	32 784	5 333	2 522
4	2010	33 111	5 386	2 548
5	2011	33 442	5 440	2 573
6	2012	33 777	5 495	2 599
7	2013	34 115	5 550	2 625
8	2014	34 456	5 605	2 651
9	2015	34 800	5 661	2 678
10	2016	35 148	5 718	2 704

Como se observa, el nivel de demanda de energía se incrementa de 31 504 MWh en el año 2005 a 35 148 MWh en el 2016, lo cual representa un crecimiento del orden de 11,57%; asimismo, en el caso del requerimiento de potencia se estima un incremento que va desde 5 125 kW en el 2005 a 5 718 kW en el 2016. En el caso de demanda de combustibles, se observa un incremento que desde los 2 424 miles galones en 2005 a los 2 704 miles galones en el 2016.

4.7.2. Análisis de la Oferta

Para el caso de la oferta de energía, de acuerdo a los resultados obtenidos, se tiene que las cuatro mejores alternativas tecnológicas para este proyecto son las mostradas en el cuadro N° 4.23.

Cuadro N° 4.23
Alternativas Tecnológicas de Mejor Desempeño
Proyecto de GD de la Planta Industrial de Bebidas

Alternativa	Tipo Tecnológico	Potencia Unid. kW	Número Unidades	Potencia Total, kW	Código Identificación
Alternativa 1	MRG	200	1	200	MRG-1x200
Alternativa 2	MRG	3 000	1	3 000	MRG-1x3000
Alternativa 3	TG	2 000	2	4 000	TG-2x2000
Alternativa 4	TG	5 000	1	5 000	TG-1x5000

De dichas alternativas, se tiene que sus niveles de oferta en generación se muestran en el cuadro N° 4.24, donde se aprecia tanto la oferta de energía como la de potencia.

En este caso se tiene que las alternativas seleccionadas son de diferentes potencias, desde 200 kW (MRG) hasta los 5 MW (TG).

Cuadro N° 4.24
Demanda de Energía y Combustibles
Proyecto de GD de la Planta Industrial de Bebidas

Periodo	Año	Energía Eléctrica Generada, MWh				Potencia Eléctrica Generada, kW			
		Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3	Alt. 4	Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3	Alt. 4
-1	2005	-	-	-	-	-	-	-	-
0	2006	-	-	-	-	-	-	-	-
1	2007	1 699	25 492	33 989	42 486	190	2 850	3 800	4 750
2	2008	1 716	25 747	34 329	42 911	190	2 850	3 800	4 750
3	2009	1 734	26 004	34 672	43 340	190	2 850	3 800	4 750
4	2010	1 751	26 264	35 019	43 773	190	2 850	3 800	4 750
5	2011	1 752	26 280	35 040	43 800	190	2 850	3 800	4 750
6	2012	1 752	26 280	35 040	43 800	190	2 850	3 800	4 750
7	2013	1 752	26 280	35 040	43 800	190	2 850	3 800	4 750
8	2014	1 752	26 280	35 040	43 800	190	2 850	3 800	4 750
9	2015	1 752	26 280	35 040	43 800	190	2 850	3 800	4 750
10	2016	1 752	26 280	35 040	43 800	190	2 850	3 800	4 750

4.7.3. Balance Oferta - Demanda

Con la demanda y la oferta identificada se procede a determinar los posibles faltantes o excedentes de energía eléctrica mediante el Balance Oferta - Demanda, el cual es presentado en el cuadro N° 4.25.

Cuadro N° 4.25
Balance Oferta - Demanda
Proyecto de GD de la Planta Industrial de Bebidas

Periodo	Año	Compra Energía Faltante, MWh				Venta Energía Excedentaria, MWh			
		Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3	Alt. 4	Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3	Alt. 4
-1	2005	31 504	31 504	31 504	31 504	-	-	-	-
0	2006	31 819	31 819	31 819	31 819	-	-	-	-
1	2007	30 438	6 646	-	-	-	-	1 851	10 348
2	2008	30 743	6 712	-	-	-	-	1 870	10 452
3	2009	31 050	6 780	-	-	-	-	1 888	10 556
4	2010	31 360	6 847	-	-	-	-	1 907	10 662
5	2011	31 690	7 162	-	-	-	-	1 598	10 358
6	2012	32 025	7 497	-	-	-	-	1 263	10 023
7	2013	32 363	7 835	-	-	-	-	925	9 685
8	2014	32 704	8 176	-	-	-	-	584	9 344
9	2015	33 048	8 520	-	-	-	-	240	9 000
10	2016	33 396	8 868	108	-	-	-	-	8 652

Como se aprecia, para el caso de los años 2005 y 2006, etapa de implementación del proyecto, solo se prevé compra de energía ya que el proyecto aún no entra en operación.

Una vez iniciada las operaciones y de acuerdo con el tamaño y tecnología seleccionada, las alternativas 1 y 2 registrarían déficits de energía para lo cual se considerarán compras de energía al distribuidor para satisfacer la demanda interna. Lo contrario se observa para las alternativas 3 y 4, donde se prevé la existencia de energía excedentaria la cual es inyectada a la red de distribución y por la cual se calculan ingresos por la venta de energía.

Se observa asimismo, que debido al crecimiento de la demanda propia de energía, la alternativa 3 al final del horizonte de análisis registra déficits de energía, por lo que debe comprar al distribuidor.

4.7.4. Estimación del Flujo de Ingresos

Determinados los niveles de oferta y demanda, y con ello el balance de energías, se estiman a continuación el Flujo de Ingresos (ver cuadro N° 4.26)

producto de los ahorros producidos por la generación de energía y la venta de energía excedentaria en el caso de las alternativas 3 y 4.

Cuadro N° 4.26
Flujo de Ingresos, miles US\$
Proyecto de GD de la Planta Industrial de Bebidas

Periodo	Año	Venta a Tarifa en Barra				Venta a Precio Spot			
		Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3	Alt. 4	Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3	Alt. 4
-1	2005	-	-	-	-	-	-	-	-
0	2006	-	-	-	-	-	-	-	-
1	2007	2 044	3 176	3 569	3 920	2 044	3 176	3 556	3 848
2	2008	2 064	3 206	3 602	3 955	2 064	3 206	3 594	3 913
3	2009	2 084	3 235	3 634	3 991	2 084	3 235	3 623	3 926
4	2010	2 105	3 265	3 667	4 027	2 105	3 265	3 659	3 978
5	2011	2 125	3 286	3 690	4 050	2 125	3 286	3 681	3 987
6	2012	2 146	3 306	3 713	4 072	2 146	3 306	3 713	4 072
7	2013	2 166	3 327	3 736	4 095	2 166	3 327	3 742	4 162
8	2014	2 187	3 348	3 759	4 118	2 187	3 348	3 776	4 387
9	2015	2 208	3 369	3 782	4 141	2 208	3 369	3 781	4 114
10	2016	2 229	3 390	3 805	4 165	2 229	3 390	3 805	4 245

En este caso se aprecian los ingresos de las diferentes alternativas a lo largo del horizonte de análisis, donde se incluyen los dos casos de venta de energía, es decir a Tarifa en Barra y a Precio Spot.

Como se observa, en las alternativas 1 y 2 los ingresos son los mismos a nivel de venta a Tarifa en Barra y Precio Spot, ello debido a que en estos dos casos no existen ventas de energía al sistema, hecho que sí se observa en las alternativas 3 y 4.

4.7.5. Estimación del Flujo de Egresos

Para el cálculo de los egresos, de manera semejante a la evaluación del Centro Comercial, se toman en consideración los costos de inversión, operación, mantenimiento y overhauls, el costo variable, la compra de energía y potencia si la hubiere. En este caso se detalla en el cuadro N° 4.27 los costos de inversión de las alternativas de mejor desempeño y en el cuadro N° 4.28 se determinan los egresos anuales totales para cada alternativa.

Cuadro N° 4.27
Costos de Inversión, miles US\$
Proyecto de GD de la Planta Industrial de Bebidas

Alternativa	Código de Identificación	Costo de Inversión
Alternativa 1	MRG-1x200	51
Alternativa 2	MRG-1x3000	1 655
Alternativa 3	TG-2x2000	3 373
Alternativa 4	TG-1x5000	2 943

Cuadro N° 4.28
Flujo de Egresos, miles US\$
Proyecto de GD de la Planta Industrial de Bebidas

Periodo	Año	Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3	Alt. 4
-1	2005	-	-	-	-
0	2006	51	1 655	3 373	2 943
1	2007	1 350	1 939	1 977	2 081
2	2008	1 363	1 958	1 997	2 102
3	2009	1 377	1 978	2 017	2 123
4	2010	1 390	1 997	2 037	2 144
5	2011	1 412	2 259	2 557	2 601
6	2012	1 417	2 025	2 066	2 174
7	2013	1 431	2 038	2 080	2 188
8	2014	1 445	2 052	2 095	2 203
9	2015	1 459	2 066	2 110	2 218
10	2016	1 480	2 328	2 631	2 674

Del cuadro precedente se observan diferentes niveles de egresos anuales, los cuales están determinados por los tipos tecnológicos seleccionados y sus tamaños.

4.7.6. Flujo de Caja Total

Determinados los ingresos y egresos totales durante el horizonte de evaluación, se muestra a continuación el Flujo de Caja Total (ver cuadro N° 4.29). El detalle de los flujos se adjunta en el Anexo N° A.6.

Cuadro N° 4.29
Flujo de Caja Total, miles US\$
Proyecto de GD de la Planta Industrial de Bebidas

Periodo	Año	Venta a Tarifa en Barra				Venta a Precio Spot			
		Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3	Alt. 4	Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3	Alt. 4
-1	2005	-	-	-	-	-	-	-	-
0	2006	-51	-1 655	-3 373	-2 943	-51	-1 655	-3 373	-2 943
1	2007	694	1 238	1 593	1 839	694	1 238	1 580	1 767
2	2008	701	1 248	1 605	1 853	701	1 248	1 598	1 811
3	2009	708	1 258	1 618	1 868	708	1 258	1 606	1 802
4	2010	715	1 268	1 631	1 882	715	1 268	1 622	1 833
5	2011	714	1 027	1 133	1 449	714	1 027	1 123	1 386
6	2012	728	1 282	1 647	1 899	728	1 282	1 647	1 898
7	2013	735	1 289	1 655	1 907	735	1 289	1 662	1 974
8	2014	743	1 296	1 664	1 915	743	1 296	1 680	2 185
9	2015	750	1 303	1 672	1 923	750	1 303	1 671	1 896
10	2016	749	1 062	1 174	1 490	749	1 062	1 174	1 571

Como se aprecia, sólo durante la implementación del proyecto se observan flujos negativos (años 2006), mientras que para el resto de los años los flujos son positivos.

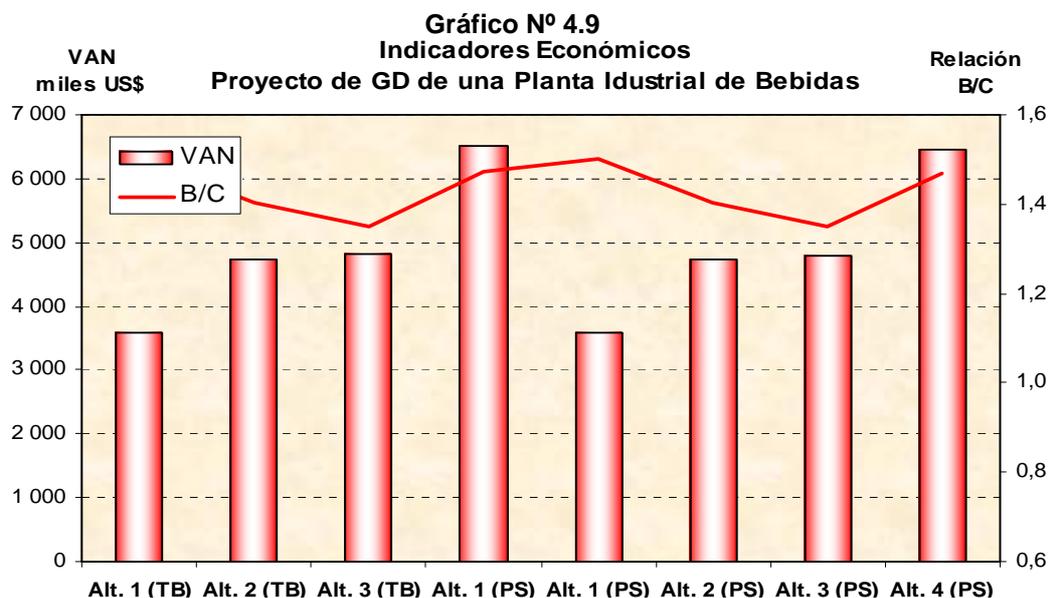
4.7.7. Análisis de Resultados

4.7.7.1. Indicadores Económicos

De los resultados del Flujo de Ingresos, Egresos y Total se tiene que el Valor Actual Neto del Proyecto para las diferentes alternativas seleccionadas son las mostradas en el cuadro N° 4.30. Adicionalmente se muestran los resultados de los otros indicadores económicos en dicho cuadro.

Cuadro N° 4.30
Indicadores Económicos, miles US\$
Proyecto de GD de la Planta Industrial de Bebidas

Indicador Económico	Venta a Tarifa en Barra (TB)				Venta a Precio Spot (PS)			
	Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3	Alt. 4	Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3	Alt. 4
Valor Presente Ingresos	10 680	16 493	18 525	20 325	10 680	16 493	18 500	20 274
Valor Presente Costos	7 106	11 765	13 708	13 811	7 106	11 765	13 708	13 811
Valor Actual Neto Proyecto	3 574	4 729	4 817	6 514	3 574	4 729	4 792	6 463
Tasa Interna de Retorno	1350,9%	74,5%	45,6%	61,7%	1350,9%	74,5%	45,3%	60,0%
Relación Beneficio/Costo	1,50	1,40	1,35	1,47	1,50	1,40	1,35	1,47



Del cuadro y gráfico se observa que tanto el Valor Actual Neto del Proyecto, la TIR y la Relación B/C muestran resultados satisfactorios para todas las alternativas.

4.7.7.2. Selección de la Alternativa Óptima

Como se observa de los resultados, para el proyecto de GD de una Planta Industrial de Bebidas, el cual requiere en forma conjunta energía eléctrica y térmica, se han obtenido resultados favorables para las cuatro alternativas, por cuanto se presentan en dichos casos Valores Actuales Netos del Proyecto positivos, siendo el mayor de ellos la **Alternativa 4, la cual considera la instalación de una Turbina a Gas de 5 MW de potencia instalada**, en la cual el VAN esta en 6 514 miles US\$; obteniéndose relaciones Beneficio/Costos mayores que uno y TIR's superiores al 12%. En este caso el mejor desempeño es alcanzado por la Alternativa 4, cuya TIR esta en 62% y su Relación B/C es 1,47.

Finalmente, los desempeños económicos de todas las alternativas tecnológicas evaluadas (37 opciones) se pueden apreciar claramente en el gráfico N° 4.10 y 4.11 donde se aprecian los VAN's, Relaciones B/C y TIR's del Proyecto.

Gráfico N° 4.10
Simulaciones de Desempeño Económico
Planta Industrial de Bebidas

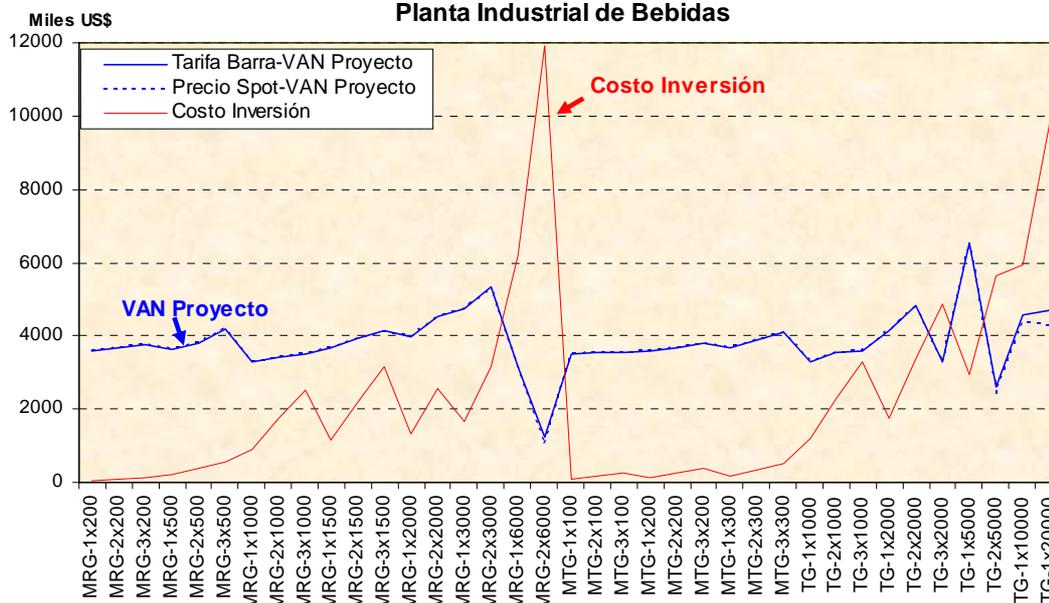
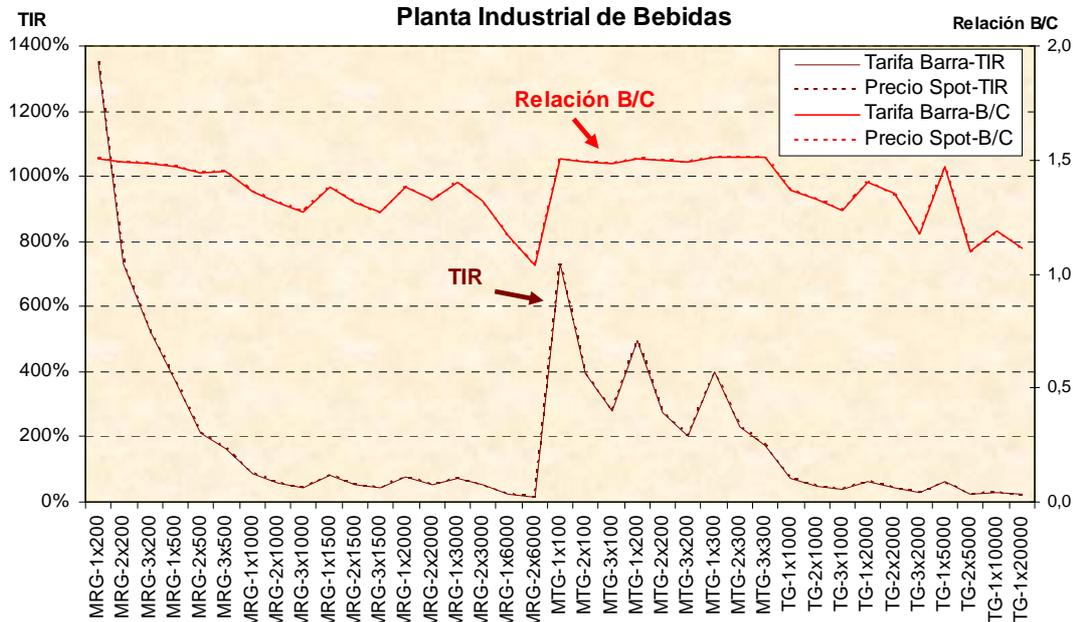


Gráfico N° 4.11
Simulaciones de Desempeño Económico
Planta Industrial de Bebidas



Como se observa de los dos gráficos precedentes, el proyecto de GD para todas las posibles alternativas evaluadas presenta desempeños económicos favorables, lo cual se explica por las altas eficiencias finales de los equipos producto del uso combinado de la energía eléctrica y térmica mediante el proceso de cogeneración.

Con ello se puede concluir que aquellas empresas en las cuales se hacen uso combinado de energía eléctrica y térmica, las tecnologías de GD presentan mayores beneficios debido a su alto nivel de rentabilidad económica.

4.7.8. Análisis de Sensibilidad

Conforme a los resultados obtenidos de las evaluaciones económicas del proyecto que muestran su viabilidad bajo un régimen de precios de GN relativamente altos, se desprende que ante un nivel de precios de GN inferior (bajo la calificación de Generador), se podrán obtener resultados mucho mejores. A fin de realizar el Análisis de Sensibilidad, se ha considerado en este caso como variable de afectación al Proyecto un incremento en los Costos de Inversión en un 20%, evaluando con ello el impacto del Costo de Inversión en el desempeño económico del proyecto de GD de la Planta Industrial de Bebidas.

En el Análisis de Sensibilidad se toman los datos de oferta, demanda y el flujo de ingresos analizadas en los numerales 4.7.1, 4.7.2 y 4.7.4, existiendo solo modificaciones a nivel de del flujo de egresos y del flujo total debido al incremento del Costo de Inversión de la unidad.

4.7.8.1. Estimación del Nuevo Flujo de Egresos

Para el cálculo del nuevo flujo de egresos se toman en consideración un incremento del 20% en los Costos de Inversión; por otro lado se consideran los mismos costos restantes asumidos en la evaluación base.

También se consideran las mismas alternativas seleccionadas en la evaluación base (tipo tecnológico, tamaño y cantidad de unidades) porque estas presentan los mejores desempeños. En los cuadros N° 4.31 y 4.32 se detallan los nuevos costos de inversión y los egresos anuales totales respectivamente para cada alternativa seleccionada.

Cuadro Nº 4.31
Costos de Inversión, miles US\$
Proyecto de GD de la Planta Industrial de Bebidas

Alternativa	Código de Identificación	Costo de Inversión
Alternativa 1	MRG-1x200	62
Alternativa 2	MRG-1x3000	1 986
Alternativa 3	TG-2x2000	4 048
Alternativa 4	TG-1x5000	3 532

Cuadro Nº 4.32
Flujo de Egresos, miles US\$
Proyecto de GD de la Planta Industrial de Bebidas

Periodo	Año	Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3	Alt. 4
-1	2005	-	-	-	-
0	2006	62	1 986	4 048	3 532
1	2007	1 350	1 939	1 977	2 081
2	2008	1 363	1 958	1 997	2 102
3	2009	1 377	1 978	2 017	2 123
4	2010	1 390	1 997	2 037	2 144
5	2011	1 413	2 309	2 659	2 689
6	2012	1 417	2 025	2 066	2 174
7	2013	1 431	2 038	2 080	2 188
8	2014	1 445	2 052	2 095	2 203
9	2015	1 459	2 066	2 110	2 218
10	2016	1 482	2 378	2 732	2 763

Del cuadro precedente se observa que los niveles de egresos anuales son mayores en 20% que los estimados en la evaluación base para el año 2006, año previsto para la implementación debido al incremento en el Costo de Inversión.

El resto del periodo, es decir durante la operación del Proyecto de GD, los egresos se mantienen casi iguales a los calculados en la evaluación base, pero ligeramente superiores, debido a la influencia de los costos de operación anual, los cuales representan un porcentaje del costo de inversión.

4.7.8.2. Nuevo Flujo de Caja Total

Basados en los ingresos determinados en la evaluación base y con los nuevos egresos estimados debido al incremento del costo de inversión, se detalla a

continuación el Flujo de Caja Total de la evaluación de sensibilidad (ver cuadro N° 4.33). El detalle de las evaluaciones se adjunta en el Anexo N° A.7.

Cuadro N° 4.33
Flujo de Caja Total, miles US\$
Proyecto de GD de la Planta Industrial de Bebidas

Periodo	Año	Venta a Tarifa en Barra				Venta a Precio Spot			
		Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3	Alt. 4	Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3	Alt. 4
-1	2005	-	-	-	-	-	-	-	-
0	2006	-62	-1 986	-4 048	-3 532	-62	-1 986	-4 048	-3 532
1	2007	694	1 238	1 593	1 839	948	1 491	1 788	1 767
2	2008	701	1 248	1 605	1 853	987	1 534	1 833	1 811
3	2009	708	1 258	1 618	1 868	975	1 525	1 826	1 802
4	2010	715	1 268	1 631	1 882	1 002	1 555	1 858	1 833
5	2011	712	977	1 032	1 361	975	1 240	1 245	1 298
6	2012	728	1 282	1 647	1 899	1 044	1 597	1 923	1 898
7	2013	735	1 289	1 655	1 907	1 107	1 661	1 998	1 974
8	2014	743	1 296	1 664	1 915	1 306	1 860	2 209	2 185
9	2015	750	1 303	1 672	1 923	1 006	1 559	1 920	1 896
10	2016	748	1 012	1 072	1 402	1 101	1 366	1 426	1 483

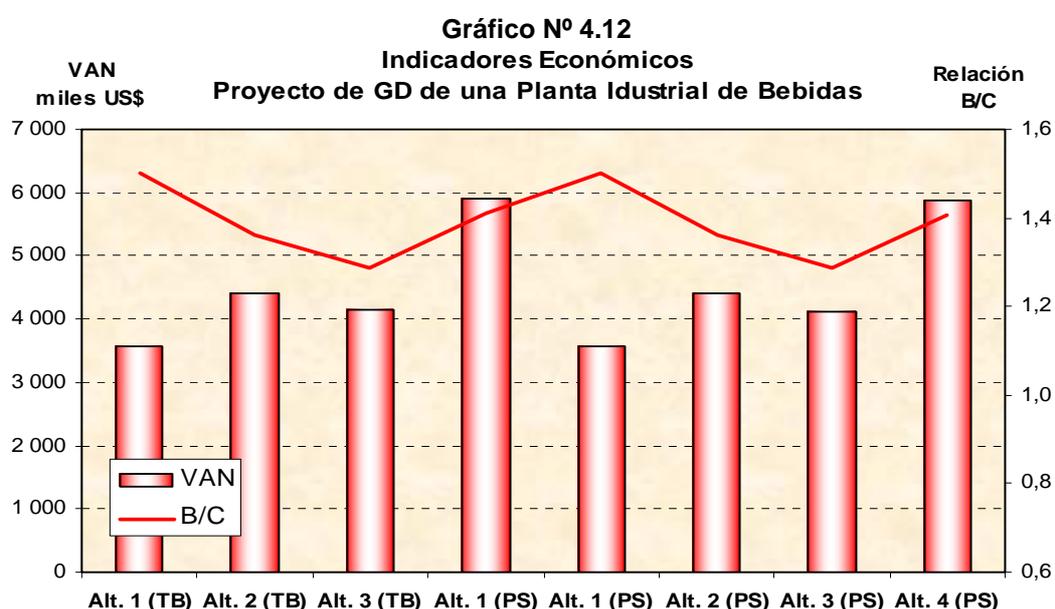
Como se aprecia, un incremento en los costos de inversión reduce los niveles del Flujo de Caja Total, debido al incremento de los egresos; pero aún con dicho incremento se puede notar un claro beneficio total del proyecto, pues los flujos son positivos para todo el horizonte de evaluación, así como también en todas las alternativas evaluadas.

4.7.8.3. Análisis de Resultados

De los resultados del Flujo de Ingresos, Egresos y Total de la evaluación de sensibilidad se tiene que el Valor Actual Neto del Proyecto de las diferentes alternativas seleccionadas son las mostradas en el cuadro N° 4.34. Adicionalmente se muestran los resultados de los otros indicadores económicos en dicho cuadro.

Cuadro N° 4.34
Indicadores Económicos, miles US\$
Proyecto de GD de la Planta Industrial de Bebidas

Indicador Económico	Venta a Tarifa en Barra (TB)				Venta a Precio Spot (PS)			
	Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3	Alt. 4	Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3	Alt. 4
Valor Presente Ingresos	10 680	16 493	18 525	20 325	12 233	18 046	19 852	20 274
Valor Presente Costos	7 117	12 100	14 390	14 407	7 117	12 100	14 390	14 407
Valor Actual Neto Proyecto	3 564	4 394	4 134	5 918	5 116	5 946	5 462	5 867
Tasa Interna de Retorno	1125,9%	61,6%	36,9%	50,8%	1539,7%	75,7%	43,1%	49,4%
Relación Beneficio/Costo	1,50	1,36	1,29	1,41	1,72	1,49	1,38	1,41



Como se observa, el nivel de rentabilidad del proyecto disminuye ligeramente, pero manteniéndose viable en todas las alternativas. Se puede comentar que la alternativa de mejor desempeño (alternativa 4) pasa de un VAN de 6 514 miles US\$ a uno de 5 918 miles US\$, lo cual representa una reducción del 9,1%.

Asimismo las relaciones B/C pasan de 1,47 a 1,41 y la TIR pasa de 61,7% a 50,8%, todos estos indicadores para el caso de la Alternativa 4, que es la que mejor VAN del Proyecto presenta.

4.7.8.4. Selección de la Alternativa Óptima

Como se observa de los resultados, para el proyecto de GD de una Planta Industrial de Bebidas el cual requiere en forma conjunta energía eléctrica y térmica,

estos son favorables para todas las alternativas, aún considerando un incremento del costo de inversión en 20%, lo cual demuestra la viabilidad y rentabilidad del Proyecto, por lo que se mantiene la elección de la mejor alternativa definida en la evaluación base, la **Alternativa 4 la cual contempla la instalación de una unidad de Turbina a Gas de 5 MW de potencia instalada con venta a Tarifa en Barra.**

Los desempeños de todas las alternativas evaluadas se aprecia claramente en los gráficos N° 4.13 y 4.14 donde se observan los indicadores económicos de las alternativas analizadas de la evaluación de sensibilidad (37 opciones).

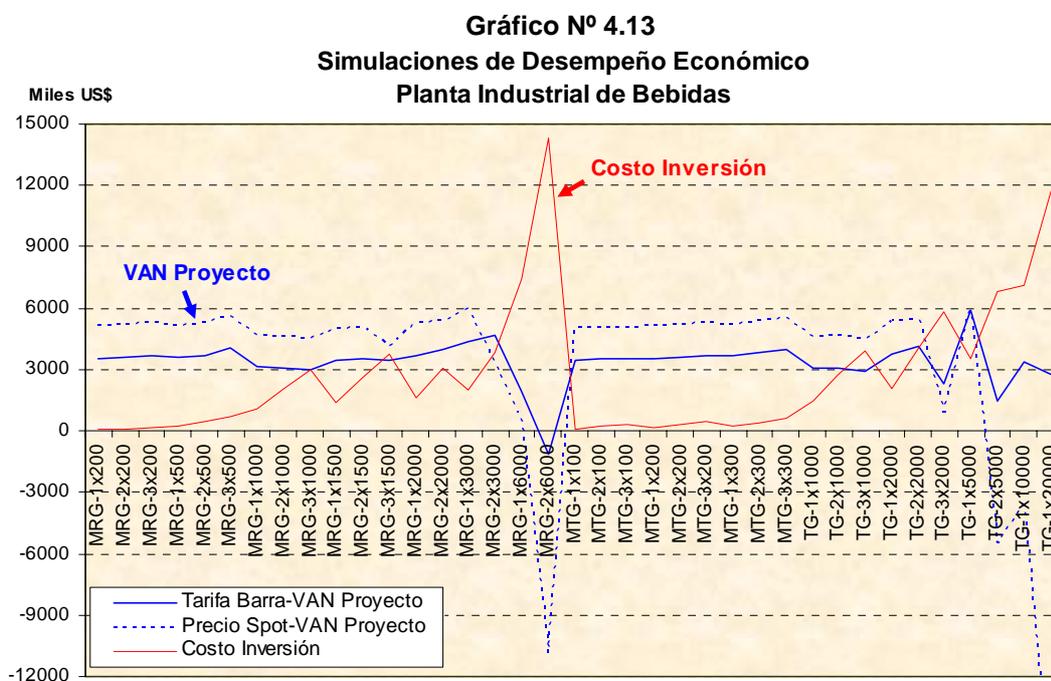
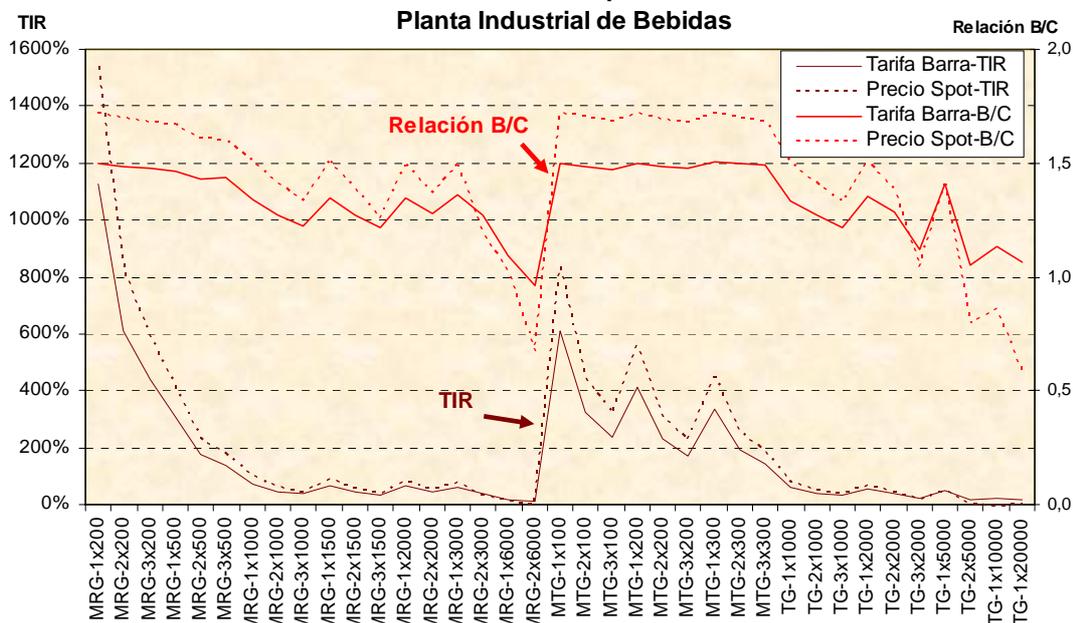


Gráfico N° 4.14
Simulaciones de Desempeño Económico
Planta Industrial de Bebidas



Como se observa de los gráficos precedentes, el proyecto de GD presenta desempeños favorables para casi todas las alternativas, solo se observa un desempeño poco favorable en el caso del Motor Reciprocante a Gas Natural de 2x6000 kW, ello debido fundamentalmente a su elevado costo de inversión.

En la mayoría de los tipos tecnológicos, aún considerando un incremento en el costo de inversión del 20% se mantiene la misma tendencia en cuanto a viabilidades y rentabilidades de las diferentes alternativas, unas más que otras, ello debido fundamentalmente a que en este caso se tiene una demanda combinada de energía eléctrica y térmica por parte de la empresa, por lo cual el nivel de aprovechamiento energético es alto y por ende rentable a todas luces.

4.8. Evaluación Económica de un Hospital Público

De forma semejante a las evaluaciones realizadas para el Centro Comercial y la Planta Industrial de Bebidas, se detalla a continuación las evaluaciones para un Hospital Público, mostrándose los resultados de las cuatro alternativas tecnológicas que mejor desempeño presentaron.

4.8.1. Análisis de la Demanda

Respecto a la demanda de energía y potencia durante el horizonte de análisis (10 años) se tiene que para el caso del Proyecto de GD del Hospital Público, este se aprecia en el cuadro N° 4.35.

Cuadro N° 4.35
Demanda de Energía y Combustibles
Proyecto de GD del Hospital Público

Periodo	Año	Energía MWh	Potencia kW	Combustibles miles gl
-1	2005	1 604	367	121
0	2006	1 620	370	122
1	2007	1 636	374	124
2	2008	1 653	378	125
3	2009	1 669	382	126
4	2010	1 686	385	127
5	2011	1 703	389	129
6	2012	1 720	393	130
7	2013	1 737	397	131
8	2014	1 754	401	133
9	2015	1 772	405	134
10	2016	1 790	409	135

Como se observa, el nivel de demanda de energía se incrementa de 1 604 MWh en el año 2005 a 1 790 MWh en el 2016, asimismo el requerimiento de potencia proyecta un incremento que va desde 367 kW en el 2005 a 409 kW en el 2016. En el caso de demanda de combustibles, se observa un incremento que va desde los 121 miles galones en 2005 a los 135 miles galones en el 2016.

4.8.2. Análisis de la Oferta

Para el caso de la oferta de energía, de acuerdo a los resultados obtenidos, se tiene que las cuatro mejores alternativas tecnológicas para este proyecto son las mostradas en el cuadro N° 4.36.

Cuadro N° 4.36
Alternativas Tecnológicas de Mejor Desempeño
Proyecto de GD del Hospital Público

Alternativa	Tipo	Potencia	Número	Potencia	Código
	Tecnológico	Unid. kW	Unidades	Total, kW	Identificación
Alternativa 1	MRG	200	1	200	MRG-1x200
Alternativa 2	MTG	100	1	100	MTG-1x100
Alternativa 3	MTG	200	1	200	MTG-1x200
Alternativa 4	MTG	300	1	300	MTG-1x300

De dichas alternativas, se tiene que sus niveles de oferta en generación se muestran en el cuadro N° 4.37, donde se aprecia tanto la oferta de energía como la de potencia.

De las alternativas seleccionadas se observa que todas son unidades menores a 500 kW, ello en concordancia con la demanda de potencia (409 kW para el año 2016).

Cuadro N° 4.37
Demanda de Energía y Combustibles
Proyecto de GD del Hospital Público

Periodo	Año	Energía Eléctrica Generada, MWh				Potencia Eléctrica Generada, kW			
		Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3	Alt. 4	Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3	Alt. 4
-1	2005	-	-	-	-	-	-	-	-
0	2006	-	-	-	-	-	-	-	-
1	2007	1 699	850	1 699	2 549	190	95	190	285
2	2008	1 716	858	1 716	2 575	190	95	190	285
3	2009	1 734	867	1 734	2 600	190	95	190	285
4	2010	1 751	875	1 751	2 626	190	95	190	285
5	2011	1 752	876	1 752	2 628	190	95	190	285
6	2012	1 752	876	1 752	2 628	190	95	190	285
7	2013	1 752	876	1 752	2 628	190	95	190	285
8	2014	1 752	876	1 752	2 628	190	95	190	285
9	2015	1 752	876	1 752	2 628	190	95	190	285
10	2016	1 752	876	1 752	2 628	190	95	190	285

Como se observa a nivel de potencia, se utiliza desde el primer año el total de la potencia, pero a nivel de energía este se incrementa paulatinamente, debido al incremento del factor de planta del grupo generador, hasta llegar al máximo nivel de generación anual.

4.8.3. Balance Oferta - Demanda

Con la demanda y la oferta identificadas se procede a determinar los posibles déficits o excedentes de energía eléctrica mediante el Balance Oferta – Demanda, el cual es presentado en el cuadro N° 4.38.

Cuadro N° 4.38
Balance Oferta - Demanda
Proyecto de GD del Hospital Público

Periodo	Año	Compra Energía Faltante, MWh				Venta Energía Excedentaria, MWh			
		Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3	Alt. 4	Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3	Alt. 4
-1	2005	1 604	1 604	1 604	1 604	-	-	-	-
0	2006	1 620	1 620	1 620	1 620	-	-	-	-
1	2007	-	787	-	-	63	-	63	913
2	2008	-	794	-	-	64	-	64	922
3	2009	-	802	-	-	64	-	64	931
4	2010	-	810	-	-	65	-	65	941
5	2011	-	827	-	-	49	-	49	925
6	2012	-	844	-	-	32	-	32	908
7	2013	-	861	-	-	15	-	15	891
8	2014	2	878	2	-	-	-	-	874
9	2015	20	896	20	-	-	-	-	856
10	2016	38	914	38	-	-	-	-	838

Como se aprecia, para el caso de los años 2005 y 2006, etapa de implementación del proyecto, solo se tiene compra de energía debido a que el proyecto aún no entra en operación.

Una vez iniciadas sus operaciones y de acuerdo con el tamaño y tecnología seleccionada, se tiene que la alternativa 2 presenta déficits de energía por lo que en este caso se considera la compra al distribuidor para satisfacer la demanda interna. Lo contrario se observa en las alternativas 1, 3 y 4, donde se estima energía excedentaria en los primeros 7 años para las alternativas 1 y 3 y durante todo el periodo para la alternativa 4 los cuales son inyectados a la red de distribución y por la cual se percibe ingresos por venta de excedentes.

Se observa por ello, que debido al crecimiento de la demanda interna, las alternativas 1 y 3 registran déficits de energía al final del horizonte de análisis, por lo que debe comprar dicha energía al distribuidor.

4.8.4. Estimación del Flujo de Ingresos

Determinados los niveles de oferta y demanda, y con ello el balance de energías, se estiman a continuación el Flujo de Ingresos (ver cuadro N° 4.39) como consecuencia de los ahorros producidos por la generación de energía y la venta de energía excedentaria en el caso de las alternativas 1, 3 y 4.

Cuadro N° 4.39
Flujo de Ingresos, miles US\$
Proyecto de GD del Hospital Público

Periodo	Año	Venta a Tarifa en Barra				Venta a Precio Spot			
		Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3	Alt. 4	Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3	Alt. 4
-1	2005	-	-	-	-	-	-	-	-
0	2006	-	-	-	-	-	-	-	-
1	2007	179	139	179	214	178	139	178	207
2	2008	180	140	180	216	180	140	180	212
3	2009	182	141	182	218	182	141	182	212
4	2010	184	143	184	219	183	143	183	215
5	2011	185	144	185	221	184	144	184	215
6	2012	186	145	186	222	186	145	186	222
7	2013	187	146	187	223	187	146	187	229
8	2014	188	147	188	224	188	147	188	249
9	2015	189	148	189	225	189	148	189	223
10	2016	190	149	190	226	190	149	190	234

En este caso se aprecian los ingresos de las diferentes alternativas a través del horizonte de análisis, donde se incluye los dos casos de venta de energía, es decir a Tarifa en Barra y a Precio Spot.

De ello se tiene que en las alternativas 1 y 2 los ingresos son los mismos a nivel de venta a Tarifa en Barra y Precio Spot, debido a que en este caso no existe venta de energía al sistema, hecho que si se observa en el resto de las alternativas.

4.8.5. Estimación del Flujo de Egresos

Para el cálculo de los egresos, de manera semejante a las evaluaciones anteriores, se toman en consideración los costos de inversión, operación, mantenimiento y overhauls, costo variable, compra de energía y potencia si la hubiere. En este caso se detalla en el cuadro N° 4.40 los costos de inversión de las alternativas de mejor desempeño y en el cuadro N° 4.41 se determinan los egresos anuales totales para cada alternativa.

Cuadro N° 4.40
Costos de Inversión, miles US\$
Proyecto de GD del Hospital Público

Alternativa	Código de Identificación	Costo de Inversión
Alternativa 1	MRG-1x200	51
Alternativa 2	MTG-1x100	95
Alternativa 3	MTG-1x200	144
Alternativa 4	MTG-1x300	185

Cuadro N° 4.41
Flujo de Egresos, miles US\$
Proyecto de GD del Hospital Público

Periodo	Año	Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3	Alt. 4
-1	2005	-	-	-	-
0	2006	51	95	144	185
1	2007	126	87	107	116
2	2008	128	88	108	117
3	2009	129	89	110	118
4	2010	130	90	111	119
5	2011	139	105	133	148
6	2012	132	91	112	121
7	2013	133	92	113	122
8	2014	134	93	108	123
9	2015	135	94	109	124
10	2016	143	108	131	152

Del cuadro precedente se observan diferentes niveles de egresos anuales, los cuales están determinados por los tipos tecnológicos seleccionados y sus tamaños.

4.8.6. Flujo de Caja Total

Determinados los ingresos y egresos totales durante el horizonte de evaluación, se muestra a continuación el Flujo de Caja Total (ver cuadro N° 4.42). El detalle del flujo se adjunta en el anexo N° A.8.

Cuadro N° 4.42
Flujo de Caja Total, miles US\$
Proyecto de GD del Hospital Público

Periodo	Año	Venta a Tarifa en Barra				Venta a Precio Spot			
		Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3	Alt. 4	Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3	Alt. 4
-1	2005	-	-	-	-	-	-	-	-
0	2006	-51	-95	-144	-185	-51	-95	-144	-185
1	2007	52	51	71	98	52	51	71	91
2	2008	53	52	72	99	52	52	72	95
3	2009	53	52	72	99	53	52	72	94
4	2010	53	53	73	100	53	53	73	96
5	2011	46	39	52	73	46	39	51	67
6	2012	54	53	73	101	54	53	73	101
7	2013	54	54	74	101	54	54	74	107
8	2014	54	54	80	101	54	54	80	126
9	2015	55	54	81	101	55	54	81	99
10	2016	47	40	59	74	47	40	59	82

Como se aprecia, sólo durante la implementación del proyecto se observan flujos negativos (año 2006), observándose en el resto del periodo flujos positivos.

4.8.7. Análisis de los Resultados

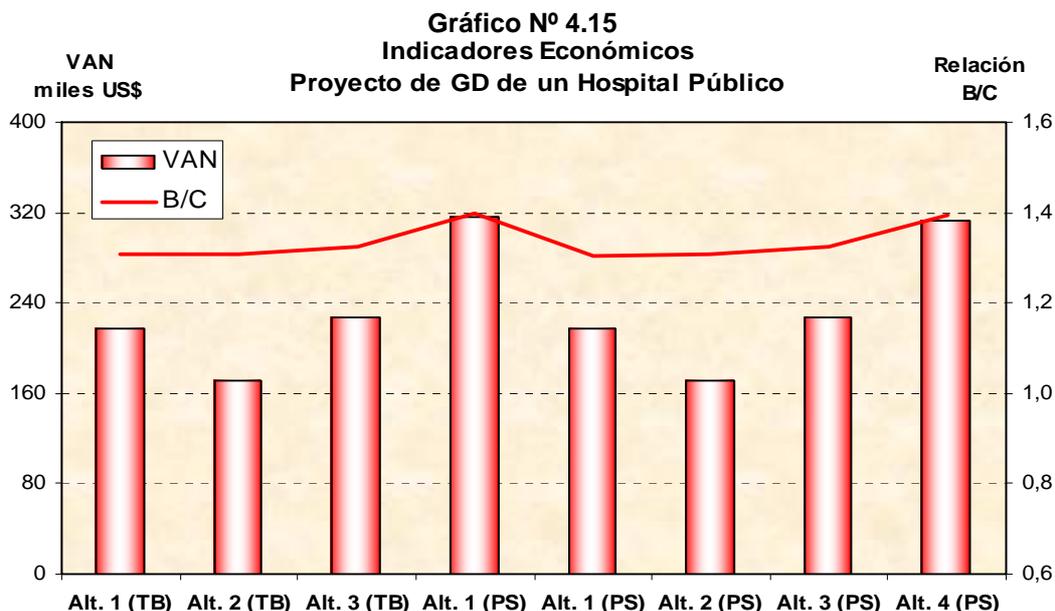
4.8.7.1. Indicadores Económicos

De los resultados del Flujo de Ingresos, Egresos y Total se tiene que el Valor Actual Neto del Proyecto de las diferentes alternativas seleccionadas son las mostradas en el cuadro N° 4.43. Adicionalmente se muestran los resultados de los otros indicadores económicos en dicho cuadro.

Cuadro N° 4.43
Indicadores Económicos, miles US\$
Proyecto de GD del Hospital Público

Indicador Económico	Venta a Tarifa en Barra (TB)				Venta a Precio Spot (PS)			
	Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3	Alt. 4	Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3	Alt. 4
Valor Presente Ingresos	927	721	927	1 107	926	721	926	1 103
Valor Presente Costos	709	550	700	791	709	550	700	791
Valor Actual Neto Proyecto	218	170	227	316	217	170	226	312
Tasa Interna de Retorno	101,89%	53,28%	48,02%	51,54%	101,18%	53,28%	47,79%	49,28%
Relación Beneficio/Costo	1,31	1,31	1,33	1,40	1,31	1,31	1,32	1,40

Del cuadro se observa que tanto el Valor Actual Neto del Proyecto, la TIR y la Relación B/C muestran resultados satisfactorios para todas las alternativas, lo cual se muestra gráficamente a continuación y donde se puede apreciar claramente que la alternativa 4 presenta el mejor desempeño económico, tanto a nivel de venta de energía a Tarifa en Barra como a Precio Spot.



4.8.7.2. Selección de la Alternativa Óptima

Como se observa de los resultados para el proyecto de GD del Hospital Público de mediano tamaño, el cual requiere en forma conjunta energía eléctrica y térmica, se obtienen resultados favorables en todas las alternativas, por cuanto todos los casos arrojan Valores Actuales Netos del Proyecto positivos, siendo la de mejor desempeño la **Alternativa 4, la cual considera una unidad de Microturbina a GN de 300 kW de**

potencia instalada, considerando asimismo la venta a Tarifa en Barra. En dicha alternativa el VAN esta en 316 miles US\$; y la relación Beneficio/Costo es 1,4 y una TIR de 51,54%. En las otras alternativas también se observa resultados favorables que demuestran la viabilidad y rentabilidad del Proyecto bajo el uso de diferentes tipos tecnológicos de GD.

Finalmente, los desempeños económicos de todas las alternativas tecnológicas evaluadas (37 opciones) se pueden apreciar en el gráfico N° 4.16 y 4.17 donde se aprecian los VAN's, Relaciones B/C y TIR's del Proyecto.

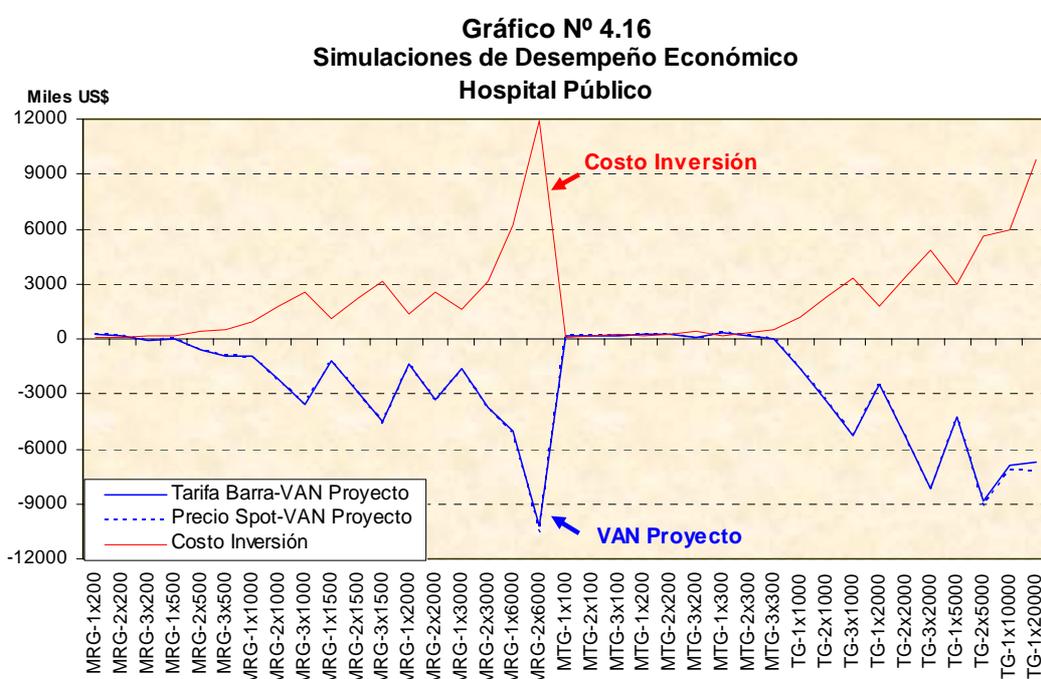
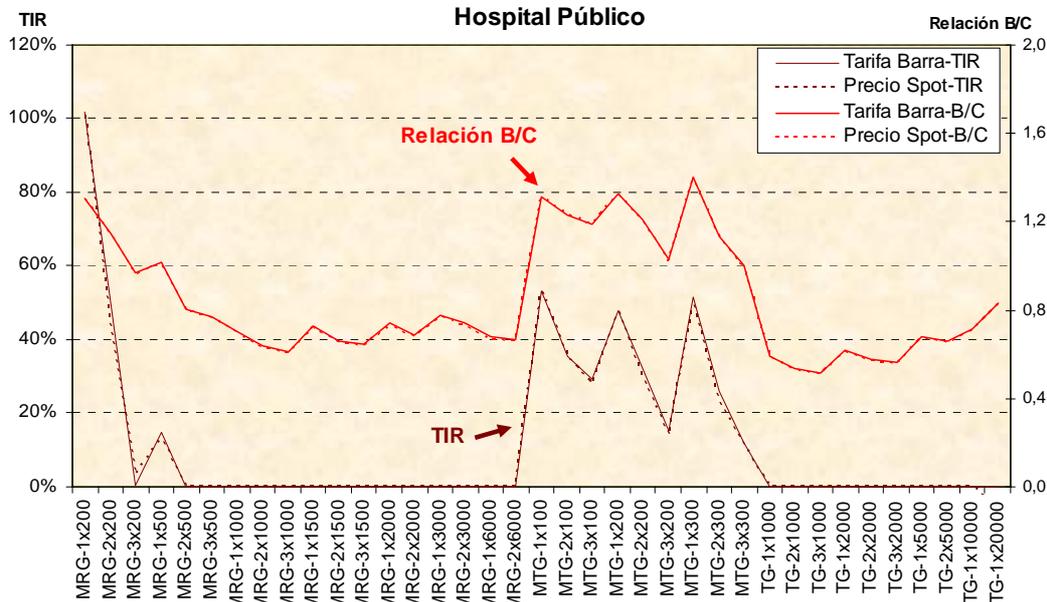


Gráfico N° 4.17
Simulaciones de Desempeño Económico
Hospital Público



Como se observa de los gráficos precedentes, el proyecto de GD para casi la mitad de las alternativas evaluadas presenta desempeños económicos favorables, lo cual se explica en las buenas eficiencias finales de los equipos producto del uso conjunto de la energía eléctrica y térmica residual mediante el proceso de cogeneración.

Con ello se verifica lo comentado en el análisis de la Planta Industrial de Bebidas; que aquellas empresas en las cuales se hacen uso combinado de energía eléctrica y térmica, las tecnologías de GD son de mayor aplicación debido a su alto nivel de rentabilidad económica.

4.8.8. Análisis de Sensibilidad

Conforme a los resultados obtenidos de las evaluaciones económicas, de las cuales se desprende la viabilidad del proyecto bajo un régimen de precios de GN relativamente altos (considerando la calificación de Otros Consumidores), se infiere que ante un nivel de precios de GN inferior (bajo la calificación de Generador Eléctrico), los resultados serán mejores.

A fin de realizar el Análisis de Sensibilidad se ha considerado en este caso un incremento en el costo de inversión en un 20% como variable de afectación al Proyecto, evaluando con ello el impacto del costo de inversión en el desempeño económico del proyecto de GD del Hospital Público de mediano tamaño.

Asimismo en el Análisis de Sensibilidad se toman los datos de la oferta, demanda y el flujo de ingresos analizadas en los numerales 4.8.1, 4.8.2 y 4.8.4, existiendo solo modificaciones a nivel de del flujo de egresos y del flujo total debido al incremento del costo de inversión de las unidades.

4.8.8.1. Estimación del Nuevo Flujo de Egresos

Para el cálculo del nuevo flujo de egresos se toman en consideración, como ya se mencionó, un incremento del 20% en el costo de inversión, por otro lado se consideran los mismos costos restantes asumidos en la evaluación base.

También se consideran las mismas alternativas seleccionadas en la evaluación base (tipo tecnológico, tamaño y cantidad de unidades) pues estas presentan los mejores desempeños. En los cuadros N° 4.44 y 4.45 se detallan los nuevos costos de inversión y los egresos anuales totales respectivamente para cada alternativa seleccionada.

Cuadro N° 4.44
Costos de Inversión, miles US\$
Proyecto de GD del Hospital Público

Alternativa	Código de Identificación	Costo de Inversión
Alternativa 1	MRG-1x200	62
Alternativa 2	MTG-1x100	113
Alternativa 3	MTG-1x200	173
Alternativa 4	MTG-1x300	222

Cuadro N° 4.45
Flujo de Egresos, miles US\$
Proyecto de GD del Hospital Público

Periodo	Año	Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3	Alt. 4
-1	2005	-	-	-	-
0	2006	62	113	173	222
1	2007	126	87	107	116
2	2008	128	88	108	117
3	2009	129	89	110	118
4	2010	130	90	111	119
5	2011	140	108	137	154
6	2012	132	91	112	121
7	2013	133	92	113	122
8	2014	134	93	108	123
9	2015	135	94	109	124
10	2016	145	111	135	158

Del cuadro precedente se observa que los niveles de egresos anuales son mayores en 20% que los estimados en la evaluación base para el año 2006, año de la implementación debido al incremento en el costo de inversión.

El resto del periodo, es decir durante la operación del Proyecto de GD, los egresos se mantienen casi iguales a los calculados en la evaluación base, pero ligeramente superiores, debido a la influencia de los costos de operación anual, los cuales representan un porcentaje del costo de inversión.

4.8.8.2. Nuevo Flujo de Caja Total

Basados en los ingresos determinados en la evaluación base y con los nuevos egresos estimados debido al incremento del costo de inversión, se detalla a continuación el Flujo de Caja Total de la evaluación de sensibilidad (ver cuadro N° 4.46). El detalle del nuevo flujo se adjunta en el Anexo N° A.9.

Cuadro N° 4.46
Flujo de Caja Total, miles US\$
Proyecto de GD del Hospital Público

Periodo	Año	Venta a Tarifa en Barra				Venta a Precio Spot			
		Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3	Alt. 4	Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3	Alt. 4
-1	2005	-	-	-	-	-	-	-	-
0	2006	-62	-113	-173	-222	-62	-113	-173	-222
1	2007	52	51	71	98	52	51	71	91
2	2008	53	52	72	99	52	52	72	95
3	2009	53	52	72	99	53	52	72	94
4	2010	53	53	73	100	53	53	73	96
5	2011	44	36	47	67	44	36	47	61
6	2012	54	53	73	101	54	53	73	101
7	2013	54	54	74	101	54	54	74	107
8	2014	54	54	80	101	54	54	80	126
9	2015	55	54	81	101	55	54	81	99
10	2016	45	38	55	68	45	38	55	76

Como se aprecia, considerando un incremento en el costo de inversión se esperan menores niveles del Flujo de Caja Total, debido al incremento de los egresos. Pero aún con dicho incremento se puede notar un claro beneficio total, debido a que los flujos son positivos para todo el horizonte de evaluación, una vez iniciada la operación de la unidad, así como también en todas las alternativas evaluadas.

4.8.8.3. Análisis de Resultados

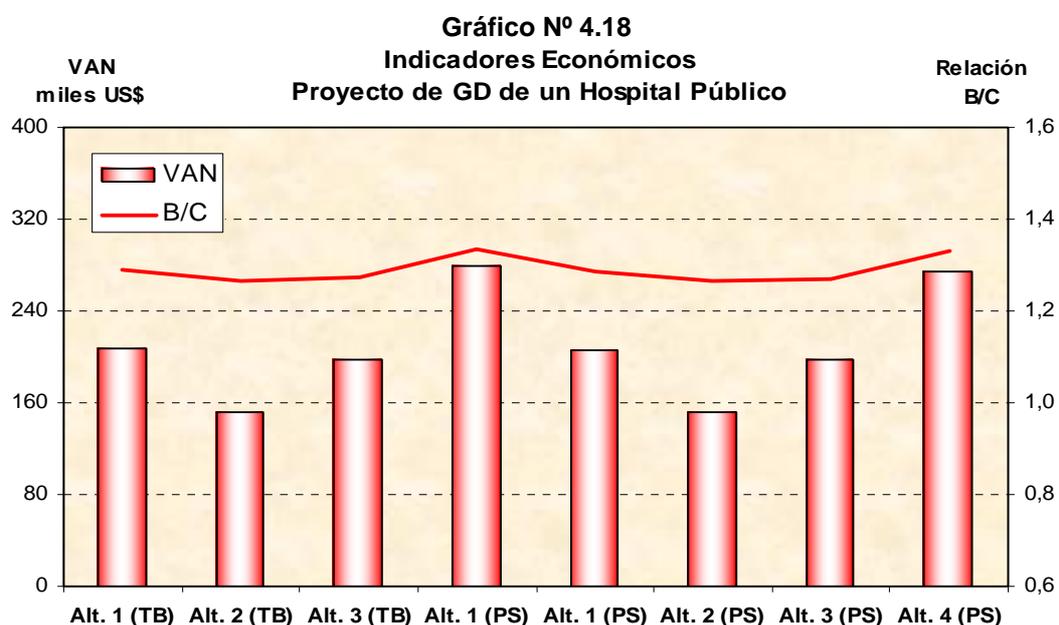
De los resultados del Flujo de Ingresos, Egresos y Total de la evaluación de sensibilidad se tiene que el Valor Actual Neto del Proyecto de las diferentes alternativas seleccionadas son las mostradas en el cuadro N° 4.47. Adicionalmente se muestran los resultados de los otros indicadores económicos en dicho cuadro.

Cuadro N° 4.47
Indicadores Económicos, miles US\$
Proyecto de GD del Hospital Público

Indicador Económico	Venta a Tarifa en Barra (TB)				Venta a Precio Spot (PS)			
	Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3	Alt. 4	Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3	Alt. 4
Valor Presente Ingresos	927	721	927	1 107	926	721	926	1 103
Valor Presente Costos	720	570	729	828	720	570	729	828
Valor Actual Neto Proyecto	207	151	198	279	206	151	197	275
Tasa Interna de Retorno	84,67%	43,53%	39,05%	42,00%	84,09%	43,53%	38,87%	40,30%
Relación Beneficio/Costo	1,29	1,27	1,27	1,34	1,29	1,27	1,27	1,33

Como se observa, la rentabilidad del proyecto disminuye ligeramente, manteniéndose viable en todas las alternativas aún bajo un escenario de incremento del costo de inversión del 20%, con lo cual se puede concluir que el proyecto es rentable y robusto económicamente.

Ello se aprecia claramente en el gráfico N° 4.18 donde se muestra el VAN del Proyecto y la relación Beneficio/Costo, siendo en todos los casos satisfactorios.



4.8.8.4. Selección de la Alternativa Óptima

Con los resultados obtenidos se puede concluir que la alternativa de mejor desempeño es la **Alternativa 4**, la cual considera la instalación de una unidad de **Microturbina a GN de 300 kW de potencia instalada, considerando la venta de energía excedentaria a Tarifa en Barra**. En esta alternativa, producto de la evaluación de sensibilidad se pasa de un VAN de 316 miles US\$ (evaluación base) a uno de 279 miles US\$, lo cual representa una disminución del 11,7%.

Asimismo respecto a la variación de los otros indicadores de la alternativa 4 se tiene que las relaciones B/C pasan de 1,40 a 1,34 y la TIR pasa de 51,54% a 42,00%.

Como se observa de los resultados, para el proyecto de GD de un Hospital Público de mediano tamaño el cual requiere en forma conjunta energía eléctrica y térmica, se tienen resultados favorables aún considerando un incremento del costo de inversión en 20%, lo cual demuestra la viabilidad y rentabilidad del Proyecto. Lo anterior se aprecia claramente en los gráficos N° 4.19 y 4.20 donde se observan los indicadores económicos de todas las alternativas analizadas de la evaluación de sensibilidad (37 opciones).

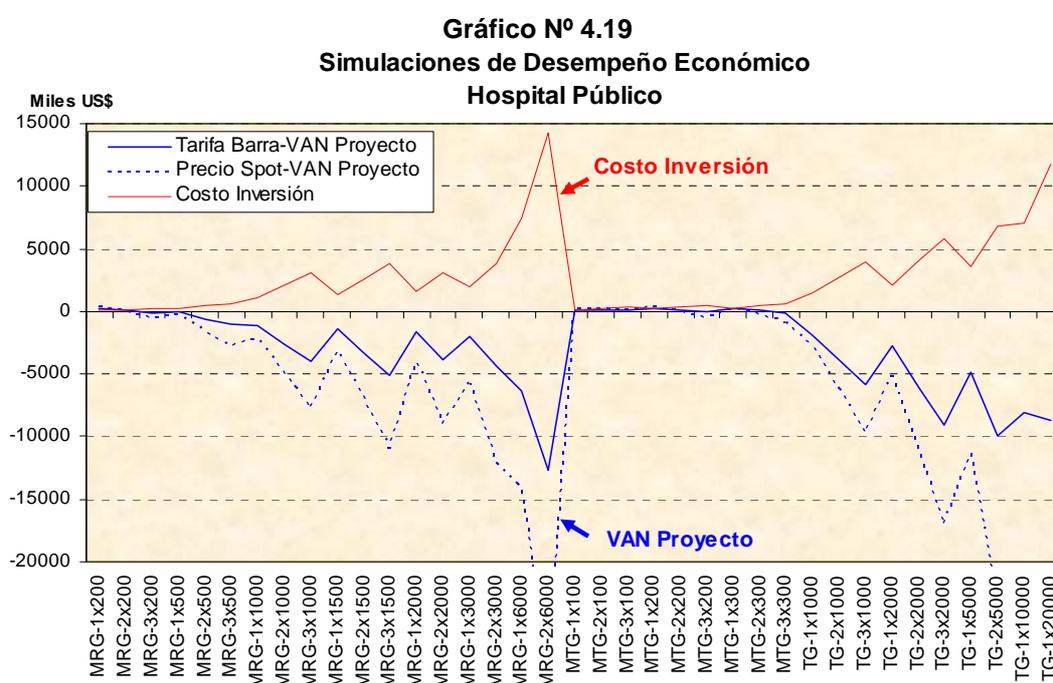
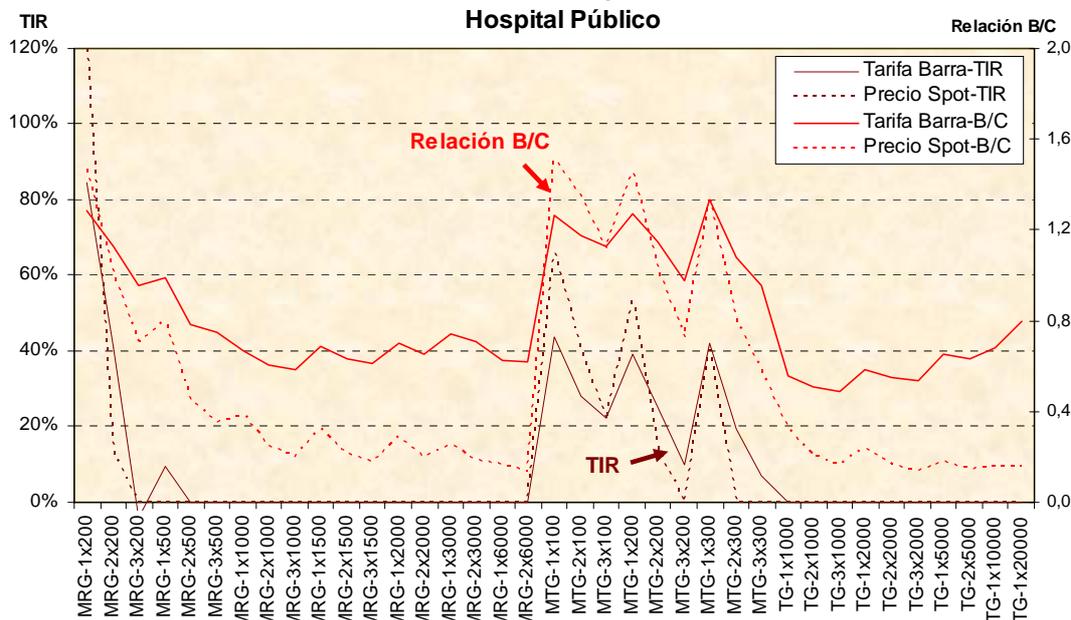


Gráfico N° 4.20
Simulaciones de Desempeño Económico
Hospital Público



Como se observa de los gráficos precedentes, el proyecto de GD presenta desempeños favorables para cerca de la mitad de las alternativas evaluadas, los cuales corresponden a pequeños tamaños, observándose desempeños no favorables para las unidades mayores de 500 kW, debido fundamentalmente a que el incremento del costo de inversión afecta a aquellas tecnologías que no presentan los mejores desempeños.

A diferencia de la evaluación efectuada para la Planta Industrial de Bebidas, en la cual todas las alternativas se mantenían viables aún con el incremento del costo de inversión, en este caso solo cerca de la mitad de los tipos tecnológicos se mantienen viables ante dicho incremento del costo de inversión, ello debido fundamentalmente al bajo nivel de demanda de energía eléctrica y térmica, lo cual hace que la rentabilidad no sea lo suficientemente alta para que la mayoría de las alternativas mantengan su rentabilidad. Con ello se concluye que un parámetro importante está dado por el nivel de consumo de electricidad y calor, lo cual es determinante para que un proyecto sea más o menos rentable.

4.9. Evaluación Económica de una Universidad Privada

Realizados y detallados los cálculos en tres evaluaciones, las cuales están referidos a empresas del tipo comercial, industrial y de salud, se procede a continuación a la explicación de la evaluación de la última empresa considerada, siendo esta del rubro de servicios educativos, la cual es una Universidad Privada, detallándose a continuación los resultados de las evaluaciones.

4.9.1. Análisis de la Demanda

Respecto a la demanda de energía y potencia durante el horizonte de análisis (10 años), se detalla esta a continuación para el Proyecto de GD en una Universidad Privada.

Cuadro Nº 4.48
Demanda de Energía y Combustibles
Proyecto de GD de la Universidad Privada

Periodo	Año	Energía MWh	Potencia kW	Combustibles miles gl
-1	2005	4 676	887	-
0	2006	4 722	896	-
1	2007	4 770	905	-
2	2008	4 817	914	-
3	2009	4 866	923	-
4	2010	4 914	933	-
5	2011	4 963	942	-
6	2012	5 013	951	-
7	2013	5 063	961	-
8	2014	5 114	971	-
9	2015	5 165	980	-
10	2016	5 217	990	-

Como se observa, el nivel de demanda de energía se incrementa de 4 676 MWh en el año 2005 a 5 217 MWh en el 2016 (incremento del 11,6%), asimismo en el requerimiento de potencia se estima un incremento que va desde 887 kW en el 2005 a 990 kW en el 2016. En el caso de consumo de combustibles, no se observa demanda de este energético.

4.9.2. Análisis de la Oferta

Para el caso de la oferta de energía, de acuerdo a los resultados obtenidos, se tiene que las cuatro mejores alternativas tecnológicas para este proyecto son las mostradas en el cuadro N° 4.49.

Cuadro N° 4.49
Alternativas Tecnológicas de Mejor Desempeño
Proyecto de GD de la Universidad Privada

Alternativa	Tipo	Potencia	Número	Potencia	Código
	Tecnológico	Unid. kW	Unidades	Total, kW	Identificación
Alternativa 1	MRG	200	1	200	MRG-1x200
Alternativa 2	MRG	200	2	400	MRG-2x200
Alternativa 3	MRG	200	3	600	MRG-3x200
Alternativa 4	TG	20 000	1	20 000	TG-1x20000

De dichas alternativas, se tiene que sus niveles de oferta en generación se muestran en el cuadro N° 4.50, donde se aprecia tanto la oferta de energía como la de potencia. De las alternativas seleccionadas se observa que las tres primeras son unidades pequeñas mientras que la última es una unidad de 20 MW, ello se explica en los resultados que se muestran líneas abajo.

Cuadro N° 4.50
Oferta de Energía y Combustibles
Proyecto de GD de la Universidad Privada

Periodo	Año	Energía Eléctrica Generada, MWh				Potencia Eléctrica Generada, kW			
		Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3	Alt. 4	Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3	Alt. 4
-1	2005	-	-	-	-	-	-	-	-
0	2006	-	-	-	-	-	-	-	-
1	2007	1 156	2 313	3 469	115 632	190	380	570	19 000
2	2008	1 168	2 336	3 504	116 788	190	380	570	19 000
3	2009	1 180	2 359	3 539	117 956	190	380	570	19 000
4	2010	1 191	2 383	3 574	119 136	190	380	570	19 000
5	2011	1 203	2 407	3 610	120 327	190	380	570	19 000
6	2012	1 215	2 431	3 646	121 530	190	380	570	19 000
7	2013	1 227	2 455	3 682	122 746	190	380	570	19 000
8	2014	1 240	2 479	3 719	123 973	190	380	570	19 000
9	2015	1 252	2 504	3 756	125 213	190	380	570	19 000
10	2016	1 265	2 529	3 794	126 465	190	380	570	19 000

4.9.3. Balance Oferta - Demanda

Con la demanda y oferta identificadas se procede a determinar los posibles déficits o excedentes de energía eléctrica mediante el Balance Oferta – Demanda, el cual es presentado en el cuadro N° 4.51.

Cuadro N° 4.51
Balance Oferta - Demanda
Proyecto de GD de la Universidad Privada

Periodo	Año	Compra Energía Faltante, MWh				Venta Energía Excedentaria, MWh			
		Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3	Alt. 4	Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3	Alt. 4
-1	2005	4 676	4 676	4 676	4 676	-	-	-	-
0	2006	4 722	4 722	4 722	4 722	-	-	-	-
1	2007	3 613	2 457	1 301	-	-	-	-	110 862
2	2008	3 649	2 482	1 314	-	-	-	-	111 971
3	2009	3 686	2 506	1 327	-	-	-	-	113 091
4	2010	3 723	2 531	1 340	-	-	-	-	114 222
5	2011	3 760	2 557	1 354	-	-	-	-	115 364
6	2012	3 798	2 582	1 367	-	-	-	-	116 517
7	2013	3 836	2 608	1 381	-	-	-	-	117 683
8	2014	3 874	2 634	1 395	-	-	-	-	118 859
9	2015	3 913	2 661	1 408	-	-	-	-	120 048
10	2016	3 952	2 687	1 423	-	-	-	-	121 248

Como se aprecia, para el caso de los años 2005 y 2006 (etapa de implementación del proyecto), solo se tiene compra de energía debido a que el proyecto aún no entra en operación.

Una vez iniciadas sus operaciones y de acuerdo con el tamaño y tecnología seleccionada, se tiene que las alternativas 1, 2 y 3 presentan déficits de energía por lo que en estos casos se considerarán las compras al distribuidor para cubrir la demanda interna. Lo contrario se observa en la alternativa 4, donde la existencia de energía excedentaria permite su inyección a la red de distribución y por lo cual se perciben ingresos.

4.9.4. Estimación del Flujo de Ingresos

Determinados los niveles de oferta y demanda, y con ello el balance de energías, se estiman a continuación el Flujo de Ingresos (ver cuadro N° 4.52)

producto de los ahorros por la generación de energía y la venta de energía excedentaria en el caso de la alternativa 4.

Cuadro N° 4.52
Flujo de Ingresos, miles US\$
Proyecto de GD de la Universidad Privada

Periodo	Año	Venta a Tarifa en Barra				Venta a Precio Spot			
		Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3	Alt. 4	Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3	Alt. 4
-1	2005	-	-	-	-	-	-	-	-
0	2006	-	-	-	-	-	-	-	-
1	2007	60	121	181	4 847	60	121	181	4 070
2	2008	61	122	182	4 884	61	122	182	4 426
3	2009	61	123	184	4 921	61	123	184	4 221
4	2010	62	123	185	4 959	62	123	185	4 435
5	2011	62	124	186	4 997	62	124	186	4 294
6	2012	63	125	188	5 035	63	125	188	5 030
7	2013	63	126	189	5 074	63	126	189	5 884
8	2014	64	127	191	5 113	64	127	191	8 541
9	2015	64	128	192	5 153	64	128	192	4 789
10	2016	64	129	193	5 193	64	129	193	6 325

En este caso se aprecian los ingresos de las diferentes alternativas a través del horizonte de análisis, donde se incluyen los dos casos de venta de energía, es decir a Tarifa en Barra y a Precio Spot.

Como se observa, en las alternativas 1, 2 y 3 los ingresos son los mismos, ello debido a que en estos dos casos no existen ventas de energía al sistema, hecho que si se observa en la alternativa 4.

4.9.5. Estimación del Flujo de Egresos

Para el cálculo de los egresos, estos toman en consideración los costos de la inversión, operación, mantenimiento y overhauls, el costo variable, la compra de energía y potencia si la hubiere (si la potencia de generación es menor a la demanda). En este caso se detalla en el cuadro N° 4.53 los costos de inversión y en el cuadro N° 4.54 se determinan los egresos anuales totales para cada alternativa.

Cuadro N° 4.53
Costos de Inversión, miles US\$
Proyecto de GD de la Universidad Privada

Alternativa	Código de Identificación	Costo de Inversión
Alternativa 1	MRG-1x200	64
Alternativa 2	MRG-2x200	123
Alternativa 3	MRG-3x200	177
Alternativa 4	TG-1x20000	10 899

Cuadro N° 4.54
Flujo de Egresos, miles US\$
Proyecto de GD de la Universidad Privada

Periodo	Año	Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3	Alt. 4
-1	2005	-	-	-	-
0	2006	64	123	177	10 899
1	2007	67	135	202	4 073
2	2008	68	136	204	4 113
3	2009	69	138	206	4 155
4	2010	69	139	208	4 196
5	2011	80	159	237	5 873
6	2012	71	142	213	4 280
7	2013	72	143	215	4 323
8	2014	72	145	217	4 367
9	2015	73	146	219	4 410
10	2016	83	166	248	6 089

Del cuadro precedente se observan diferentes niveles de egresos anuales, los cuales están determinados por los tipos tecnológicos seleccionados y sus tamaños. Asimismo, se aprecia en los periodos 5 y 10 egresos extraordinarios, los cuales corresponden a los gastos por las labores y repuestos del overhaul realizado.

4.9.6. Flujo de Caja Total

Determinados los ingresos y egresos totales durante el horizonte de evaluación, se muestra a continuación el Flujo de Caja Total (ver cuadro N° 4.55). El detalle de las evaluaciones se adjunta en el Anexo N° A.10.

Cuadro N° 4.55
Flujo de Caja Total, miles US\$
Proyecto de GD de la Universidad Privada

Periodo	Año	Venta a Tarifa en Barra				Venta a Precio Spot			
		Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3	Alt. 4	Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3	Alt. 4
-1	2005	-	-	-	-	-	-	-	-
0	2006	-64	-123	-177	-10 899	-64	-123	-177	-10 899
1	2007	-7	-14	-21	774	-7	-14	-21	-3
2	2008	-7	-15	-22	770	-7	-15	-22	313
3	2009	-8	-15	-23	766	-8	-15	-23	67
4	2010	-8	-15	-23	763	-8	-15	-23	239
5	2011	-18	-34	-50	-876	-18	-34	-50	-1 579
6	2012	-8	-16	-25	755	-8	-16	-25	750
7	2013	-8	-17	-25	751	-8	-17	-25	1 561
8	2014	-9	-17	-26	747	-9	-17	-26	4 175
9	2015	-9	-18	-27	743	-9	-18	-27	378
10	2016	-19	-37	-54	-896	-19	-37	-54	236

Como se aprecia, en el caso de las alternativas 1, 2 y 3 existen flujos negativos en todos los periodos, debido fundamentalmente al alto costo del GN (debido a que está bajo la calificación de Otros Consumidores), lo cual hace que el ahorro por la generación de energía eléctrica no supere a los gastos de generación de la misma.

Por otro lado, para el caso de la alternativa 4, la cual contempla el uso de una Turbina a Gas de 20 MW de potencia instalada, se observa que existen pocos periodos en los cuales el Flujo de Caja Total resulta negativo, ello debido a los gastos extraordinarios de Overhaul. En los otros periodos a excepción de año 2006 (año de la implementación del proyecto) se observan Flujos de Caja Total positivos.

4.9.7. Análisis de los Resultados

4.9.7.1. Indicadores Económicos

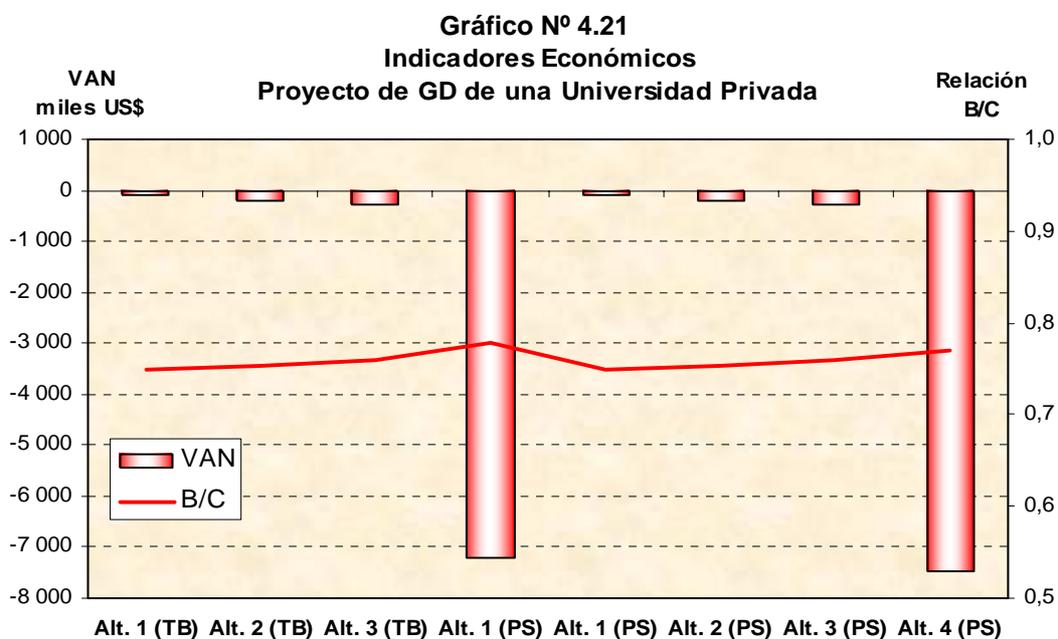
De los resultados del Flujo de Ingresos, Egresos y Total se tiene que el Valor Actual Neto del Proyecto de las diferentes alternativas seleccionadas son las mostradas en el cuadro N° 4.56. Adicionalmente se muestran los resultados de los otros indicadores económicos en dicho cuadro.

Cuadro N° 4.56
Indicadores Económicos, miles US\$
Proyecto de GD de la Universidad Privada

Indicador Económico	Venta a Tarifa en Barra (TB)				Venta a Precio Spot (PS)			
	Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3	Alt. 4	Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3	Alt. 4
Valor Presente Ingresos	313	625	938	25 135	313	625	938	24 862
Valor Presente Costos	417	830	1 237	32 330	417	830	1 237	32 330
Valor Actual Neto Proyecto	-105	-204	-298	-7 195	-105	-204	-298	-7 468
Tasa Interna de Retorno	-	-	-	-	-	-	-	-6,98%
Relación Beneficio/Costo	0,75	0,75	0,76	0,78	0,75	0,75	0,76	0,77

Del cuadro se aprecia que en todos los casos el nivel de rentabilidad es negativo, lo cual nos indica que el Proyecto no resulta viable para ejecución bajo los considerandos analizados, siendo en este caso el de mejor desempeño la Alternativa 4 con la venta de excedentes a Tarifa en Barra debido a su mayor relación B/C, pero dicha alternativa también tiene el mayor nivel de costos.

Lo anterior se aprecia claramente en el gráfico N° 4.21, en el cual se muestra el VAN y la relación B/C, observándose el nivel de pérdidas y las bajas relaciones B/C.



4.9.7.2. Selección de la Alternativa Óptima

Como se observa de los resultados, para el proyecto de GD en una Universidad Privada el cual requiere únicamente energía eléctrica, los resultados no son favorables, por cuanto se presentan en todos los casos Valores Actuales Netos del Proyecto negativos, así como también se obtienen relaciones Beneficio/Costo menores que uno y TIR's nulos o negativos. Lo anterior se puede apreciar claramente en los gráficos N° 4.22 y 4.23 donde se aprecian los VAN's, Relaciones B/C y TIR's del Proyecto para todas las alternativas.

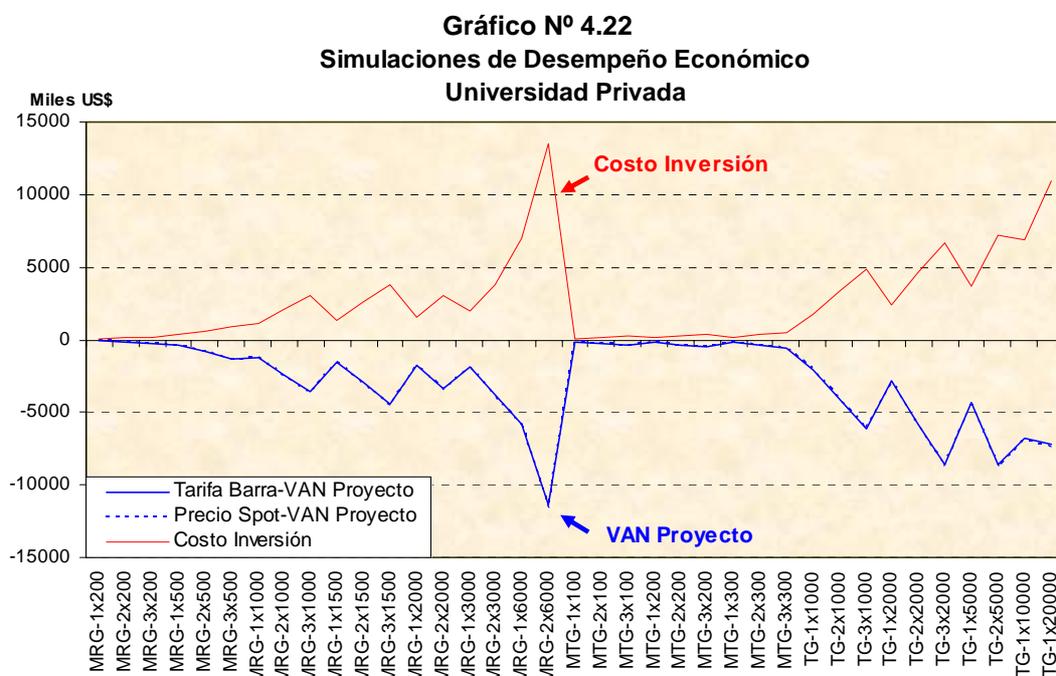
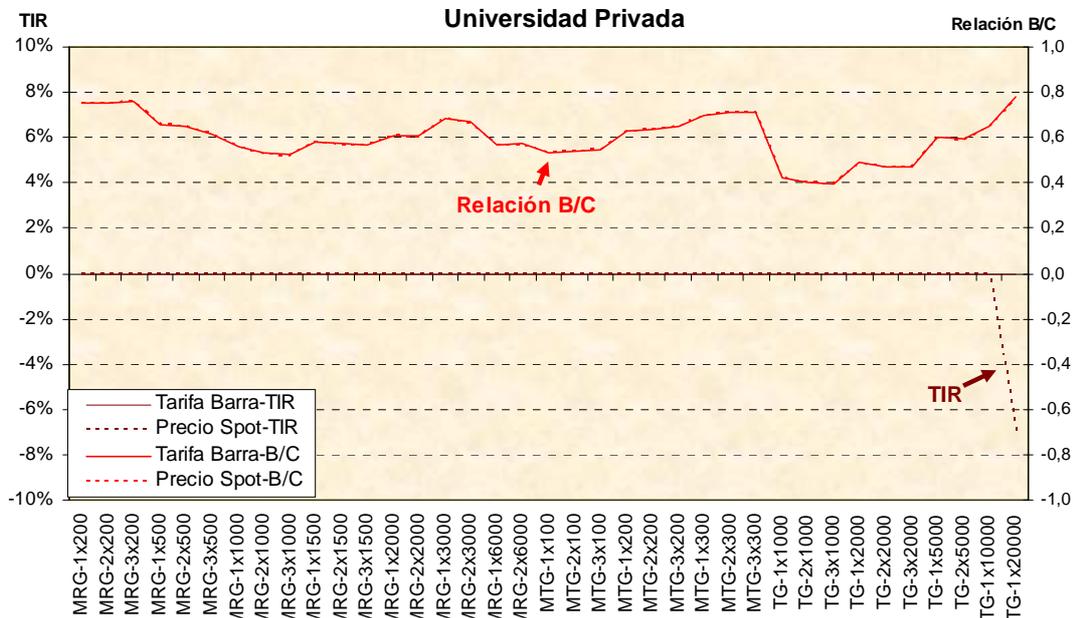


Gráfico N° 4.23
Simulaciones de Desempeño Económico
Universidad Privada



Como se observa de los dos gráficos precedentes, el proyecto de GD para todas las alternativas evaluadas presenta desempeños no favorables, lo cual se explica por las bajas eficiencias de los equipos al requerir solamente energía eléctrica, lo cual conlleva a bajos niveles de aprovechamiento del energético (de GN) frente a mejores eficiencias en casos de cogeneración, tal y como ha visto en los otros proyectos evaluados previamente.

Otro factor que incide es el precio del GN, el cual es demasiado elevado y genera barreras económicas al proyecto.

Con ello se puede concluir que con este nivel de precios de GN y demanda únicamente de electricidad, el proyecto no resulte viable.

4.9.8. Análisis de Sensibilidad

En concordancia con los resultados obtenidos de las evaluaciones económicas, de las cuales se desprende la inviabilidad del proyecto bajo un régimen de precios de GN relativamente altos, se procede a realizar el Análisis de Sensibilidad en la cual se considera que la compra del GN se da a precio de Generador y corroborar con ello el

impacto del precio del GN en el desempeño económico del proyecto de GD en análisis.

En este caso se toman los mismos datos de la oferta, demanda y el flujo de ingresos detallados en los numerales 4.9.1, 4.9.2 y 4.9.4, existiendo solo modificaciones a nivel de del flujo de egresos y del flujo total debido a la reducción del precio de compra de GN.

4.9.8.1. Estimación del Nuevo Flujo de Egresos

Para el cálculo del nuevo flujo de egresos se toman en consideración los costos del GN a precio de Generador, y respecto a los otros egresos se consideran los mismos criterios asumidos en la evaluación base debido a que no hay variaciones en los mismos. Además se consideran las mismas alternativas seleccionadas en la evaluación base porque estas presentan los mejores desempeños, manteniéndose por ello los mismos tipos tecnológicos y sus respectivos costos de inversión. En este caso se detalla en el cuadro N° 4.57 los nuevos egresos anuales totales para cada alternativa seleccionada.

Cuadro N° 4.57
Flujo de Egresos, miles US\$
Proyecto de GD de la Universidad Privada

Periodo	Año	Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3	Alt. 4
-1	2005	-	-	-	-
0	2006	64	123	177	10 899
1	2007	46	92	139	2 646
2	2008	47	93	140	2 672
3	2009	47	94	141	2 699
4	2010	48	95	143	2 726
5	2011	58	115	171	4 388
6	2012	49	97	146	2 781
7	2013	49	98	147	2 809
8	2014	50	99	149	2 837
9	2015	50	100	150	2 865
10	2016	60	120	178	4 528

Del cuadro precedente se observa que los niveles de egresos anuales son menores que los estimados en la evaluación base a partir del periodo 1, año en que se hace efectivo la compra de GN a un menor precio.

De forma semejante a la evaluación base se esperan en los periodos 5 y 10 egresos extraordinarios, los cuales corresponden a los gastos por las labores y repuestos del overhaul planificado.

4.9.8.2. Nuevo Flujo de Caja Total

Basados en los ingresos determinados en la evaluación base y con los nuevos egresos estimados debido a la reducción del precio del GN, se calcula y muestra a continuación el Flujo de Caja Total de la evaluación de sensibilidad (ver cuadro N° 4.58). El detalle de dichos flujos se adjunta en el Anexo N° A.11.

Cuadro N° 4.58
Flujo de Caja Total, miles US\$
Proyecto de GD de la Universidad Privada

Periodo	Año	Venta a Tarifa en Barra				Venta a Precio Spot			
		Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3	Alt. 4	Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3	Alt. 4
-1	2005	-	-	-	-	-	-	-	-
0	2006	-64	-123	-177	-10 899	-64	-123	-177	-10 899
1	2007	14	28	43	2 201	14	28	43	1 424
2	2008	14	28	42	2 211	14	28	42	1 754
3	2009	14	28	42	2 222	14	28	42	1 523
4	2010	14	28	42	2 233	14	28	42	1 709
5	2011	4	10	16	609	4	10	16	-94
6	2012	14	28	42	2 255	14	28	42	2 250
7	2013	14	28	42	2 266	14	28	42	3 076
8	2014	14	28	42	2 277	14	28	42	5 705
9	2015	14	28	42	2 288	14	28	42	1 924
10	2016	4	9	15	665	4	9	15	1 797

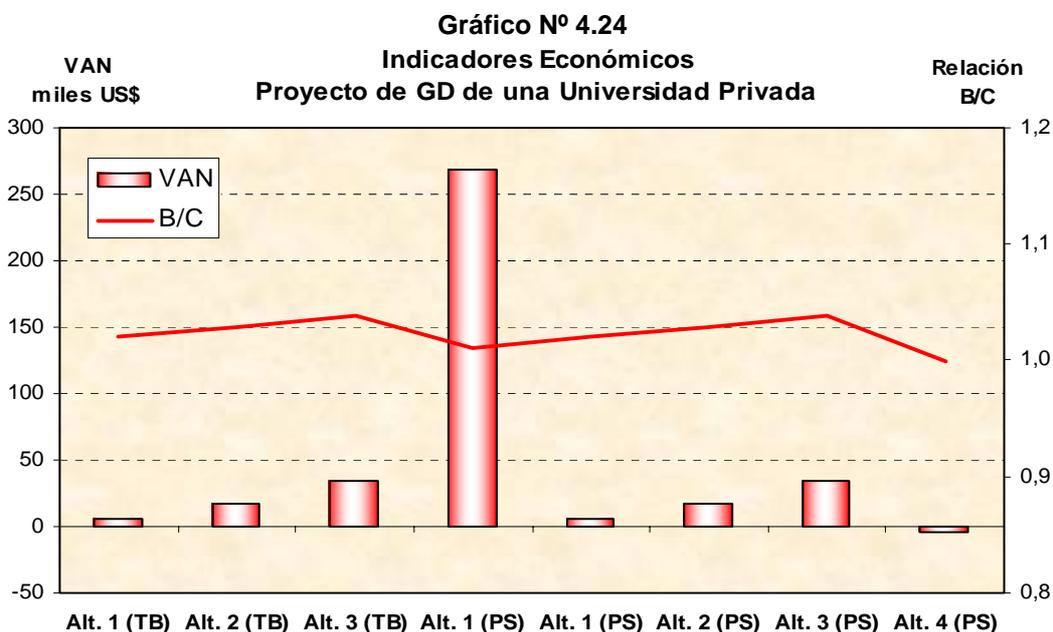
Como se aprecia, bajo un régimen de compra de GN a menor precio no existen periodos en los cuales el Flujo de Caja Total resulta negativo, ello a diferencia del flujo de caja total de la evaluación base, donde se apreciaba periodos negativos debido principalmente a los gastos extraordinarios de Overhaul.

4.9.8.3. Análisis de Resultados

De los resultados del Flujo de Ingresos y Egresos de la evaluación de sensibilidad se tiene que el Valor Actual Neto del Proyecto de las diferentes alternativas seleccionadas son las mostradas en el cuadro N° 4.59 y el gráfico N° 4.24. Adicionalmente se muestran los resultados de los otros indicadores económicos en dicho cuadro.

Cuadro N° 4.59
Indicadores Económicos, miles US\$
Proyecto de GD de la Universidad Privada

Indicador Económico	Venta a Tarifa en Barra (TB)				Venta a Precio Spot (PS)			
	Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3	Alt. 4	Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3	Alt. 4
Valor Presente Ingresos	313	625	938	25 135	313	625	938	24 862
Valor Presente Costos	307	608	904	24 867	307	608	904	24 867
Valor Actual Neto Proyecto	6	18	34	269	6	18	34	-5
Tasa Interna de Retorno	14,77%	16,05%	17,41%	12,71%	14,77%	16,05%	17,41%	11,99%
Relación Beneficio/Costo	1,02	1,03	1,04	1,01	1,02	1,03	1,04	1,00



Como se puede observar, el nivel de rentabilidad del proyecto se incrementa considerablemente hasta hacerse viable en casi todos los casos, pasando la alternativa de mejor desempeño de un VAN negativo a uno positivo de 34 miles US\$, asimismo las relaciones B/C pasan de 0,76 a 1,04 y la TIR pasa de ser nulo a

17,11%. Estos indicadores corresponden a la Alternativa 3, la cual considera la implementación de tres unidades de Motores Reciprocantes a Gas de 200 kW de potencia instalada cada uno y bajo un régimen de venta de electricidad a Tarifa en Barra.

4.9.8.4. Selección de la Alternativa Óptima

Tal y como se comento en el párrafo precedente, la mejor alternativa esta dada por la **Alternativa 3, la cual considera la puesta en operación de tres unidades de Motores Reciprocantes a GN de 200 kW de potencia instalada cada una, haciendo un total de 600 kW y considerando un régimen de venta de la energía excedentaria a Tarifa en Barra.**

Asimismo, como se observa de los resultados, para el proyecto de GD en una Universidad Privada, el cual requiere únicamente energía eléctrica, se han obtenido resultados favorables siempre y cuando se adquiriera el GN a precio de Generador.

Con la finalidad de analizar el desempeño de las alternativas evaluadas, se muestra claramente en los gráficos N° 4.25 y 4.27 los indicadores económicos de dichas evaluaciones bajo el escenario de sensibilidad en la cual se considera el precio de compra del GN como Generador Eléctrico.

Gráfico N° 4.25
Simulaciones de Desempeño Económico
Universidad Privada

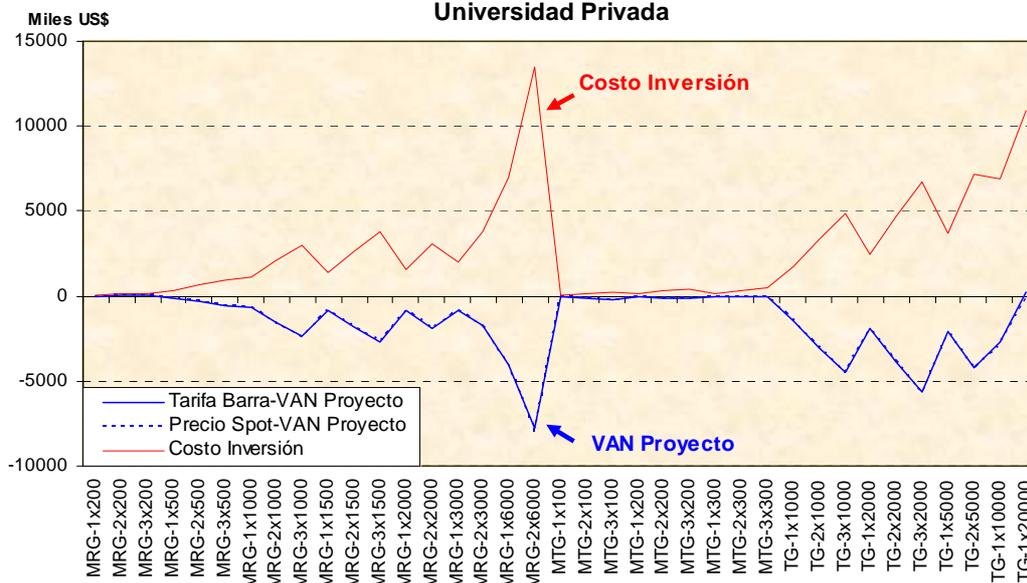
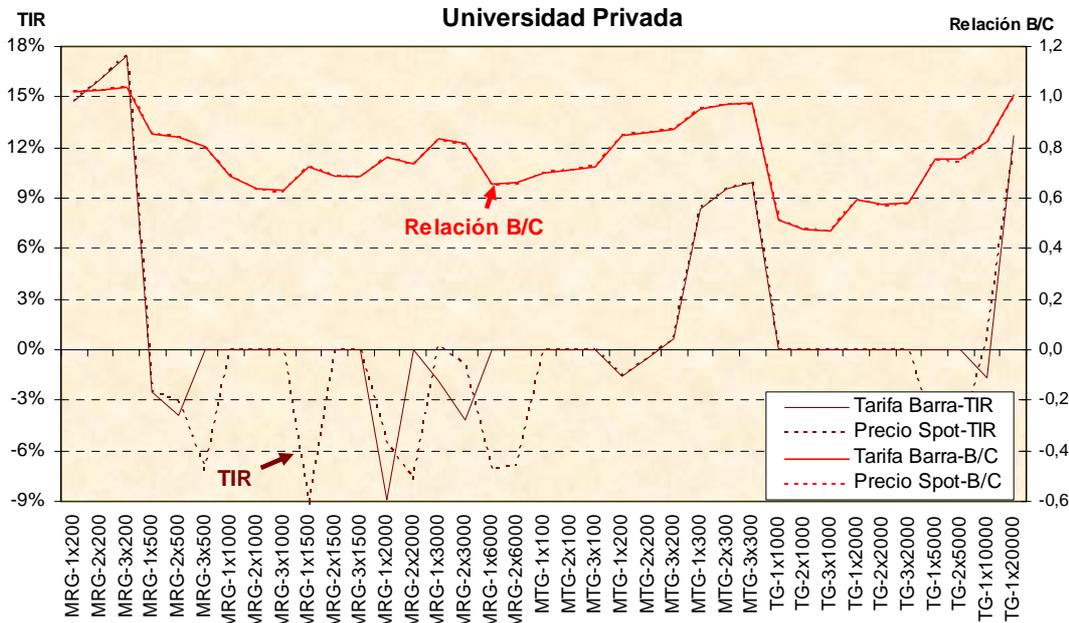


Gráfico N° 4.26
Simulaciones de Desempeño Económico
Universidad Privada



Como se observa de los gráficos, el proyecto de GD presenta desempeños favorables solo para algunas alternativas, siendo estas principalmente unidades pequeñas y adicionalmente la unidad de mayor tamaño, la Turbina a Gas de 20 MW. En el resto de tipos tecnológicos aún con la reducción de los precios de compra de GN (considerando la calificación de Generador Eléctrico) no se obtiene la viabilidad

en el proyecto, ello debido fundamentalmente a que en este caso solo se tiene consumo de energía eléctrica y no térmica por parte de la empresa, por lo que el nivel de aprovechamiento energético es bajo.

4.10. Barreras Económicas para la Generación Distribuida

De los análisis efectuados a las cuatro empresas, se observa que existen ciertas barreras de tipo económico que condicionan a que ciertos proyectos de GD resulten inviables y poco rentables, siendo dichas barreras principalmente las descritas a continuación:

- A.** La principal barrera esta dada por el precio del GN al cual adquieren los empresarios dicho energético. En este caso se observa que de acuerdo con el marco legal vigente, existen dos grandes grupos que abarcan a todos los usuarios de Gas Natural, los denominados Otros Consumidores y los Generadores Eléctricos.

En el primer caso, de los Otros Consumidores, el nivel de precios de la compra del GN resulta muy superior al de los Generadores Eléctricos, siendo este superior en un cerca del 50% a 60%.

Dicho factor resulta crucial para el desempeño económico de los proyectos, pues afecta directamente a los egresos.

Esta barrera se aprecia claramente cuando se evalúan aquellos proyectos que no resultan viables bajo el régimen actual de precios del GN y se comparan con los resultados de las evaluaciones ante un régimen de precios de GN semejante al de los Generadores Eléctricos. En este último caso se presentan resultados favorables, haciendo con ello rentables los proyectos de GD bajo el supuesto de compra del GN a un menor precio.

- B.** Un segundo factor esta referido al costo de las unidades, lo cual según se observa influye notablemente sobre la viabilidad del proyecto. Al respecto se debe aclarar

que los costos asumidos son estimaciones, debiéndose en este caso disponer de costos más próximos a los reales a fin de obtener resultados con menor nivel de incertidumbre.

Este factor, aún resulta primordial dentro de la rentabilidad de los Proyectos de GD, por cuanto ante una política de subsidios sobre una parte de dicho costos de inversión, los resultados podrían ser más favorables, incentivándose de este modo las tecnologías de GD.

- C. Un tercer factor esta referido al precio de venta de la energía excedentaria, en este caso se observa que mientras menor sea el precio de venta, la rentabilidad del proyecto decrece, ello bajo el supuesto que la unidad de GD seleccionada es lo suficientemente grande como para abastecer su demanda interna y aún inyectar energía excedentaria a la red.
- D. Otra barrera económica esta dada por los costos de operación de las unidades de GD, que en algunos casos resulta ser elevado, por lo que se espera que con el avance de la tecnología se puedan obtener mayores rendimientos y con ello un menor costo de operación. En este caso sobre dicho factor no se tiene dominio debido a que depende del desarrollo tecnológico futuro y por tanto a nivel interno somos dependientes de ello.

4.11. Comentarios de las Evaluaciones Económicas

Los factores descritos dentro de las principales barreras económicas para la GD, si bien es cierto dificultan la aplicación de tecnologías de GD en el mercado, sin embargo no lo restringen por completo, pues de acuerdo con los resultados obtenidos de las evaluaciones realizadas a las cuatro empresas, las cuales pertenecen a diferentes rubros, se tiene que aquellas empresas que presentan una demanda combinada de energía eléctrica y térmica pueden optar por la GD, pues sus evaluaciones dan resultados satisfactorios, verificándose una alta rentabilidad.

Esta alta rentabilidad esta relacionada directamente con el nivel de demanda de energía eléctrica y térmica, pues a grandes demandas la rentabilidad es mayor, resultando aún rentables ante escenarios de sensibilidad en los cuales se incrementa el costo de inversión en 20%.

En el caso de empresas con demandas moderadas de energía eléctrica y térmica (menores a 1 MW), se ha observado que las unidades de generación de pequeños tamaños del tipo Microturbinas a GN presentan buenas rentabilidades que justifica su ejecución, pudiéndose concluir por ello, que en aquellas pequeñas empresas donde la demanda de energía eléctrica esta por debajo de los 1000 kW, existe la posibilidad de aplicación de unidades de GD con resultados favorables.

Por otro lado, respecto a las unidades de grandes tamaños, superiores a los 10 MW, se observa según los resultados obtenidos, que en muchos de los casos no resultan rentables operarlos cuando la empresa requiere solo energía eléctrica, debido al bajo aprovechamiento energético de dichas unidades. Asimismo, dichas unidades podrían operar con la finalidad de complementar la energía de la red pública, dejando en segundo plano el suministro de la demanda interna de la empresa, ello de manera semejante a un pequeño generador eléctrico, pero en este caso, debido a la brecha tecnológica con las grandes unidades de generación respecto a los menores niveles de eficiencia que presentan los primeros respecto a los últimos, no se hace completamente rentable el uso de dichas unidades, pues los niveles de rentabilidad obtenidos con las evaluaciones hacen que las TIR's sean superiores pero todavía muy cercanas al 12 %, lo cual también se observa en las Relaciones B/C, que si bien es cierto son mayores que la unidad, pero que están demasiado próximos a ella.

De todo lo anterior se puede inferir que aún sin ningún tipo de incentivos económicos adicionales para la GD, esta por si sola demuestra ser rentable en aquellos casos en los cuales se aplica la Cogeneración como mecanismo tecnológico de generación de energía eléctrica y térmica con un mayor aprovechamiento energético del combustible GN.

Lo anterior conlleva a la necesidad de difusión de estas tecnologías en las diferentes empresas e industrias locales, pues como ya se explicó, no solo las grandes empresas pueden hacer uso de esta tecnología, sino también aquellas empresas de mediano tamaño que por el tipo de proceso productivo que utilizan, tengan requerimientos de energía eléctrica y térmica.

CAPÍTULO 5

LA GD, EL MARCO REGULATORIO Y MECANISMOS DE PROMOCIÓN

Basado en la revisión y análisis de los marcos normativos internacionales, tomando como referencias a España y EE.UU. (Estado de California), de los cuales se han identificado las barreras y oportunidades de la GD dentro de su marco normativo respectivamente; asimismo, basado en las evaluaciones económicas a nivel privado de los cuatro proyectos de GD de los cuales se ha determinado la viabilidad y los niveles de rentabilidad de dichos proyectos, se tiene la base adecuada para poder continuar y realizar el Análisis del Marco Regulatorio Peruano.

Dicho análisis, tiene como objetivo identificar las barreras normativas y los vacíos legales que afectan la aplicación de las tecnologías de GD en el mercado local; asimismo al final del presente capítulo se presentan las propuestas a nivel general de las modificatorias a nuestro marco legal que puedan conducir a promover las tecnologías de GD.

5.1. Base Legal

El marco regulatorio bajo el cual operan los Sub sectores Electricidad y Gas Natural esta comprendido en las siguientes Leyes y Decretos Supremos:

A. Del Sub sector Electricidad

- “Ley de Concesiones Eléctricas” - Decreto Ley N° 25844 y sus modificatorias

- “Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas” - Decreto Supremo N° 009-93-EM y sus modificatorias

B. Del Sub sector Gas Natural

- “Ley Orgánica de Hidrocarburos” – Ley N° 26221
- “Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria de Gas Natural” Ley N° 27133
- “Reglamento de la Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural” - Decreto Supremo N° 040-99-EM
- “Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos” - Decreto Supremo N° 041-99-EM
- “Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos” Decreto Supremo N° 042-99-EM

C. Del Organismo Regulador

- “Ley del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía” - Ley N° 26734
- “Reglamento General del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía – OSINERG” - Decreto Supremo N° 054-2001-PCM
- Pliegos Tarifarios emitidos por el OSINERG - GART para la regulación de las tarifas de energía eléctrica
- Pliegos Tarifarios emitidos por GART para la regulación de las tarifas de transporte de gas natural por la Red Principal y la Distribución en Baja Presión

Conforme se manifestó, en la evaluación planteada se revisará principalmente el marco legal que atañe a los potenciales usuarios de GD, enfatizándose en un mayor análisis de la normativa del mercado eléctrico, debido a que en dicho sector se presentará el mayor impacto por la utilización de los proyectos de GD, no obstante que también se revisan los

aspectos regulatorios del sector de gas e hidrocarburos, por ser esta la base sobre la cual se rigen los precios del GN.

5.2. Revisión de la Normativa del Sector Eléctrico

Respecto a la revisión de la normativa del Sector Eléctrico, esta se ha desagregado en dos secciones, la primera referida a la normativa general y la segunda respecto a la regulación de tarificación de la energía eléctrica, exponiéndose a continuación dichos puntos.

5.2.1. Normativa General

El marco general de funcionamiento del mercado eléctrico peruano se estipula en la Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante LCE), emitida mediante el Decreto Ley 25844, vigente desde el 5 de diciembre de 1992 y su Reglamento (en adelante RLCE), emitido mediante el Decreto Supremo N° 009-93, vigente desde el 26 de febrero de 1993 y sus modificatorias, en las cuales se define el negocio eléctrico en diferentes etapas de la cadena de producción de energía eléctrica, dividiéndose dichas en actividades económicas en los negocios de generación, transmisión y distribución.

Asimismo, dentro de LCE se definen los organismos estatales que intervienen en el mercado eléctrico, siendo estos los siguientes:

- **EI MINEM** - Ministerio de Energía y Minas, cuya función es la de normar y fijar la política del sector energético;
- **EI OSINERG** - Organismo Supervisor de la Inversión en Energía, que tiene dentro de sus funciones: supervisar el cumplimiento de las disposiciones técnicas, legales y ambientales de las actividades de los sub sectores de electricidad e hidrocarburos y desarrollar la regulación tarifaria que la LCE le encarga en dichos sectores, para lo cual tiene a la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria - GART como gerencia técnica.

- **EI INDECOPI** - Instituto de Defensa de la Competencia y Propiedad Intelectual, cuya función es supervisar los temas relacionados con la libre competencia y la protección al consumidor.

Dentro de la normativa se detalla lo relacionado al ingreso de nuevas unidades de generación al SEIN y los requerimientos que las empresas deben cumplir, los cuales están condicionados al tamaño de las instalaciones. Sobre ello se tiene que para el ingreso a las actividades de generación y cuando la potencia instalada de la unidad sea mayor a 10 MW, se requiere de una Concesión, la cual es otorgada por el MINEM, algo semejante sucede con las actividades de transmisión y distribución cuando la demanda de dichas redes supera los 500 kW, para ello el MINEM establece un Registro de Concesiones Eléctricas.

Dichas concesiones se otorgan por un plazo indefinido para las tres actividades definidas, lo cual se encuentra estipulado en los Artículos 3, 6 y 22 de la LCE. En caso que la potencia instalada de las unidades sea inferior a los 10 MW y superior a 500 kW, se requiere una autorización la cual es otorgada por el MINEM según el Artículo 4 de la LCE.

En caso del ingreso de nuevas unidades cuyas potencias sean iguales o menores a 500 kW, la LCE en su Artículo 7 señala que las actividades de generación pueden ser efectuadas libremente, pero que se requiere informar al MINEM del mismo; asimismo se debe cumplir con las normativas técnicas y disposiciones de conservación del medio ambiente.

Otro aspecto normado en la LCE esta referido a la desintegración vertical en el sector, así en el Art. 122 de la LCE se establece que las actividades de generación, transmisión y distribución no podrán ser realizadas por el mismo titular si las instalaciones pertenecen al mismo sistema.

Respecto a la operación del SEIN, se tiene que las empresas de generación cuyas potencias instaladas sean superiores a 1 MW podrán forma parte de un sistema

interconectado e integrar un organismo técnico denominado Comité de Operación Económica del Sistema (COES) con la finalidad de coordinar las operaciones al mínimo costo, garantizando con ello la seguridad de abastecimiento y el programa de despacho de las unidades integrantes (Art. 39 de la LCE).

En la LCE se establecen dos tipos de clientes en el mercado peruano: a) Cliente Libre y b) Cliente Regulado. Los Clientes Libres son aquellos que presentan una demanda de potencia superior a 1 MW, mientras que los clientes regulados son las distribuidoras y aquellos usuarios finales que tienen demandas inferiores a 1 MW.

Al respecto se tiene que los precios de los Clientes Libres se da por acuerdo de partes entre el usuario y las empresas suministradoras, las cuales pueden ser las generadoras o las propias distribuidoras en cuya zona de concesión se encuentra ubicado el Cliente Libre.

En el caso de los Clientes Regulados, estos están sujetos a la regulación de precios que es determinada por el OSINERG en forma periódica, siendo estas las siguientes:

- Las compensaciones por uso de los sistemas de transmisión y distribución.
- Las ventas de energía de generadores a distribuidores.
- Las ventas a usuarios de Servicio Público de Electricidad.

Asimismo, en el caso de las distribuidoras la legislación indica que las mismas deben tener contratos de suministro con las generadoras para garantizar la totalidad de sus requerimientos de energía y potencia por un plazo de por lo menos 2 años.

5.2.2. Sistema de Tarificación del Mercado Eléctrico

El organismo encargado de determinar las tarifas reguladas es el OSINERG a través de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria - GART, dándose dicha

encargatura en el Artículo 10 de la LCE, tanto para el sector eléctrico como de gas natural.

Como se comento, a nivel de Clientes Libres existe la libre negociación entre los agentes para determinar los precios de compra de la energía, al respecto se debe aclarar que la negociación se da específicamente en el precio de la energía a nivel de barra de generación debiéndose añadir a ello los cargos por peajes de los sistemas utilizados aguas abajo; mientras que en el caso del precio de la potencia generalmente se aplica el pass-through, es decir es una transferencia de costos de potencia directa del suministrador hacia el Cliente Libre.

Por otro lado, respecto a las empresas concesionarias, estas están obligadas entre otras cosas a aplicar las tarifas reguladas y presentar la información técnica y económica a los organismos normativos y reguladores.

De lo anterior, se tiene que las ventas de electricidad de generador a distribuidor se efectúan sobre la base de las Tarifas en Barra, ello exclusivamente para el abastecimiento de energía al Servicio Público, siendo fijadas estas tarifas por la GART en forma anual entrando en vigencia el 01 de Mayo de cada año y cuyos valores no pueden variar en más del 10 % de los precios libres vigentes, estando sujetas dichas tarifas a reajustes mensualmente de acuerdo a las fórmulas previstas en la normativa (Artículos 53 y 54 de la LCE).

Para el caso de la transmisión se tienen los pagos de peaje por el Sistema Principal - SPT y los Sistemas Secundarios - SST, los cuales debido a la última modificación de la normativa, se fija por periodos de 4 años, debiendo en este caso las tarifas cubrir la totalidad de los costos, el cual comprende la anualidad de la inversión y los costos estándares de operación y mantenimiento (O&M) del Sistema Económicamente Adaptado - SEA (Art. 59 de la LCE) de esta parte del sistema, los cuales deben ser remunerados en el caso del Sistema Principal por todos los usuarios del mercado eléctrico y en el caso de los Sistemas Secundarios por los agentes que

se beneficien de dichas instalaciones, pudiendo presentarse los casos de beneficios a nivel de generadores, usuarios o de ambos, en cuyos casos los costos son asumidos por los respectivos agentes en la medida que hacen uso de dichos sistemas.

Respecto a los costos se tiene que la anualidad de la inversión descrita se calcula sobre base del Valor Nuevo de Reemplazo, la cual considera una vida útil de las instalaciones de 30 años y una Tasa de Actualización del 12 % real anual (Art. 79 de la LCE).

Las tarifas de distribución por su parte, también se regulan sobre la base de precios máximos, el cual comprenden el Valor Agregado de Distribución - VAD que es determinado cada cuatro años, debiendo entrar en vigencia las nuevas tarifas el 01 de noviembre de 2005 (Artículos 63 a 73 de la LCE).

5.3. *Revisión de la Normativa de Gas Natural*

5.3.1. Normativa General

En el negocio del gas natural de forma semejante al de electricidad las diferentes etapas de la cadena de producción se han dividido en actividades económicas, creándose en este caso agentes como son: el productor, transportista, distribuidor y comercializador, esta última función debido a la reciente creación del mercado es asumido por el distribuidor. El mercado del GN ha iniciado sus actividades a inicios de setiembre del 2004 con la puesta en operación comercial del Proyecto Camisea.

Las actividades descritas en el mercado del GN se regulan fundamentalmente por Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural y su Reglamento; así como también por los Reglamentos de Transportes de Hidrocarburos y otros como son las resoluciones del OSINERG en materia tarifaria.

De acuerdo a este marco legal se han definido los siguientes agentes económicos que pueden hacer uso del GN:

- **Generador(es) Eléctrico(s).**- Consumidor eléctrico que destina el gas natural para la generación eléctrica.
- **Otros Consumidores.**- Consumidores del gas natural no comprendidos en la definición del Generador Eléctrico.

Asimismo, en el reglamento de la Ley se definen los “Otros Clientes” los cuales están subdivididos en categorías que califican a dichos usuarios y definen el tipo de tarifación al que están sujetos. Ello resulta de importancia para la calificación de la GD y con ello identificar las tarifas a las que estaría sujeta la GD al integrar el mercado local, siendo dichas categorías las siguientes:

- **Consumidores Iniciales.**- Consumidor de Gas Natural que participa en el Proceso de Promoción y suscribe contratos de compraventa de gas y capacidad de transporte de la Red Principal antes del otorgamiento a que se refieren los Artículos 4 y 5 de la Ley.
- **Consumidor Independiente.**- Consumidor que adquiere el Gas Natural directamente del Productor, por un volumen mayor al definido en el “Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos”.
- **Consumidor Regulado:** Consumidor que adquiere Gas Natural por un volumen igual o menor a treinta mil Metros Cúbicos Estándar por día (30000 m³/día) y sólo puede comprar Gas Natural al Concesionario o al Comercializador.

De lo anterior se comenta que los Consumidores Independientes, Productores y Comercializadores tienen acceso abierto o libre al uso de las instalaciones de Sistema Principal (sistema de transporte y distribución en alta presión) y de las Otras Redes (sistema de distribución en baja presión) para lo cual deberán abonar las respectivas tarifas que son fijadas por el OSINERG-GART.

Los Clientes Independientes de acuerdo a la norma tienen la libertad de adquisición del GN en forma directa del productor, pudiendo usar libremente el sistema de transporte y distribución que sea necesario para el aprovisionamiento del GN en sus instalaciones. En el caso del Cliente Regulado, estos están sujetos a contratar únicamente con el concesionario de distribución.

En este último caso, no está permitido afectar el derecho del Concesionario a la exclusividad de suministrar a los Clientes Regulados dentro de su zona y sobre la construcción de las instalaciones dentro del Área de Concesión, salvo las excepciones previstas en el Reglamento o normas técnicas que resulten aplicables.

5.3.2. Sistema de Tarificación del Mercado de Gas Natural

Los diferentes tipos de usuarios definidos con su respectiva calificación van de la mano con el régimen tarifario aplicable a cada tipo de consumidor, es así que los Clientes Independientes contratan directamente con el productor mientras que los Clientes Regulados lo hacen con el distribuidor.

A nivel de precios, el primer eslabón esta dado por el precio del GN en boca de pozo, el cual se define en el Contrato de Explotación de Hidrocarburos del Lote 88 (noviembre del 2002) en el numeral 8.4.4.1, el cual se muestra a continuación:

8.4.4.1 El Precio Realizado del Gas Natural para el mercado interno se determinará de la forma siguiente:

a) A la fecha de inicio de la Extracción Comercial, el Precio Realizado Máximo será de un Dólar y 00/100 (US \$ 1.00) por Millón de BTU (MMBTU) para el generador eléctrico y un Dólar 80/100 (US \$ 1.80) por Millón de BTU (MMBTU) para los demás usuarios.

Dicho precio esta sujeto a actualizaciones periódicas que se estipulan en el contrato.

El segundo eslabón esta referido al precio de transporte del GN, es decir por el uso de la Red Principal, la cual esta compuesta de dos cargos, el correspondiente a la Red de Transporte y la Red de Distribución de Alta Presión.

El tercer y último eslabón se refiere al pago por el uso de las redes de distribución de baja presión ubicadas en la ciudad de Lima, el cual es definido como Otras Redes.

De dichas tarifas se observa que existe una diferenciación respecto a los Generadores y Otros Consumidores en cuanto a tarifas de uso de la Red Principal (que incluye a la Red de Transporte y Red de Distribución en Alta Presión de GN) se refiere, dicha diferenciación se expresa en el Artículo 11, inciso 2 del Reglamento de la Ley de Promoción de la Industria de Gas Natural, tal y como se muestra a continuación:

11.2 De acuerdo con lo previsto en los Artículos 7 y 9 de la Ley, las Tarifas Reguladas para la Red Principal serán determinadas por la CTE (OSINERG GART) para cada Período Tarifario. En dicha determinación se considerará lo siguiente:

- a) La Tarifa Regulada para los Generadores Eléctricos será igual a la Tarifa Base.*
- b) La Tarifa Regulada para los Otros Consumidores será igual al cociente del Valor Presente de los Ingresos Garantizados anuales entre el Valor Presente de las proyecciones de las Capacidades Contratadas anuales. Ambos Valores Presentes se calcularán para el Período comprendido entre el inicio del Período Tarifario para el cual se está calculando las Tarifas Reguladas y el término del Período de Recuperación. Para el primer Período Tarifario el Período de cálculo de los Valores Presentes será el Período de Recuperación.*

De lo revisado en la normativa tarifaria aplicable se observa una diferencia sustancial entre ser considerado como **Generador Eléctrico** ó como **Otros**

Consumidores en cuanto a tarifas por transporte y distribución de gas natural se refiere. En el caso de los **Otros Consumidores** se tienen contratos sujetos a categorías que están supeditadas con el nivel de consumo mensual del usuario, mediante los denominados consumos mínimos, como se muestra en el cuadro N° 5.1.

Cuadro N° 5.1
Categorías por Niveles de Consumo
de los Otros consumidores de GN

Tipo de Cliente	Categoría de Consumidor en Baja Presión	Consumo Mensual Mínimo Facturable (en m ³)
	A	0
Cliente Regulado	B	300
	C	17 500
	D	300 000
Cliente Independiente	-	900 000

En el caso de las tarifas aplicables a los Clientes Regulados referido al uso de las Otras Redes se tiene que este concepto esta desagregado en dos rubros: el primero es el Margen Comercial y el segundo es el Margen de Distribución, los cuales están en función al nivel de consumo del usuario.

Comentarios

Revisada la normativa tarifaria aplicable a los usuarios de GN, dentro de los cuales se incorporaría la GD, se observa que en los proyectos de GD, los consumidores serán calificados como Otros Consumidores bajo las categorías que le corresponden en función a su nivel de consumo, en consecuencia a mayor nivel de demanda mensual de GN, la GD estaría incluida en las categorías C, D o aún podría ser considerado como Cliente Independiente, existiendo en este caso la contratación directa con el productor.

Al respecto se comenta tal y como se ha indicado en el cuadro N° 4.4, las tarifas para las categorías D o Cliente Libre son las menores, existiendo por ello incentivos a un mayor nivel de consumo.

5.4. Participación de la GD en el Mercado Local

De los análisis económicos privados efectuados en el Capítulo 4, así como también de la experiencia internacional y la literatura técnica especializada referidos al tema, se puede comentar que la GD presenta grandes posibilidades de aplicación en los sistemas eléctricos de diferentes ciudades del orbe.

Dicha aplicación de GD, usada como alternativa de auto-generación permite complementar el nivel de suministro de energía actual y proporcionar a sus propietarios beneficios económicos producto del uso de dichas tecnologías, que también le pueden permitir aportaciones de energía a la red que permiten mejorar la calidad, eficiencia y rentabilidad del sistema en conjunto y una retribución económica adicional por dicho aporte.

Bajo el esquema sobre el cual ingresaría a operar la GD en el Perú, por la disposición propia del ducto de gas, se tendría que la GD entraría a operar dentro de las redes de distribución, convirtiéndose de esta manera en una alternativa de suministro parcial, total o de existir excedentes en suministrador de energía eléctrica al sistema, lo cual permitiría una mejor utilización de las redes de transmisión y distribución, desplazando o retrazando inversiones en dichos sistemas, reduciendo asimismo las pérdidas en estos sistemas y mejorando la calidad del servicio, entre otras ventajas.

En este último caso, debido a la colocación de los excedentes de energía, el cliente natural para adquirir dicho excedente de energía sería la empresa de distribución, en cuyo caso según la legislación vigente estas últimas adquieren la energía a Tarifas en Barra para el suministro a los usuarios del Servicio Público. De darse ello las distribuidoras no harían uso de los sistemas de transmisión, por lo que estarían exentas de dichos pagos generándose con ello beneficios en su desempeño.

Asimismo, otro de los clientes naturales de la GD pueden ser las cargas adyacentes a sus instalaciones, pero debido a la regulación se considera que la actividad de distribución es del tipo monopólica dentro de su zona de concesión, por lo que el proyecto de GD no podría suministrar energía a los usuarios regulados, pero en contrapartida de acuerdo a la

experiencia de España, si podría ser suministrador de los Clientes Libres del mercado eléctrico, esto último lo haría competitivo frente a los suministradores como son las generadoras o las distribuidoras, pero dicha actividad estaría supeditado al nivel de generación de energía excedentaria.

De lo expuesto se entiende que la GD representa una fuente alternativa de suministro de energía eléctrica al mercado local, mediante el desplazamiento de la demanda de las unidades convencionales, reduciendo con ello la posibilidad y el riesgo de desabastecimiento que afectaría la actividad económica del país.

5.5. Mecanismos de Comercialización de la Energía Excedentaria

Definidas las posibilidades de inserción de la GD en el mercado local, es necesario determinar los mecanismos de comercialización de la energía disponible, para lo cual se plantea lo siguiente:

- A. Determinar las condiciones de acceso a los sistemas de transmisión y distribución.
- B. Las condiciones de operación comercial con los agentes del mercado, para lo cual se revisa el marco regulatorio vigente, las restricciones y oportunidades de su aplicación mediante lo siguiente:
 - Como Autoproduccion Neto
 - Como Suministrador de Clientes Libres
 - Como Suministrador de la empresa de Distribución
 - Como Suministrador incorporado al COES

A continuación se describen estas condiciones de comercialización y acceso de la GD al mercado local.

5.5.1. Condiciones de Acceso al Mercado Local

Al ser las tecnologías de GD propuestas para ser usadas en el mercado local y con ello convertirse en consumidoras de GN, estas se comportarían como clientes en dicho mercado; asimismo, de presentarse inyección de la energía excedentaria a las redes de distribución eléctrica, la GD también formaría parte del mercado eléctrico local como suministrador en la modalidad que se definiera.

En ambos casos según la normativa vigente se garantiza el acceso a los dos tipos de redes que hará uso, la de gas natural y las redes eléctricas, en el primer caso como usuarios, teniendo por ello disponibilidad completa y con ello garantizado el suministro de GN; y en el segundo caso al participar ya sea como demandante (cuando el nivel de generación sea inferior a la demanda interna de la empresa que usa la GD) u oferente (de existir excedentes de generación los cuales pueden ser inyectados a las redes de distribución).

Respecto de su participación como usuario de GN, la GD estará condicionada al nivel de demanda de dicho combustible, pudiéndose situar como Cliente Regulado o bien como Cliente Independiente siempre y cuando su demanda mensual sea superior a los 900 mil m³. En caso de no superar dicha demanda, serán considerados como Clientes Regulados y serán categorizados también de acuerdo a su consumo.

En todos los casos, los niveles de las tarifas serán superiores a los definidos para los Generadores Eléctricos, por cuanto según la normativa vigente la GD estaría considerada como un usuario de GN del tipo Otros Consumidores y no como Generador Eléctrico.

Respecto al acceso como oferente eléctrico, la LCE cuenta con Disposiciones Generales donde se tratan aspectos relacionados con el problema del acceso de los suministradores como la GD a las redes del sistema, al respecto se citan los arts. 3, 4 y 7 de la LCE.

De lo anterior, de acuerdo a la potencia instalada de la unidad generadora se tiene que para los rangos de potencia menores a 500 kW la LCE no exige mecanismos de concesión ni de autorización, de manera que se pueden desarrollar sin restricciones las actividades de generación, previa comunicación y el debido cumplimiento con las otras normas correspondientes también indicadas en la LCE.

En caso de presentarse potencias superiores a los 500 kW e inferiores a los 10 MW, la LCE establece el requisito de autorización, la cual debe ser otorgada por el MINEM; y en caso exceder los 10 MW, se le exigiría a la GD la concesión que también es otorgada por el MINEM. La cual tal como lo especifica el RLCE se otorga en forma indefinida.

En ese sentido, no existirían barreras del tipo legal que dificulten la incorporación de nuevas unidades de GD al sistema, salvo las del tipo administrativo.

5.5.2. Como Autoprodutor Neto

Como Autoprodutor Neto, la GD podrá atender parte o la totalidad del requerimiento de energía eléctrica de su instalación, en este caso se tiene que el nivel de comercialización con los agentes externos sería nulo, por cuanto no existiría ningún tipo de generación de energía excedentaria, en consecuencia tampoco venta, por lo que los ingresos adicionales producto de la venta de energía serían nulos.

Ante este escenario, asumiendo en primer caso un suministro total, se verifica la necesidad de contar con un suministro de respaldo a través de las empresas distribuidoras, ello ante la posibilidad de ocurrencia de fallas fortuitas que ocasionen la salida de operación de la unidad de GD, lo cual generará el desabastecimiento total de la instalación, paralizándose con ello sus labores productivas y el consiguiente perjuicio económico que ello conlleva.

Por ello, en la medida de garantizar un suministro continuo, es necesario dotar a las empresas de la posibilidad de contar con un suministro de respaldo en calidad de

“stand by” proveniente de las redes del distribuidor, pero en este caso es lógico suponer que al no estar en uso dicho suministro de respaldo, el pago por el mismo (pago por potencia) no debería ser el mismo que de un suministro común, por cuanto su uso estaría restringido a los periodos de inoperatividad de la unidad generadora.

En el segundo caso, cuando se presente un autoabastecimiento parcial, la empresa deberá contar con un suministro alternativo que le brinde el faltante de potencia y energía, en cuyo caso los márgenes de potencia que la unidad de GD no pueda proporcionar a la demanda interna (por ejemplo en horas de máxima demanda) y por consiguiente la energía consumida en ese lapso de tiempo, deberán ser asumidos por la distribuidora.

De acuerdo a la norma de Condiciones de Aplicación de las Tarifas del sector eléctrico vigente a la fecha, el usuario para contar permanentemente con este suministro de stand by de la red de distribución, debería tener un contrato con la distribuidora ya sea por toda la potencia de la GD o por el margen de potencia que permita cubrir su demanda, garantizando con ello el suministro completo de potencia y energía. Este suministro representaría un costo adicional para el usuario que debería ser tomado en cuenta en el análisis económico, representando ello una barrera.

Con la finalidad de superar la barrera referida a los contratos de potencia con las distribuidoras, el cual a la fecha se debe realizar en forma semestral, lo cual implicaría un perjuicio económico para el usuario de GD, se debe estudiar la variación de dicho periodo orientado hacia una reducción a un periodo de 1 o 2 meses, ello exclusivamente para los operadores de GD, garantizando con ello el suministro total de la demanda ante la posibilidad de ocurrencia de fallas fortuitas.

Lo anterior se debe complementar con garantizar las conexiones con la red de distribución para el suministro del respaldo en forma permanente por toda o parte de la potencia instalada de la GD.

5.5.3. Como Suministrador de Clientes Libres

En caso de presentar excedentes de generación, las unidades de GD podrían comportarse como Suministradores, es decir, la GD puede colocar los excedentes no utilizados de energía fuera de sus instalaciones, haciendo uso para ello de las redes de la distribuidora.

En caso de presentarse este escenario, se observa que los niveles de operación de la unidad de GD harían que su factor de planta se incremente considerablemente hasta llegar en el mejor de los casos a ser muy cercana a la unidad, obteniéndose por ende mejores eficiencias y asimismo reduciéndose sus costos variables con el consiguiente beneficio que ello implica.

Esta alternativa esta referida exclusivamente al suministro de energía a otros usuarios del mercado eléctrico que estén bajo la calificación de Clientes Libres y que se ubiquen en la misma zona de concesión de distribución donde se ubica la GD.

En este caso la GD podría ofertar su energía excedentaria bajo un régimen de precios sujetos a negociación directa con el agente demandante, con la ventaja para dicho agente que se evitaría del pago por el uso del Sistema de Transmisión Principal - SPT y las redes de transmisión secundaria - SST de propiedad de la distribuidora, lo cual representa un costo adicional. Lo anterior no implica dejar de asumir los cargos por distribución eléctrica (VAD) pues en este caso dicho cargo si corresponden siempre y cuando se haga uso efectivo de dichas redes, porque puede darse el caso que el demandante se encuentre ubicado en una zona muy cercana o al costado de las instalaciones de la GD, existiendo en este caso la posibilidad de evacuación de la energía en forma directa a través de redes particulares tendidas para tal efecto.

En caso la empresa demandante este ubicada en una zona de concesión de distribución diferente al de la GD, se observa un incremento en los costos, porque no solo se debería hacer efectivo el pago por el uso de las redes del sistema de transmisión principal y secundaria (si se usará en forma efectiva), sino que también

se debería cubrir con el VAD de la distribuidora donde se encuentre ubicada la GD y el VAD de la distribuidora donde se encuentre ubicado el Cliente Libre. Por ello, esta alternativa de comercialización quedaría descartado debido al sobre costo (pago doble de VAD y peajes de transmisión de existir estos).

Respecto a los contratos que tendría la GD con sus clientes, estos pueden ser efectuados en primera instancia a Tarifa en Barra de generación con lo cual competiría tanto con la distribuidora como con el generador, ello exclusivamente cuando el cliente tiene una demanda superior a 1 MW.

En dicho caso, se observa un requerimiento moderado de potencia de la unidad generadora, por cuanto necesitaría cubrir la demanda interna y asumir la demanda del cliente, con lo cual el tamaño de las unidades deberá ser determinado con especial cuidado, enfocándose en obtener el punto de equilibrio que le brinde a la GD el mayor nivel de beneficios, porque en este caso existen variables como el costo de inversión, los costos de operación y mantenimiento y el precio de venta de la energía eléctrica que se comportan en forma diferente ante las variedades de tamaños de las unidades, lo cual estará condicionado al requerimiento de demanda global del equipo.

Asimismo, se deberá garantizar la venta de energía mediante los mecanismos legales adecuados a fin de poder cubrir con la amortización de la inversión producto de la adquisición de unidades de tamaños considerables.

Por otro lado se comenta que al estar la GD dentro de las redes de una distribuidora, no podría ofertar su energía excedentaria a los usuarios del Servicio Público por cuanto la normativa se lo prohíbe.

Finalmente un tema a considerar es la venta de energía térmica a una tercera empresa, en este caso no existe impedimento alguno del tipo legal que condicione dicha transacción, pero si existen restricciones del tipo técnico por cuanto las empresas a las cuales se les puede suministrar la energía térmica deberán estar ubicadas muy cercanas o contiguas a las instalaciones de la GD, a fin de que las

redes de ductos que transportarán el vapor no sea extenso y no se produzcan pérdidas térmicas excesivas.

Este último aspecto se deja para el debate como una opción abierta y que de plasmarse generaría mayores beneficios debido al incremento de la eficiencia del sistema cogenerativo usado y a un mayor nivel de ingresos producto de la facturación por la venta de la energía térmica.

5.5.4. Como Suministrador de la Distribuidora

La tercera alternativa de comercialización esta relacionada a la venta de excedentes a la distribuidora, existiendo en este caso una ventaja comparativa respecto de la compra que realiza la distribuidora a las generadoras, ello esta referido a que cuando la distribuidora adquiere la energía a la generadora, se tiene que asumir los costos por el uso del Sistemas de Transmisión Principal y Secundaria, esto último solo si se hace uso efectivo de dichas redes.

Por el contrario, en caso de comprar la energía a las unidades de GD, solo se pagaría por la energía, obviándose el pago por peaje del Sistema Principal y Secundario de Transmisión.

En este caso, la GD se hace más competitiva frente a las generadoras, debido a la reducción de los precios de la energía, siendo ello una fortaleza de la GD y un beneficio para las distribuidoras.

Asimismo, otro aspecto a considerar esta referido a la reducción del nivel de pérdidas debido a que la energía ya no hace uso de redes adicionales al de la propia distribuidora para llegar al usuario final. Este último aspecto si bien es cierto no beneficia ni perjudica a la distribuidora pues dichas pérdidas son trasladadas a los usuarios finales, pero si implican una mejora en el aprovechamiento energético.

Definida la fortaleza de este mecanismo de comercialización, es necesario también mencionar las barreras, en este caso se tiene que al ser la Tarifa en Barra un

precio ponderado en el tiempo de los diferentes Costos Marginales proyectados, la unidad de GD se vera beneficiada en la medida que sus costos variables totales de generación sean inferiores a la Tarifa en Barra determinada por el OSINERG-GART, en caso ocurra lo contrario, la unidad de GD no recuperaría los costos de operación y mantenimiento, generándose con ello pérdidas a la empresa.

Por otro lado se tiene que la unidad de GD debe cubrir sus costos de anualidad de inversión, para lo cual debe percibir el pago por potencia de parte de las distribuidoras, en este caso se tiene que la unidad de GD debería contratar con la distribuidora a nivel de potencia leída, en este sentido el pago por potencia estaría relacionado a la potencia proporcionada por la GD coincidente con la máxima demanda de la distribuidora, ello a fin de tratar de obtener el mayor ingreso producto de la venta de potencia.

De la experiencia internacional se considera a esta opción como una de las importantes para el desarrollo de las tecnologías de GD, se plantea en ese sentido que el mecanismo adecuado para incentivar la compra de la energía excedentaria por parte de las distribuidoras, pasaría por especificar el compromiso de compra de la energía de GD por parte de las distribuidoras, dicha compra estaría definida a nivel de tarifa de generación, obteniéndose con ella la garantía de compra y en consecuencia se promovería el desarrollo de las tecnologías de GD.

5.5.5. Como Suministrador incorporado en el COES

El cuarto mecanismo de comercialización planteado esta referido a realizar transacciones financieras mediante acuerdos con los generadores pertenecientes al COES para que por su intermedio se pueda vender la energía generada en el COES.

En caso de optarse por este mecanismo, la GD deberá asumir el pago por el uso de las instalaciones de la distribuidora, es decir pagar el VAD, limitando su competitividad a nivel de generación.

Como suministrador incorporado al COES mediante un acuerdo con una empresa generadora, la GD podría realizar transacciones de manera similar a la generación convencional, pero para el caso de la GD se deberá especificar claramente que su demanda interna esta fuera del alcance del COES, estando sólo la energía excedentaria a disposición del SEIN.

Es necesario resaltar que el COES realiza el despacho en función a una escala decreciente de costos variables auditados de las unidades generadoras que la integran, en este sentido, las unidades que despachan primero son las de menores costos, incorporándose luego las otras unidades de mayores costos en función al requerimiento de demanda del sistema, por ello aquellas unidades de costos altos en la mayoría de los casos despachan por pequeños periodos o bien no despachan.

De lo anterior se tiene que los precios en este mercado spot suelen ser bastante volátiles por lo que existiría una barrera disuasiva en contra de la GD para participar bajo este tipo de mecanismo. En contrapartida, a medida que la demanda del SEIN sea mayor a la prevista, los precios en este mercado tienden a incrementarse debido al ingreso en operación de las unidades más caras, caso en el cual la GD si tendría incentivos para operar, siempre y cuando sus costos variables sean inferiores al de las unidades más caras.

De la experiencia reciente se observa factores externos al mercado que llevaron a que los Costos Marginales se incrementen notoriamente, tal es el caso del año 2003, en el cual por motivo de una sequía pronunciada los Costos Marginales superaron en ciertos periodos los 500 S./MWh, en dichos casos, la comercialización a nivel de Precio Spot resulta sumamente beneficioso para la GD.

Todo lo anterior esta referido a la comercialización bajo un acuerdo con una generadora, pero existe la posibilidad de comercializar directamente sus excedentes en el COES, en este caso la GD tendría que integrar el COES y sujetarse al mecanismo de despacho del mismo, para lo cual la unidad de GD estará sujeto al

orden de mérito del despacho económico que realice el COES, tal como lo señala el RLCE en su Art. 81, entonces la capacidad de la GD deberá ser superior al 1 MW de la potencia, ello según la última modificación del RLCE.

5.5.6. Comentarios

Finalmente en cuanto a las barreras de acceso a los sistemas de distribución, la GD podría comercializar su energía dado que OSINERG tiene la facultad de dirimir comportamientos predatorios de acceso a los sistemas de transmisión y distribución, para lo cual se tienen establecidos plazos de atención.

Como conclusión del análisis de los mecanismos de comercialización planteados se tienen las siguientes:

- Se debe garantizar el suministro de electricidad de respaldo a las empresas que utilicen la GD, sea para parte o la totalidad de su demanda interna.
- Dicho respaldo debe estar garantizado mediante la regulación de las Condiciones de Aplicación Tarifaria del Mercado Regulado en cuanto a la potencia se refiere, siendo un periodo sugerido de 1 o 2 meses.
- Se recomienda la alternativa de comercialización de excedentes vía compromisos de compra de la distribuidora, tendiendo esta última la obligación de compra de energía a la GD al precio sugerido de Tarifa en Barra.

Bajo dichas condiciones, la GD podrá desenvolverse con la garantía de venta de la energía excedentaria y suministro continuo de energía eléctrica a sus instalaciones en caso de fallas de la unidad de GD, promoviéndose con ello su inserción en el mercado local.

5.6. Requerimientos Técnicos Operativos para la GD

En cuanto a la operación de la GD y al ser dichas unidades de pequeño tamaño, por lo que es poco probable que integren el COES, se tiene que la GD no estaría supeditada a

las decisiones de despacho del COES, salvo aquellos casos en que las unidades de GD estén representadas mediante una empresa de generación perteneciente al COES.

Por otro lado se tiene que a una mayor potencia de la unidad se hace necesario contar con sistemas de protección y control muchos más complicados que contemplen equipos adecuadamente seleccionados y que por el mayor tamaño de la unidad resulten más costosos; asimismo, las labores de operación y mantenimiento requerirán de personal permanente elevándose con ello sus costos operativos de las unidades más grandes.

Asimismo, en dicho caso cuando las potencias sean superiores a 1 MW se requerirán protocolos de operación similares a las grandes unidades convencionales, debiendo en ciertos casos (aquellos de mayor tamaño) sujetarse a los procedimientos especificados por el COES a fin de minimizar el riesgo de seguridad y garantizar la calidad de energía y correcta ejecución de maniobras de la unidad de GD.

En conclusión, basándose en las características de los equipos y los mecanismos de conexión con la red del distribuidor, la GD debe cumplir con requisitos técnicos y operativos mínimos, entre los que se tienen los siguientes:

- El grupo o los grupos deberán conectarse en paralelo a la red de distribución con los dispositivos y equipos de protección adecuados.
- Las unidades de GD deberán contar con dispositivos de regulación de tensión y frecuencia adecuados, a fin de no provocar disturbios en la calidad de la energía de los usuarios de la distribuidora.
- De no contar con los equipos señalados en el párrafo precedente y de presentarse disturbios, la empresa propietaria de la unidad de GD deberá compensar económicamente a los afectados.
- La conexión con la red de distribución deberá ser en un solo punto, aún cuando a la fecha existan múltiples puntos.

- Cuando las instalaciones superen 1 MW de potencia, estos deberán contar con mecanismos automáticos de desconexión.
- Los gastos por conexión a la red de distribución deberán ser de responsabilidad de la empresa de GD. En caso de ser necesario modificaciones en las instalaciones de la distribuidora, estos gastos serán asumidos por ambas empresas, de acuerdo al margen de utilidad que obtengan cada una de ellas por el uso de la energía inyectada.
- Las empresas propietarias de unidades de GD deberán presentar en forma periódica a la distribuidora sus proyecciones de energía a inyectar a la red, basándose en su demanda interna y la capacidad de la unidad de GD.
- Las instalaciones de la GD estarán permanente conectadas a la red de distribución mediante un sistema de conmutación, para garantizar el suministro de respaldo en caso de fallas en la unidad generadora.

5.7. Conclusiones de la Revisión del Marco Regulatorio

En base a la revisión del marco regulatorio local, de la experiencia normativa internacional y considerando además los resultados de las evaluaciones económicas efectuadas a cuatro empresas locales de diferentes rubros se tienen las siguientes conclusiones respecto al Marco Regulatorio vigente:

- a) Conforme a los resultados de las evaluaciones económicas de las cuatro empresas, la GD presenta resultados favorables en aquellas empresas que hacen uso combinado de energía eléctrica y térmica, por lo que a nivel del marco regulatorio no sería necesaria modificación alguna al respecto, en cuanto a tarifas y precios del GN se refiere.
- b) Respecto a aquellas empresas que tienen requerimientos de solamente energía eléctrica, al no resultar viable las evaluaciones económicas efectuadas, debería estudiarse la posibilidad de ofrecer incentivos económicos respecto a la inversión o a la generación de dichas unidades, para ello se deberá evaluar el nivel de subsidios a

proporcionar con la respectiva evaluación Costo - Beneficio hacia la sociedad de la aplicación de dichos incentivos.

- c) Otro aspecto a considerar a fin de promover la GD es el referido a la calificación de las unidades de GD bajo el termino de Generador Eléctrico a fin de reducir los precios y tarifas del GN, elevando con ello la rentabilidad de los proyectos hasta hacerlos viables (en el caso que se tenga solo consumo de electricidad). De manera semejante, esta medida debe estar acompañada de su respectiva evaluación Costo – Beneficio para la sociedad en su conjunto.
- d) Asimismo, respecto a los mecanismos de comercialización de la energía excedentaria, se debe estipular los mecanismos adecuados a fin de garantizar la venta de dicha energía y promover con ello la aplicación de la GD. Los mecanismos propuestos se detallan en el siguiente numeral.

5.8. Mecanismos Para Superar las Barreras Identificadas

Dentro los mecanismos sugeridos para superar las barreras identificadas se tienen los siguientes:

- a) Se debe garantizar en todo momento el suministro eléctrico de respaldo de parte de las distribuidoras a las empresas que apliquen la GD a fin de asegurar dicho suministro en caso de fallas de las unidades de GD.
- b) Al respecto se requeriría por parte del OSINERG - GART la modificación de las Condiciones de Aplicación Tarifaria de Distribución al Usuario Final, considerándose la variación de los plazos de contratación de la potencia. El plazo sugerido es que la facturación de potencia se realice en forma mensual o bimensual, ello basado en la potencia leída.
- c) Respecto a la comercialización de la energía excedentaria se recomiendan fundamentalmente las dos alternativas siguientes:

- La comercialización directa con la distribuidora, tendiendo esta última la obligación de comprar la energía a la GD a precios de Barra de Generación, para lo cual se debe emitir la norma correspondiente.
 - La comercialización vía contratos directos con los Clientes Libres ubicados en la misma zona de concesión de distribución que la GD, en este caso los precios sugeridos estarían basados en un acuerdo de partes entre dichos agentes.
- d) Para ser considerados como GD y estar sujetos a los beneficios correspondientes, las unidades de generación deben cumplir los siguientes requisitos:
- Aquellas tecnologías de GD con potencias inferiores al 0,5% de la Potencia instalada en el Sistema Interconectado Nacional.
 - Las instalaciones que hagan uso efectivo de GN dentro de su proceso de generación de energía eléctrica.
 - Es recomendable que los procesos de generación de energía eléctrica basados en GD contemplen además la generación de calor bajo el proceso de Cogeneración.
 - Los niveles de eficiencia de las unidades implementadas deberán de ser competitivas dentro de sus similares, no permitiéndose el uso de unidades que traigan consigo excesivas pérdidas energéticas.
 - Los niveles de emisiones de las unidades deberán ser mínimos, no permitiéndose aquellas unidades con altos niveles de emisiones de contaminantes.

Finalmente es necesario comentar acerca de la aprobación del **Reglamento de Cogeneración** emitido mediante Decreto Supremo N° 064-2005-MEM y publicado en el Diario Oficial El Peruano casi en forma paralela al término de la elaboración del presente documento (reglamento publicado el 29 de diciembre del 2005) por lo que sólo se incluye

comentarios generales sobre dicha norma. Al respecto se comenta los siguientes aspectos puntuales que se consideran de mayor relevancia:

- Dentro del Reglamento se califica a las unidades de Cogeneración como Generadores Eléctricos a efectos de definir el precio de compra del GN.
- El principal componente de consumo esta referido al uso de energía térmica (Calor Útil), siendo ello un requisito para poder ser considerado como una **Central de Cogeneración Calificada**.
- Para ello se definen valores mínimos de Rendimiento Eléctrico Efectivo – REE y la relación entre Energía Eléctrica (E) y Calor Útil (V) mediante la fórmula siguiente: $C = E / V$, ello a fin de priorizar la generación y consumo de energía térmica.
- Las unidades de Cogeneración pueden ofertar su energía eléctrica excedentaria a agentes tales como las distribuidoras, los usuarios del mercado libre o en el Mercado Spot del COES.
- En el caso de ofertar su energía en el COES, se prioriza el despacho de las unidades de Cogeneración Calificadas respecto de las unidades convencionales, aún cuando estas últimas presenten menores costos variables, ello exclusivamente cuando el principal energético producido es el Calor Útil, en caso contrario, las unidades de Cogeneración se rigen a los procedimientos semejantes al de las unidades convencionales, es decir despachan de acuerdo a sus costos variables de generación.

De lo anterior se comenta que con la emisión del Reglamento de Cogeneración se ha dado el primer gran paso para promover el uso de una parte de las tecnologías de GD, debiéndose emitir normativas adicionales a fin de ampliar dicha promoción a otras tecnologías tales como las que usan combustibles renovables e incluso a aquellas que no son sistemas cogenerativos, sino consumen sólo energía eléctrica, ello con la finalidad de

brindar a los agentes del mercado mayores alternativas de suministro eléctrico, asimismo con la finalidad de promover una mayor penetración en el consumo de GN.

Otro aspecto que aún estaría pendiente es el referido a garantizar la venta de sus excedentes de energía eléctrica al sistema mediante algún mecanismo que le brinde certeza a la unidad Cogenerativa que va poder ubicar su excedente en el mercado, ya que puede darse el caso que las unidades de pequeñas potencias no dispongan de una capacidad de negociación adecuada que les garantice la venta de excedentes.

Lo anterior podría ser resuelto si se garantiza la venta de excedentes a través de la distribuidora local, tal como se ha propuesto líneas arriba, lo cual aunado a las alternativas ya planteadas de venta a los usuarios del mercado libre y a través del Mercado Spot del COES, brindaría una mayor certeza a las unidades de Cogeneración de la ubicación de su energía excedentaria en el sistema.

CAPÍTULO 6

DESPACHO ECONÓMICO CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Los potenciales beneficios de la aplicación de la GD en el mercado local deben ser evaluados mediante la determinación de la existencia de beneficios incrementales para la sociedad producto de la entrada en operación de la GD, lo cual se consigue con la simulación del desempeño del mercado bajo un escenario semejante al actual, es decir donde no se consideren unidades de GD y donde el parque generador es el que opera normalmente a la fecha con sus propias características realizándose dicha simulación de despacho para un horizonte de 4 años, desde el 2006 hasta el 2009.

Posteriormente y con la finalidad de comparar despachos, se ha evaluado el comportamiento del mercado local mediante la simulación de despacho ante la incorporación de unidades de GD que trae como consecuencia el desplazamiento de parte de la oferta de mayor Costo Variable debido a que parte de la demanda del sistema es asumida por la GD. En este caso las unidades consideradas son las que mejor desempeño económico presentaron en las evaluaciones efectuadas a las cuatro empresas en el Capítulo 4.

Analizados el despacho económico ante los dos escenarios (con y sin GD), se realizará la comparación de los mismos a fin de determinar los beneficios incrementales producto de la aplicación de tecnologías de GD, los cuales podrán servir como instrumentos

de promoción en caso presentarse efectivamente beneficios para la sociedad a nivel del despacho económico y de las tarifas eléctricas.

La determinación de los beneficios incrementales también podrá ser usada por los agentes del mercado a fin de tener mayores instrumentos para la evaluación de proyectos de GD.

La comparación de despachos es una de las herramientas que se puede evaluar a fin de determinar los beneficios incrementales producto de la entrada de la GD, los cuales son cuantificables, pero los beneficios no solo se restringen a ello, sino también existen otros beneficios que no pueden cuantificarse debido a su complejidad pero son cualitativos y que por lo tanto deben ser considerados, debido a que proporcionan mejoras al mercado y por ende a los usuarios de electricidad y gas natural.

Con la finalidad de cuantificar los beneficios incrementales se detallan a continuación los criterios asumidos para la simulación del despacho económico del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional – SEIN con y sin la inclusión de la GD.

Asimismo se contempla dentro del presente capítulo la descripción de los beneficios que no son cuantificables con la finalidad de tener un panorama más amplio sobre la GD y sus repercusiones en el mercado eléctrico local.

6.1. Criterios de las Simulaciones de Despacho Económico

Para la evaluación del desempeño económico del mercado eléctrico peruano se trabajó sobre un conjunto de criterios que se describen a continuación y sobre los cuales se sustenta los resultados obtenidos.

- El periodo de análisis considerado es de 4 años, la cual se extiende desde el 2006 hasta el 2009.

- En la evaluación de los costos variables de las diferentes unidades de generación se ha considerado el tipo de cambio de S/. 3.263 por US\$, que fuera usado por el OSINERG-GART en la regulación de Mayo 2005.
- Para la determinación de los Costos Marginales de generación del sistema se ha realizado simulaciones mediante el uso del Modelo JUNIN, realizándose las corridas para el periodo de 4 años, desde el 2006 hasta el 2009, en concordancia con la práctica de regulación de las tarifas en barra que estuvo vigente hasta noviembre del 2004.
- Dentro de la simulación del Modelo JUNÍN se consideran las mismas variables contempladas en la última regulación tarifaria ejecutada por la OSINERG - GART, periodo Mayo 2005 – Abril 2006 en cuanto a costos variables de las Centrales Térmicas (ver el detalle en el Anexo N° A.1), a las proyecciones de la demanda de energía del Sistema Interconectado Nacional (ver el detalle en el Anexo N° A.2) se refieren y a la expansión de generación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional – SEIN (inclusión de nuevas centrales de generación).
- Los costos marginales estimados mediante la simulación, de acuerdo con la estructura de análisis del Modelo JUNÍN están desagregados en tres bloques horarios, de Punta, Media y Base; asimismo, la estimación del Costo Marginal se realiza en forma mensual, obteniéndose con ello un total de 48 meses evaluados (4 años).
- Para la estimación de la Tarifa en Barra, se recurre a la fórmula de cálculo estipulada en la normativa vigente, la cual consiste en traer a valor presente en forma ponderada los costos marginales de todo el periodo de análisis, siendo la fórmula utilizada la siguiente:

$$Tarifa_Barra = \frac{\sum_{i=1}^{48} \frac{CMg_i * Energía_i}{(1+r)^i}}{\sum_{i=1}^{48} \frac{Energía_i}{(1+r)^i}}$$

Donde:

- i Mes de cálculo, desde 1 hasta 48 (4 años)
- CMg_i Costo Marginal mensual calculado mediante el Modelo JUNÍN
- Energía_i Energía mensual demandada por el Sistema Eléctrico Nacional
- r Tasa de Descuento Mensual igual a 0.95%

- Se determinan dos escenarios de análisis, los cuales son: a) Sin incluir unidades de GD (operación actual del sistema); y b) Incluyendo unidades de GD (operación proyectada del sistema).
- En el primero de los casos, se simula del despacho económico tal y como esta el sistema a la fecha, con los mismos considerandos de precios variables, demanda del sistema y expansión de la generación utilizada en la regulación de Mayo 2005 por el OSINERG – GART.
- En el segundo escenario se considera la inclusión de cuatro unidades de GD, las cuales corresponden a las alternativas de mejor desempeño económico obtenido de las evaluaciones realizadas a las cuatro empresas. En este caso se tiene que las unidades de GD no participan en el despacho propiamente dicho, sino que estas unidades desplazan cierta parte de la demanda de energía de las unidades tradicionales, reduciéndose por ello la demanda del SEIN en la misma cantidad que la carga asumida por la GD.
- Dichas unidades se prevé que entren en operación en enero del 2007, siendo sus tipos tecnológicos y tamaños los mostrados en el cuadro N° 6.1.

Cuadro N° 6.1
Unidades de GD Consideradas, miles US\$

Empresa	Tipo Tecnológico	Potencia Unid. kW	Número Unidades	Potencia Total, kW	Código Identificación
Empresa 1	TG	20 000	1	20 000	TG-1x20000
Empresa 2	TG	5 000	1	5 000	TG-1x5000
Empresa 3	MTG	300	1	300	MTG-1x300
Empresa 4	MRG	200	3	600	MRG-3x200
TOTAL GD			6	25 900	

- En este caso, considerando las nuevas unidades definidas en la Regulación Tarifaria de Mayo 2005 y las nuevas unidades térmicas de GD que ingresarán en el 2007, se tiene que la composición de las nuevas unidades que se estima ingresarán al SEIN es la mostrada en el cuadro N° 6.2.

Cuadro N° 6.2
Ingreso de Nuevas Unidades al SEIN, MW

Año	Escenario Sin GD		Escenario Con GD	
	CH	CT	CH	CT
2005	130	121,3*	130	121,3*
2006		225**		225**
2007		330		330
2007				20***
2007				5***
2007				0,3***
2007				0,6***
2008	75		75	
2009		300		300
Sub-Total	205	691	205	717
TOTAL	896		922	

Nota:

* Se considera la conversión de la unidad Westinghouse CT de Santa Rosa a GN, sin incremento de potencia

** Se considera la conversión de la unidad TG3 de la CT de Ventanilla a GN, con incremento de potencia de 60,9 MW

*** Son las nuevas unidades de GD incorporadas, pero no participan del despacho

- Asimismo, la demanda del SEIN considerada dentro del análisis es la mostrada en el cuadro N° 6.3. El detalle de las demandas mensuales se adjunta en el Anexo N° A.2.

Cuadro Nº 6.3
Proyección de la Demanda del SEIN
Periodo 2005 – 2009

Año	Energía, GWh	Var. Energía, %	Potencia, MW	Var. Potencia, %
2004	21961		2987	
2005	22912	4,33%	3152	5,52%
2006	23807	3,91%	3393	7,65%
2007	25772	8,25%	3529	4,00%
2008	26802	4,00%	3670	4,00%
2009	27874	4,00%	3817	4,00%

- Respecto a las unidades hidráulicas y térmicas y los respectivos Costos Variables de las últimas, se han considerado los determinados por el OSINERG – GART en la regulación tarifaria de Mayo 2005, adjuntándose el detalle de las mismas en el anexo N° A.1.

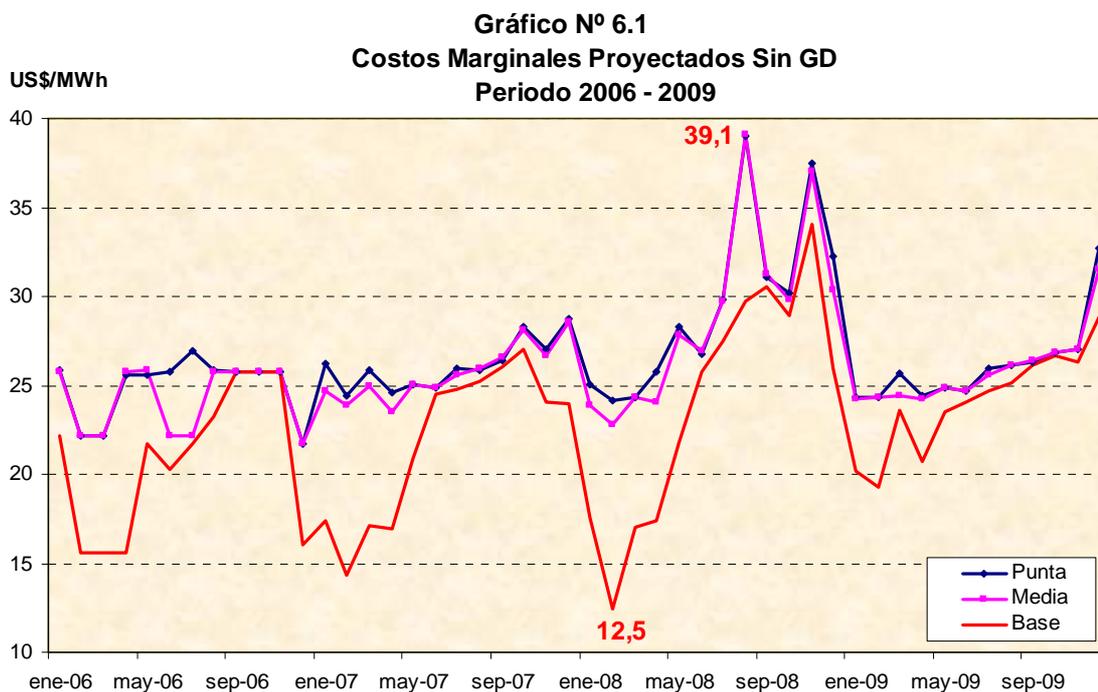
Detallados los principales criterios utilizados en las simulaciones de despacho del SEIN, se detalla a continuación los resultados obtenidos.

6.2. Simulación de Despacho Económico Sin GD

A continuación se presentan los resultados de los Costos Marginales y las Tarifas en Barras de la simulación de despacho sin considerar la GD.

6.2.1. Costos Marginales

De la simulación efectuada sin considerar la GD, se observa que los costos marginales obtenidos para los 4 años de análisis están comprendidos en una banda que va desde los 12,5 US\$/MWh hasta un máximo de 39,1 US\$/MWh, para los bloques horarios de base y punta respectivamente, tal y como se aprecia en el gráfico N° 6.1. Los detalles de los costos marginales se adjuntan en el Anexo N° A.12.



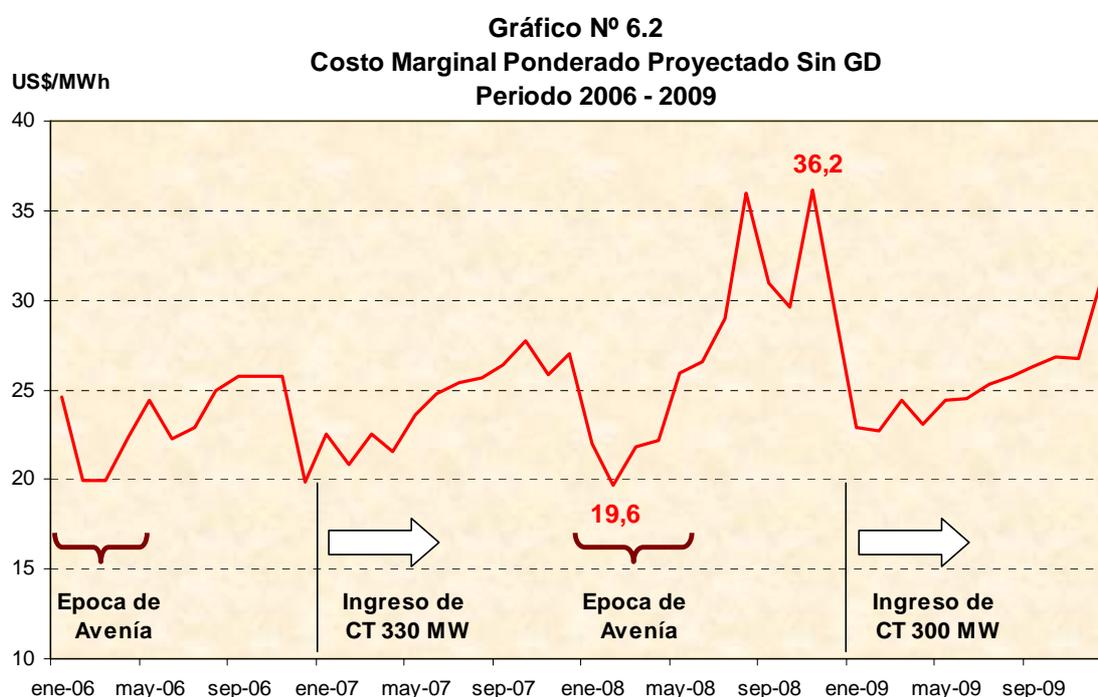
En el gráfico se aprecia claramente que para el Bloque de Base, los costos marginales son relativamente bajos, respecto al Bloque de Punta. Asimismo se observa la tendencia estacional producto de los periodos de Avenía y Estiaje. Por ello en los meses de Julio a Octubre, los costos marginales se incrementan producto de la operación restringida de las centrales hidráulicas debido a la falta de lluvias, lo contrario se observa en el resto de meses del año.

Al efecto de las lluvias, se debe adicionar el efecto de las labores de mantenimiento de las unidades grandes, en dicho caso, periodos prolongados de dichas labores en época de estiaje afectan notoriamente las estimaciones de los costos marginales.

Otro factor de importancia que afecta los costos marginales esta referido a los niveles de demanda mensual de energía y potencia en el SEIN, es este caso se observa de las estadísticas, que los meses de máxima demanda se ubican en los últimos meses del año, siendo un ejemplo de ello el 2004, año en el cual se presentó la máxima demanda en el mes de Diciembre.

Finalmente, se tiene que el crecimiento de la demanda impacta notoriamente en los Costos Marginales, lo cual se encuentra compensado con el ingreso de nuevas unidades de menor costo de operación al sistema, observándose en dicho caso (ingreso de nuevas unidades) que los costos marginales disminuyen, sucediendo lo contrario cuando existen periodos prolongados en los cuales no ingresan unidades.

Lo descrito se observa en los resultados de las proyecciones de los costos marginales ponderados mostrados en el gráfico N° 6.2.



En el caso de los Costos Marginales ponderado se observa una banda de precios que fluctúa entre 19,6 US\$/MWh y 36,2 US\$/MWh, correspondiendo el menor al mes de marzo de 2008 y el máximo a Noviembre del 2008.

6.2.2. Tarifa en Barra

Con los Costos Marginales estimados y haciendo uso de la fórmula descrita en el número 6.1 correspondiente a los criterios, se obtiene la Tarifa en Barra para el horizonte de 4 años (2006 al 2009); asimismo se incorpora en el cuadro N° 6.4 la Tarifa en Barra utilizada en las evaluaciones económicas de las empresas, el cual se ha

calculado con un horizonte de 10 años (2007 - 2016), ello con la finalidad de comparación.

Cuadro N° 6.4
Tarifa en Barra de la Simulación de Despacho sin GD, US\$/MWh

Periodo	Tarifa en Barra
A 4 años	25,02
A 10 años	31,50

Como se observa, existe una clara diferencia, siendo el menor el estimado para el horizonte de cuatro años. Esto se explica en el hecho que entre los años 2006 y 2009 se tiene la entrada de dos centrales térmicas de 330 MW y 300 MW, en los años 2007 y 2009 respectivamente, dichas centrales al utilizar GN como combustibles, tienen costos variables mucho menores que las que operan actualmente en las horas de punta, siendo los costos marginales menores y por ende la Tarifa en Barra menor.

Asimismo, en el caso de la Tarifa en Barra estimada para un horizonte de 10 años, se tiene que en los años finales del horizonte, el nivel de los Costos Marginales es alto, siendo ello una de las razones por la cual la Tarifa en Barra a 10 años es superior.

6.2.3. Estimación de las Facturaciones por Venta de Energía

Determinados los Costos Marginales y la Tarifa en Barra para el horizonte de análisis, en esta parte del documento se presentan estimaciones de las posibles facturaciones por la venta de energía a los usuarios finales.

Para dicho fin se ha considerado calcular la venta bajo tres regímenes, los cuales son los siguientes:

- Venta de toda la energía a Tarifa en Barra
- Venta de toda la energía a Costo Marginal
- Venta del 50% de la energía a Tarifa en Barra y de los restantes 50% a Costo Marginal

Basado en las tres condiciones de análisis propuestos y con la demanda de energía estimada previamente, la cual se muestra en el cuadro N° 6.3, se calculan las posibles facturaciones por venta de energía, mostrándose los resultados de las estimaciones de cada uno de los casos en el cuadro N° 6.5.

Cuadro N° 6.5
Estimación de la Facturación por Venta de Energía en el SEIN
Simulación de Despacho sin GD, miles US\$

Año	Tarifa en Barra	Costo Marginal	50% cada uno
2006	595 729	553 293	574 511
2007	644 882	632 518	638 700
2008	670 678	737 208	703 943
2009	697 505	706 908	702 207
TOTAL	2 608 794	2 629 928	2 619 361

Como se observa, el nivel de facturación total de los cuatro años y considerando la venta solo a Tarifa en Barra es inferior a la venta a Costo Marginal debido a que en los dos años finales la facturación a Tarifa en Barra es menor al Costo Marginal, lo cual influye en las facturaciones total. En este caso se tiene que en los dos primeros años, el Costo Marginal es menor, pero en los dos últimos años ocurre lo contrario, presentándose justo en estos años una mayor demanda de energía lo cual repercute en la facturación.

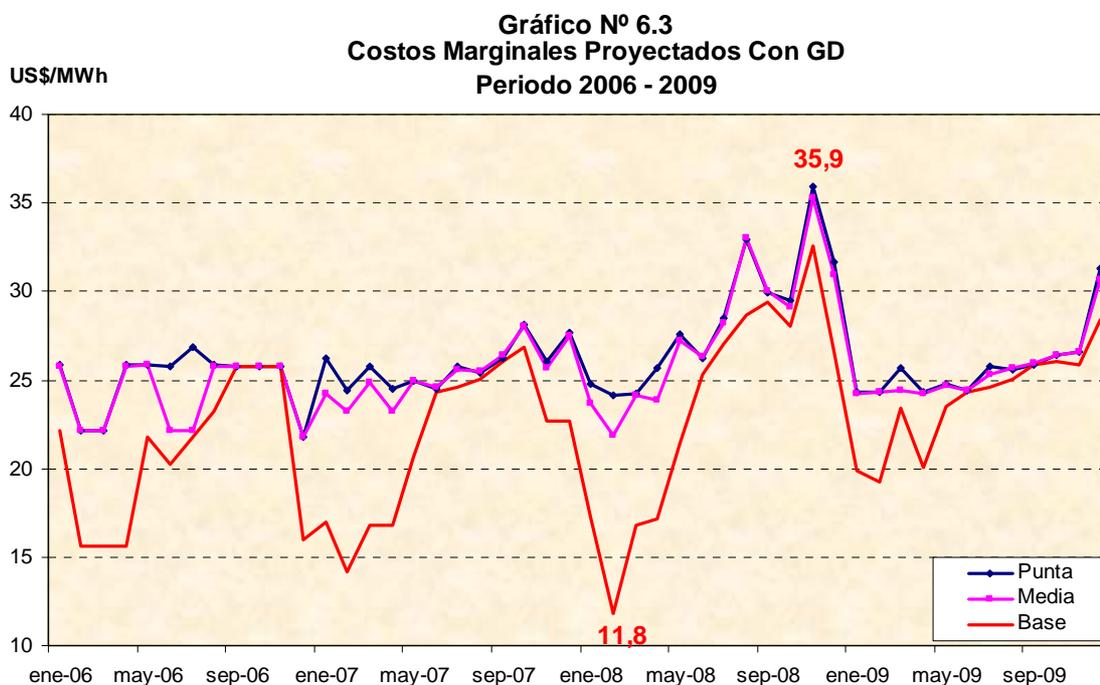
6.3. Simulación de Despacho Económico Con GD

A continuación se presentan los resultados de los Costos Marginales y las Tarifas en Barras de la simulación de despacho considerando el desplazamiento de parte la demanda debido a que las cuatro unidades de GD especificadas asumen dicha demanda.

6.3.1. Costos Marginales

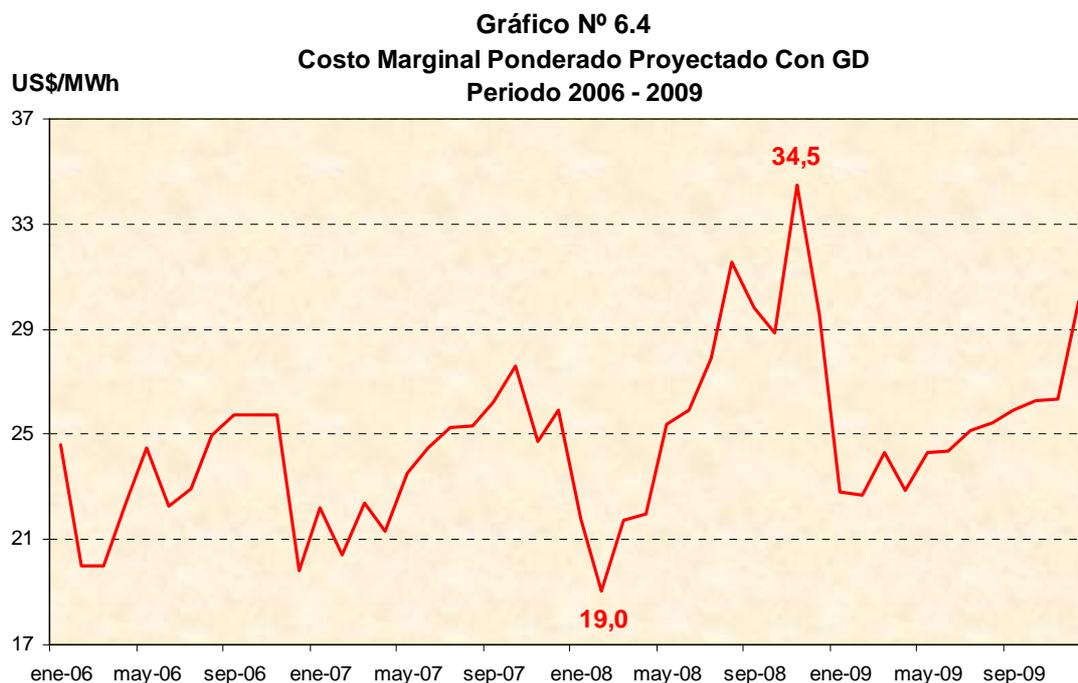
De la simulación efectuada se observa que los costos marginales obtenidos para los 4 años de análisis están comprendidos en una banda que va desde los 11,8 US\$/MWh hasta un máximo de 35,9 US\$/MWh, para los bloques horarios de base y

punta respectivamente. Dichos costos son menores que los estimados sin la GD tal y como se aprecia en el gráfico N° 6.3.



Asimismo, a nivel de costos marginales ponderados, se observa que para el caso del despacho con GD, estos están en la banda de 19 US\$/MWh a 34,5 US\$/MWh, frente a la banda de 19,1 US\$/MWh - 36,2 US\$/MWh del despacho sin GD, siendo por ello el despacho con GD menor en 4,7% respecto del máximo costo marginal ponderado proyectado del despacho sin GD, el cual corresponde al mes de diciembre del 2008.

Lo descrito sobre los resultados de las proyecciones de los costos marginales ponderados es mostrado en el gráfico N° 6.4. Los detalles de los costos marginales ponderados se adjuntan en el anexo N° A.12.



6.3.2. Tarifa en Barra

Con los costos marginales estimados y haciendo uso de la fórmula descrita en los criterios se obtiene la Tarifa en Barra para el horizonte de 4 años (2006 - 2009). También se incluye en el cuadro siguiente la Tarifa en Barra calculada del despacho sin GD y el utilizado en las evaluaciones económicas de las empresas, este último se ha calculado con un horizonte de 10 años, siendo dichos valores los mostrados en el cuadro N° 6.6.

Cuadro N° 6.6
Tarifa en Barra de la Simulación de Despacho con GD, US\$/MWh

Periodo	Tarifa en Barra
A 04 años Con GD	24,65
A 04 años Sin GD	25,02
A 10 años Sin GD	31,50

Como se observa, existe una clara diferencia entre las Tarifas en Barra mostradas, siendo menor la estimada para el despacho con GD. Esto se explica en el hecho que al ingresar las cuatro unidades térmicas de GD, estas desplazan la demanda de las unidades convencionales debido a que asumen sus demandas

internas y asimismo inyectan energía excedentaria al sistema, por lo que la demanda total del SEIN es menor a partir de la entrada en operación de las unidades de GD (entre los años 2007 y 2009).

Dicho desplazamiento de la demanda ocasiona que las unidades caras no sean despachadas, reduciéndose con ello los Costos Marginales del SEIN y por ende la Tarifa en Barra es mucho menor.

Al respecto se comenta que dicho desplazamiento de demanda es equivalente a 25,9 MW de potencia, por lo que ante el ingreso de una mayor cantidad de unidades de GD, la reducción de los Costos Marginales y la Tarifa en Barra también será mayor.

6.3.3. Estimación de las Facturaciones por Venta de Energía

De manera semejante al numeral 6.2.3, se estiman las facturaciones producto de la venta energía eléctrica bajo los tres casos de análisis descritos.

En este caso a diferencia de la facturación en la simulación Sin GD, se consideran los costos marginales obtenidos de la simulación donde se incluye la GD, es decir con el desplazamiento de la demanda la cual es servida ahora por las unidades de GD, siendo en este caso la demanda total del SEIN menor.

Bajo dicha premisa se han estimado las facturaciones por la venta de energía, siendo los resultados de dichas estimaciones los mostrados en el cuadro N° 6.7.

Cuadro N° 6.7
Estimación de la Facturación por Venta de Energía en el SEIN
Simulación de Despacho con GD, miles US\$

Año	Tarifa en Barra	Costo Marginal	50% cada uno
2006	586 795	553 523	570 159
2007	635 211	622 937	629 074
2008	660 620	712 670	686 645
2009	687 044	699 022	693 033
Total	2 569 670	2 588 153	2 578 911

De los resultados se observa algo semejante al despacho Sin GD, es decir el nivel de facturación considerando la venta solo a Tarifa en Barra es inferior a la venta a Costo Marginal debido a que en algunos años la Tarifa en Barra es menor al Costo Marginal, lo cual influye en las facturaciones anuales finales.

Pero respecto a las facturaciones entre los dos despachos, Sin y Con GD, se observa que esta última es menor para los tres regímenes de venta de energía, lo cual nos indica un incremento del bienestar social producto de la entrada en operación de unidades de GD.

6.4. Beneficios Incrementales Cuantificables de la GD

De los despachos realizados, tanto con la inclusión como sin la GD, se puede comentar respecto a los beneficios incrementales cuantificables lo siguiente:

- Las proyecciones de costos marginales para ambos escenarios nos indican que ante la presencia de unidades de GD, los costos marginales tienden a disminuir, tal y como se aprecia en el gráfico N° 6.5 que muestra los costos marginales ponderados para los 48 meses de evaluación (2006 – 2009). En este caso se observa claramente que ante la ausencia de GD, se estima un máximo Costo Marginal de 36,2 US\$/MWh, correspondiente al mes de diciembre del 2008, pero si se incluye la GD, se observa que este valor presenta una disminución a 34,5 US\$/MWh, lo cual representa una reducción del 4,7% respecto del despacho sin GD.



- De lo anterior, efectuado el cálculo de las Tarifas en Barra, se observa que ante el uso de la GD, la Tarifa en Barra disminuye de 25,02 US\$/MWh a 24,65 US\$/MWh, representando ello una reducción del 1,50% respecto de la Tarifa en Barra sin GD, lo cual se aprecia en el cuadro N° 6.8

Cuadro N° 6.8
Variación de la Tarifa en Barra
Simulación de Despachos Con y Sin GD, US\$/MWh

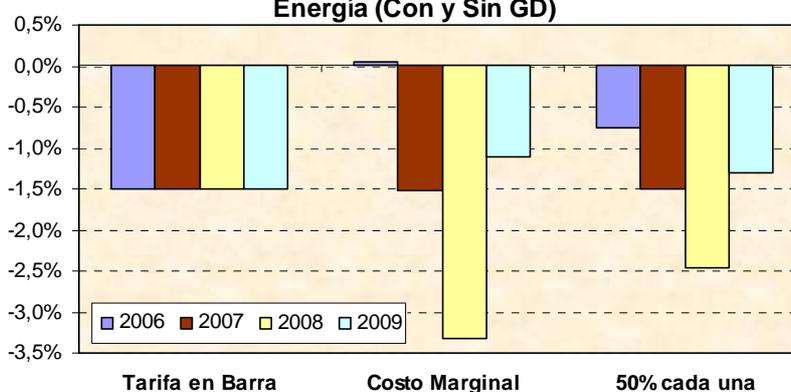
Periodo	Tarifa en Barra	Variación
A 4 años Con GD	24,65	-1,50%
A 4 años Sin GD	25,02	-

- Con dichos Costos Marginales y Tarifas en Barras se estiman y comparan las facturaciones por venta de energía en el SEIN, observándose una clara disminución de los montos facturados ante la entrada en operación de las cuatro unidades de GD definidas. Dichas variaciones porcentuales que están referidas al despacho sin GD se muestran en el cuadro N° 6.9 y en el gráfico N° 6.6.

Cuadro N° 6.9
Variaciones de las Facturaciones por Venta de Energía en el SEIN
Simulación de Despachos Con y Sin GD

Año	Tarifa en Barra	Costo Marginal	50% cada uno
2006	-1,50%	0,04%	-0,76%
2007	-1,50%	-1,51%	-1,51%
2008	-1,50%	-3,33%	-2,46%
2009	-1,50%	-1,12%	-1,31%
Total	-1,50%	-1,59%	-1,54%

Gráfico N° 6.6
Variaciones en las Facturaciones por Venta de Energía (Con y Sin GD)



- Del cuadro y gráfico precedente se observa que considerando la venta de energía sólo a nivel de Tarifas en Barra, la reducción de la facturación es proporcional a la reducción de dicha tarifa, ascendiendo ello al 1,50%. Por otro lado de considerarse la venta de energía sólo a Costo Marginal (lo cual es un ejercicio teórico), se obtendría un ahorro del 1,59% respecto a un escenario sin GD. Finalmente, considerando una mixtura de precios de venta, se obtienen ahorros del orden del 1,54%.

En resumen se observa un claro incremento en el bienestar social producto del uso de las tecnologías de GD en el mercado local, ello asumiendo en primera instancia la puesta en operación de cuatro unidades que en total suman 25,9 MW de potencia instalada.

Por otro lado, como se señala líneas arriba existen otros beneficios que si bien es cierto no son cuantificables o de serlo no se han considerado en el presente documento, vale la pena mencionarlos, sobre ellos se dan mayores luces en el numeral siguiente.

6.5. Beneficios Incrementales No Cuantificables de la GD

Como se comento en el numeral precedente, existen además de los beneficios cuantificables, aquellos que no lo son y otros que no se han calculado en el presente documento debido a que excede los alcances planteados en esta Tesis.

En este caso, se describirán algunos de ellos con la finalidad de brindar un panorama más amplio sobre la GD y sus beneficios, siendo ellos los siguientes:

- Uno de los beneficios que puede ser cuantificado, pero debido a su complejidad se ha obviado del presente documento es el referido a la reducción de las tarifas de Gas Natural producto del incremento del consumo del mismo, ya que debido al tipo de regulación vigente, las tarifas de GN tanto de la Red Principal como de las Otras Redes están relacionados en forma inversa con el nivel de demanda de GN, por ello ante un incremento del mismo, la tarifas se reducirían beneficiando con ello a todos los usuarios de GN, en este caso a las industrias, los comercios y al uso residencial.

Este incremento del consumo de GN sería muy beneficioso, por cuanto a la fecha la demanda real de dicho energético aún está por debajo del consumo proyectado, por lo que el precio del GN actualmente es superior del que se proyecta a inicios del 2003.

En este caso se hace necesario promover el consumo de dicho energético a fin de reducir los precios del GN, dicha promoción debería efectuarse en los diferentes segmentos, sea a nivel industrial, comercial, residencial o vehicular.

- Otro beneficio indirecto del uso de unidades de GD esta referido a la reducción y pronta eliminación de la Garantía de Red Principal - GRP. Se comenta al respecto que en la última regulación del Mayo del 2005, el costo de la GRP esta en el orden de los 37,93 US\$/kW-año (Informe OSINERG-GART/DGT N° 020A-2005), mostrándose su desagregado en el cuadro N° 6.10.

Cuadro N° 6.10
Garantía por Red Principal

Cargo	Peaje Unitario US\$/kW-año	Participación %
GRP de TGP	35,043	58,99%
GRP de GNLC	2,883	4,85%
Total GRP	37,926	63,84%
Peaje Total Conexión SPT	59,404	100,00%

Como se observa, todos los usuarios de energía eléctrica a la fecha están asumiendo el cargo de GRP que representa en total el 63,84% del Peaje Unitario por Conexión al Sistema Principal de Transmisión, lo cual encarece el costo de la energía eléctrica, generándose con ello perjuicios a las empresas industriales, comerciales y a toda la sociedad peruana en su conjunto.

Dicho costo hace que en estos momentos el precio de la potencia sea elevado, lo cual puede revertirse de existir un mayor consumo de GN y con ello lograr reducir y posteriormente eliminar el cargo de GRP.

- Otro factor esta relacionado a la disminución de la tarifas de energía eléctrica, que fue calculado parcialmente en el numeral 6.4. Al respecto se debe aclarar que la estimación realizada corresponde solo a la inclusión de un total de 25,9 MW de potencia instalada correspondiente a la entrada en operación de 4 unidades de GD, lo cual no representa el total del potencial de GD, en ese sentido las disminuciones en los Costos Marginales pueden ser mayores y por ende se tendrían mayores ahorros producto de los menores pagos por consumo de energía eléctrica.
- Un factor que es necesario incluir, esta referido al incremento de las regalías del Estado producto del incremento del consumo de GN. En este caso se observa que el estado percibe regalías producto de la venta del GN, en consecuencia, un incremento en el consumo conlleva a un incremento de ingresos para el fisco y consecuentemente una mayor disposición de recursos para atender a la sociedad.

Dicho incremento en la percepción de regalías no se ve afectado por la disminución del precio del GN, pues dicha disminución esta referido exclusivamente a los pagos por el uso de la Red Principal y las Otras Redes y no al precio del GN en boca de pozo, que es sobre el cual se grava las regalías.

Todos los factores descritos hasta ahora son del tipo económico, pero adicionalmente a ellos, existen otros beneficios de orden técnico que se dan con la incorporación de unidades de GD al SEIN, siendo los principales los siguientes:

- Al hacer uso de unidades de GD, se observa primeramente que la operación de dichas unidades genera modificaciones en los parámetros eléctricos de las zonas colindantes, las cuales fuera de ser un perjuicio presentan beneficios, ello debido a que con la operación de la unidad GD se obtendrán mejores perfiles de tensión de las zonas aledañas, mejorando con ello la calidad de la energía eléctrica.
- Respecto las máximas demandas de potencia, se observa que con la operación de unidades de GD, se presenta una reducción de la máxima demanda en las zonas donde se ha instalado la unidad generadora, generándose con ello el alisamiento del diagrama de carga de la zona.
- Relacionado con lo anterior se observa una reducción de las pérdidas de energía y potencia, debido al menor uso de las redes de distribución producto del desplazamiento de la demanda de la industria hacia la unidad de GD.

Finalmente, se deja para estudios de investigación posteriores el detalle de aquellos beneficios de orden técnico que se han considerado en forma escueta o no se han considerado en el presente documento, debido a que el objeto del presente documento versa fundamentalmente sobre los aspectos económicos y regulatorios.

6.6. Restricciones de Despacho Económico para la GD

De lo analizado en las simulaciones de Despacho Económico del SEIN con la inclusión de las cuatro unidades de GD, existen restricciones en el Despacho Económico del Sistema ante la entrada en operación de dichas unidades.

Dichas restricciones están referidas a la operación de las unidades, pues existe ambigüedad respecto al mecanismo por el cual las unidades de GD entran en operación.

Al respecto se sabe que de acuerdo a nuestra normativa vigente, el COES programa el ingreso de unidades en función a la demanda del SEIN y los costos variables totales de las unidades que integran el SEIN. En este sentido se tiene que las unidades de menores costos variables operan primero, desplazando a las unidades caras.

De lo anterior se desprende que bajo el supuesto que las unidades de GD estén sujetas a la programación del COES, estas unidades no operarían en forma permanente, sino sujeto a la demanda del SEIN y su respectivo costo variable, con ello las empresas se verían perjudicadas en la medida que no se auto-abastecerían de energía eléctrica durante los periodos que lo requirieren, sino que estarían sujetos a las indicaciones del COES.

Por el contrario, de no estar bajo la aplicación de los procedimientos de despacho del COES, las empresas generarían de acuerdo a sus propios requerimientos, sin importar el costo variable de sus unidades ni la demanda del SEIN, en dicho caso de existir excedentes de generación, estos serán inyectados en las redes del distribuidor, desplazando de esta manera parte de la demanda de las unidades convencionales hacia las unidades de GD. En dicho caso, la potencia de las unidades desplazadas correspondería a la potencia de las unidades de GD en operación, variando los Costos Marginales en dicha medida, es decir respecto a los costos variables de las unidades convencionales desplazadas.

Otra restricción respecto al despacho, esta referido a operatividad de las redes de distribución en cuanto al cambio de los sentidos de flujo de la potencia se refiere. En este caso se tiene que las redes de distribución han sido diseñadas tomando como

consideración fundamental el flujo unidireccional de la potencia activa, estando por ello sus dispositivos de protección seleccionados y dimensionados bajo esa premisa. En consecuencia, al ingresar las unidades de GD y de existir excedentes de generación, cierta cantidad de potencia será inyectada a la red, invirtiéndose con ello los flujos, pudiéndose generar fallas en los equipos de control y protección producto de ello. En este sentido, se hará necesaria una revisión de dichos sistemas con la finalidad de evitar posible fallas futuras durante el funcionamiento de la GD, especialmente cuando se inyecte energía a la red.

CONCLUSIONES

De lo analizado y evaluado se concluye lo siguiente:

A. Respecto a las Tecnologías de GD y su aplicación al mercado local

- a) En la actualidad, se tiene que el Perú dispone de ingentes cantidades de GN. Para el aprovechamiento de dicho gas se construyó el ducto que lo transporta desde el yacimiento ubicado en la Región del Cusco hasta la ciudad de Lima y que ya se encuentra comercializando desde la entrada en operación comercial del Proyecto Camisea, en setiembre de 2004 por ello se dispone de este recurso en forma continua.
- b) Debido a la disponibilidad inmediata de GN en Lima y examinando los tipos tecnológicos disponibles en el mercado internacional de GD, se tiene que las tecnologías de más fácil aprovechamiento para la instalación de unidades de GD en Lima son:
 - Turbinas a Gas Natural;
 - Microturbinas; y
 - Motores Reciprocantes a Gas Natural
- c) Dentro de las tecnologías de GD que actualmente están disponibles en el mercado en forma extensa o bien restringida se tienen: a) Turbinas Industriales a Gas Natural, b) Microturbinas a GN, b) Motores Reciprocantes a GN, d) Celdas de Combustible, e) Celdas Fotovoltaicas y f) Turbinas Eólicas.

- d) De ellas, las Turbinas Industriales a GN presentan niveles de eficiencia competitivos, muy cercanos a los de las grandes turbinas convencionales de generación, pero sus niveles de emisión de contaminantes también son significativos, aunque mucho menor que unidades que hacen uso de combustibles fósiles.
- e) En referencia a las Microturbinas, se tiene de forma semejante a las turbinas de gas natural que sus niveles de emisión de contaminantes es significativo en comparación con algunas de las otras tecnologías como las celdas de combustible, las eólica y fotovoltaica pero asimismo es significativamente menor que las tecnologías que hacen uso de combustibles fósiles.
- f) Por otro lado, también las Microturbinas presentan niveles de eficiencia aún inferiores respecto a las grandes turbinas, lo cual dificulta la aplicación de las mismas en el entorno empresarial.
- g) Tanto las Turbinas a GN como las microturbinas, están sujetas a la disponibilidad de fuentes de suministro de gas natural para poder operar, estando por ello condicionadas a la variabilidad de los precios de su fuente de energía.
- h) En el caso de los Motores de Combustión Interna, se tiene una gran flexibilidad de uso en casi cualquier lugar, pero ello depende de su fuente de combustible, por lo que si dicha fuente es GN se pueden presentar restricciones de disposición.
- i) Para el caso de las Celdas de Combustible se tiene que el gran limitante de esta tecnología es su costo de inversión debido a que por ahora sus costos son significativamente elevados en comparación con las otras tecnologías, por ello actualmente su aplicación esta restringido a nivel de investigación y subvencionado parte de la inversión.
- j) Las Celdas Fotovoltaicas si bien es cierto presentan niveles de inversión significativos, estos son usados en forma extensa en sistemas aislados o zonas remotas, en donde no se dispone de acceso a las redes de las distribuidoras. En el caso peruano, se tiene que

muchos pueblos tanto de la sierra como de la selva se suministran de energía haciendo uso de celdas fotovoltaicas.

- k) La Biomasa si bien es cierto representa una gran alternativa de generación eléctrica, se debe disponer de ingentes cantidades de residuos orgánicos que alimente a los digestores, estando por ello restringidos a la disposición de dichos residuos. En este caso es preciso subrayar que se tienen grandes oportunidades con el aprovechamiento de las emanaciones de gases en los rellenos sanitarios de las grandes ciudades.
- l) La tecnología Eólica para la generación de energía eléctrica es usada en forma intensiva en algunos países europeos, tales como España, Alemania, Holanda y otros, en donde se tienen instalados grandes parques eólicos que proveen de energía al sistema eléctrico local. En este caso, las restricciones están referidas al lugar donde se deben instalar las unidades generadoras, debido a que dichas zonas deben disponer de niveles de vientos adecuados y permanentes durante todo el año a fin de asegurar un nivel de generación apropiado.

B. Respecto al Análisis Normativo Internacional

- m) Dentro de los factores de éxito que se observan en los mercados internacionales, se tienen los siguientes:
 - Establecimiento del Marco Normativo sobre el cual se cimenta el funcionamiento de las unidades de GD
 - Normativa técnica clara y específica para la operación de las unidades de GD y su interrelación con los agentes del mercado.
 - Establecimiento de incentivos para la promoción del uso de las tecnologías de GD, en general de tecnologías de generación limpias.
 - Dichos incentivos van desde la subvención de parte de la inversión hasta las primas por la generación de energía con tecnologías limpias.

- Incremento de los niveles de confianza en el suministro de la energía eléctrica, así como de la calidad en los lugares cercanos a los puntos de inyección de la energía de las unidades de GD.
 - Alisamiento de los picos de demanda de potencia producto de la operación de las unidades de GD.
 - Menores niveles de contaminación ambiental producto del uso de tecnologías limpias.
 - Desplazamiento del despacho de unidades térmicas caras y de alto nivel de contaminación debido a que las unidades de GD asumen parte de la demanda del sistema.
 - De lo anterior se desprende una disminución de los costos de la energía eléctrica debido a inyección de parte de las unidades de GD en desmedro del despacho de las unidades más caras.
 - La GD puede surgir como una alternativa a la expansión de los sistemas de distribución y transmisión que representan inversiones considerables y que pueden ser desplazadas en el tiempo.
 - En el caso español se tiene el aseguramiento de la venta de la energía excedentaria a la empresa distribuidora.
- n) Asimismo, respecto de las barreras que se observan en los mercados internacionales se tienen las siguientes:
- Distorsiones en el mercado producto de la aplicación de primas a solo una parte de los agentes, en este caso las unidades de GD.
 - Restricciones respecto a la comercialización de la energía a terceros, no pudiendo la GD vender energía a cualquier usuario dentro de la zona de concesión de la distribuidora, ello en el caso español.

- El tipo de estructura de precios y tarifas de cada sistema condiciona la viabilidad de los proyectos de GD en los diferentes países, habiéndose superado parcialmente dicho punto en el caso de España.
- Restricciones técnicas impuestas a las unidades de GD para que formen parte del programa de incentivos, ello referido principalmente al tipo de tecnología a usar y a los niveles permitidos de contaminación de cada una de las tecnologías consideradas.
- Restricciones para la interconexión al sistema, tanto a nivel técnico como a nivel legal debido a los permisos y regulaciones medioambientales.
- Demora en la aprobación de los proyectos sujetos a incentivos, en el caso del mercado californiano, generando con ello retrasos en las inversiones y expansión del parque generador que hacen uso de tecnologías de GD.
- Mayores incentivos a unidades que hacen uso de combustibles renovables, frente a las unidades que hacen uso de GN como combustibles.

C. Respecto del Análisis Económico

- o) De acuerdo con los resultados obtenidos de las evaluaciones realizadas a las cuatro empresas, las cuales pertenecen a diferentes rubros, se tiene que aquellas empresas que presentan una demanda combinada de energía eléctrica y térmica pueden optar por la GD, pues sus evaluaciones dan resultados satisfactorios, verificándose una alta rentabilidad.
- p) En el caso de empresas con demandas moderadas de energía eléctrica y térmica, se ha observado que las unidades de generación de pequeños tamaños del tipo Microturbinas a GN presentan buenas rentabilidades, pudiéndose concluir por ello, que en aquellas pequeñas empresas donde la demanda de energía eléctrica esta por debajo de los 500 kW, existe la posibilidad de aplicación de unidades de GD con resultados favorables.

- q) Por otro lado, respecto a las unidades de gran tamaño, superiores a los 10 MW, de los resultados obtenidos se observa que en muchos de los casos no resultan rentables operarlos cuando la empresa requiere solo energía eléctrica, debido al bajo aprovechamiento energético de dichas unidades.
- r) Asimismo, las unidades de GD podrían operar con la finalidad de abastecer energía a la red, dejando en segundo plano el suministro de la demanda interna de la empresa, ello de manera semejante a un pequeño generador eléctrico, pero en este caso, debido a la brecha tecnológica con las grandes unidades de generación respecto a los menores niveles de eficiencia que presentan los primeros respecto a los últimos, no se hace completamente rentable el uso de dichas unidades, pues los niveles de rentabilidad obtenidos con las evaluaciones hacen que las TIR's sean superiores pero muy cercanas al 12 %, lo cual también se observa en las Relaciones B/C, que si bien es cierto son mayores que la unidad, pero que están demasiado próximos a ella.
- s) De todo lo anterior se concluye que aún sin ningún tipo de incentivos económicos adicionales para la GD, ésta por si sola demuestra ser rentable en aquellos casos en los cuales se aplica la Cogeneración como mecanismo tecnológico de generación de energía eléctrica y térmica con un máximo aprovechamiento energético del combustible GN.
- t) Lo anterior conlleva a la necesidad de difusión de estas tecnologías en las diferentes empresas e industrias locales, pues no solo las grandes empresas pueden hacer uso de estas tecnologías, sino también aquellas empresas de mediano tamaño que por el tipo de proceso productivo que utilizan, tengan requerimientos de energía eléctrica y térmica.
- u) La principal barrera económica identificada está dada por el precio del Gas Natural. En este caso según las evaluaciones de sensibilidad ejecutadas, muchos de los proyectos inviables considerando un precio del GN como Otros Consumidores se vuelven viables

ante una reducción del precio del GN, es decir cuando se considera como Generador Eléctrico.

C. Respeto del Análisis del Marco Regulatorio Local

- v) Conforme a los resultados de las evaluaciones económicas de las cuatro empresas, la GD presenta resultados favorables en aquellas empresas que hacen uso combinado de energía eléctrica y térmica, por lo que a nivel del marco regulatorio no sería necesaria modificación alguna al respecto, en cuanto a tarifas y precios del GN se refiere, pero ello implicaría una penetración restringida de la GD.
- w) Respecto a aquellas empresas que solamente tienen requerimientos de energía eléctrica, al no resultar viable las evaluaciones económicas efectuadas, debería estudiarse la posibilidad de ofrecer incentivos económicos respecto a la inversión o a la generación de dichas unidades, para ello se deberá evaluar el nivel de subsidios a proporcionar con la respectiva evaluación Costo – Beneficio hacia la sociedad de la aplicación de dichos incentivos.
- x) Otro aspecto a considerar a fin de promover la GD es el referido a la calificación de las unidades de GD bajo el término de Generador Eléctrico a fin de abaratar los precios y tarifas del GN, elevando con ello la rentabilidad de los proyectos hasta hacerlos viables (en el caso que se tenga sólo consumo de electricidad). De manera semejante, esta medida debe estar acompañada de su respectiva evaluación Costo – Beneficio para la sociedad en su conjunto.
- y) Respecto a los mecanismos de comercialización de la energía excedentaria, se presentan cuatro opciones, las cuales son:
 - Como Autoproducción neta
 - Como suministrador a Clientes Libres
 - Como suministrador a Distribuidoras

- Como suministrador incorporado al COES

D. Respecto del Análisis del Despacho del SEIN con GD

- z) Uno de los beneficios que puede ser cuantificado, pero que esta fuera de los alcances de la presente tesis es el referido a la reducción de las tarifas de Gas Natural producto del incremento del consumo del mismo, ya que debido al tipo de regulación vigente, las tarifas de GN tanto de la Red Principal como de las Otras Redes están relacionados en forma inversa con el nivel de demanda de GN, por ello ante un incremento del mismo, la tarifas se reducirían beneficiando con ello a todos los usuarios de GN.
- aa) Otro beneficio indirecto del uso de unidades de GD esta referido a la reducción y pronta eliminación de la Garantía de Red Principal - GRP. Se comenta al respecto que en la última regulación del Mayo del 2005, el costo de la GRP esta en el orden de los 37,926 US\$/kW-año, lo cual representa el 63,84% del Peaje Unitario por Conexión al Sistema Principal de Transmisión, lo cual encarece el costo de la energía eléctrica.
- bb) Un tercer beneficio esta relacionado a la disminución de la tarifas de energía eléctrica, que según los cálculos realizados se redujo en 1,50% ante la inclusión de un total de 25,9 MW de potencia instalada que corresponde a la entrada en operación de 4 unidades de GD, lo cual no representa el total del potencial de GD, en ese sentido las disminuciones en los Costos Marginales pueden ser mayores.
- cc) Un factor que es necesario incluir está referido al incremento de regalías para el Estado como consecuencia del incremento del consumo de GN. En este caso se observa que el Estado percibe regalías producto de la venta del GN, en consecuencia, un incremento en el consumo conlleva a un incremento de ingresos para el fisco y una mayor disposición de recursos para atender a la sociedad.
- dd) Respecto a los beneficios de orden técnico, se tiene que al hacer uso de unidades de GD dentro de la ciudad de Lima, la operación de dichas unidades modifican los parámetros operativos eléctricos de las zonas colindantes, las cuales lejos de ser un

perjuicio representa beneficios, pues se obtendrán mejores perfiles de tensión de las zonas aledañas, mejorando con ello la calidad de la energía eléctrica.

- ee) Respecto las máximas demandas de potencia, se observa que con la operación de unidades de GD, se presenta una reducción de la máxima demanda en las zonas donde se ha instalado la GD, generándose con ello el alisamiento del diagrama de carga de la zona.
- ff) Relacionado con lo anterior se observa una reducción de las pérdidas de energía y potencia, debido al menor uso de las redes de distribución producto del desplazamiento de la demanda de la industria hacia la unidad de GD.

Finalmente sobre el **Reglamento de Cogeneración** emitido mediante Decreto Supremo N° 064-2005-MEM y publicado en el Diario Oficial El Peruano el 29 de diciembre del 2005 se concluye lo siguiente:

- gg) Con la emisión del Reglamento de Cogeneración se ha dado el primer gran paso para promover el uso de una parte de las tecnologías de GD, el referido al uso de Central de Cogeneración.
- hh) Esta aún pendiente la emisión de normativas adicionales a fin de ampliar dicha promoción a otras tecnologías de GD tales como las que usan combustibles renovables e incluso a aquellas que no son sistemas cogenerativos, sino que consumen sólo energía eléctrica, ello con la finalidad de brindar a los agentes del mercado mayores alternativas de suministro eléctrico, asimismo con la finalidad de promover una mayor penetración en el consumo de GN.
- ii) Otro aspecto que aún estaría pendiente es el referido a garantizar la venta de sus excedentes de energía eléctrica al sistema mediante algún mecanismo que le brinde certeza a las unidades Cogenerativas que van poder ubicar sus excedente en el mercado.

RECOMENDACIONES

De lo analizado y en concordancia con las conclusiones se recomienda lo siguiente:

- a) De contemplarse dentro de la política energética del Estado una promoción del consumo de GN, se tiene que no sería necesaria modificación alguna en cuanto al marco normativo vigente se refiere, lo cual contempla la calificación de la GD, las tarifas y precios del GN, ello en concordancia con los resultados de las evaluaciones económicas de las cuatro empresas analizadas, debido a que la GD presenta resultados favorables en aquellas empresas que hacen uso combinado de energía eléctrica y térmica. Lo anterior implicaría una penetración restringida de la GD.
- b) Por el contrario, si la política energética esta orientado hacia una difusión y promoción profunda del consumo de GN, un aspecto a considerar es el referido a la calificación de las unidades de GD bajo el termino de Generador Eléctrico a fin de abaratar los precios y tarifas del GN, elevando con ello la rentabilidad de los proyectos hasta hacerlos viables (en el caso que se tenga solo consumo de electricidad). La evaluación de esta medida debe estar acompañada de su respectiva evaluación Costo – Beneficio para la sociedad en su conjunto.
- c) Asimismo, bajo el marco de promoción del consumo de GN, debería estudiarse la posibilidad de ofrecer incentivos económicos respecto a la inversión o a la generación de las tecnologías de GD, no solo las que usan GN sino también las que usan energías

renovables, para ello se deberá evaluar el nivel de subsidios a proporcionar con la respectiva evaluación Costo – Beneficio hacia la sociedad de la aplicación de dichos incentivos.

d) Los mecanismos a proponer para superar las barreras de suministro identificadas son los siguientes:

- Se debe garantizar en todo momento el suministro eléctrico de respaldo de parte de las distribuidoras a las empresas que apliquen la GD a fin de asegurar dicho suministro en caso de fallas de las unidades de GD.
- Al respecto se requeriría por parte del OSINERG - GART la modificación de las Condiciones de Aplicación Tarifaria de Distribución al Usuario Final, considerándose la variación de los plazos de contratación de la potencia. El plazo sugerido es que la facturación de potencia se realice en forma mensual o bimensual, ello basado en la potencia leída.

e) Respecto a la comercialización de la energía excedentaria se recomiendan fundamentalmente las dos alternativas siguientes:

- La comercialización directa con la distribuidora, tendiendo esta última la obligación de comprar la energía a la GD a precios de Barra de Generación, para lo cual se debe emitir la norma correspondiente.
- La comercialización vía contratos directos con los Clientes Libres ubicados en la misma zona de concesión de distribución que la GD, en este caso los precios sugeridos estarían basados en un acuerdo de partes entre dichos agentes.

f) Para ser considerados como GD y estar sujetos a los beneficios correspondientes, las unidades de generación deberían cumplir los siguientes requisitos:

- Aquellas tecnologías de GD con potencias inferiores al 0,5% de la Potencia instalada en el Sistema Interconectado Nacional.

- Las instalaciones que hagan uso efectivo de GN dentro de su proceso de generación de energía eléctrica.
 - Es recomendable que los procesos de generación de energía eléctrica basados en GD contemplen además la generación de calor bajo el proceso de Cogeneración.
 - Los niveles de eficiencia de las unidades implementadas deberán de ser competitivas dentro de sus similares, no permitiéndose el uso de unidades que traigan consigo excesivas pérdidas energéticas.
 - Los niveles de emisiones de las unidades deberán ser mínimos, no permitiéndose aquellas unidades con altos niveles de emisiones de contaminantes.
- g) Finalmente sobre la emisión reciente del **Reglamento de Cogeneración**, se debería emitir la norma que contemple la venta de excedentes de las unidades cogenerativas a través de la distribuidora local, tal como se ha propuesto en el literal e), lo cual aunado a las alternativas ya planteadas en dicho reglamento referidas a la venta a los usuarios del mercado libre y a través del Mercado Spot del COES, brindaría una mayor certeza a dichas unidades sobre la ubicación de su energía excedentaria en el sistema.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, Perú
- Decreto Supremo N° 009-93-EM, Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, Perú
- Resolución OSINERG N° 006-2005-OS/CD, Perú
- Resolución OSINERG N° 097-2004-OS/CD, Perú
- Resolución OSINERG N° 082-2003-OS/CD, Perú
- Resolución OSINERG N° 084-2005-OS/CD, Perú
- Ley 54/1997, Ley del Sector Eléctrico, España
- Real Decreto-Ley 6/2000, España
- Real Decreto 2019/1997, España
- Real Decreto 2818/1998, España
- Real Decreto 841/2002, España
- Real Decreto 1433/2002, España
- Directiva 2001/77/CE, Parlamento Europeo
- Directiva 2004/8/CE, Parlamento Europeo
- Assembly Bill 970 – AS 970, Estado de California, Estados Unidos de Norteamérica
- Decisión 01-03-073, Estado de California, Estados Unidos de Norteamérica
- Decisión 02-09-051, Estado de California, Estados Unidos de Norteamérica
- Decisión 04-12-045, Estado de California, Estados Unidos de Norteamérica