ESCUELA DE POSTGRADO
UNIVERSIDAD SAN IGNACIO DE LOYOLA

PROYECTO DE INVESTIGACIÓN GERENCIAL APLICADO

“ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA CONSTRUCCIÓN DE UNA CENTRAL TERMOELÉCTRICA A GAS NATURAL”

**ANÍBAL F. GALLO VALDIVIEZO
EDSON J. ALIAGA TABRAJ
KARINA D. CHÁVEZ BREÑA
LUIS PACHECO SEIKO**

**EXECUTIVE MBA
VIGÉSIMO PRIMERA PROMOCIÓN
2003 - I**

ESCUELA DE POSTGRADO
UNIVERSIDAD SAN IGNACIO DE LOYOLA

**PROYECTO DE INVESTIGACIÓN
GERENCIAL APLICADO**

**“ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA
CONSTRUCCIÓN DE UNA CENTRAL
TERMOELÉCTRICA A GAS NATURAL”**

**ANÍBAL F. GALLO VALDIVIEZO
EDSON J. ALIAGA TABRAJ
KARINA D. CHÁVEZ BREÑA
LUIS PACHECO SEIKO**

**EXECUTIVE MBA
VIGÉSIMO PRIMERA PROMOCIÓN
2003 - I**

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA
CONSTRUCCIÓN DE UNA CENTRAL
TERMOELÉCTRICA A GAS NATURAL**

RESUMEN EJECUTIVO

Actualmente la gran expectativa generada por la explotación del gas proveniente de Camisea ha despertado el interés de las empresas eléctricas a desarrollar nuevos proyectos y adaptaciones de las centrales térmicas para su funcionamiento a gas natural. Para lo cual una empresa actualmente en funcionamiento cuya fuente de producción viene a ser el recurso hídrico y que se denominará “*La Empresa*” en adelante, tiene gran interés en la instalación y operación de centrales térmicas para mejorar la disponibilidad de capacidad de producción a lo largo del año. El interés en instalar una planta térmica a gas natural ha motivado el desarrollo del presente Proyecto Gerencial Aplicado que busca identificar las ventajas y riesgos sobre este tipo de inversiones en el ámbito actual de la generación de electricidad en el Perú.

El crecimiento actual de la demanda permite identificar la necesidad de nuevas plantas más eficientes con la finalidad de mantener o reducir las tarifas eléctricas, y basados en la proyección de la demanda y los proyectos de inversión de nuevas centrales presentados por las empresas de generación eléctrica, se ha desarrollado el estudio para determinar la oportunidad que “*La Empresa*” tiene para desarrollar su proyecto, todo ello partiendo de análisis computacionales exclusivos de este sector para determinar la proyección de la oferta, demanda y precios. Los estudios de localización e ingeniería de la nueva planta indicaron la necesidad de ubicarla en la zona costera del país, entre Pisco y Ventanilla por disponibilidad de la tubería de gas y el requerimiento de fuertes cantidades de agua.

La Empresa actualmente cuenta con deuda a largo plazo proveniente del primer programa de emisiones de bonos realizada en el año 2003, lo cual lo ha condicionado al cumplimiento de coberturas. Por lo que la elección de la mejor alternativa de inversión se ha basado tanto en aspectos técnicos, cumplimiento de coberturas de la empresa en forma global, rentabilidad propia del proyecto y acceso al sistema financiero. Dando como resultado la instalación de una planta de Generación Térmica a gas con una capacidad total de 347 MW ejecutado por etapas. La primera etapa entraría en operación el 2008 y consta de la instalación de 1 grupo a gas de 119 MW para operar mediante el sistema de ciclo abierto, la segunda etapa entraría en operación el 2010 y consta de la instalación de 1 grupo a gas de 119 MW de iguales características a la anterior, y la tercera etapa entrará en servicio en el 2012 y consta de la instalación de 1 grupo a vapor de 109 MW en ciclo combinado con los grupos anteriores.

El proyecto tiene una TIR financiera de 13.52% y requiere de una inversión total de US \$ 251 millones, para lo cual se plantea la siguiente estructura de financiamiento; un segundo programa de emisión de bonos por US\$ 100 millones, un aporte de capital de los accionistas de US\$ 100 millones, y un préstamo de US \$ 49 millones del sistema financiero, todo ello de acuerdo a las etapas de inversión previstos en el estudio, la diferencia será cubierta por el autofinanciamiento de la misma planta.

Sin embargo existen riesgos críticos en el aspecto de la disponibilidad del gas de Camisea, tanto por la capacidad futura de la tubería de abastecimiento, como por la comercialización no racional de los recursos gasíferos actualmente confirmados y explotados, que pondrían en riesgo la operación futura de la planta y por tal su rentabilidad, dado que son

inversiones intensivos en capital y de periodos de 30 años de vida. Por lo que es necesario que empresas que estén interesadas en ejecutar sus proyectos establezcan condiciones previas con el Estado para garantizar la disponibilidad del gas natural en años futuros, ya que es el Estado el primer promotor de la comercialización local y exportación del gas.

La adecuación para cumplir con las normas de impacto ambiental y los proyectos sociales para establecer un ambiente adecuado dentro de la comunidad en la cual será instalada la planta se encuentran previstos dentro de la inversión que deberá realizar *La Empresa*.

DEDICATORIAS

Luis Pacheco Seiko

Toda empresa logra sus objetivos si cuenta con los recursos necesarios y las estrategias adecuadas.

... A mi familia, el mejor equipo de trabajo del mundo: Achito y Patty.

Karina Chávez Breña

Dedico este trabajo a mi esposo por ser fuente de inspiración en mi vida, y compañero en esta aventura profesional.

Edson Aliaga Tabraj

A mis tres tesoros, mi esposa y mis dos hijas.

Aníbal Gallo Valdiviezo

A mis padres y hermanos.

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a quienes nos apoyaron de manera incondicional en la concepción y el desarrollo del proyecto, y de manera especial a nuestros amigos y Maestros:

Mario Cañedo

Gino Doderó

José Chou

Horacio Barrios

Rodolfo Cramer

CDI

... a todos aquellos que con el aporte de sus conocimientos e información formaron parte del desarrollo de este proyecto que cierra un capítulo profesional más en nuestras vidas.

... y a nuestras familias por su apoyo y comprensión en esta etapa de desarrollo profesional, y ser nuestra principal motivación para ser cada día mejores.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN.....	22
CAPÍTULO I.....	28
1. GENERALIDADES.....	28
1.1.El ambiente.....	29
1.1.1. Ambiente político y económico.....	29
1.1.2. Marco legal y tributario.....	30
1.1.3. Sistema eléctrico nacional.....	30
1.2.Problemas y oportunidades.....	31
1.2.1. Problemas.....	31
1.2.2. Oportunidades.....	39
1.3.Objetivos.....	43
1.3.1. Objetivo general.....	44
1.3.2. Objetivo específico.....	44
1.4.Limitaciones.....	44
1.4.1. Incertidumbre del entorno macroeconómico.....	44
1.4.2. Oferta de la energía eléctrica por encima de la demanda.....	45
1.4.3. Incertidumbre de las políticas del estado en el sector eléctrico.....	46
1.4.4. Factibilidad técnica y económica en la construcción de centrales de generación de energía eléctrica.....	47
1.5.Premisas del proyecto.....	48
1.5.1. Técnicas	49
1.5.2. Financiamiento.....	50
1.6.Perfil de la empresa.....	51
CAPÍTULO II.....	57
2. ESTUDIO DE MERCADO.....	57

2.1.Definición de producto.....	57
2.2.Demanda.....	58
2.2.1. Mercado de servicio público o mercado regulado.....	60
2.2.2. Mercado libre.....	63
2.3.Oferta.....	70
2.3.1. Fuerzas competitivas de la industria de generación eléctrica.....	71
2.3.2. FODA de la industria de generación eléctrica.....	79
2.4.Comercialización y precio.....	80
2.4.1. Comercialización.....	81
2.4.2. Selección de segmento de mercado.....	87
2.4.3. Perfil de consumidor tipo y sus variantes.....	92
2.4.4. Estrategia comercial.....	94
2.4.5. Análisis de precios.....	96
2.5.Canal de distribución.....	104
CAPÍTULO III.....	106
3. CAPACIDAD DE PLANTA.....	106
3.1.Proyección oferta - demanda.....	106
3.1.1. Proyección de la oferta.....	106
3.1.2. Proyección de la demanda.....	113
3.2.Balance oferta y demanda.....	119
3.2.1. Cálculo de capacidad de planta.....	121
3.2.2. Alternativas de capacidad de planta.....	122
3.2.3. Elección de capacidad de planta.....	125
CAPÍTULO IV.....	128
4. LOCALIZACIÓN DE PLANTA.....	128
4.1.Ruta del gasoducto.....	128
4.2.Sistema eléctrico 220 kV – costa centro.....	129
4.3.Consideraciones para localización de planta.....	130

4.3.1. Minimización de los costos de operación y mantenimiento	131
4.3.2. Minimización de los costos de inversión.....	133
4.3.3. Inspección técnica	133
4.4.Evaluación de factores locacionales y ubicación de planta.....	135
4.5.Impacto socio - ambiental	139
4.5.1. Características generales.....	140
4.5.2. Residentes.....	140
4.5.3. Problemas sociales.....	140
4.5.4. Impactos y planes de contingencia.....	141
CAPÍTULO V.....	152
5. INGENIERÍA DEL PROYECTO.....	152
5.1. Estudio de ingeniería	152
5.1.1. Estudios preliminares.....	152
5.1.2. Modelamiento de procesos operativos – selección de tecnología.....	158
5.1.3. Modelamiento de procesos de coordinación operativos.....	163
5.1.4. Requerimiento de terreno.....	166
5.1.5. Equipamientos.....	167
5.1.6. Determinación de la capacidad operativa.....	183
5.1.7. Selección capacitación y entrenamiento de colaboradores	185
5.1.8. Selección evaluación y seguimiento de proveedores...	185
5.2. Estimación de costos.....	187
5.2.1. Costos de instalaciones.....	187
5.2.1. Costos operativos fijos y variables.....	189
5.3. Resumen de resultados.....	192

CAPÍTULO VI.....	195
6. ASPECTOS ORGANIZACIONALES.....	195
6.1. Características de la cultura organizacional.....	195
6.1.1. Visión.....	195
6.1.2. Misión.....	196
6.1.3. Valores.....	196
6.1.4. Objeto social.....	197
6.1.5. Políticas.....	197
6.1.6. FODA de la empresa	198
6.2. Determinación de las ventajas competitivas críticas	199
6.3. Diseño de la estructura organizacional	200
6.4. Diseño de los perfiles de puestos clave	215
6.5. Paquete remunerativo	225
CAPÍTULO VII.....	229
7. ASPECTOS FINANCIEROS.....	229
7.1. Inversión y financiamiento	229
7.1.1. Inversiones.....	229
7.1.2. Evaluación financiera de las alternativas	233
7.1.3. Financiamiento y estructura de capital.....	236
7.1.4. Amortizaciones.....	247
7.1.5. Estructura de capital.....	247
7.2. Planificación financiera.....	253
7.2.1. Presupuesto base (inflación y devaluación)	254
7.2.2. Proyección de estados financieros de la empresa.....	254
7.3. Centros de costos	255
7.4. Presupuesto de inversión.....	256
7.4.1. Inversiones.....	256
7.4.2. Gastos pre-operativos.....	257
7.4.3. Capital de trabajo	261

7.5. Presupuesto de resultados del nuevo proyecto.....	265
7.5.1. Presupuesto de ventas	265
7.5.2. Presupuesto de producción	271
7.5.3. Presupuesto de costos producción	272
7.5.4. Presupuesto de compras	275
7.5.5. Presupuesto de gastos administrativos	276
7.5.6. Presupuesto de ventas y marketing	278
7.5.7. Presupuesto y gastos financieros	278
7.6. Ingresos y egresos marginales del proyecto.....	278
7.6.1 Cuenta del balance general.....	278
7.6.2 Flujo de caja marginal proyectado.....	281
7.6.3 Estado de pérdidas y ganancias marginal proyectado...	282
7.7. Evaluación financiera y del riesgo.....	283
7.7.1 Evaluación de rentabilidad.....	284
7.7.2 Evaluación de riesgo y análisis de sensibilidad.....	286
7.7.3 Evaluación cualitativa.....	291
7.7.4 Gas de Camisea.....	291
CAPÍTULO VIII.....	300
8. IMPACTO AMBIENTAL.....	300
8.1. Legislación y normatividad	300
8.1.1. Leyes y normas	300
8.1.2. Estudio de impacto ambiental	304
8.2. Central térmica de gas natural.....	304
8.2.1. Proceso de producción	305
8.2.2. Efectos sobre el medio ambiente	307
8.2.3. Medidas de protección	314
8.3. Línea de transmisión	318

8.3.1. Efectos sobre el medio ambiente	318
8.3.2. Medidas de protección	326
CAPÍTULO IX.....	328
9. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	328
9.1. Conclusiones.....	328
9.2. Recomendaciones.....	331

ÍNDICE DE CUADROS

Cuadro 2.1:	Tasa de crecimiento anual (%) periodo 2003 – 2012	73
Cuadro 2.2:	FODA de la oferta.....	80
Cuadro 2.3:	Clientes libres de empresas generadoras	89
Cuadro 2.4:	Contratos con clientes	91
Cuadro 2.5:	Ingresos marginales mínimos estándares por tipo de central.	99
Cuadro 2.6:	Datos suministrados al modelo matemático PERSEO para el cálculo de precios en barra	100
Cuadro 2.7:	Costo marginal promedio mensual del SEIN	101
Cuadro 2.8:	Costos marginales.	102
Cuadro 2.9:	Líneas de sistema principal de transmisión.	104
Cuadro 3.1:	Potencia efectiva centrales eléctricas (en kW)	107
Cuadro 3.2:	Potencia efectiva empresas generadoras al 2004 (En kW)	108
Cuadro 3.3:	Energía producida en el SEIN	109
Cuadro 3.4:	Programa de obras de generación	111
Cuadro 3.5:	Cargas especiales y cargas incorporadas : 2005-2014 (En GWh)	117
Cuadro 3.6:	Evolución de la demanda máxima del SINAC....	121

Cuadro 3.7:	Consideraciones para la elección del tamaño de Planta	124
Cuadro 4.1:	Precios máximos y tarifas para el gas de Camisea (En USS/MPC)	131
Cuadro 4.2:	Evaluación de alternativas de localización	136
Cuadro 4.3:	Nota a las alternativas de localización.....	138
Cuadro 5.1:	Cronograma de ejecución del proyecto	156
Cuadro 5.2:	Tabla de conductores de diversos calibres.	177
Cuadro 5.3:	Resumen de alternativas de turbinas y generadores a gas.	186
Cuadro 5.4:	Programa de mantenimiento	190
Cuadro 5.5:	Costo de mantenimiento grupo	190
Cuadro 5.6:	Costo de mantenimiento	191
Cuadro 6.1:	FODA de la empresa.....	199
Cuadro 6.2:	Perfil del puesto de gerente general	216
Cuadro 6.3:	Perfil del puesto de gerente de operaciones	218
Cuadro 6.4:	Perfil del puesto del subgerente de seguridad y medio ambiente	221
Cuadro 6.5:	Perfil del puesto del subgerente de comercialización	224
Cuadro 6.6:	Remuneración del puesto de subgerencia de operaciones	226
Cuadro 6.7:	Remuneración del puesto de la sección de líneas de transmisión	226
Cuadro 6.8:	Remuneración del puesto de la sección de subestaciones	227
Cuadro 6.9:	Remuneración del puesto de la sección de planta	227
Cuadro 6.10:	Remuneración del área de medio ambiente	227

Cuadro 6.11:	Desagregado de beneficios sociales	228
Cuadro 7.1:	Evaluación de alternativas de inversión.	235
Cuadro 7.2:	Estructura de financiamiento - usos.	236
Cuadro 7.3:	Estructura de Financiamiento – fondos.	236
Cuadro 7.4:	Costos ligados a la emisión de bonos	239
Cuadro 7.5:	Costo financiero de los bonos.....	241
Cuadro 7.6:	Costos ligados al préstamo bancario.....	242
Cuadro 7.7:	Costo financiero del préstamo bancario.....	243
Cuadro 7.8:	Concentración de créditos bancarios, por sectores.	251
Cuadro 7.9:	Indicadores macroeconómicos.	254
Cuadro 7.10:	Detalle de costos de inversión del proyecto.....	257
Cuadro 7.11:	Gastos de gestión pre-operativos.....	258
Cuadro 7.12:	Detalle de gastos de arranque y pruebas.....	260
Cuadro 7.13:	Gastos de arranque y puesta en marcha.....	260
Cuadro 7.14:	Impuestos.....	261
Cuadro 7.15:	Costos financieros.....	261
Cuadro 7.16:	Capital de trabajo inicial.....	263
Cuadro 7.17:	Renovación de contratos a clientes libres.....	268
Cuadro 7.18:	Análisis de variación de los ingresos-egresos.....	270
Cuadro 7.19:	Estructura de costos de producción.....	273
Cuadro 7.20:	Costo promedio ponderado de capital.....	284
Cuadro 7.21:	Probabilidad de ocurrencia.	288
Cuadro 7.22:	Análisis de sensibilidad por variación de la inversión.	289
Cuadro 7.23:	Análisis de sensibilidad por variación de ingresos.	290
Cuadro 7.24:	Reservas de gas natural.....	296
Cuadro 8.1:	Estándares nacionales de calidad ambiental de aire.	301

Cuadro 8.2:	Estándares nacionales de calidad ambiental para ruido.	302
Cuadro 8.3:	Estándares nacionales de calidad ambiental para radiaciones no ionizantes.	303
Cuadro 8.4:	Límites máximos permisibles de efluentes líquidos para las actividades de electricidad.	304
Cuadro 8.5:	Emisiones potenciales de las centrales térmicas...	307
Cuadro 8.6:	Concentraciones de contaminantes masivos en el humo sin tratar.	308

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1.1:	Inversión en generación y demanda eléctrica (En variaciones porcentuales).....	33
Gráfico 2.1:	Venta de energía eléctrica: 2003 (En MW-h)	59
Gráfico 2.2:	Venta de energía eléctrica en el mercado regulado: 2003 (En MW-h)	61
Gráfico 2.3:	Consumo energía eléctrica en el mercado regulado: 1985-2003 (En GW-h)	63
Gráfico 2.4:	Participación del consumo de energía en el mercado libre por sector	64
Gráfico 2.5:	Consumo energía eléctrica en el mercado de clientes libres: 1985-2003 (En GW-h)	65
Gráfico 2.6:	Ventas por actividad económica.	90
Gráfico 2.7:	Número de clientes libres por actividad.	90
Gráfico 2.8:	Consumos Southern Peru Cooper Corporation	93
Gráfico 3.1:	Potencia efectiva SEIN por tipo de combustible (En kW)	107

Gráfico 3.2:	Potencia efectiva SEIN por empresa generadora (En kW)	109
Gráfico 3.3:	Energía producida en el SINAC	110
Gráfico 3.4:	Proyección de la oferta de capacidad energética en el SEIN (MW)	112
Gráfico 3.5:	Proyección de la demanda de energía total: 2005-2014 (en GWh)	118
Gráfico 3.6:	Balance oferta – demanda : 2004 – 2014 (en MW)	120
Gráfico 3.7:	Diagrama de carga del día de máxima demanda Anual	122
Gráfico 3.8:	Criterio marginalista para cubrir la demanda.	124
Gráfico 3.9:	Tendencia de precios marginales promedio anual considerando las cinco alternativas.....	125
Gráfico 4.1:	Peaje por gasoductos.	132
Grafico 7.1:	Fecha de renovación de contratos.....	268
Grafico 7.2:	Sistema de asignación de costos administrativos de la empresa	277
Gráfico 7.3:	Bloque 88 reserva vs remanda local: 2004-2040.....	293
Gráfico 7.4:	Pronóstico de la demanda local de gas natural: 2004-2020	294
Gráfico 7.5:	Sistema de transporte del gas de Camisea.	298
Gráfico 7.6:	Demanda de gas natural vs capacidad de la tubería: 2004-2040.	299

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 4.1:	Ruta del gasoducto Camisea – Lima.....	129
Figura 4.2:	Sistema eléctrico costa centro.	129

Figura 4.3:	Alternativas de localización y rutas de gasoductos y líneas de transmisión	137
Figura 5.1:	Generación de energía eléctrica con ciclo Simple.	161
Figura 5.2:	Generación de energía eléctrica con ciclo combinado.	161
Figura 5.3:	Proceso de transmisión de energía.	162
Figura 5.4:	Proceso operativo de producción de energía.	163
Figura 5.5:	Operaciones de generación de energía eléctrica...	165
Figura 5.6:	Lay out de una planta generadora a gas de ciclo combinado.	168
Figura 5.7:	Lay Out 1.	170
Figura 5.8:	Diagrama unifilar proyecto C.T. Las Arenas.	172
Figura 5.9:	Plano de perfil C.T. Las Arenas.	174
Figura 5.10:	Plano de perfil ampliación S.E. Independencia....	174
Figura 5.11:	Distancia entre estructuras	176
Figura 5.12:	Lay Out 2	178
Figura 5.13:	Lay Out 3	179
Figura 5.14:	Lay Out 4	180
Figura 5.15:	Lay Out 5	182
Figura 6.1:	Organigrama de la empresa	203
Figura 6.2:	Organigrama de la nueva unidad de negocio de la empresa	204

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1:	Diferencias básicas entre centrales térmicas e hidráulicas.....	48
Tabla 7.1:	Análisis de sensibilidad.	288

ANEXOS

Anexo 1:	Variaciones de Producción de energía hidráulica y térmica, tarifas, costos marginales y precios de los principales combustibles utilizados en la generación de energía eléctrica.	333
Anexo 2 :	Venta de energía eléctrica por departamento: 2003	344
Anexo 3 :	Venta de energía eléctrica por departamento: 2003 (en MW-h)	345
Anexo 4 :	Ranking de consumo de energía eléctrica: junio 2004...	346
Anexo 5 :	Escenario base producto bruto interno por sector económico.	347
Anexo 6 :	Metodología de proyección de la demanda elaborada desarrollada para el COES.	348
Anexo 7 :	Proyección de la demanda de energía total : 2005-2014 en (GWh)	349
Anexo 8 :	Procedimientos administrativos ante la Dirección General de Asuntos Ambientales.....	350
Anexo 9 :	Resumen: Ley de Procedimiento Administrativos.....	354
Anexo 10 :	Descripción de los principales equipos de la planta de generación de energía eléctrica a gas.	357
Anexo 11 :	Factibilidad de compra de terreno para la construcción de la planta.	358
Anexo 12 :	Desarrollo de la evaluación económica y de los estados financieros de la empresa y del proyecto para la alternativa N°1.	359
Anexo 13 :	Desarrollo de la evaluación económica y de los estados financieros de la empresa y del proyecto para la alternativa N°2.	371

Anexo 14 : Desarrollo de la evaluación económica y de los estados financieros de la empresa y del proyecto para la alternativa N°3.	383
Anexo 15 : Desarrollo de la evaluación económica y de los estados financieros de la empresa y del proyecto para la alternativa N°4.	395
Anexo 16 : Desarrollo de la evaluación económica y de los estados financieros de la empresa y del proyecto para la alternativa N°5.	421
Anexo 17 : Texto concordado de la ley general del sistema finan- ciero y del sistema de seguros y orgánica de la super- intendencia de banca y seguros - ley N° 26702.....	433
Anexo 18 : Asignación de costos indirectos.	453
Anexo 19 : Análisis de costos de gestión personal.....	466
Anexo 20 : Modelo de encuestas	469
GLOSARIO	480
BIBLIOGRAFÍA	494
REFERENCIAS ELECTRÓNICAS	495

INTRODUCCIÓN

El objetivo principal del presente proyecto gerencial aplicado, al cual hemos denominado “Estudio de Factibilidad para la Construcción de un central termoeléctrica a Gas Natural”, consiste en determinar factibilidad económica y técnica para la construcción de una Central Termoeléctrica que funcione a base de Gas Natural proveniente de Camisea, bajo las condiciones financieras de una empresa en funcionamiento actualmente en el mercado de generación eléctrica del Perú. El gas será provisto por la empresa Pluspetrol¹.

El crecimiento de la demanda de energía eléctrica y el interés de las empresas de generación eléctrica de instalar nuevas plantas en el Perú demandan un análisis más exhaustivo de la oportunidad que tienen los inversionistas de rentabilizar sus inversiones bajo sus exigencias. La empresa interesada en desarrollar este estudio y cuya información es parte del plan elaborado tiene una estructura financiera para la cual el nuevo proyecto debe ser capaz de crear valor, así como cumplir con los compromisos previamente adquiridos por la empresa.

La factibilidad del proyecto viene dado por la factibilidad conjunta técnica, económica y financiera, tanto por la disponibilidad de recursos, acceso al mercado financiero y generación de flujos de caja que generen una rentabilidad tentadora para el inversionista.

¹ Pluspetrol es la empresa que desarrolla las actividades de explotación de gas natural y licuado de Camisea, que a través de dos tuberías instaladas hacia Lima las cuales son administradas por la empresa TGP, abastecen de gas a la grandes industrias, generadoras eléctricas, estaciones de servicios de gas para transporte y residencias.

Si bien el proyecto tiene riesgos propios generados por la competencia, demanda, políticas de Estado, etc., existe un riesgo que en el corto plazo es posible que muy pocos estén evaluando y que se podría dar en el mediano y largo plazo. El riesgo viene dado que, los principales consumidores de gas natural en el país son las centrales de generación térmica, y la inversión intensiva en este sector y el interés de exportación del gobierno podría traer consigo el riesgo de quedar sin el insumo de producción, en menor tiempo que el periodo de vida del proyecto, estimado en 30 años. Las empresas deben buscar mecanismos para establecer estrategias claras del uso actual y futuro de las reservas de gas de acuerdo a la disponibilidad de recursos confirmados y explotaciones de nuevos pozos con fines de aumentar la demanda de comercialización de gas.

La inversión producto de la implementación la planta no solo incluye los costos propios de los equipos, mano de obra, terrenos, etc., necesarios para producir energía eléctrica, sino que también incluye costos para la realización de proyectos de inversión en adecuación de programas de medio ambiente y de desarrollo social que son inherentes a este tipo de inversiones. La experiencia ha demostrado que el oportunismo político forma parte “natural” de estos proyectos de inversión y por tal deben ser considerados en el presupuesto. Adicional a ello, y tomando como base la crisis energética chilena, la dependencia de un insumo como el gas, proveniente de una sola fuente (Camisea), y dependiente por medio de regulaciones de un solo ente (el Estado) hacen un frágil la inversión y el futuro del Sistema Eléctrico Nacional, por lo que el inversionista debe ser capaz de diversificar su riesgo desarrollando más proyectos a base de energía renovable, y que la planta de generación térmica sea capaz de adaptarse en un plazo corto para trabajar con otros combustibles, en este

caso es típico la adaptación al uso de diesel, reduciendo así el riesgo de quedarse incapacitado de operar y producir energía por escasez, o problemas de abastecimiento de gas.

La relación que se establezca con las autoridades y comunidad en la cual se instalará la planta determinarán en gran parte que el proyecto se desarrolle dentro del presupuesto y periodos establecidos en el cronograma de inversión, por ello un plan de integración a la comunidad por parte de la empresa consultora que desarrolle el estudio final será fundamental para iniciar las obras de construcción

En base a los objetivos y expectativa del proyecto, hemos estructurado el presente trabajo de la siguiente manera:

El capítulo 1, denominado generalidades, nos introduce en el ambiente político y económico, nos da una perspectiva del marco legal y tributario, y nos introduce en el funcionamiento del Sistema Eléctrico Nacional. En el podemos observar los problemas y oportunidades que tiene un inversionista en el sector de generación de energía eléctrica bajo el contexto del mercado actual y perspectivas futuras. Se establecen los objetivos generales y específicos así como las limitaciones y premisas técnicas y económicas para la construcción de centrales térmicas de generación de electricidad. El desarrollo del proyecto está a cargo de una empresa en funcionamiento actualmente es este mercado y por tal se ha desarrollado el perfil de *La Empresa* para establecer las condiciones administrativas, técnicas y económicas actuales de la empresa.

El capítulo 2, se denomina estudio de mercado y con ello se describen las condiciones actuales del mercado de generación de electricidad en el

Perú. Se ha desarrollado un análisis de los principales consumidores de electricidad en el país, y la clasificación de estos de acuerdo a sus consumos, tarifas y regulaciones. Presenta el análisis FODA de la industria. Así mismo se establecen las condiciones actuales y las estrategias de comercialización y precios para crecer en este mercado.

El capítulo 3, denominado capacidad de la planta, desarrolla las metodologías de cálculo y proyecciones de la demanda y oferta de energía eléctrica, tomando como base información de estudios de mercado de la demanda proveniente de empresas consultoras, proyectos en estudio y/o proceso de implementación presentados al Ministerio de Energía y Minas, y sistemas computacionales desarrollados exclusivamente para la determinación de las tarifas y proyección de producción de energía eléctrica de acuerdo a los costos de producción de cada planta existente en el mercado nacional. Con todo ello se ha desarrollado el balance entre oferta y demanda, lo cual permite determinar las alternativas de capacidad factibles del proyecto.

El capítulo 4, Localización de la planta, permite establecer las condiciones técnicas y económicas básicas para determinar la ubicación de la planta, tomando como premisa la ruta del gasoducto y la red del sistema interconectado de transmisión eléctrica de la zona. Así mismo se establecen las consideraciones básicas a tomar en cuenta en el aspecto medio ambiental y social que impactará en la sociedad.

El capítulo 5, Ingeniería del proyecto, presenta el estudio técnico del proyecto. Se describen los estudios previos necesarios para establecer la ruta de la línea de transmisión y gasoducto. De acuerdo a la tecnología vigente se establece el proceso productivo más eficiente y se desarrolla

una descripción del equipamiento y “lay-out” correspondientes. Se desarrolla la estimación de costos y la evolución de los proveedores disponibles y especializados en el área.

El capítulo 6, Aspectos organizacionales, partiendo de la estructura organizacional actual de la empresa que está interesada en desarrollar el proyecto se desarrolla la ampliación de dicha estructura y la evaluación cualitativa y cuantitativa de dicha ampliación. Así mismo se presenta la visión, misión, valores y políticas de la empresa, su análisis FODA respectivo y las ventajas competitivas dentro del sector en el que actualmente participa.

El capítulo 7, Aspectos financieros. Se inicia con la determinación de los costos de inversión del proyecto para las tres etapas estimadas de desarrollo. A continuación se realiza la evaluación financiera, tomando como premisa los estados financieros de la empresa bajo condiciones actuales y proyecciones de los mismos con y sin la ejecución del proyecto, así como las condiciones establecidas en las coberturas originadas en el primer programa de emisión de bonos.

Se ha desarrollado la estructura de capital óptima bajo las condiciones previstas anteriormente y las fuentes de financiamiento accesibles para la empresa.

Posteriormente se presenta el plan financiero con la proyección de los estados financieros del proyecto y del total de la empresa de la alternativa económica, financiera y técnicamente factible de desarrollar. Estableciéndose los presupuestos de ventas, compras, costos de producción, compras, gastos administrativos, ventas y marketing.

Adicionalmente se presenta las políticas de cálculo de los Estados Financieros de la empresa y del proyecto desarrollado.

Como resultado se presentan observaciones frente a los resultados y riesgos inherentes producto del uso intensivo de capital, variaciones en el total de inversión o tarifas, y de la intervención del sistema financiero.

El capítulo 8, Impacto ambiental, en este capítulo se presenta la legislación y los efectos producto de la instalación de la planta de generación térmica a gas y línea de transmisión de energía eléctrica. Así mismo se recomiendan las medidas básicas de protección que deberán tomar en cuenta para crear un ambiente armónico dentro de la comunidad.

El capítulo 9, Conclusiones y recomendaciones, con este capítulo se finaliza el plan gerencial, y por tal se pone de manifiesto los resultados producto de los análisis desarrollados en los ocho capítulos anteriores y que nos establece los requerimientos de capital, consideraciones técnicas y riesgos que el inversionista deberá tomar en cuenta frente a su decisión de inversión.

CAPÍTULO I

1. Generalidades

Hoy en día el gas de Camisea ha despertado el interés en los empresarios e inversionistas por conocer más las ventajas del uso de gas como insumo de procesos industriales, generación de energía eléctrica y de consumo doméstico, y las factibilidades de inversión en diversos rubros donde el uso de este combustible se encuentra inmerso. Actualmente el 90% del gas de Camisea² que la empresa Pluspetrol vende está dado por el consumo de la empresa de generación térmica ETEVENSA, el resto está dividido entre 6 empresas del sector industrial, convirtiéndose las plantas térmicas a gas en las potenciales consumidoras de gas natural en el País.

Estas expectativas han generado diversas reacciones, entre las principales se encuentra el interés de algunas empresas generadoras con máquinas a diesel cuyo costo de producción es elevado y altamente contaminante, a transformarlas para que consuman gas natural con adaptaciones para futuros crecimientos, otras empresas generadoras están evaluando la factibilidad de instalar una planta nueva a gas, para lo cual es necesario realizar el estudio del comportamiento del mercado eléctrico, determinar la capacidad óptima, así como las proyecciones de crecimiento tal que la nueva planta genere rentabilidad a la empresa en base a los requerimientos de los inversionistas.

² Información obtenida de la Conferencia realizada en la Asociación Electrotécnica Peruana, “El Gas Natural y sus aplicaciones en la Generación Eléctrica y la Industria”, dictada por el Ing. Antonio Tella Ruiz, en representación de la empresa Pluspetrol Peru Corporation, el 12 de enero del 2005.

1.1. El ambiente

En esta sección se analiza el ambiente político y económico, el marco legal y tributario, y el sistema eléctrico nacional con el fin de determinar cuál es la situación actual en el país, y si se dan las condiciones necesarias para propiciar la inversión en infraestructura en el sector de generación eléctrica con el objeto de aprovechar la disponibilidad del gas natural (gas de Camisea) como fuente de energía.

1.1.1. Ambiente político y económico

A fines del año 2004, El Perú muestra un crecimiento de las exportaciones³, que en los últimos 4 años ha sido del 65% y podrían duplicarse para julio del 2006. El ingreso anual de turistas está cerca al 1'200,000 visitantes y el servicio de la deuda pública externa se ha seguido perfilando hacia abajo. Según la contabilidad de la Organización de las Naciones Unidas (ONU), el servicio de la deuda en 1990 superaba el 70% de nuestras exportaciones; ahora está por debajo del 30%.

El 15 de agosto de 2005 el indicador internacional de riesgo-país⁴ del Perú registró el nivel más bajo de la historia: 150 puntos básicos, según la agencia calificadora Moody's & Fitch. Esto también reducirá los intereses de nuestra deuda externa.

³ A valor FOB, las exportaciones del año 2004 alcanzaron la cifra de US\$12,355 Millones. (Fuente: PROMPEX Informe Diciembre del 2004).

⁴ EL Riesgo País (EMBI + Perú) se mide en función de la diferencia del rendimiento promedio de los títulos soberanos peruanos frente al rendimiento del Bono del Tesoro de Estados Unidos. Así se estima el riesgo político y la posibilidad de que un país pueda incumplir con sus obligaciones de pago a los acreedores internacionales. Es decir, el riesgo país es el índice denominado Emerging Markets Bond Index Plus (EMBI+) que mide el grado de "peligro" que entraña un país para las inversiones extranjeras. (Fuente: Diario Gestión, Finanzas IX, Jueves 09 de diciembre del 2004).

1.1.2. Marco legal y tributario

La constitución Política del Perú de 1993, garantiza un marco jurídico favorable para el desarrollo de la inversión privada en general y de la inversión extranjera en particular, tales como:

- a. La libre competencia y la prohibición del establecimiento de monopolios y el combate al abuso de la posición de dominio.
- b. La facultad del Estado de establecer garantías y otorgar seguridades mediante contratos ley.
- c. La igualdad en el trato para la inversión nacional y extranjera.
- d. La posibilidad de someter las controversias en las que participa el Estado a tribunales arbitrales nacionales o internacionales.
- e. Establece las reglas claras y las seguridades necesarias para el desarrollo de inversiones extranjeras en el país, es el Decreto Legislativo N° 662, aprobado en agosto de 1991 y el Decreto Legislativo N° 757 y el Reglamento de los Regímenes de Garantía a la Inversión Privada aprobado por el Decreto Supremo 162-92-EF.

1.1.3 Sistema Eléctrico Nacional

El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) esta compuesto por un parque generador de Centrales Hidroeléctricas y Térmicas que de acuerdo a datos estadísticos las primeras abastecen más del 80% de la demanda del sistema, lo cual es variable en el tiempo, dado

que al existir sequías en el país conllevaría a generar energía eléctrica utilizando combustibles tipo carbón, gas natural o diesel, tal y como sucedió el año 2004, donde la energía producida por medios hidráulicos llegó abastecer en el mes de setiembre sólo al 62% de la demanda del sistema.

La potencia instalada en el país es 51% hidráulico y 49% Térmico por tanto se entendería que en la actualidad existe una gran oferta de energía en el sistema, pero debemos recordar lo siguiente: la mitad del parque térmico es ineficiente, produce energía eléctrica a una tarifa de costo marginal por encima de los 100 dólares americanos por cada MWh producido, el cual es considerado alto, con lo cual se explica porque las tarifas en el mercado spot son elevadas cuando el recurso hídrico es escaso.

1.2. Problemas y oportunidades

La llegada del gas de Camisea a Lima, ha puesto de manifiesto una serie de problemas que limitan, retardan o desalientan la inversión en infraestructura que permitirá el aprovechamiento pleno de este recurso. Se enumeran los problemas en el sector eléctrico así como las oportunidades que existen con el fin de poder aprovechar el gas como fuente de energía.

1.2.1. Problemas

Los principales problemas que afectan al sistema eléctrico del país son:

a. Variabilidad de las tarifas eléctricas

Las tarifas eléctricas en el mercado regulado⁵, son afectadas directamente por las variaciones de los costos marginales de producción de energía eléctrica, es decir que la variación de precios de los insumos que utilizan las plantas de generación afecta directamente las tarifas eléctricas, y con ello también los precios de venta de energía eléctrica a través de contratos entre las empresas de generación o distribución y los clientes libres⁶. Las variaciones de oferta y demanda de energía eléctrica también afectan a las tarifas. En el anexo 1 se muestra las variaciones de Producción de energía hidráulica y térmica, tarifas, costos marginales y precios de los principales combustibles utilizados en la generación de energía eléctrica.

b. Inversión en el sector eléctrico

A mayor oferta de energía producida con insumos de bajo costo, menores serán las tarifas para el consumidor. Así mismo a mayor demanda de energía manteniendo la misma oferta, mayores serán las tarifas para el cliente. Como se muestra en el gráfico 1.1, hasta el año 2004 a pesar del aumento de la demanda de energía eléctrica las inversiones en este sector no aumentaron de manera equivalente, y ello llevó a realizarse proyecciones muy bajas de inversión para el 2005 y 2006.

⁵ Corresponde a las transacciones de electricidad para los clientes que ofrecen el servicio público de electricidad, en los cuales la fijación de precios se encuentra regulada o reglamentada por la Ley.

⁶ Clientes que superan los 1000 kW de consumo, que por su condición, son contratos que se efectúan en un régimen de libertad de precios.

Gráfico 1.1: Inversión en generación y demanda eléctrica
(En variaciones porcentuales)

Fuente: ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA. **Mercado libre de electricidad.** [en línea]. Lima. OSINERG, 2004. [Citado 28 Diciembre 2004]. Microsoft HTML. Disponible en: <http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/InfoOsinerg/Infosinerg61.PDF>

Desde los primeros meses del 2005 dos empresas manifestaron públicamente su interés por iniciar los estudios de factibilidad para la construcción de centrales térmicas a gas natural a través de la publicación en el Ministerio de Energía y Minas de sus respectivos proyectos de impacto ambiental. El ingreso de nuevas centrales de generación originarán un impacto directo en la reducción de las tarifas eléctricas, así como la contracción de futuras inversiones.

○ **EGECHILCA**

La empresa EGECHILCA propone llevar a cabo el desarrollo del Proyecto de la Central de Generación Termoeléctrica EGECHILCA, en un terreno de su propiedad situado a 62 Km. al Sur de Lima, en el distrito de Chilca en el Anexo Las Salinas, Provincia de Cañete.

La generación termoeléctrica final será de 520 MW en ciclo combinado, con más de 4,000,000,000 kWh al año mediante dos turbinas de combustión de Gas por una turbina de vapor de gas de alta eficiencia y de bajo costo, el cual utilizará 2,000 m3 de agua/día.

Este proyecto constituirá entre el 20-25 % de la energía generada en el Perú, y convertiría a EGECHILCA en el tercer más importante productor de electricidad, a través de una energía sostenida y asegurada a lo largo del año, a diferencia de las generadas por Centrales Hidroeléctricas.

El proyecto tiene previsto comenzar su operación comercial al 01 Septiembre del 2006 con 2 grupos generadores térmicos a gas en ciclo simple o abierto (350MW), y al 01 de Noviembre del 2006, 100% 520 MW (170 MW adicionales). Durante las labores de construcción se estiman crearán 700 puestos de trabajo en promedio⁷, lo manifestado en la fuente contrastado con lo ejecutado a la fecha presupone postergación de la puesta en servicio del ciclo combinado.

○ **ENERSUR**

Energía del Sur S.A. (EnerSur) propone la construcción y operación de una Central

⁷ Fuente: MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS. **Estudio de impacto ambiental – Proyecto EGECHILCA**. [en línea]. Lima: MINEM, Diciembre 2004. [Citado 12 Marzo 2005]. Microsoft HTML. Disponible en: <http://www.minem.gob.pe/archivos/dgaee/publicaciones/resumen/Egechica.pdf>

Termoeléctrica para la generación de 380 MW de energía mediante dos turbinas de ciclo abierto utilizando gas natural como combustible con las instalaciones auxiliares necesarias para la recepción de gas proveniente del Sistema de Transporte de Gas Natural por Ductos (STD) y la conexión con el Sistema Interconectado Nacional (SINAC). El nombre del Proyecto es “Central Termoeléctrica de 380 MW en Ciclo Abierto”. La Central Termoeléctrica utilizará como combustible principal gas natural y Diesel 2 como combustible de respaldo.

La propuesta Central Termoeléctrica se localiza en el Fundo San José, distrito de Chilca, provincia de Cañete, departamento de Lima, a la altura del Km. 63,2 de la carretera Panamericana Sur.

La empresa no ha manifestado la fecha de inicio de las operaciones de la nueva central⁸, de notas periodísticas se conoce que entrará en servicio en setiembre del año 2006.

⁸ Fuente: MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS. **Estudio de impacto ambiental central termoeléctrica de 380 MW - CHILCA**. [en línea]. Lima: MINEM, Febrero 2005. [Citado 12 Marzo 2005]. Microsoft HTML. Disponible en: <http://www.minem.gob.pe/archivos/dgae/publicaciones/resumen/RE-ENERSUR-CHILCA.pdf>

c. Elevada incidencia del consumo de energía eléctrica en los costos de producción de grandes empresas mineras e industriales

De las ventas de energía eléctrica a clientes libres en junio del 2004, el 48,8% fue consumido por plantas mineras y el 13,3% por fundiciones. La incidencia del consumo de energía eléctrica dentro de los costos operativos depende del tipo de industria, para el caso de empresas mineras cuya principal actividad en el Perú es de extracción de cobre, zinc y oro, está alrededor del 15%, para el caso de fundiciones está alrededor del 54%. (Ver anexo 1 para mayor información de otras industrias).

El alto costo de la energía eléctrica en el Perú y su elevada incidencia en los costos de producción de las empresas industriales y mineras son fuentes principales de su desventajosa posición de competitividad (Perú: 57) en comparación con países como Chile (28), dado que el 52% de las exportaciones del 2003 correspondieron al sector minero⁹.

d. Uso de plantas térmicas con combustibles altamente contaminantes

Debido a la necesidad de energía eléctrica para cubrir la demanda y ante la falta de combustibles menos contaminantes, el mercado eléctrico cubrió durante el

⁹ Fuente: SOCIEDAD DE COMERCIO EXTERIOR; **Petróleo y energía**. [en línea]. Lima. EDEGEL, Agosto 2004 [Citado 11 Diciembre 2004]. Microsoft HTML. Disponible en : http://www.comexperu.org.pe/archivos/foro/foro_26082004/José_Griso.ppt

mes de setiembre del 2004 el 37,8% de su demanda con energía eléctrica producida con centrales térmicas, de los cuales el 15,2% corresponde a centrales que producen a base de gas natural, y el 22,6% a carbón, residual y diesel, estos tres últimos combustibles altamente contaminantes¹⁰ (Ver en el anexo 1 el grado de emisiones y los efectos sobre las personas y el medio ambiente).

e. Interferencia política

Actualmente una comisión propuesta por el Estado Peruano ha presentado a consideración del Congreso de la República un proyecto de Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica, la propuesta alcanzada propone las siguientes medidas:

- Corregir las deficiencias detectadas en el Marco Regulatorio que permitan el desarrollo de la oferta y el abastecimiento oportuno y eficiente de la energía eléctrica.
- Corregir las deficiencias detectadas en el Marco Regulatorio que permitan el desarrollo de la oferta y proveer a la demanda, la oportunidad para responder a las señales de precios que incentiven el uso racional y económico de la energía y que la oferta responda a precios que incentiven las decisiones de inversión. Ni la oferta ni la demanda deben tener

¹⁰ Fuente: ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN DE LA ENERGÍA. **Operación del sector eléctrico**. [en línea]. PE 5(6): set., 2004 [Citado 10 Diciembre 2004]. Microsoft HTML. Disponible en: <http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/OperSecElectrico/OSESET2004.pdf>

restricciones de acceso a las facilidades que permitan mejorar la competencia en todo el territorio nacional.

- Reducir en cuanto sea necesario, la intervención del ente regulador en la fijación de precios.
- Certificar la capacidad de generación de las plantas de energía y potencia firme. Estos certificados servirán para medir si la demanda a cubrir tiene suficiente garantía de abastecimiento. Se exigirán que todo contrato de abastecimiento al mercado sea efectuado con energía y potencia certificadas.
- Incorporar procesos de licitación a precio fijos, cuando se determine que existe en el mediano plazo demanda no cubierta por contratos de suministro. Los contratos de suministro de mediano o largo plazo, que se suscriban al precio fijo resultante de la licitación, disminuirán los niveles de riesgo y harán más factibles las nuevas inversiones, facilitando a los nuevos inversionistas el financiamiento de sus proyectos de inversión y por ende, ampliando el mercado de oferta y la competencia.
- Facilitar la instalación de las nuevas plantas de generación que el sistema requiera cuidando de lograr el abastecimiento más eficiente y oportuno de la demanda.¹¹

Propuestas que modificarán la Ley de Concesiones Eléctricas cuya aprobación, modificación e impacto,

¹¹ Fuente: MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS. **Proyecto de ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica.** [en línea]. PE 1(4): ago., 2005 [citado 1 Septiembre 2005]. Microsoft HTML. Disponible en: <http://www.minem.gob.pe/archivos/dge/legislacion/proyectoley/VolumenI.pdf>

esperemos tengan la acogida del mercado y muestren permanencia en el tiempo.

f. Inversión en el sistema de transmisión

El actual Marco Regulatorio no atrae inversiones hacia este sector, el cual es el medio de transporte de la energía generada por las centrales eléctricas hacia los consumidores. Las empresas de transmisión que actualmente están en operación consideran “que el marco regulatorio no promueve la inversión al ser poco transparente la metodología de fijación de tarifas”¹².

Asimismo en el Proyecto de Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, se plantea establecer un operador independiente, el nuevo COES que entre otras funciones será el encargado de conducir los estudios de Planificación de los Sistemas de Transmisión, según directivas previamente aprobadas por el Ministerio de Energía y Minas.

1.2.2. Oportunidades

El gas de Camisea representa una gran oportunidad para el desarrollo económico del país, permitiendo el aprovechamiento eficiente de una nueva fuente de energía para generar electricidad mejorando la eficiencia del sistema de generación, lo cual a su vez repercutirá en una reducción de precios para el consumidor final.

¹¹ Fuente: CONSULTORÍA MAXIMIZE. “Sector servicios”. En: **Caser: riesgos sectoriales**. PE: 83-84, may., 2005.

a. Disponibilidad de gas natural de Camisea

El gas natural es considerado como el combustible más limpio, en comparación con los combustibles tradicionales que actualmente está utilizando el Perú para cubrir parte de su demanda de energía eléctrica. Una de las grandes ventajas del gas natural respecto a otros combustibles, es la baja emisión de contaminantes en su combustión. Desde el 5 de agosto del 2004 el Perú tiene disponible para su uso, el gas proveniente de Camisea.

El rendimiento de una central termoeléctrica de ciclo combinado a gas natural asciende al 55% (33% en ciclo simple) haciendo que el costo de producir una unidad de energía eléctrica (MW-h) sea de US\$ 13,43, mientras que una central a carbón, que representa la siguiente central más económica tiene un rendimiento de 38% con un costo de producción de US\$ 19,43¹³.

b. Nuevos proyectos que demandarán aumento del consumo de energía eléctrica

Actualmente el Gobierno peruano tiene interés en incrementar la cobertura eléctrica en zonas rurales, según el Plan Estratégico Institucional (PEI) del Ministerio de Energía y Minas uno de los objetivos es promover el desarrollo y empleo de energías renovables en las zonas rurales, para dotar y elevar la calidad de

¹³ Fuente: ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN DE LA ENERGÍA. **Operación de sector hidrocarburos**. [en línea]. PE 5(6): Oct., 2004 [Citado 10 Diciembre 2004]. Microsoft HTML. Disponible en: <http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/OperSecHidrocarburos/SHOCT2004.pdf>

vida del 2% de la población del país que no cuenta con dicho servicio¹⁴.

La explotación del Proyecto minero Las Bambas, actualmente en proceso de exploración, se presume tendría el mismo impacto en el consumo de energía que la empresa minera Antamina cuya demanda está alrededor de 90 MW (780 GWh anuales).

c. Participación de un nuevo agente en el mercado eléctrico del país

Del total de energía producida durante el año 2003, el 97,2% fue por 19 empresas generadoras, y el restante 2,8% por empresas cuyo principal giro de negocio es la distribución de energía eléctrica.

Si bien existen varias empresas participantes del mercado eléctrico, el 56% de la producción del 2003 fue proporcionada por dos empresas, Electroperú perteneciente al sector público con el 34% y la empresa Edegel que pertenece al sector privado con el 22% del total, cada una de las demás empresas aportan menos del 10%.

¹⁴ Fuente: CONSULTORÍA MAXIMIZE. "Sector servicios". En: Caser: riesgos sectoriales. PE: 83-84, mar., 2005.

d. Pocas barreras legales de entrada al mercado eléctrico

El Decreto Supremo N° 087-2002-EF emitido el 1° de junio del 2002 establece disposiciones reglamentarias de la Ley N° 26876, Ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico, respecto a operaciones de concentración en el sector eléctrico como consecuencia de los procesos de promoción de la inversión privada a cargo de la Agencia de Promoción de la Inversión – PROINVERSIÓN y el procedimiento que regirá su evaluación.

En el artículo 3°, establece que: “El Comité especial encargado de llevar a cabo el proceso de promoción de la inversión privada – CEPRI, definirá el momento, dentro de este proceso, en que el procedimiento de autorización previa a que se refiere la Ley N° 26876, debe ser iniciado por las empresas habilitadas para tal fin por dicho Comité, ante el INDECOPI. De preferencia, el mencionado momento, deberá ser anterior al otorgamiento de la buena pro, siempre que no afecte la competencia en el proceso de promoción.

La Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley 25844) que rige las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica en el país, mediante el Artículo N° 122 establece que las actividades de generación, de transmisión perteneciente al Sistema Principal y de distribución de energía eléctrica no

podrán efectuarse simultáneamente por un mismo titular, salvo en los casos previstos en la presente Ley.

e. Exportación de energía eléctrica

Actualmente se ha estimado que en el presente año el Perú se interconectará con Ecuador, las instalaciones físicas ya se encuentran disponibles sólo falta la normativa que regule dicho intercambio comercial, que en un inicio será unilateral y durante los tres primeros meses del año que es cuando el país vecino dispone de poco agua para la generación de energía ocasionando que su costo se eleve. Cabe resaltar que durante ese periodo el Perú se encuentra en “Periodo de Avenida” es decir con suficiente agua para llenar generar electricidad y llenar las reservas que serán utilizadas el resto del año.

La Comunidad Andina y otras agrupaciones están promoviendo la interconexión de los sistemas eléctricos de todos los países de América del Sur, esto con la finalidad de poder reducir las tarifas eléctricas.

1.3. Objetivos

Los objetivos del presente trabajo se han dividido en dos tipos: el objetivo general (de todo el proyecto) y los objetivos específicos que en su conjunto permitirán lograr el objetivo general.

1.3.1 Objetivo general

Realizar un estudio de factibilidad para la construcción de una central termoeléctrica a gas natural que interese a los inversionistas por su nivel de rentabilidad.

1.3.2 Objetivos específicos

- a. Determinar la capacidad óptima de la planta.
- b. Identificar la localización mas adecuada de la planta.
- c. Desarrollar un proyecto que utilice el Gas Natural como insumo para la generación de energía eléctrica.
- d. Demostrar la factibilidad económica y financiera del proyecto, así como las fuentes de financiamiento disponibles.

1.4. Limitaciones

El desarrollo del proyecto debe tener en cuenta una serie de factores que limitan y afectan el desarrollo del mismo. Estos factores son:

1.4.1 Incertidumbre del entorno macroeconómico

En industrias ligadas a los servicios públicos como es la generación de electricidad y aun más en países en vías de desarrollo, el nivel de incertidumbre es mayor que en otras economías. Las inversiones están sujetas también a aspectos como el oportunismo político, el cual es especialmente relevante cuando la inversión tiene un alto componente de costo hundido es decir, una vez construida una represa para una central hidroeléctrica o una planta de

generación térmica, el costo alternativo de las inversiones realizadas es cero o casi nulo, tales costos se reflejan en sus costos de producción.

1.4.2 Oferta de la energía eléctrica por encima de la demanda

A partir de diciembre del 2003 la capacidad instalada del SINAC supera en 51% a la máxima demanda (4881 MW versus 2965 MW) compuesta por centrales hidráulicas (58.9%) y térmicas (41.1%), estas últimas operan muy poco debido a sus altos costos variables de producción.

La entrada del gas natural implicará contar con una tecnología que deberá ganar un espacio dentro del suministro de energía eléctrica lo cual, consecuentemente redituará ganancias en eficiencia y una reducción de las tarifas eléctricas. Sin embargo, el actual sistema de despacho utiliza la capacidad instalada hidráulica con bajos costos variables, oferta que sería excesiva para un escenario con gas natural, la entrada al mercado de centrales a gas tanto a ciclo simple como combinado¹⁵ tendrán que darse en forma gradual conforme el incremento de la demanda permita absorber a las nuevas centrales.

¹⁵ **Ciclo combinado:** El uso del gas se realiza en una turbina de gas y sus gases de escape (a diferencia de una unidad en ciclo simple, es decir, con solo turbina de gas, en la que los gases de escape son dirigidos directamente a la atmósfera) se hacen pasar a través de una caldera de recuperación de calor, generando vapor a varias presiones, el vapor generado es enviado a la turbina de vapor y al aprovechar el calor de estos gases aumenta considerablemente la eficiencia energética de la planta.

1.4.3 Incertidumbre de las políticas del estado en el sector eléctrico

Una limitante más, para las inversiones en el sector eléctrico, es la incertidumbre de las políticas estatales interventoras en el sector eléctrico, claro ejemplo de ello son las acciones realizadas el pasado tales como:

- a. El sistema de pagos por capacidad instalada a las Centrales Térmicas (contrario al sistema regulado), hasta 1999 remuneradas prioritariamente, para garantizar la oferta de energía en horas punta, en épocas de estiaje.
- b. Tratamiento tributario diferenciado como es el caso del Carbón.
- c. Precios preferenciales para el gas natural destinado a generar energía eléctrica, para fomentar el uso de tal combustible.
- d. La fijación de las tarifas eléctricas las realiza el Estado como se indica en la Ley de Concesiones Eléctricas en su Artículo 46º.- “Las tarifas en barra y sus respectivas fórmulas de reajuste, serán fijadas anualmente por OSINERG y entrarán en vigencia en el mes de mayo de cada año”¹⁶ de acuerdo a la proyección de la demanda de los próximos 24 meses.
- e. Actualmente se ha modificado la Ley para determinar las tarifas eléctricas a futuro con el fin de reducir la incertidumbre en los pronósticos, ajustando un año

¹⁶ MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS. Decreto Ley N° 25844 - Ley de concesiones eléctricas. [en línea]. Lima: MINEM, Diciembre 2004 [Citado 05 Enero 2005]. Microsoft HTML. Disponible en: <http://www.minem.gob.pe/archivos/dge/publicaciones/compendio/dl25844.pdf>

hacia atrás y dos hacia delante a fin de permitir hacer correcciones¹⁷. Sin embargo actualmente existe un descontento de las empresas eléctricas por considerar que las tarifas proyectadas por OSINERG desincentivan Inversión, generan retornos bajos a los proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos evaluados, perjudicando las perspectivas a corto plazo de la inversión en generación¹⁸.

- f. La presentación al Congreso de la República del Proyecto de Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, que modificará diversos artículos de la Ley de Concesiones Eléctricas.

1.4.4 Factibilidad técnica y económica en la construcción de centrales de generación de energía eléctrica

Existen ventajas en la construcción de una central térmica sobre una hidráulica, respecto a costos de inversión, periodo de instalación y ubicación. Dada las condiciones actuales de sobreoferta en el mercado eléctrico, la principal barrera de entrada que se puede generar es con el ingreso de nuevas plantas, con lo cual se logra contraer futuras inversiones en el corto plazo.

¹⁷ Fuente: CONSULTORÍA MAXIMIZE. “Sector servicios”. En: Caser: riesgos sectoriales. PE: 87-88, ene., 2005.

¹⁸ Fuente: CONSULTORÍA MAXIMIZE. “Sector servicios”. En: Caser: riesgos sectoriales. PE: 84-85, mar., 2005.

Tabla 1.1: Diferencias básicas entre centrales térmicas e hidráulicas

Tipo de Central	Térmica	Hidráulica
Insumo	Gas natural, diesel, carbón, residual	Agua
Costo de Instalación	US \$ 200-600/kW (depende del proceso, ciclo simple o combinado)	US \$ 1000-1200/kW
Periodo de instalación	1 a 2 años (máximo)	4 a 5 años (mínimo)
Ubicación	En lugares adecuados, flexibilidad de ubicarlos cerca del mercado.	No elegible. Depende de la ubicación del recurso hídrico.
Medio de Transporte	A través de gaseoductos.	Depende de la fuente hídrica, normalmente a través de ríos y tuberías.
Otros	Disponibilidad de nuevas tecnología que permite aumentar la eficiencia a través de Sistemas de Ciclo Combinado a base de Gas Natural, reduciendo por tal el costos de producción por unidad de energía.	Costo de producción casi cero, dado que solo se paga un impuesto por canon de agua utilizado.

Fuente: TELLO, Antonio. [CD ROM]. *El gas natural y sus aplicaciones en la generación eléctrica y la industria*. Lima. Asociación Electrotécnica Peruana. Enero 2005.

1.5. Premisas del proyecto

El proyecto se desarrolla a partir de una serie de premisas; estas premisas se han dividido en dos grandes grupos, las premisas de carácter técnico y las premisas sobre el financiamiento del proyecto.

1.5.1 Técnicas

Las premisas técnicas están ligadas a los requerimientos que se deberán satisfacer para poder desarrollar este proyecto. Se refieren principalmente al tipo de central, al sistema de producción y generales.

a. Tipo de central

Dadas las condiciones de oportunidad que el Perú ofrece actualmente, con la disponibilidad de gas natural proveniente de Camisea, así como nueva tecnología que permite mejorar la eficiencia de producción de energía eléctrica, la construcción de una central térmica a gas natural permite aprovechar las oportunidades que el mercado peruano de energía brinda, con una menor inversión y periodos de construcción más cortos respecto a centrales hidroeléctricas, con lo cual se generan barreras automáticas de entrada de otras centrales de generación en el corto plazo.

b. Sistemas de producción

Actualmente el mercado ofrece centrales de generación con gas natural a base de sistemas de ciclo simple y combinado, la elección del tipo de sistema de producción se sustenta en la mayor inversión que se requiere para mejorar la eficiencia de producción.

c. Generales

La capacidad de la central térmica del proyecto está dentro de las consideradas de gran magnitud, esta

decisión parte de las premisas de generar barrera de entrada a otros inversionistas, comportamiento de la demanda, crecimiento modular de la planta y acceso a contratos con grandes clientes libres y regulados.

Los altos costos de inversión del sistema de gaseoductos necesario para alimentar la central térmica a gas, hace necesario tomar como premisa que la planta se encuentre cerca de la tubería matriz proveniente de Camisea y que atraviesa el departamento de Lima hasta el distrito de Ventanilla, así mismo la necesidad de agua para el sistema de refrigeración exige el acceso al mar.

1.5.2. Financiamiento

La construcción de una central térmica a gas a pesar de ser más económica que una hidroeléctrica, requiere del acceso a fuertes capitales debido a la capacidad de la planta, por lo que es necesario cubrir la limitante de acceso al sistema financiero para dicha inversión.

- a. Parte del financiamiento puede provenir de Bancos de Fomento, que promueven el desarrollo de proyectos de impacto social, que en este caso habría un impacto directo en la reducción de las tarifas eléctricas que afectan a todos los peruanos.
- b. La otra parte es necesaria que provenga de capital propio de los accionistas, estos pueden ser peruanos o

extranjeros, no existe restricción en la legislación peruana referente a este tema.

El presente proyecto parte del interés de una empresa actualmente en funcionamiento en el mercado generador eléctrico, con capital propio y acceso al sistema financiero peruano y extranjero, lo que significaría que se trata de una ampliación de la capacidad de producción de generación de energía eléctrica de la empresa.

1.6. Perfil de la empresa

En 1914, una de las principales empresas mineras del País empezó la operación de una de sus centrales hidroeléctricas, posteriormente le siguieron 3 centrales hidroeléctricas más, la última hace su ingreso en 1957. Dicha empresa fue nacionalizada en 1974 y se creó el Departamento de Electricidad y Telecomunicaciones. En 1996, con el personal y los activos del Departamento de Electricidad y Telecomunicaciones, se creó “*La Empresa*”¹⁹, la cual se integró al Comité de Operación Económica del Sistema (COES) en 1997.

En julio del 2001 se ofertó “*La Empresa*”, bajo el mecanismo de subasta pública, con un precio base establecida en US \$120 millones. Dicha subasta la ganó una empresa cuya casa matriz está domiciliada en los Estados Unidos, y a través de su

¹⁹ De acuerdo a la Resolución CONASEV No 107-2002-EF/94.10, la empresa tiene la obligación de hacer de conocimiento al CONASEV cualquier HECHO DE IMPORTANCIA que se desarrolle en el entorno de la empresa, en ese sentido el interés o desarrollo de un estudio de factibilidad para la construcción de una planta debería ser informado, Por lo que en el desarrollo del presente trabajo de investigación simplemente se le denominará “*La Empresa*” en adelante.

subsidiaria en el Perú realizó la adquisición habiendo ofrecido US\$227.1 millones por el 100% de las acciones, esta empresa norteamericana desarrolla sus actividades en América, Europa y Asia, siendo una de las más importantes a nivel mundial. A diciembre del 2004 contaba con activos por US\$29,207 millones y un patrimonio de US\$5,819 millones. Asimismo, durante el año, tuvo una utilidad neta de US\$726 millones. Fitch Ratings le asigna la clasificación internacional de BB, con perspectivas negativas.

El 23 de diciembre del 2004, se anunció el acuerdo de fusión con otra empresa de origen Norteamericano, sin embargo este acuerdo debe ser autorizado por los organismos regulatorios de Estados Unidos y ratificado por los accionistas de las respectivas compañías. De la eventual fusión, se espera la creación de la nueva Corporación, en la que confluirán los activos de ambas empresas. Cabe mencionar que en un anuncio separado de diciembre del 2004, “*La Empresa*” comunicó al mercado que dicha fusión no tendrá incidencias inmediatas en las actividades y operaciones de ésta.

La Corporación es una empresa dedicada a la actividad de generación y suministro de energía eléctrica y está basada en Chicago. Al 31 de diciembre 2004, la empresa contaba con activos por US\$42,770 millones y un patrimonio de US\$9,510 millones. Durante el año, tuvo una utilidad neta de US\$1,864 millones. Fitch Ratings le asigna la clasificación internacional de BBB+ con perspectivas estables²⁰.

²⁰ Fuente: COMISIÓN NACIONAL SUPERVISORA DE EMPRESAS Y VALORES. **Análisis de Riesgo Electroandes S.A.** [en línea]. Lima: APOYO & ASOCIADOS, 2005. [Citado 5 Junio 2005]. Microsoft HTML. Disponible en:

La capacidad de generación de “*La Empresa*” proviene de cuatro centrales hidroeléctricas, que en conjunto tienen una potencia instalada de 183.4 MW, de la cual, al 31 de diciembre del 2004, el 72.4% se encontraba contratados (fuera de hora punta), lo cual equivale al 72.4% de su capacidad instalada y al 76.4% de la capacidad efectiva. Actualmente se encuentra ejecutando obras de repotenciación en una de sus centrales, se calcula que, como producto de dicha repotenciación, el incremento en la capacidad de generación será de 10 MW. Además, “*La Empresa*” evalúa la posibilidad de repotenciar su principal central en aproximadamente 35 MW, atenuando la potencial salida de dos de sus centrales hidroeléctricas de más de 80 años de antigüedad.

Cabe mencionar también, que “*La Empresa*” suscribió con el Estado peruano, dos Convenios de Estabilidad Jurídica, principalmente en materias laborales y tributarias. En dichos convenios, entre otros, se ha garantizado que si durante su vigencia se modificasen las tasas de impuesto a la renta, ello no afectaría a “*La Empresa*”. Respecto de lo último, se ha establecido una tasa del impuesto a la renta del 20% más un adicional de 2%, con efecto a partir del año 2002 hasta el 10 de diciembre del 2011, fecha en que termina la vigencia del convenio. El Estado peruano también ha garantizado la estabilidad de los regímenes de contratación de los trabajadores mientras se encuentre vigente el convenio respectivo.

Asimismo, cuenta con estabilidad del derecho de utilizar el tipo de cambio más favorable y estabilidad del derecho a la no discriminación. Los convenios sólo pueden ser modificados por acuerdo común de ambas partes aunque el plazo de vigencia del mismo no podrá modificarse.

El gasto por participación de los trabajadores corresponde a la participación en las utilidades que se otorga a los trabajadores de acuerdo con el Decreto Legislativo 892, calculada aplicando un porcentaje de 5% sobre la renta imponible antes de impuesto a la renta corriente.

La estrategia de “*La Empresa*” se basa principalmente en cuatro aspectos²¹:

- Consolidar la participación de clientes libres en sus ventas, además de mejorar las condiciones de los contratos con dichos clientes. Ello le permitirá mantener estabilidad sobre sus ingresos futuros.
- Optimizar los recursos de la empresa y lograr una mayor eficiencia en el negocio, mediante procesos de reingeniería, la racionalización del negocio de transmisión y la reducción de los costos y gastos de operación.
- Realizar inversiones que permitan incrementar su capacidad de generación, a través de la repotenciación de sus centrales hidroeléctricas, reducir el nivel de pérdidas técnicas y modernizar el sistema de telecomunicaciones.

²¹ Fuente: COMISIÓN NACIONAL SUPERVISORA DE EMPRESAS Y VALORES. **Análisis de Riesgo Electroandes S.A.** [en línea]. Lima: APOYO & ASOCIADOS, 2005. [Citado 5 Junio 2005]. Microsoft HTML. Disponible en: <http://www.conasev.gob.pe/digital/doccontent.dll?LibraryName=ImagenDB^FORNAX&SystemType=2&LogonId=d0c28fe65cc35bc7049f030f37ea405f&DocId=004054523&Page=1>

- Mantener una relación fluida y constructiva con los reguladores y entidades afines, que permita contribuir con el desarrollo del marco regulatorio.

Actualmente el 81% de sus ingresos provienen de las ventas a clientes a través de contratos, principalmente concentrados en dos clientes. Su participación de mercado durante el periodo 2004 fue de 4,8%.

En Junta General de Accionistas (JGA) celebrada en diciembre del 2002, se acordó la emisión de obligaciones hasta por un monto de US\$100 millones, o su equivalente en nuevos soles. El programa cuenta con garantías específicas, las mismas que se comparten en forma *pari passu*²² con todas las acreencias que conforman las denominadas “Obligaciones Garantizadas”. Dichas obligaciones incluían originalmente al préstamo sindicado de mediano plazo; sin embargo, al ser éste cancelado, las Obligaciones Garantizadas actualmente consideran al Programa de Emisión de Bonos Corporativos y al Contrato de Cobertura de Tasa de Interés, pudiendo eventualmente incorporarse a otros acreedores que cumplan con las condiciones de Acreedor Garantizado, según está definido en los contratos correspondientes. Dichas garantías son:

- Fideicomiso de garantía sobre el derecho a la percepción de concesiones
- Fideicomiso de garantía sobre el derecho a la percepción de determinados flujos de pagos provenientes de los contratos de venta de potencia y energía, suscritos con 3 clientes.

²² *Pari Passu*: se establece como una cláusula en un contrato financiero para precisar que los créditos deberán de guardar las mismas igualdades de derechos y obligaciones en relación con otras deudas similares de un mismo emisor.

Se han establecido resguardos financieros, los cuales deberán ser cumplidos por la Empresa hasta la cancelación total del programa:

- El ratio de apalancamiento²³ no deberá ser mayor a 1.0x. La deuda subordinada²⁴ tiene como tope el monto mayor entre: (i) el 33% de las obligaciones garantizadas; y, (ii) US\$20 millones. Al 31 de diciembre del 2004.
- El ratio de cobertura de intereses (EBITDA²⁵ sobre los gastos financieros) deberá ser de por lo menos 3.5x.
- El ratio de cobertura de servicio de deuda²⁶ (EBITDA sobre servicio de deuda) no podrá caer por debajo de 1.4x.

²³ Ratio de Apalancamiento = [(Pasivos – Deuda Subordinada) / (Patrimonio Neto + Deuda Subordinada Capitalizable)]

²⁴ Deuda Subordinada: tipo de deuda cuyo poseedor tiene una prioridad de pago menor que la de otros acreedores generales. Se trata de un bono relativamente arriesgado, que en ocasiones se compensa con un rendimiento más alto.

²⁵ EBITDA se encuentra definido como la ganancia neta (o la pérdida neta) consolidada para un determinado periodo (i) más: (a) los gastos financieros ; (b) cualquier cargo por corrección monetaria ; (c) el impuesto sobre la renta, (d) la participación de trabajadores, (e) gastos por depreciación y, (f) gastos por amortización para dicho periodos; y, (ii) menos (a) ingresos financieros; y (b) cualquier abono o ingreso por corrección monetaria.

²⁶ El servicio de deuda está definido como principal más intereses menos otros recursos provenientes de emisiones de bonos u deuda garantizada.

CAPÍTULO II

2. Estudio de mercado

En este capítulo, se analizará la situación actual de la industria de generación eléctrica en el Perú, se describirá la situación de la oferta y demanda, fuerzas competitivas, F.O.D.A. de la industria; este análisis previo permitirá comprender mejor la dinámica de la industria con el objeto de determinar las mejores estrategias de comercialización y precio a fin de captar la cuota de mercado que se establezca.

2.1. Definición de producto

El producto del plan de negocios es la energía eléctrica, la misma que puede producirse a partir de diversos insumos como el agua (hidroeléctrica), gas natural, diesel, carbón, eólica, solar, mareomotriz, nuclear (termoeléctricas) entre otras. En nuestro caso el insumo a utilizar será Gas Natural. La energía eléctrica es un producto básico, commodity, que se diferenciará del producto ofrecido por la competencia, por los costos de producción y enfocados en un sector de la demanda.

La energía eléctrica es el producto de dos factores: La potencia instalada del equipo y el tiempo que éste permanece energizado, sus unidades son los KWh²⁷.

²⁷ KWh: Kilovatios hora (Kilovatios: unidad de potencia; Hora: unidad de tiempo).

2.2. Demanda

La demanda en el sector eléctrico puede ser vista desde dos puntos de vista, la demanda de potencia y la demanda de energía. La primera nos permitirá establecer la capacidad necesaria de oferta para cubrir la máxima demanda, mientras que la segunda el consumo y disponibilidad de esa capacidad en el tiempo, la cual deberá cumplir con: disponibilidad de recursos, bajos costos de producción y viabilidad técnica.

La máxima demanda de potencia registrada en el año 2003 fue de 2 964,8 MW, en el mes de diciembre, la oferta en el mercado cuenta con una potencia instalada efectiva registrada en el 2003 de 4 381,16 MW. La máxima demanda en el 2003 tuvo un incremento de 1,94% (60 MW) respecto al 2002, y en el 2002 un incremento de 4,15% (116 MW). Esto nos ayudará a determinar la capacidad óptima de la planta y la proyección de crecimiento futuro, en base al crecimiento de la demanda de energía de bajo costo.

En este capítulo nos centraremos en el comportamiento y la evolución del consumo de energía para los próximos 10 años, dado que si bien la capacidad “ofertante” es elevada no siempre está disponible a lo largo del año.

Los consumidores de energía eléctrica en el mercado peruano, de acuerdo a la Ley de Concesiones Eléctricas LCE N° 25844 promulgada en noviembre de 1992, pueden realizar dos tipos de transacciones, el primero corresponde al mercado regulado por el

estado peruano, y el segundo al mercado libre. Las diferencias entre estos dos tipos de transacciones radican principalmente en temas referentes a legislación en fijación de precios, contratos, regulación y calidad de servicio.

Del total de energía vendida a nivel nacional registrado durante el año 2003, el 52% fue para abastecer al mercado regulado y el 48% al mercado libre. El número de clientes en el país al 31 de diciembre del 2003 fue 3 733 104. De dicho total, 3 732 855 clientes transan en el mercado regulado y 249 en el mercado libre, es decir el 99,99% son clientes regulados y el 0,01% clientes libres, esto debido a que los clientes regulados están conformados por clientes de consumo tipo residencial, comercial y algunas pequeñas industrias, mientras que los clientes libres están conformados por grandes consumidores de electricidad del tipo industrial. El incremento de clientes respecto a diciembre 2002 y diciembre 2001 fue respectivamente de 3,1% (111 471 clientes) y 8,1% (280 416 clientes).

Gráfico 2.1: Venta de energía eléctrica: 2003
(En MW-h)

Fuente: ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN DE LA ENERGÍA. **Anuario**. [en línea].
Lima: OSINERG, 2003 [Citado 10 de diciembre del 2004]. Microsoft HTML. Disponible en:
<http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/Anuario/Anuario2003.zip>
Elaboración propia.

Los departamentos que concentran un mayor consumo de energía eléctrica del país son: Lima con el 49,3%, Moquegua 8,4%, Ancash 6,8%, Junín 6,1%, Ica 6,0% y Arequipa con 5,1%. Esto nos ayuda a comprobar que técnicamente ubicar una central en Lima o cerca de la capital donde se encuentra concentrada el mayor consumo de demanda represente algunas ventajas sobre centrales alejadas a ella, tales como las de la empresa Termoselva, la cual se encuentra ubicada en el departamento de Ucayali, central térmica cercana a la fuente de gas en la zona.

2.2.1. Mercado de servicio público o mercado regulado

La Ley de Concesiones Eléctricas en su Artículo 43° establece que estarán sujetos a regulación de precios:

- a. La transferencia²⁸ de potencia y energía entre generadores, los que serán determinados por el COES, de acuerdo a lo establecido en el artículo 41° de la presente Ley;
- b. Esta regulación no regirá en el caso de contratos entre generadores por la parte que supere la potencia y energía firme del comprador;
- c. Las compensaciones a titulares de sistemas de transmisión²⁹;
- d. Las ventas de energía de generadores a concesionarios de distribución destinadas al Servicio Público de Electricidad;
- e. Las ventas a usuarios de Servicio Público de Electricidad.

²⁸ Compra y venta de energía y potencia entre empresas generadoras a través del Comité de Operación Económica del Sistema – COES en el Sistema Interconectado Nacional.

²⁹ Pago de peaje por el uso de las instalaciones eléctricas para la transmisión de la energía eléctrica.

Las empresas ofertantes y los consumidores que realizan transacciones de suministro de energía eléctrica en las que por Ley los precios son regulados por el Estado, no implica necesariamente que los clientes no puedan elegir libremente a la empresa que les abastezca de dicho servicio. A este mercado pertenecen obligatoriamente los clientes cuyos consumos de electricidad son menores a 1 MW y su suministrador será la empresa concesionaria asignada por el estado. Los precios máximos son fijados por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG), a partir del costo marginal de corto plazo de la generación y el valor agregado de transmisión y distribución³⁰ de los correspondientes sistemas económicamente adaptados.

Gráfico 2.2: Venta de energía eléctrica en el mercado regulado: 2003 (En MW-h)

Fuente: ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN DE LA ENERGÍA. **Anuario**. [en línea]. Lima: OSINERG, 2003 [Citado 10 de diciembre del 2004]. Microsoft HTML. Disponible en: <http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/Anuario/Anuario2003.zip>
Elaboración propia.

La tendencia de consumo de energía eléctrica en el mercado regulado de los últimos 10 años difiere al de los

³⁰ Representa el costo total en que se incurre para poner a disposición del cliente la potencia y energía desde la barra de media tensión hasta el punto de empalme de la acometida, es decir hasta el punto de entrega de suministro del cliente final.

años anteriores principalmente por las privatizaciones de las empresas de distribución de energía eléctrica en la década de los noventa y la salida de la crisis económica e hiperinflación, las cuales afectaron directamente el comercio y la mediana y pequeña industria del país, sobre todo en Lima donde está concentrado el 66% del consumo de energía del mercado regulado peruano.

a. Residencial

A pesar de las privatizaciones de las empresas de distribución y la alta expansión de las zonas antes urbano-rurales y hoy tan solo urbanas, el crecimiento de la demanda del tipo residencial ha mantenido una tendencia lineal creciente durante los últimos 20 años, y por lo cual se puede proyectar la demanda considerándolo con un crecimiento vegetativo.

b. No residencial

Industrial y comercial principalmente, con consumos cuya demanda promedio no supera 1 MW por lo general, y que tienen una gama de sistemas tarifarios regulados por el Estado más amplia para contratar con su suministrador. Estos sistemas tarifarios se pueden clasificar en tres tipos: en baja, media y alta tensión, esta clasificación nos permite clasificar a los clientes dado que clientes de mayor consumo tienden a contratar a mayor nivel de tensión, ya que el precio de la energía es menor.

A diferencia de la tendencia de la demanda del tipo residencial, en la demanda del tipo industrial y comercio su consumo de energía se ha visto directamente afectado por las crisis económicas y la ineficiencia de las empresas públicas para antever sus necesidades. Es por ello que los datos anteriores a los de la última década no representan la tendencia de consumo de este sector para los próximos años. Por lo cual sin considerar las distorsiones se puede observar la tendencia vegetativa de crecimiento de la demanda del tipo no residencial.

**Gráfico 2.3: Consumo energía eléctrica en el mercado regulado:
1985-2003 (En GW-h)**

Fuente: ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN DE LA ENERGÍA. **Anuario**. [en línea]. Lima: OSINERG, 2003 [Citado 10 de diciembre del 2004]. Microsoft HTML. Disponible en: <http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/Anuario/Anuario2003.zip>
Elaboración propia.

2.2.2. Mercado libre

Todos los consumidores cuyas demandas de electricidad sean superiores a 1 MW, pueden realizar transacciones para acceder al suministro de electricidad en el mercado

libre con empresas generadoras o distribuidoras. El precio, volumen y condiciones del suministro de energía a transar son libres y sin intervención del Estado.

En la composición de las ventas de energía en el mercado libre, por actividad económica en junio del 2004, la actividad que muestra el mayor consumo de energía es la minería con una participación del 48,8% del total de consumo de clientes libres, seguida de las actividades de fundición y químicos. Dichas proporciones se mantienen casi constantes a lo largo de todo el año.

Gráfico 2.4: Participación del consumo de energía en el mercado libre por sector

Fuente: ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN DE LA ENERGÍA. **Reporte estadístico del mercado libre de electricidad**. [en línea]. PE 4(6): jun., 2004. [Citado 10 Diciembre 2004]. Microsoft HTML. Disponible en: <http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/MerLibElectricidad/RepoLib0406.pdf>

La tendencia de la demanda del mercado de clientes libres ha sufrido importantes variaciones en la década del noventa, debido principalmente a las privatizaciones de las empresas mineras y el establecimiento de la Ley de

Concesiones Eléctricas. En junio de 1997 las empresas Electroandes, Shougesa y Enersur, las cuales eran antes de la fecha indicada autogeneradores de empresas mineras, pasaron a formar parte del mercado generador, y sus respectivas empresas mineras a formar parte del mercado libre como consumidores. Posterior a ese evento se ha mantenido una tendencia casi lineal durante los últimos 6 años.

Gráfico 2.5: Consumo energía eléctrica en el mercado de clientes libres: 1985-2003
(En GW-h)

Fuente: ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN DE LA ENERGÍA. **Anuario**. [en línea]. Lima: OSINERG, 2003 [Citado 10 de diciembre del 2004]. Microsoft HTML. Disponible en: <http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/Anuario/Anuario2003.zip>
Elaboración propia.

El consumo de energía registrado durante el mes de junio del 2004 en el mercado de clientes libres, fue demandado por 249 empresas, de las cuales 23 de ellas consumieron el 68,54% de energía eléctrica. La empresa que registró el mayor consumo durante este periodo de tiempo fue Southern Peru Cooper Corporation, cuyo consumo

ascendió a 123122,85 MWh lo cual representa el 16,05% del consumo total de energía en el mercado de clientes libres.

El consumo de clientes libres está conformado por empresas mineras, fundiciones, químicas, industrias metalúrgicas las cuales representaron en más de 75% del consumo de energía de clientes libres en el mes de junio del 2004, el 25% restante está conformado por empresas de cementos, textiles, alimentos, etc.

En los últimos 15 años la producción de minerales ha sido variable con una tendencia ascendente, la entrega de concesiones mineras, privatizaciones y las expansiones de dichas empresas hacen que el análisis de la demanda se divida en dos partes, primero es necesario desarrollar una proyección del crecimiento vegetativo de los últimos años sin considerar las cargas o consumos de empresas con una fuerte incidencia dentro de la estructura global de la demanda (seleccionadas del Ranking), y segundo incorporar a dicha proyección los nuevos consumos esperados y los consumos con la incidencia en el total mencionada anteriormente.

a. Clientes libres diversos de poco impacto

Demanda de medianas y pequeñas industrias cuyo consumo de energía no tiene un impacto representativo en la demanda de clientes libres. Para la proyección de

la demanda se está considerando que tiene un crecimiento vegetativo debido a:

- Diversidad de tipos de consumidores
- Bajo impacto de cada tipo de consumidor en el total de la demanda de energía

b. Proyectos y cargas especiales

Para este tipo de cargas es necesario que las propias empresas proporcionen las proyecciones de consumo de energía para los próximos años, en base al aumento de sus consumos por expansión y nuevos proyectos, dado que su producción depende de:

- Mercados externos
- Perspectivas de crecimiento e inversión futura
- Nuevas concesiones y zonas de explotación descubiertas

Del ranking de las principales empresas consumidoras de energía (Anexo 4) se ha podido obtener las proyecciones de consumo a través del estudio desarrollado por el COES para la determinación de precios del 2005 presentado ante el OSINERG para la fijación tarifaria mayo 2005 – abril 2006 de las siguientes empresas:

Southern Perú

Doe Run Perú

Tintaya

Aceros Arequipa

Antamina

Shougang

Cementos Lima

Yanacocha

c. Exportación de energía

Existe la posibilidad de interconectarnos con nuestros países vecinos de fin de poder comercializar (comprar y vender energía) entre estos países; esto permitirá hacer más eficiente el sistema y por ello originará una disminución en los precios. La exportación de energía afronta algunos problemas que deberán resolverse para que esta se ponga en práctica, destacando la interconexión física, y la diversidad de marcos regulatorios que difieren de país a país.

o Ecuador

La interconexión con el Ecuador estaba prevista para el mes de octubre de 2004, sin embargo a la fecha se continúa evaluando la reglamentación para la

exportación de energía al vecino país. El proyecto de interconexión consta de las siguientes etapas:

- Primera Etapa: Línea 230 kV, Zorritos – San Idelfonso, simple terna, enlace síncrono, capacidad de diseño 100 MW. Es decir solo se exportará de Perú a una región del Ecuador la energía eléctrica.
- Segunda Etapa: Primera fase de la subestación convertidora “Back to Back” ubicada en Zarumilla. Con esta interconexión se tendría la interconexión Zorritos-Zarumilla-San Idelfonso, simple terna, 100 MW. En esta etapa se podrá exportar e importar energía entre ambos países.
- Tercera Etapa: Segunda fase de la subestación convertidora “Back to Back” y los refuerzos en el sistema de transmisión a fin de tener una capacidad de transporte de 250 MW. Importación y exportación coordinada y reforzada para ampliar la capacidad de potencia intercambiada.

La primera etapa en la parte peruana que comprende la construcción de la L.T: Zorritos – Zarumilla (100 km de longitud aproximadamente y SE en Zorritos) ha sido construida por la empresa REP como parte de los compromisos de inversión asumidos cuando ganó la concesión para operar las redes del SEIN operadas por ETECEN y ETESUR. A la fecha no entra en servicio la línea por las discrepancias comerciales existentes entre Perú y Ecuador.

En la complementariedad de la disponibilidad de recursos hídricos radica la oportunidad de venta, durante los meses de enero a marzo en las cuales las pocas lluvias impiden que se dispongan de recursos hídricos en Ecuador.

- **Otros países**

Actualmente existe la expectativa de los países fronterizos de interconectarse con el Perú para un intercambio de energía eléctrica, sin embargo nadie aún ha asumido las inversiones que se tendrían que realizar, por lo que la proyección de dicha demanda no es posible de pronosticar. En nuestro estudio de demanda se está considerando una demanda estimada del Ecuador.

Asimismo actualmente se analiza la posibilidad de exportar energía a Chile, ya sea en materia prima, gas natural o en energía eléctrica.

2.3. Oferta

En los últimos años la inversión privada en producción de energía eléctrica en el país fue mínima salvo las inversiones que provenían de compromisos anteriores tales como el contrato “Take or Pay” de Electroperú y la central Hidroeléctrica de Yuncán en construcción y transferida en concesión a ENERSUR.

El Estado Peruano mediante su modelo económico y la Ley de Concesiones Eléctricas alienta la inversión privada en el sector electricidad y solamente interviene de manera subsidiaria, por tal motivo en el diseño de la oferta futura se han desestimado proyectos de inversión que involucraban empresas del Estado.

En la actualidad la falta de inversión en el país tiene las siguientes causas; la situación político judicial de nuestro país, las próximas elecciones presidenciales en el Perú, el alto grado de discrecionalidad del ente regulador en la determinación de los precios de generación, asimismo los problemas económicos de los grandes grupos extranjeros que perdieron grandes montos de dinero invertidos en esta parte del mundo debido a la crisis Argentina.

2.3.1. Fuerzas competitivas de la industria de generación eléctrica

Analizaremos la dinámica de las fuerzas competitivas de la industria de generación eléctrica, sin entrar en el negocio de Transporte y Distribución de la energía.

Estas fuerzas son:

- a) intensidad de la rivalidad entre los competidores existentes,
- b) amenaza de nuevos competidores,
- c) amenaza de productos sustitutos,
- c) poder de negociación de los compradores y
- d) poder de negociación de los proveedores.

Análisis de las fuerzas competitivas en el segmento de la producción:

a. Rivalidad entre los competidores existentes

- **Número y diversidad de competidores**

Actualmente existen 14 empresas que generan y compiten en el mercado eléctrico peruano, a su vez el parque de generación eléctrica está compuesto por 423 centrales eléctricas, de las cuales 161 son hidroeléctricas y 262 térmicas. Del total de centrales hidroeléctricas, el 81% generan para el mercado eléctrico y el 19% lo hacen para uso propio. En el caso de las centrales térmicas, el 55% generan para el mercado eléctrico y 45% para uso propio.

Entre las empresas del mercado eléctrico que disponen de una mayor cantidad de centrales aisladas están Electro Oriente S.A. con 64 centrales (11% son hidroeléctricas y 89% térmicas); Electronorte S.A. con 24 centrales (84% son hidroeléctricas y 16% térmicas); y Electronorte Medio S.A. con 24 centrales (67% son hidroeléctricas y 33% térmicas).

- **Crecimiento de la industria**

El “Plan Referencial de Electricidad 2003-2012” de la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas, para dicho periodo,

estima un crecimiento promedio anual de 113.5 MW de potencia y 889,2 GWh. de energía, para el escenario medio o más probable que asigna una tasa de crecimiento anual de 4.12% de energía y 3.63% de potencia. (Ver Cuadro 2.1).

Cuadro 2.1: Tasa de crecimiento anual (%) periodo 2003 - 2012

Rubro/Escenario	Pesimista	Medio	Optimista
Energía	3,12	4,12	6,24
Potencia	3,08	3,63	5,38

Fuente: DIRECCION GENERAL DE ELECTRICIDAD. **Plan referencial de electricidad 2003-2012**. Lima: DGE, 2002. p.2.

Además, se ha concretado la interconexión eléctrica con Ecuador, y está pendiente el acuerdo final de compraventa de energía necesario para iniciar las transacciones.

- **Costos fijos elevados**

La instalación de una planta de generación eléctrica de gas exige una inversión mínima inicial de US\$ 63 millones, referido a la compra del terreno, pago a proveedores del grupo turbina-generador, entre otros.

En consecuencia se puede decir que el nivel de rivalidad es muy alto en esta industria, ya que cuenta con una baja diferenciación de producto, pocos competidores, un lento crecimiento de la industria y altos costos fijos de ingreso al sector.

- **Amenaza de nuevos competidores**

Esta industria puede experimentar ciclos en relación a la capacidad intermitente. Si entra un nuevo competidor, este ingresara, debido a las condiciones de producción, con una gran capacidad instalada provocando una variación significativa en el mercado.

- **Requerimientos de capital**

La generación eléctrica a gas, significa producir energía en forma más barata y eficiente si se compara con la producción a partir de diesel o carbón, originará que varias empresas se interesen en este tipo de producción, así por ejemplo la Termoeléctrica Ventanilla y la central térmica de Santa Rosa ya están utilizando el gas natural para generar electricidad, mediante un generador de ciclo simple.

- **Economías de escala**

En este sector son evidentes y muy importantes las economías de escala, las mismas que dependen de la capacidad efectiva de la generadora, de la disponibilidad del insumo para generar energía, y de la eficiencia de la planta para poder producir al entrar en el mercado spot y/o suscribir contratos de venta de energía con clientes libres.

En el caso de las generadoras de energía eléctrica a gas, lo ideal es poder utilizar ciclos combinados que permitan aumentar la eficiencia en la generación eléctrica cercanos al 50%, esto dependerá de las condiciones de mercado.

- **Política gubernamental**

Este determinante se refiere a la barrera a la entrada más fuerte para los potenciales nuevos ingresos a la industria. El Estado mediante La Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas, OSINERG³¹ y el COES³² regulan el mercado para evitar las prácticas monopólicas y optimizar el uso de los recursos.

El suministro de gas natural por parte del proveedor está asegurado pues el Estado a concedió licencia de explotación del gas por 40 años, y de transporte y distribución por 33 años, a partir del año 2000.

En consecuencia la amenaza de ingreso de nuevos competidores es moderada, pero la amenaza de que competidores del sector transformen sus plantas para generar a gas es elevada.

³¹ OSINERG: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía.

³² COES: Comité de Operación Económica del Sistema.

b. Amenaza de productos sustitutos

Los productos sustitutos para la energía eléctrica se concentra principalmente en el uso de otras fuentes de energía que pueden reemplazarla, así por ejemplo el gas natural (energía) se puede utilizar como energía para realizar parte de sus operaciones, con lo cual se reducirá notablemente el gasto y consumo de energía eléctrica³³ (independientemente de cómo se origine esta).

c. Poder de negociación de los compradores

- **Concentración de compradores o volúmenes de compra.**

En el sector existen dos grandes segmentos, el de “clientes libres” compuesto principalmente por los grandes consumidores de energía (principalmente empresas mineras y fundiciones) que consumen el 62.1% de la producción nacional. Estas empresas tienen un alto poder de negociación frente a las generadoras. En este mercado el precio de compra y venta está regido por la libre oferta y demanda.

En cambio en el sector de “clientes regulados” la venta de energía de las generadoras a las distribuidoras se da mediante el sistema de precios en barra.

³³ Las empresas que ya tiene suscritos contratos para uso del gas natural en sus procesos industriales tenemos a Alicorp, Sudamericana de Fibras, Vinsa, Cerámica San Lorenzo, Corporación Cerámica y Celima. Además Doe Run, EXSA, Nitratos y Aceros Arequipa tienen importantes proyectos para transformar sus plantas para uso del gas natural.

- **Sensibilidad a los precios**

Los cliente libres son sensibles al precio, pues estos clientes pueden comprar directamente a las empresas generadores (que compiten entre ellas, diferenciándose principalmente por la variable precio); en cambio, la sensibilidad al precio es baja (elasticidad precio) en el mercado regulado, pues se trata de un producto que cubre necesidades básicas y estos clientes no pueden acceder a otro distribuidor para que le suministre la energía eléctrica que requieren.

De acuerdo al Proyecto de Ley presentado ante el Congreso de la Republica “Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica”³⁴ los clientes libres y las empresas distribuidoras podrán formar parte del COES y podrán liquidar sus compromisos de potencia y energía en el mercado de corto plazo a costos marginales de corto plazo.

- **Concentración de proveedores**

De acuerdo al artículo N°122³⁵ *Decreto Ley 25844 “Ley de Concesiones Eléctricas”* limita y restringe

³⁴ Fuente: MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS. **Proyecto de ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica**. [en línea]. Lima: MINEM, 2005. [Citado 1 Septiembre 2005]. Microsoft HTML Disponible en: <http://www.minem.gob.pe/archivos/dge/legislacion/proyectoley/Volumen1.pdf>

³⁵ **Artículo 122°.-** Las actividades de generación y/o de transmisiones pertenecientes al Sistema Principal y/o de distribución de energía eléctrica, no podrán efectuarse por un mismo titular o por quien ejerza directa o indirectamente el control de éste, salvo lo dispuesto en la presente Ley.

Quedan excluidos de dicha prohibición, los actos de concentración de tipo vertical u horizontal que se produzcan en las actividades de generación y/o de transmisión y/o de distribución, que no impliquen una disminución daño o restricción a la competencia y la libre concurrencia en los mercados de las actividades mencionadas o en los mercados relacionados.

la integración hacia atrás o hacia delante, para evitar las posiciones o prácticas monopólicas en el sector.

d. Poder de negociación de los proveedores

- **Concentración de proveedores**

Dependiendo de la fuente utilizada para generar la energía, variará la concentración de los proveedores, que van desde el Estado que controla el uso de los recursos de las cuencas hidrográficas, TGP (Transportadora de Gas del Perú) y GNLC (Gas de Camisea para Lima y Callao) que es el único distribuidor del Gas proveniente de Camisea, hasta tener una reducida cantidad de proveedores de diesel o carbón.

- **Importancia de los productos para el negocio del comprador**

Es un producto de primera necesidad. Es básico para poder realizar las distintas actividades económicas (producción, comercialización). Existen pocos sustitutos (como utilizar el gas directamente en actividades de producción) pero el uso de estos sustitutos exige muchas veces una fuerte inversión inicial para tener acceso a ellos.

- **Amenaza de integración hacia delante**

De acuerdo al artículo N°122 *Decreto Ley 25844 “Ley de Concesiones Eléctricas”* limita y restringe

la integración hacia atrás o hacia delante, para evitar las posiciones o prácticas monopólicas en el sector.

Como conclusión se tiene que los proveedores no son una amenaza para la industria ya que los proveedores tienen bajo poder de negociación, en cuestiones de gas propiamente dicho todo se encuentra regulado por el estado.

2.3.2. FODA de la industria de generación eléctrica

La principal fortaleza que tiene el mercado generador de energía eléctrica son las grandes reservas naturales de fuentes de energía, la debilidad es la dependencia que se tiene a los recursos hídricos y a las fuentes de energía caras (carbón y petróleo) una gran oportunidad es la llegada del Gas de Camisea para uso industrial y una amenaza para el sector es el advenimiento de temporadas de estiaje con lo cual se generará menos energía hidráulica y más térmica (gas, carbón, petróleo) encareciéndose el costo de la energía eléctrica.

Cuadro 2.2: FODA de la oferta

FORTALEZAS	DEBILIDADES
<ul style="list-style-type: none"> - Personal humano altamente capacitado. - Diversidad de clientes: regulados y libres (minas, fundiciones, plantas industriales). - Empresas generadoras subsidiarias de transnacionales - Reservas naturales para fuentes de energía: agua, gas natural. 	<ul style="list-style-type: none"> - Antigüedad de mercado generador en promedio 30 años. - Influencia de la política estatal el Estado como generador abastecen el 34.3% de la demanda nacional. - Alta dependencia de los recursos hídricos para la generación de energía. - Alta dependencia de combustibles caros para la generación de energía (carbón y petróleo).
OPORTUNIDADES	AMENAZAS
<ul style="list-style-type: none"> - Contratos a largo plazo con clientes libres de gran consumo, aunado a lo propuesto en el Proyecto de Ley que modificará diversos artículos de la Ley de Concesiones Eléctricas. - Llegada del gas de Camisea a Lima y uso como fuente de generación de energía eléctrica - Pronta interconexión eléctrica internacional con Ecuador y a futuro Bolivia y Chile. 	<ul style="list-style-type: none"> - Advenimiento de temporadas de estiaje el 51% del mercado generador dependen de la energía hidráulica. - La posibilidad de exportar gas natural a México, Chile y Argentina, que reducirán las actuales reservas de gas.

Elaboración propia.

2.4. Comercialización y precios

Una vez definida la demanda y la oferta de la industria, las fuerzas competitivas que influyen en ella, y habiendo realizado el análisis F.O.D.A., centraremos nuestra atención a la forma de

comercializar la energía en el sector, para poder determinar los segmentos de mercado, sus características, y la dinámica de los precios, con el fin de definir el segmento que atenderemos y la política de comercialización y de precios que se pondrá en práctica cuando opere la empresa.

2.4.1. Comercialización

En la actualidad, en el sector eléctrico del Perú, existen tres formas de comercializar la producción de energía eléctrica de una central eléctrica:

- a. Transacciones entre integrantes al interior del COES.
- b. Ventas a Empresas Distribuidoras
- c. Ventas al Mercado de Clientes Libres

a. Transacciones entre generadores al interior del COES

En el sector eléctrico nacional existe un sistema de producción o despacho centralizado de energía a cargo del Comité de Operación Económica del Sistema (COES) mediante el cual la producción de cada central interconectada al sistema eléctrico es despachada de acuerdo a sus costos variables de operación.

La minimización del costo de operación se obtiene despachando las centrales que tienen menores costos de operación. La información necesaria para realizar el despacho de centrales que minimiza el costo de

operación del sistema es obtenida de las propias empresas a través de un procedimiento establecido en la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento. El costo variable de operación de la última central requerida para cubrir la demanda constituye el costo marginal de corto plazo.

Como resultado del despacho efectuado por el COES, algunas empresas de generación resultan "superavitarias", es decir, producen más energía que la que sus clientes retiran del sistema; mientras que otras empresas resultan siendo "deficitarias", es decir, producen menos energía de la que sus clientes retiran del sistema. Las transacciones entre generadores al interior del COES constituyen así una suerte de mercado en el que las empresas superavitarias transfieren o venden el excedente de energía a las deficitarias, es decir, a aquellas que, por razones de costos o indisponibilidad, no son requeridas para el despacho, dichas operaciones se efectúan a costos marginales de corto plazo.

Además de las transferencias de energía, en el COES las empresas realizan aportes de potencia que permiten cubrir la máxima demanda del sistema. El pago que reciben las empresas por el despacho de potencia permite a éstas recuperar parte de los costos involucrados en la inversión y mantenimiento de

capacidad disponible para cubrir las necesidades de la demanda. La remuneración por la potencia que los generadores aportan al sistema es un procedimiento que busca repartir entre todos los generadores el valor de la potencia necesaria para cubrir la máxima demanda del sistema más un margen de reserva que brinde seguridad al mismo. Desde esa perspectiva, no todos los generadores reciben pagos por potencia, sino sólo aquellos que aportan potencia al sistema en el momento en que la máxima demanda ocurre.

b. Ventas a empresas distribuidoras

Las operaciones entre generadoras y distribuidoras se realizan a través de contratos de compraventa de energía y potencia, en donde por lo general se establece un pago por la venta de un volumen determinado de potencia en "horas punta"³⁶ y "horas fuera de punta"³⁷ así como un pago por el consumo de la energía asociada a la potencia contratada.

De acuerdo al marco legal vigente, las compras de empresas de distribución a empresas de generación tienen tratamientos regulatorios distintos según se trate de compras para clientes libres o para clientes regulados. Si el distribuidor compra energía al generador para cubrir la demanda de los clientes

³⁶ Hora punta: Definida desde las 18:00 hasta las 23:00 horas, de lunes a sábado.

³⁷ Hora fuera de punta: Definida desde las 00:00 hasta las 18:00 horas y desde las 23:00 hasta las 24:00 horas de lunes a sábado y domingo todo el día.

regulados en su zona de concesión, dicha transacción tiene un precio regulado que es como máximo el precio de barra establecido por el Osinerg³⁸. Si el distribuidor compra al generador energía para cubrir la demanda de sus clientes libres, dicha transacción tiene un precio libremente pactado entre las partes.

Además de las regulaciones relativas al precio en barra, las empresas de distribución se encuentran obligadas a mantener contratos vigentes con empresas de generación que le garanticen su requerimiento total de potencia y energía por los siguientes 24 meses como mínimo.

Con relación al ámbito geográfico de este mercado, tomando en cuenta que en la industria eléctrica el flujo físico de la energía es independiente del flujo comercial (contratos), basta que un generador este conectado al sistema principal de transmisión para que pueda firmar contratos de venta con empresas de distribución situadas en cualquier ámbito geográfico de la red. De acuerdo con lo anterior, el ámbito geográfico de las ventas de generador a distribuidor está conformado por todo el Sistema Interconectado Nacional.

³⁸ Osinerg: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía.

c. Ventas al mercado de clientes libres

De acuerdo con la Ley de Concesiones Eléctricas, los clientes libres son aquellos clientes cuya demanda es superior a 1000 kW de potencia. Dichos clientes tienen la posibilidad de contratar libremente su suministro con una empresa de generación o con una de distribución. Desde esta perspectiva, los clientes libres son considerados un solo mercado el cual puede ser provisto de manera competitiva por empresas de generación y distribución.

Si bien desde una definición puramente legal los clientes libres forman un solo mercado, desde un punto de vista económico los clientes libres no constituyen un grupo homogéneo de consumidores.

Si se toma en consideración la ubicación, volumen de demanda y tensión de suministro, es posible tipificar a los clientes en dos grandes grupos: "clientes libres grandes" y "clientes libres pequeños". El primer grupo de clientes está compuesto por empresas dedicadas al rubro minero o actividades relacionadas que se encuentran situadas fuera de los centros poblados y demandan grandes volúmenes de energía y potencia en niveles de muy alta y alta tensión. El segundo grupo de clientes, en cambio, está conformado por empresas de mediana envergadura, de giro industrial y comercial, ubicadas dentro de los principales centros poblados atendidos por empresas de distribución. Este último

tipo de cliente es atendido generalmente en media tensión y demanda volúmenes de energía y potencia significativamente inferiores a los demandados por los clientes libres grandes.

Se verifica que para los años 1999, 2000 y 2001, el volumen promedio de la energía consumida por los clientes de los generadores fue significativamente mayor al volumen promedio de la energía consumida por los clientes de los distribuidores. De ello se desprende que, en promedio, los generadores abastecen a clientes con mayores demandas, respecto de los clientes que son abastecidos por las empresas de distribución.

Finalmente, si se considera el nivel de tensión, se observa que, a medida que aumenta dicho nivel, el número de clientes libres atendidos por las empresas de generación es mayor que el número de clientes atendidos por las empresas de distribución. A mayor nivel de tensión los generadores no sólo atienden más clientes, sino que también venden más energía que los distribuidores; lo que indicaría que los clientes libres grandes demandan en altos niveles de tensión y son abastecidos por generadores, antes que por distribuidores.

Se concluye, por tanto, que los clientes libres no forman parte de un solo mercado relevante, sino que este se

encuentra segmentado en dos: el mercado de los "clientes libres grandes" atendidos por empresas de generación y el mercado de "clientes libres pequeños" atendidos de forma exclusiva por la empresa de distribución en la mayoría de casos, que tienen la concesión del área geográfica en donde el cliente se encuentra ubicado. Si bien actualmente es evidente la segmentación que existe entre los clientes libres atendidos por empresas de generación y distribución, el marco regulatorio considera a todos los clientes libres dentro de un solo mercado a efectos de la comparación de precios libres y teóricos (regulados) a que se refiere el artículo 53° de la Ley de Concesiones Eléctricas. De acuerdo con dicho artículo, las tarifas reguladas no pueden diferir en más de 10% de los precios libres vigentes.

2.4.2. Selección de segmento de mercado

De un análisis inicial, podemos afirmar que la venta de toda nuestra producción en el mercado entre generadores que técnicamente es factible, no sería posible dada las condiciones de financiamiento que se prevé utilizar, asimismo el proyecto de Ley presentado ante el Congreso de la Republica “Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica” prevé medidas para que se certifique la capacidad y la energía de las plantas eléctricas³⁹, por lo tanto es necesario contar con contratos para disminuir los niveles de riesgos para las nuevas

³⁹ Certificados de Capacidad de Energía que otorgará el COES sobre la base metodología del Ministerio de Energía y Minas.

inversiones, asimismo por el nivel de volatilidad que se da en este mercado no es suficiente para que el proyecto se pague en un período determinado dado que remunerará de acuerdo a su programación de despacho por parte del COES por tanto es necesario efectuar contratos y quedarían dos tipos de clientes; los clientes regulados y los clientes libres, los primeros por condiciones legales están sujetos a una regulación de precios por parte del OSINERG, cuyos contratos especifican precios regulados y penalidades reguladas por calidad de energía, nos referimos a clientes regulados a todas las empresas distribuidoras del país así como también a aquellos clientes que no reúnen las condiciones para ser considerados clientes libre.

El último grupo de clientes a analizar viene a ser los clientes libres (cuadro 2.3), mercado importante, si bien es cierto este mercado es muy pequeño, también es uno de los mercados más atractivos porque ésta venta se realiza en grandes bloques de energía, asimismo en este segmento de clientes se negocia libremente el precio de generación y los demás cargos que debe pagar el cliente son regulados⁴⁰.

El echo de contar con una cartera de clientes libres nos garantizará un flujo de ingresos de dinero constante durante el periodo que dure el contrato dado que la mayoría de estos clientes precisan contratos con tarifas

⁴⁰ Cargos tales como: peaje de conexión al sistema principal de transmisión, garantía de red principal de Camisea y Sistema secundario de transmisión.

constantes que se actualizan periódicamente o en su defecto sus contratos precisan actualizaciones basados en las tarifas reguladas, lo cual permitirá tener caja para afrontar las operaciones de la empresa

Cuadro 2.3: Clientes libres de empresas generadoras

Número de Clientes Libres de Empresas Generadoras			
Nivel de Tensión	Jun-03	Jun-04	%
MAT	33	31	-6%
AT	24	29	21%
MT	18	28	56%
Total	75	88	17%
Número de Clientes Libres de Empresas Distribuidores			
Nivel de Tensión	Jun-03	Jun-04	%
MAT	2	2	0%
AT	15	14	-7%
MT	150	147	-2%
Total	167	163	-2%

Fuente: ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN DE LA ENERGÍA. **Reporte estadístico del mercado libre de electricidad**. [en línea]. PE 4(6): jun., 2004. [Citado 10 Diciembre 2004]. Microsoft HTML. Disponible en:
<http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/MerLibElectricidad/RepoLib0406.pdf>

En la composición de las ventas de energía en el mercado libre, por actividad económica a junio del 2004, la actividad que muestra el mayor consumo de energía es minería con una participación del 48,8% del total del consumo de clientes libres, seguida de las actividades de fundición y químicos de acuerdo al siguiente grafico.

Grafico 2.6: Ventas por actividad económica

Fuente: ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN DE LA ENERGÍA. Reporte estadístico del mercado libre de electricidad. [en línea]. PE 4(6): jun., 2004. [Citado 10 Diciembre 2004]. Microsoft HTML. Disponible en: <http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/MerLibElectricidad/RepoLib0406.pdf>

Asimismo el número de clientes libres por actividad económica se puede ver en la siguiente tendencia:

Grafico 2.7: Número de clientes libres por actividad

Fuente: ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN DE LA ENERGÍA. Reporte estadístico del mercado libre de electricidad. [en línea]. PE 4(6): jun., 2004. [Citado 10 Diciembre 2004]. Microsoft HTML. Disponible en: <http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/MerLibElectricidad/RepoLib0406.pdf>

En el cuadro 2.4 se muestra la escala de vencimientos de los contratos en poder de Osinerg, contados a partir de junio del 2004. Se nota una mayor participación de las empresas distribuidoras en los contratos con periodos de vigencia superiores a 5 años, mientras las empresas generadoras vienen contratando con sus clientes libres por periodos más cortos, menores a los 5 años. Incluso se aprecia en el cuadro, que las generadoras cuentan con un nuevo clientes libre con contrato con vigencia superior a 15 años, firmado recientemente entre Quimpac y la generadora Enersur.

Cuadro 2.4: Contratos con clientes

Años para el vencimiento	Total de Contratos	Clientes de Generadores	Clientes de Distribuidores
1 año	50	42,0%	58,0%
2 años	19	42,1%	57,9%
3-5 años	34	47,1%	52,9%
6-10 años	38	21,1%	78,9%
11-15 años	6	33,3%	66,7%
16-20 años	3	33,3%	66,7%

Fuente: ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN DE LA ENERGÍA. **Reporte estadístico del mercado libre de electricidad**. [en línea]. PE 4(6): jun., 2004. [Citado 10 Diciembre 2004]. Microsoft HTML. Disponible en: <http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/MerLibElectricidad/RepoLib0406.pdf>

De acuerdo a la información presentada, es conveniente efectuar los contratos antes de la entrada en operación de la central, lo cual ayudaría a obtener capital de trabajo para la culminación de las obras y su entrada en servicio, proposición congruente con el proyecto de Ley presentado ante el Congreso de la Republica “Ley para Asegurar el

Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica” que propone incorporar procesos de licitación a precios firmes cuando se determine en el mediano plazo demanda no cubierta por contratos de suministro, facilidad que se otorgará a nuevos inversionistas para el financiamiento de sus proyectos de inversión.

2.4.3. Perfil del consumidor tipo y sus variantes

Los clientes mineros (48,8% del total de energía que retiran los clientes libres del sistema nacional) tienen un perfil de carga estable, vale decir mantiene un consumo sostenido durante las 24 horas, salvo algunos de ellos que reduce su consumo en horas de punta donde la potencia y energía consumida tiene precios más caros. Esto nos permitiría estimar con gran aproximación los ingresos y egreso que podamos tener por los contratos. En el grafico 2.8 se presenta el diagrama de carga de un cliente libre representativo Southern Peru Cooper Corportation con las características descritas anteriormente.

Grafico 2.8: Consumos Southern Peru Cooper Corporation

Fuente: ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN DE LA ENERGÍA. **Reporte estadístico del mercado libre de electricidad.** [en línea]. PE 4(6): jun., 2004. [Citado 10 Diciembre 2004]. Microsoft HTML. Disponible en: <http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/MerLibElectricidad/RepoLib0406.pdf>

Asimismo los contratos con este tipo de clientes son “de partes”, lo que quiere decir que a diferencia de los contratos con las empresas distribuidoras de energía cuyos contratos deben acogerse a condiciones reguladas de calidad de energía, éstas pueden obviar o en su defecto minimizar dichas condiciones que en muchos casos conlleva a pagar grandes penalidades por la entrega de mala calidad de energía.

Los contratos con clientes regulados⁴¹ en su mayoría especifican pagos de mínimo 30 días después de haberse realizado el servicio, lo que significa que si en dicho mes la central térmica no hubiese operado, la compra de energía en el mercado entre generadores deberá pagarse como máximo en el lapso de 17 días, especificado en la

⁴¹ Los clientes regulados para las empresas generadoras son la empresas distribuidoras.

Ley de Concesiones Eléctricas, por lo que es recomendable especificar en los contratos plazos máximos de cancelación de facturas 15 días.

2.4.4. Estrategia comercial

Dado que el producto es la energía eléctrica y es un producto indiferenciado enfocaremos una estrategia de liderazgo en costo enfocada en el sector de grandes consumos de clientes libres y regulados, con valor agregado.

El liderazgo en costos a implementar está respaldado por los costos de producción que puede incurrir una empresa que tiene centrales térmicas e hidráulicas, asimismo dada las consideraciones de financiamiento del proyecto y el nivel de competencia es necesario ofrecer a los clientes precios promedio con referencia a las tarifas establecidas por el organismo regulador para los clientes regulados, de tal manera de cumplir con las políticas de contratos de la empresa que es mantener contratado un porcentaje importante de la capacidad de producción de la empresa, siendo los excedentes de producción comercializados a precios en el mercado entre generadores (spot).

Por tanto, los precios que deberán ofertarse a los futuros clientes dependerá del tiempo del futuro contrato, de las condiciones de precio regulado del momento y de los precios en el mercado a fin de ofrecer precios promedio

que nos permitirían cumplir con las expectativas de rentabilidad y financiamiento del proyecto.

El análisis de las encuestas nos muestra que el valor agregado que debería darse al cliente como parte del servicio de suministro de energía, debería ser: asesoramiento técnico en temas de electricidad, información permanente de su consumo para que pueda administrar su carga y consideraciones tarifarias acorde a al mercado, entre otros. (Ver Anexo 4)

Otro de los aspectos saltantes que recogemos del análisis de las encuestas viene a ser la inquietud de parte de algunos clientes de obtener tarifas similares a los precios marginales de corto plazo del COES⁴², entendiéndose la sensación de los mismos que dichos precios son inferiores a sus precios de contrato, lo cual es comprensible, pero los riesgos que toman los clientes se deben a los adquiridos por el giro propio de su negocio y entendemos que no tomarían riesgos adicionales por la volatilidad que tienen los precios marginales de corto plazo de su insumo la energía eléctrica.

Nuestro proyecto de investigación contempla las políticas de comercialización en el mercado entre generadores del 9% de la capacidad de producción y de establecer

⁴² El costo Marginal de Corto Plazo de energía, conforme a la definición 5 del la Ley de concesiones Eléctricas, se calculará teniendo en cuenta el costo promedio en que incurre el sistema eléctrico en conjunto durante una hora para suministrar una unidad adicional de energía en la barra correspondiente considerando la operación óptima determinada por el COES.

contratos de suministro de energía eléctrica con clientes del 91% de la capacidad de producción, la liquidación de los intercambios en el mercado entre generadores se efectúan con los precios marginales de corto plazo.

El porcentaje de captación de clientes libres fue establecido de acuerdo a las políticas de la empresa. Asimismo el establecimiento de la estrategia para determinar los precios de venta a clientes tiene consideración de las políticas empresariales.

2.4.5. Análisis de precios

La composición del precio del producto de suministro o venta de energía tiene dos componentes; energía y potencia, los precios para las valorizaciones en el mercado entre generadores se efectúa a costos marginales de corto plazo, el precio de energía en el mercado entre generadores para un período dado vendría a ser el costo variable de operación de la última central requerida para cubrir la demanda que constituirá el costo marginal de corto plazo⁴³, en el Cuadro 2.5 de ingresos marginales mínimos estándares se listan los costos variables promedio que tienen para generar las centrales pertenecientes al sistema eléctrico del Perú.

En el caso de la potencia el precio básico de potencia se determina a partir de una unidad generadora más

⁴³ El costo Marginal de Corto Plazo de energía, conforme a la definición 5 de la Ley de concesiones Eléctricas, se calculará teniendo en cuenta el costo promedio en que incurre el sistema eléctrico en conjunto durante una hora para suministrar una unidad adicional de energía en la barra correspondiente considerando la operación óptima determinada por el COES.

económica para suministrar potencia adicional durante las horas de máxima demanda anual, que viene a ser una turbina a gas del tipo industrial, operado con petróleo diesel N° 2.

El precio básico de la potencia corresponde a la anualidad de la inversión en la planta de punta más sus COyM⁴⁴ anuales. Se considera, asimismo los factores por la tasa de indisponibilidad fortuita de la unidad y el margen de reserva firme objetivo del sistema.

Las tarifas son reajustadas mensualmente por los generadores de acuerdo a las fórmulas de reajuste vigentes, los factores a considerar para el reajuste de las tarifas son: índice de precios al por mayor, precio paridad petróleo diesel 2 (PPD2), precio máximo de referencia del gas natural (PGN), precio referencial FOB del carbón bituminoso (FOBCB), derechos arancelarios.

Basado en la información del Cuadro 2.6 se aplica un modelo matemático para el cálculo de los precios en barra de la energía denominado PERSEO⁴⁵.

Asociado al plan óptimo de operación se obtienen los costos marginales en cada barra del sistema, los que finalmente se utilizan en la formación de la estructura de precios.

⁴⁴ COyM: Costos de operación y mantenimiento

⁴⁵ Modelo Matemático utilizado por el COES y el Osinerg para resolver el problema del planeamiento de la operación de mediano plazo, que determina un plan óptimo que minimiza el costo total de operación en bases mensuales. El modelo se concibió bajo las características de: Multi-embalse, Multi-nodo y Multi-escenario

De la información actual del mercado presentamos los precios a la fecha, ver el Cuadro 2.7 y utilizando el modelo matemático mencionado se ha establecido su proyección durante los próximos 10 años, ver el Cuadro 2.8.

Para la oferta a clientes por contrato se toma como referencia la política de contratos que aplica la empresa, el análisis de precios que se da en el mercado regulado que vienen a ser los resultados obtenidos de traer al presente los precios futuros obtenidos por el modelo matemático PERSEO y los precios que se presentan en el mercado entre generadores, asimismo se considera el factor tiempo de vigencia de los posibles contratos, además de aspectos financieros tales como capacidad de pago del cliente, entre otros. En el caso específico del presente trabajo se tomaron como referencia los precios obtenidos del modelo PERSEO traídos al presente (tarifas reguladas), los mismos que se incrementaron anualmente a una tasa del 3%⁴⁶, como una posición conservadora de la evolución de precios esperada, dado que las tarifas actuales a clientes están por encima de las tarifas reguladas.

⁴⁶ Inflación de los Estados Unidos de Norteamérica, año 2004. Fuente: U.S. Bureau of Labor Statistics, Consumer Price Index - All Urban Consumers, página web <http://data.bls.gov/cgi-bin/surveymost>

Cuadro 2.5: Ingresos marginales mínimos estándares por tipo de central

Tasa de Descuento		12%																
Tipo de Planta	Inversión específica	Costo Fijo	Periodo de construcción	Periodo de Depreciación	Factor de Anualidad	Costo Especifico Anual del Capital	Costo Especifico del Capital	Eficiencia de Planta	Consumo Especifico de Energía	Factor de Planta	Periodo de Utilización equivalente	Costo Combustible	Costo Combustible	Costo Variable No Combustible	Costo Variable Anual	Costo Variable	Costo Anual Especifico	Costo Unitario Especifico
Unidad	US\$/kW	US\$/kW	años	años		US\$/kW/año	US\$/MWh	%	kJ/kWh	%	h/a	US\$/bbl	US\$/GJ		US\$/kW/a	US\$/MWh	US\$/kW/a	US\$/MWh
Base									3,600		8760	0 ton		20%				
Tasa de interés durante el periodo de construcción			8%															
Hidroeléctrica 1	1200	12	4	40	0.1213	189.10	28.8	80%	4,500	75%	6570	0	0	0.00	0	0.00	189	28.8
		1%																
Hidroeléctrica 2	1000	10	4	40	0.1213	157.58	27.7	80%	4,500	65%	5694	0	0	0.00	0	0.00	158	27.7
		1%																
Turbina a carbón 1 sin desulfurización	1000	30	2	25	0.1275	175.21	25	40%	9,000	80%	7008	40	1.54	0.31	116	17	290	41
		3%																
Turbina a carbón 2 con desulfurización	1200	36	2	25	0.1275	207.85	30	37%	9,750	80%	7008	40	1.54	0.31	126	18	334	48
		3%																
Turbina a gas	400	8	1	25	0.1275	63.08	9	31%	11,613	80%	7008		2.50	0.50	244	35	307	44
		2%																
Turbina a gas	400	8	1	25	0.1275	63.08	9	31%	11,613	80%	7008		2.00	0.40	195	28	258	37
		2%																
Turbina a gas	350	7	1	25	0.1275	55.19	21	31%	11,613	30%	2628		1.75	0.35	64	24	119	45
		2%																
Gas ciclo combinado 1	550	11	2	25	0.1275	89.76	13	50%	7,200	80%	7008		2.50	0.50	151	22	241	34
		2%																
Gas ciclo combinado 2	550	11	2	25	0.1275	89.76	13	50%	7,200	80%	7008		2.00	0.40	121	17	211	30
		2%																
Gas ciclo combinado 3	550	11	2	25	0.1275	89.76	13	50%	7,200	80%	7008		1.75	0.35	106	15	196	28
		2%																
Diesel / residual	900	27	1	25	0.1275	150.93	22	42%	8,571	80%	7008	20	3.17	0.63	229	33	380	54
		3%																
Turbina a gas con diesel	350	7	1	25	0.1275	55.19	8	30%	12,000	80%	7008	29	5.00	1.00	505	72	560	80
		2%																
Antigua turbina a gas con Diesel	700	21	1	25	0.1275	117.39	17	35%	10,286	80%	7008	29	5.00	1.00	432	62	550	78
		3%																

Fuente: ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN DE LA ENERGÍA. **Determinantes de la inversión en el sector eléctrico peruano.** [en línea]. Lima: COES, 2004. [Citado 28 Diciembre 2004]. Microsoft HTML. Disponible en: <http://www.osinerg.gob.pe/osinerg/investigacion/documentos/DT12-OEE-hbOSINERG.pdf>

**Cuadro 2.6: Datos suministrados al modelo matemático PERSEO
para el cálculo de precios en barra**

1	Datos de los afluentes existentes en las cuencas hidrográficas
2	Datos de las barras del sistema eléctrico modelado
3	Datos de las centrales térmicas
4	Datos de las centrales hidráulicas
5	Datos de precios de los combustibles
6	Datos de las cuencas hidrográficas
7	Datos de la Configuración de los requerimientos de agua en las cuencas hidrográficas
8	Datos generales del estudio
9	Datos de la demanda de energía en barras
10	Datos de los embalses y reservorios en las cuencas hidrográficas
11	Datos de las empresas que agrupan CCTT y CCHH
12	Datos de los grupos térmicos
13	Series de caudales hidrológicos de los afluentes
14	Duración de los bloques horarios
15	Datos de las líneas del sistema eléctrico modelado
16	Datos de mantenimiento de las CCHH y grupos térmicos
17	Parámetros de ejecución y de impresión de resultados
18	Datos de los puntos de interés en las cuencas hidrográficas
19	Datos de requerimiento de agua
20	Datos de la configuración hidráulica de las cuencas hidrográficas

Fuente: COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL. **Informe presentación del estudio técnico económico**. [en línea]. Lima: COES, 2005. [Citado Mayo 2005]. Microsoft HTML. Disponible en: <http://www.coes.org.pe/coes/estudios/fijacionmayo2005.htm>
Elaboración propia.

Cuadro 2.7: Costo marginal promedio mensual del SEIN

COSTO MARGINAL PROMEDIO MENSUAL DEL SEIN

MES	CMGH (\$./MWh)	T. BARRA (\$./MWh)
Ene-00	12,87418	28,72
Feb-00	15,18748	30,95
Mar-00	18,15602	30,64
Abr-00	7,88176	30,71
May-00	5,80878	27,13
Jun-00	15,61055	27,25
Jul-00	31,75769	27,37
Ago-00	37,13154	30,34
Set-00	37,00689	30,03
Oct-00	37,44251	29,98
Nov-00	29,32833	29,14
Dic-00	10,67863	29,18
Ene-01	7,57169	29,10
Feb-01	13,64446	29,20
Mar-01	18,26559	30,33
Abr-01	7,30245	29,66
May-01	9,47132	28,70
Jun-01	23,55567	29,59
Jul-01	39,17555	29,81
Ago-01	41,13353	29,85
Set-01	36,86504	29,84
Oct-01	29,01938	30,34
Nov-01	20,14021	26,89
Dic-01	17,12363	26,15
Ene-02	19,99028	25,90
Feb-02	16,87500	26,51
Mar-02	15,93732	26,70
Abr-02	10,34343	27,03
May-02	23,30518	28,35
Jun-02	31,49987	27,95
Jul-02	33,56514	27,65
Ago-02	51,20652	27,15
Set-02	51,22575	28,15
Oct-02	35,16660	28,48
Nov-02	18,92703	27,71
Dic-02	18,17557	27,67
Ene-03	13,10724	27,26
Feb-03	16,39487	27,28
Mar-03	21,63156	28,21
Abr-03	11,13988	28,31
May-03	20,33658	27,07
Jun-03	43,23344	27,26
Jul-03	57,35620	26,48
Ago-03	64,62667	26,42
Set-03	61,29310	26,41
Oct-03	58,06609	26,48
Nov-03	65,88713	23,92
Dic-03	24,02969	24,04
Ene-04	51,20240	24,32
Feb-04	36,59966	24,51
Mar-04	32,52183	24,60
Abr-04	54,49518	24,44
May-04	108,50417	24,17
Jun-04	99,39444	24,27
Jul-04	97,57005	24,49
Ago-04	111,60492	25,11
Sep-04	112,38745	25,90
Oct-04	64,05788	25,96
Nov-04	23,93503	32,40
Dic-04	31,45072	32,46

Fuente: COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL. **Informe presentación del estudio técnico económico.** [en línea]. Lima: COES, 2005. [Citado Mayo 2005]. Microsoft HTML. Disponible en: <http://www.coes.org.pe/coes/estudios/fijacionmayo2005.htm>
Elaboración propia

Cuadro 2.8: Costos marginales

Fecha		CMg - Barra Lima (US\$/MWh)		
		P	M	B
2008	ENE	21.80	15.91	15.73
2008	FEB	21.72	15.92	13.81
2008	MAR	21.80	16.29	15.66
2008	ABR	21.84	16.11	15.90
2008	MAY	21.80	16.71	16.10
2008	JUN	22.03	21.43	21.30
2008	JUL	22.60	21.52	21.39
2008	AGO	22.06	21.59	21.44
2008	SET	21.88	21.58	21.46
2008	OCT	21.93	21.44	21.18
2008	NOV	21.83	21.17	15.92
2008	DIC	21.81	16.54	15.91
2009	ENE	21.86	16.39	15.92
2009	FEB	21.84	21.61	15.88
2009	MAR	21.84	18.17	15.89
2009	ABR	22.83	21.57	15.91
2009	MAY	21.86	20.90	20.32
2009	JUN	22.78	22.16	21.95
2009	JUL	22.50	22.05	21.85
2009	AGO	22.65	22.09	21.86
2009	SET	22.51	22.10	21.93
2009	OCT	23.17	22.00	21.60
2009	NOV	21.86	21.81	17.44
2009	DIC	21.85	21.04	15.92
2010	ENE	22.85	21.72	15.91
2010	FEB	22.12	21.80	15.89
2010	MAR	22.83	22.62	15.91
2010	ABR	29.44	21.81	17.23
2010	MAY	22.76	22.00	21.33
2010	JUN	24.06	22.10	21.93
2010	JUL	25.59	22.00	21.90
2010	AGO	22.08	22.01	21.74
2010	SET	22.02	21.84	21.55
2010	OCT	21.90	21.47	21.30
2010	NOV	21.85	21.69	16.05
2010	DIC	21.88	16.25	15.88
2011	ENE	22.07	15.91	15.81
2011	FEB	21.78	16.92	15.80
2011	MAR	21.90	21.64	15.87
2011	ABR	24.62	16.72	15.88
2011	MAY	21.90	16.78	16.32
2011	JUN	21.94	21.71	21.53
2011	JUL	22.78	21.82	21.54
2011	AGO	22.75	22.03	21.63
2011	SET	22.10	22.02	21.56
2011	OCT	22.62	21.83	21.46

Continúa ...

Cuadro 2.8: Costos marginales

...viene

Fecha		CMg - Barra Lima (US\$/MWh)		
		P	M	B
2011	NOV	21.84	16.53	15.87
2011	DIC	21.95	15.92	15.81
2012	ENE	21.96	15.80	15.53
2012	FEB	15.90	15.85	15.50
2012	MAR	17.10	15.87	15.53
2012	ABR	22.00	15.86	15.55
2012	MAY	19.57	15.87	15.85
2012	JUN	22.06	20.90	20.74
2012	JUL	22.73	20.85	20.31
2012	AGO	22.48	21.16	21.02
2012	SET	21.31	21.11	20.64
2012	OCT	24.04	20.68	20.02
2012	NOV	21.96	15.89	15.80
2012	DIC	21.96	15.88	15.57
2013	ENE	21.99	15.80	15.54
2013	FEB	29.36	21.90	15.52
2013	MAR	22.00	15.88	15.54
2013	ABR	24.62	15.86	15.57
2013	MAY	21.99	15.89	15.80
2013	JUN	22.01	19.93	18.73
2013	JUL	23.84	21.08	19.70
2013	AGO	23.82	21.13	20.67
2013	SET	22.23	21.17	20.73
2013	OCT	22.91	21.05	20.20
2013	NOV	22.02	15.97	15.82
2013	DIC	22.01	15.89	15.59
2014	ENE	22.04	15.86	15.55
2014	FEB	22.02	15.89	15.53
2014	MAR	22.04	15.90	15.56
2014	ABR	27.45	15.86	15.59
2014	MAY	23.00	15.90	15.86
2014	JUN	23.03	21.22	20.78
2014	JUL	24.38	21.40	20.84
2014	AGO	24.36	21.51	20.92
2014	SET	23.26	21.41	20.32
2014	OCT	22.08	16.16	15.86
2014	NOV	22.07	16.00	15.80
2014	DIC	22.07	15.87	15.61

Fuente: COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL. **Informe presentación del estudio técnico económico.** [en línea]. Lima: COES, 2005. [Citado Mayo 2005]. Microsoft HTML. Disponible en: <http://www.coes.org.pe/coes/estudios/fijacionmayo2005.htm>
Elaboración propia.

2.5. Canal de distribución

El único canal de distribución de la energía eléctrica son las líneas de transmisión del Sistema Interconectado Nacional SINAC el cual esta administrado por el Comité de Operación Económica del Sistema COES, el SINAC está conformado por 2405,7 Km de líneas de transmisión en 138 y 220 kV, las cuales cruzan todo el territorio nacional, distribuyendo la energía eléctrica generada en las centrales de generación eléctrica de fuentes diversas como el agua, gas natural, carbón petróleo y otros hasta los centros de consumo como las ciudades y las plantas industriales.

Cuadro 2.9: Líneas de sistema principal de transmisión.

Zona	Línea *	Titular	Tensión nominal (kV)	Número de ternas	Longitud (km)
Norte	S.E. Malácas (Talara) - S.E. Piura Oeste	REP	220	1	103,8
	S.E. Chiclayo Oeste - S.E. Guadalupe 1	REP	220	1	83,7
	S.E. Guadalupe 1 - S.E. Trujillo Norte	REP	220	1	103,4
	S.E. Chimbote 1 - S.E. Paramonga Nueva	REP	220	1	220,3
	S.E. Paramonga Nueva - S.E. Vizcarra	ETSELVA	220	1	145,3
	S.E. Paramonga Nueva - S.E. Huacho	REP	220	1	55,6
	S.E. Chavarría - S.E. Santa Rosa	REP	220	2	8,5
	S.E. Paragsha II - S.E. Huánuco	REP	138	1	86,2
	S.E. Huánuco - S.E. Tingo María	REP	138	1	88,2
	S.E. Pachachaca - La Oroya Nueva	ISA PERU	220	1	21,2
	S.E. Oroya - Carhuamayo	ISA PERU	220	1	76,1
	S.E. Carhuamayo - Paragsha	ISA PERU	220	1	43,3
	S.E. Paragsha - Vizcarra	ISA PERU	220	1	121,1
Interconexión	S.E. Campo Armiño (Mantaro) - S.E. Cotaruse	TRANSMANTARO	220	2	282,1
	S.E. Cotaruse - S.E. Socabaya	TRANSMANTARO	220	2	310,9
Sur	S.E. Cerro Verde - S.E. Repartición	REP	138	1	30,0
	S.E. Repartición - S.E. Mollendo	REP	138	1	55,0
	S.E. Quencoro - S.E. Dolorespata	REP	138	1	8,4
	S.E. Tintaya - S.E. Ayaviri	REP	138	1	82,5
	S.E. Ayaviri - S.E. Azángaro	REP	138	1	42,4
	S.E. Socabaya - S.E. Moquegua (Montalvo)	REDESUR	220	2	106,7
	S.E. Moquegua (Montalvo) - S.E. Tacna	REDESUR	220	1	124,4
	S.E. Moquegua (Montalvo) - S.E. Puno	REDESUR	220	1	196,6
Total					2 405,7

Fuente: MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS. **Estadística eléctrica 2002 - 2003**. [en línea]. Lima: MINEM, 2003. [Citado 25 Diciembre 2004]. Microsoft HTML. Disponible en:

http://www.minem.gob.pe/electricidad/estadisticas/GeneracionTransmision2002_2003.pdf

Detalle de la información presentada en este capítulo se encuentran en los siguientes anexos:

Anexo 2: Venta de energía eléctrica por departamento: 2003

Anexo 3: Venta de energía eléctrica por departamento: 2003 (En MW-h)

Anexo 4: Ranking de consumo de energía eléctrica: junio 2004

Anexo 20: Modelo de encuestas

CAPÍTULO III

3. Capacidad de planta

La capacidad de la planta será determinante para un uso óptimo de los recursos, por ello la importancia de un adecuado análisis para determinar la capacidad de la planta.

3.1. Proyección oferta - demanda

Para determinar la capacidad de la planta proyectaremos la oferta y demanda del mercado.

3.1.1. Proyección de la oferta

Para la proyección de la demanda se consideró la información publicada por el Comité de Operación Económica del Sistema (COES) en el Estudio Técnico Económico de Determinación de Precios de Potencia y Energía en Barras para la Fijación Tarifaria de mayo de 2004, presentado en Audiencia Pública se ha tomado el programa de obras entre los años 2004 – 2006, recabado por tal Organismo de las principales entidades gubernamentales y posibles inversionistas en el país.

Asimismo también se ha revisado el Plan Referencial de Electricidad 2001 - 2010 que publica el Ministerio de Energía y Minas, que muestra las proyecciones de inversión en el sector de energía, también se ha tenido en

cuenta la información actual de oferta en el sistema eléctrico nacional que proviene de fuentes tales como el COES y el OSINERG.

En el Cuadro 3.1 se menciona la oferta actual por tipo de combustible empleado en el parque generador del Perú.

Cuadro 3.1: Potencia efectiva centrales eléctricas
(En kW)

Hidráulicas con Embalse	2 139 000
Hidráulicas de Pasada	497 459
TG Natural	617 180
T-Carbón	141 077
T-Vapor	214 677
G-diesel	246 166
TG-diesel	471 947
Ciclo combinado	18 702
Total	4 346 208

Fuente: COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL. **Informe de transferencias de potencia.** [en línea]. Lima: COES, 2004. [Citado 28 Diciembre 2004]. Microsoft HTML. Disponible en: <http://www.coes.org.pe/coes/est2004/anual.htm>

Gráfico 3.1: Potencia efectiva SEIN por tipo de combustible

Fuente: COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL. **Informe de transferencias de potencia.** [en línea]. Lima: COES, 2004. [Citado 28 Diciembre 2004]. Microsoft HTML. Disponible en: <http://www.coes.org.pe/coes/est2004/anual.htm>
Elaboración propia

En el Cuadro 3.2 se menciona la oferta actual por empresa generadora participante en el mercado eléctrico del Perú.

**Cuadro 3.2: Potencia efectiva empresas generadoras al 2004
(En kW)**

Termoselva	165 192
CAHUA S.A. Empresa de Generación Eléctrica	115 383
EDEL	986 136
eeepsa endesa	141 988
Duke Energy International Perú	533 821
ELECTROANDES una empresa PSE Global	171 293
electroperú s.a.	883 606
Etevensa Empresa de Generación Termoeléctrica Ventanilla	310 000
SHOUKANG GENERACION ELECTRICA S.A.A.	65 745
EGESA	319 416
EGEMSA Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A.	98 100
San Gabán	131 313
EGE UR	60 240
EnerSur Energía para el Desarrollo	363 975
TOTAL	4 346 208

Fuente: COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL.
Informe de transferencias de potencia. [en línea]. Lima: COES, 2004. [Citado 28 Diciembre 2004].
Microsoft HTML. Disponible en: <http://www.coes.org.pe/coes/est2004/anual.htm>
Elaboración propia

Gráfico 3.2: Potencia efectiva SEIN por empresa generadora

Fuente: COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL. **Informe de transferencias de potencia.** [en línea]. Lima: COES, 2004. [Citado 28 Diciembre 2004]. Microsoft HTML. Disponible en:

<http://www.coes.org.pe/coes/Estadistica/Mensual.asp>

Elaboración propia

Cuadro 3.3: Energía producida en el SEIN: Acumulado Dic-04

	GENERACION		TOTAL (MWh)	Particip. %
	Hidr. (MWh)	Tér. (MWh)		
ELECTROPERU	6 571 618	142 778	6 714 396	30,66%
CAHUA	405 728	26 327	432 055	1,97%
TERMOSELVA		1 130 312	1 130 312	5,16%
EDEGEL	4 163 513	251 796	4 415 309	20,16%
ETEVENSA		965 385	965 385	4,41%
EEPSA		553 509	553 509	2,53%
EGENOR	2 038 627	141 187	2 179 814	9,95%
ELECTROANDES	1 042 946		1 042 946	4,76%
SHOUGESA		63 728	63 728	0,29%
EGASA	864 240	171 612	1 035 851	4,73%
EGEMSA	720 406	133	720 540	3,29%
EGESUR	96 242	106 979	203 221	0,93%
ENERSUR		1 651 909	1 651 909	7,54%
SAN GABAN	789 300	2 263	791 563	3,61%
Total	16 692 620	5 207 918	21 900 538	100,00%
Participación (%)	76,22%	23,78%	100,00%	

OPERACIÓN EJECUTADA

Dic-03	17 731 924	2 956 635	20 688 559
Participación (%)	85,71%	14,29%	100,00%
Dic-04/ Dic-03	-5,86%	76,14%	5,86%

Fuente: COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL. **Energía producida.** [en línea]. Lima: COES, 2004. [Citado 28 Diciembre 2004]. Microsoft HTML. Disponible en:

<http://www.coes.org.pe/coes/Estadistica/Mensual.asp>

Elaboración propia

Gráfico 3.3: Energía producida en el SINAC

Fuente: COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL. **Informe de operación ejecutada.** [en línea]. Lima: COES, 2004. [Citado 28 Diciembre 2004]. Microsoft HTML. Disponible en: <http://www.coes.org.pe/coes/Estadistica/Mensual.asp>
Elaboración propia

Los criterios tomados para seleccionar los proyectos que se incluyen en el programa de obras fueron:

- Proyectos que se encuentran en construcción.
- Proyectos asociados a compromisos con el Estado.
- Otros proyectos, conforme a la información suministrada por las empresas responsables de los mismos.
- Proyectos que figuran en el Plan Referencial.
- Publicaciones periodísticas verificadas

Cuadro 3.4: Programa de obras de generación

FECHA	EMPRESA	PROYECTO	POTENCIA (MW)
Abril-05	Edegel	Rehabilitación del grupo 1 C.H. Callahuanca	2,5
Julio-05	Edegel	Rehabilitación del grupo 2 C.H. Callahuanca	2,5
Julio-05	Edegel	Santa Rosa	226,0
Julio-05	Enersur	C.H. Yuncán - Unidad N° 1	43,3
Agosto-05		C.H. Yuncán - Unidad N° 2	43,3
Septiembre-05		C.H. Yuncán - Unidad N° 3	43,3
Octubre-05	Edegel	Rehabilitación del grupo 3 C.H. Callahuanca	2,5
Junio-06	Etevensa	TG3 de la C.T. Ventanilla se convierte a Ciclo Combinado	70
Agosto-06	Enersur	Central Térmica a gas	173
Nov-06	Egechilca	TG Las Salinas 1	330
Julio-07	Electroandes	Ampliación CH Yaupi	35
2008	Etevensa	TG2 de la C.T. Ventanilla se convierte a Ciclo Combinado	70
2010	Enersur	Repotenciamiento Central Térmica a Gas	177
2011	CT	Entrada de una central Gas Natural y repotenciamiento de CT Gas	239,5
2013	CH	Lluta	105
	CT	Entrada de una central Gas Natural	159,5
2014		Repotenciamiento central TG	79,5

Fuente: MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS. **Plan referencial de electricidad 2003**, [En línea]. Lima: MEM, 2003 [Citado 25 Noviembre 2004]. Microsoft HTML. Disponible en: <http://www.minem.gob.pe/archivos/dge/publicaciones/plananual2003/parteiii.pdf>
Elaboración propia.

Gráfico 3.4: Proyección de la oferta de capacidad energética en el SEIN
(En MW)

Fuente: MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS. **Plan referencial de electricidad 2003**, [En línea]. Lima: MEM, 2003 [Citado 25 Noviembre 2004].
Microsoft HTML. Disponible en: <http://www.minem.gob.pe/archivos/dge/publicaciones/plananual2003/parteiii.pdf>
Elaboración propia.

Cabe mencionar que la ejecución de los proyectos mencionados en los cuadros anteriores tiene una gran dependencia de los precios que muestre el mercado y la coyuntura del momento, dado que proyectos de esta naturaleza se ejecutan en periodos de uno a dos años como mínimo.

Asimismo se espera que las centrales eléctricas ineficientes que actualmente forman parte de parque generador del sistema eléctrico peruano vayan retirándose para dar paso en el despacho de energía a las nuevas centrales térmicas más eficientes e hidráulicas que entrarían a operar y cubrir la demanda a precios competitivos.

Por lo tanto la confluencia de varios proyectos que puedan ser ejecutados en períodos cercanos puede determinar que los precios del mercado caigan a niveles inferiores a los que se presentó en los años 2002 y 2003, lo cual alargaría el tiempo de recupero de la inversión.

3.1.2. Proyección de la demanda

Del análisis de la demanda desarrollado se ha determinado la proyección de la demanda en dos partes, primero mediante un crecimiento vegetativo y segundo incluyendo los proyectos y cargas especiales, de manera similar a lo proyectado por el COES y que fue presentado ante le Osinerg para la fijación tarifaria.

a. Proyección con crecimiento vegetativo

La consultora Apoyo⁴⁷ ha desarrollado como parte del estudio de determinación de la demanda para el cálculo de las tarifas de los próximos años, una proyección de la demanda de los consumidores del tipo: residencial, pequeñas y medianas industrias, empresas comerciales. Determinando que su comportamiento se ve influenciado por tres importantes variables: PBI, población y ventas (tarifas), las cuales tienen directa relación con el crecimiento económico interno del país.

- El consumo residencial, está principalmente relacionado con la construcción de viviendas (4.3% crecimiento promedio anual), el crecimiento población (1.4%).
- El consumo del tipo industrial, está directamente relacionado con los diferentes sectores tales como: agropecuario (3.4%), pesca (6.3% variable), manufactura (4.3%) y construcción (4.3%).
- El comercio tiene un crecimiento promedio anual proyectado del 4,8 %.

Mediante la utilización de técnicas de proyección econométricas, la consultora Apoyo en base a la proyección de los principales sectores económicos ha establecido el crecimiento vegetativo de la energía eléctrica, a una tasa del 4,3% anual promedio.

⁴⁷ Consultora Apoyo: Empresa que brinda servicios de consultoría al COES para la determinación de la demanda.

Este método de cálculo aunque nos da la mejor aproximación de la proyección de la demanda, se debe tener en cuenta que es cuestionable por lo siguiente:

- Las tarifas eléctricas se mantienen constantes durante el periodo de proyección, lo cual no es cierto dado que esta se verá afectada por las variaciones de demanda y oferta del mercado generador.
- Incertidumbre en la proyección de los consumidores cuya producción está dirigida al mercado exterior, no es posible prever cual será su comportamiento, y en este caso se está empleando el PBI del Perú (4,5%).
- Para los casos de empresas relacionadas con la minería (que no son consideradas cargas especiales), que tienen muy poco impacto en el PBI, y que representan el 20% del consumo total de energía, está tomando como variable dependientes el PBI y la población, las cuales explican consumos del tipo residencial.

b. Exportación de energía

En vista que solo se cuenta con la certeza de importación por parte de Ecuador de energía eléctrica de alrededor de 220 GWh anuales durante esta primera etapa se considerará dicho consumo como estable durante los años de análisis.

c. Pérdidas de energía en el sistema

Las pérdidas de energía en las redes de distribución y transmisión del Sistema Interconectado Nacional, propios del comportamiento físico de las instalaciones asciende al 10% del total de la demanda de energía.

d. Proyectos y cargas especiales

De las proyecciones enviadas por las principales empresas consumidoras de energía eléctrica tenemos:

Cuadro 3.5: Cargas especiales y cargas incorporadas: 2005-2014
(En GWh)

Cargas Especiales	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Energía (GWh)										
Ex-Centromín (incluye DOE RUN y otras mineras)	949	976	1,028	1,030	1,030	1,030	1,030	1,030	1,030	1,030
Shougang Hierro Perú	392	418	420	422	424	424	424	424	424	424
Antamina	780	780	780	780	780	780	780	780	780	780
Southern Perú	900	1,127	1,302	1,511	1,813	2,054	2,313	2,592	2,895	2,967
Cerro Verde	343	343	1,162	1,162	1,162	1,162	1,162	1,162	1,162	1,162
Tintaya BHP (Incluye planta de Oxidos)	327	327	327	327	327	327	327	327	327	327
San Rafael (MINSUR-AZANGARO60)	97	103	106	106	106	106	106	106	106	106
Callalli	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66
Cementos Yura	68	65	71	70	75	75	75	75	75	75
Ampliación Yanacocha	178	178	178	178	178	178	178	178	178	178
Huarón	49	49	50	55	55	55	55	55	55	55
Energía total de cargas especiales (GWh)	4,149	4,431	5,490	5,706	6,016	6,257	6,516	6,795	7,098	7,171
Cargas Incorporadas										
Energía (GWh)										
Talara	84	86	88	90	92	94	96	98	100	102
Tumbes	80	82	84	85	87	89	91	92	94	96
Yura-Cachimayo	188	241	241	241	241	242	243	244	245	246
Joya, Santa Rita y Siguas (Arequipa) Tambobamba, Huan	38	38	39	40	40	40	40	40	40	40
Pucallpa	125	129	133	137	141	145	149	154	158	163
Marsa y Horizonte	29	59	61	63	63	63	63	63	63	63
Energía total de cargas incorporadas (GWh)	544	635	646	656	664	673	682	691	700	710
Energía total de cargas especiales e incorporadas (GWh)	4,693	5,067	6,135	6,362	6,680	6,929	7,197	7,486	7,798	7,881

Fuente: MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS. **Plan referencial de electricidad 2003**. [en línea]. Lima: MEM, 2003. [Citado 25 Noviembre 2004]. Microsoft HTML. Disponible en:

<http://www.minem.gob.pe/archivos/dge/publicaciones/plananual2003/parteiii.pdf>

Elaboración propia.

Gráfico 3.5: Proyección de la demanda de energía total: 2005-2014
(En GWh)

Fuente: MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS. **Plan referencial de electricidad 2003**. [en línea]. Lima: MEM, 2003. [Citado 25 Noviembre 2004]. Microsoft HTML. Disponible en: <http://www.minem.gob.pe/archivos/dge/publicaciones/plananual2003/parteiii.pdf>
Elaboración propia.

3.2. Balance oferta y demanda

De acuerdo a la información disponible de la demanda y oferta del mercado energético del Perú, para realizar el balance energético 2004 - 2014 se han tomado las siguientes consideraciones:

A la demanda de energía estimada para el mismo periodo se le ha convertido a su equivalente en demanda de potencia media y demanda de potencia máxima con la finalidad de hacer comparable ambas proyecciones (Ver gráfico 3.6).

Asimismo se ha disgregado la oferta disponible en dos partes, la primera que viene a ser los proyectos que cuentan con aprobación por parte del Ministerio de Energía y Minas y que cuentan con financiamiento aprobado, corroborado por fuentes propias y la otra parte los proyectos futuros contemplados en el Plan Maestro publicado por dicho Ministerio.

Gráfico 3.6: Balance oferta – demanda: 2004 – 2014

(En MW)

Fuente: MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS. **Plan referencial de electricidad 2003**. [en línea]. Lima: MEM, 2003. [Citado 25 Noviembre 2004]. Microsoft HTML. Disponible en: <http://www.minem.gob.pe/archivos/dge/publicaciones/plananual2003/parteiii.pdf>
Elaboración propia.

3.2.1. Cálculo de capacidad de planta

Para el cálculo de la capacidad de planta utilizaremos dos criterios, la captura de un porcentaje del incremento de la demanda máxima y la captura del margen de generación producida por las plantas más ineficientes, en las horas punta de consumo de energía. Se consideró la demanda máxima por que es en este intervalo de tiempo que se requiere de la entrada al mercado de las plantas más ineficientes, para satisfacer los requerimientos de la demanda.

Cuadro 3.6: Evolución de la demanda máxima del SINAC

Meses	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	
												M.D.	INC%
Ene	1,453.0	1,667.1	1,759.1	1,740.8	1,750.8	1,983.7	2,094.1	2,139.7	2,606.8	2,762.4	2,851.2	2,959.3	7.13%
Feb	1,508.3	1,648.2	1,745.5	1,716.4	1,741.8	1,985.4	2,016.4	2,154.0	2,623.6	2,768.0	2,907.1	2,974.3	7.45%
Mar	1,498.4	1,676.3	1,754.3	1,742.7	1,760.9	1,990.8	2,003.6	2,148.6	2,641.8	2,822.5	2,927.9	3,007.6	6.56%
Abr	1,537.8	1,714.0	1,753.9	1,760.9	1,798.2	2,031.1	2,011.2	2,129.6	2,694.1	2,846.9	2,915.2	3,024.8	6.25%
May	1,584.8	1,721.1	1,772.3	1,764.0	1,796.9	2,016.1	2,079.6	2,131.2	2,673.2	2,823.2	2,914.7	2,978.6	5.50%
Jun	1,582.8	1,750.0	1,796.8	1,773.5	1,780.1	2,030.3	2,053.5	2,143.7	2,676.6	2,777.8	2,895.8	2,974.3	7.07%
Jul	1,585.7	1,765.1	1,757.1	1,759.0	1,946.9	2,004.3	2,065.9	2,091.2	2,685.5	2,778.1	2,885.0	2,904.3	4.54%
Ago	1,599.1	1,764.1	1,757.6	1,732.5	1,972.7	2,064.5	2,075.6	2,116.8	2,669.8	2,775.8	2,882.2	2,972.7	7.09%
Set	1,609.4	1,788.7	1,723.1	1,753.4	1,971.9	2,036.9	2,068.0	2,162.8	2,694.1	2,838.2	2,887.2	2,973.9	4.78%
Oct	1,634.0	1,731.4	1,709.9	1,765.4	1,975.0	2,027.0	2,113.5	2,615.3	2,740.8	2,839.2	2,935.8	3,012.4	6.10%
Nov	1,657.4	1,772.9	1,740.9	1,754.8	1,978.6	2,057.6	2,129.5	2,620.7	2,768.8	2,870.8	2,942.4	3,045.5	6.09%
Dic	1,668.1	1,769.8	1,753.2	1,748.7	1,998.3	2,106.0	2,126.6	2,597.4	2,792.2	2,908.2	2,964.8	3,130.8	7.65%
Anual	1,668.1	1,788.7	1,796.8	1,773.5	1,998.3	2,106.0	2,129.5	2,620.7	2,792.2	2,908.2	2,964.8	3,130.8	7.65%

Fuente: COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL. **Anuario**. [en línea]. Lima: COES, 2004. [Citado 10 Junio 2005]. Microsoft HTML. Disponible en: <http://www.coes.org.pe/coes/est2004/anual.htm>

El incremento porcentual de la máxima demanda anual es 7.65%, de 3130.8 MW del 2004 para el 2005 se prevé 3370 MW de máxima demanda, se tienen 239.5 MW que podrán satisfacer las nuevas plantas eléctricas. Del gráfico 3.7 podemos apreciar que para satisfacer la máxima demanda se requieren entre 20 y 60 MW de capacidad de las plantas que usan combustibles tales como el diesel y residual las cuales resultan ser de alto costo y contaminantes, estas podrán ser desplazadas con la

entrada al mercado de plantas mas eficientes como las de gas natural.

Gráfico 3.7: Diagrama de carga del día de máxima demanda anual

Fuente: COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL. **Anuario**. [en línea]. Lima: COES, 2004. [Citado 10 Junio 2005]. Microsoft HTML. Disponible en: <http://www.coes.org.pe/coes/est2004/anual.htm>

De lo expuesto podemos afirmar que las capacidades de planta más competitivas serán las que produzcan entre 50 y 200 MW.

3.2.2. Alternativas de capacidad de planta

El balance oferta - demanda nos muestra un comportamiento promedio a lo largo del año en el que se observa un crecimiento mayor de la demanda respecto de la oferta, sin embargo todavía no es factible ver en forma real la oportunidad y necesidad de una planta de generación. Viendo éstas proyecciones podremos determinar la necesidad de una planta entre 50 y 200 MW de capacidad de planta anual con la seguridad que

producirá por ser la más barata de acuerdo con el criterio marginalista⁴⁸ del sistema de despacho peruano (después de la generación hidráulica, como se puede apreciar en el gráfico 3.8) para lo cual tenemos cinco alternativas tecnológicamente aceptables para satisfacer la demanda:

- a. Con 2 unidades de 66 MW en Ciclo Simple el año 2008 con las turbinas a gas SGT-1000F Ciclo Combinado 2x1 a 201 MW el año 2010 se añade la turbina a vapor SST-400 de SIEMENS.
- b. Con 2 unidades de 119 MW en Ciclo simple el año 2008 con las turbinas a gas SGT6-3000E Ciclo Combinado a 347 MW el año 2010 se añade la turbina a vapor SST-700 de SIEMENS.
- c. Con 2 unidades de 119 MW en Ciclo simple el año 2008 con las turbinas a gas SGT6-3000E de SIEMENS.
- d. Con 119 MW los años 2008 y 2010 con la turbina a gas SGT6-3000E Ciclo Simple y Ciclo Combinado a 347 MW el año 2012 con la turbina a vapor SST-700 de SIEMENS.
- e. Con 2 unidades de 195 MW los años 2008 y 2010 con las turbinas a gas SGT6-3000F, ciclo combinado a 590 el año 2012 se añade la turbina a vapor SST-900 de SIEMENS.

⁴⁸ Criterio marginalista: Producen las plantas más baratas, hasta cubrir el total de la demanda

Gráfico 3.8: Criterio marginalista para cubrir la demanda.

Fuente: BANCO DE CREDITO DEL PERÚ. [CD ROM] **Primera emisión de bonos corporativos empresas eléctricas - BCP.** Lima: BCP, 2003. 1 disco compacto.
Elaboración propia.

Para decidir el tamaño apropiado de planta se tendrá en consideración lo siguiente (considerando la entrada de unidades de generación de entre 50 y 200 MW):

Cuadro 3.7: Consideraciones para elección de tamaño de planta.

	MAYOR CAPACIDAD	MENOR CAPACIDAD
VENTAJAS	<ul style="list-style-type: none"> - Puede contratar con empresas con consumos elevados de energía eléctrica - Economías de escala, reducción de costos fijos administrativos - Representación en el Comité Económico del Sistema (COES) 	<ul style="list-style-type: none"> - Menor inversión inicial - Menor inversión futura - Menor área de instalación - Disponibilidad de equipos con rangos cortos de capacidad, los cuales técnicamente los hace más viables de producir en el mercado peruano
DESVENTAJAS	<ul style="list-style-type: none"> - Inversión inicial alta - Inversión futura alta - Crecimiento superior a la demanda - Efecto de reducción de las tarifas brusco - Mayor área de instalación - Disponibilidad de equipos con rangos grandes de capacidad, lo cual los hace “inflexibles” en producir. 	<ul style="list-style-type: none"> - Crecimiento por debajo del crecimiento de la demanda - Crecimiento futuro mas lento - Mayores costos administrativos por unidad de producto - Construcción inicial limitaría el crecimiento y expansión futura - Necesidad de agrupación para tener participación en las decisiones del COES

Elaboración propia.

Considerando las cinco alternativas presentadas y luego de revisar la proyección de precios, la cual presentamos en el siguiente gráfico:

Gráfico 3.9: Tendencia de precios marginales promedio anual considerando las cinco alternativas

Fuente: COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL. **Costos marginales de corto plazo.** [en línea]. Lima: COES, 2003. [Citado 15 Junio 2004]. Microsoft HTML. Disponible en: <http://www.coes.org.pe/coes/est2004/anual.htm>
Elaboración propia.

Se puede apreciar un alto riesgo de caída de precios para capacidades mayores a 119 MW lo cual puede influir de manera negativa a la rentabilidad del proyecto, mientras que para capacidades menores los precios de energía se mantendrán oscilando en 20 US\$/MWh, en contraste se tendrá un menor volumen de ventas.

3.2.2. Elección de la capacidad de planta

Luego de haber analizado las proyecciones de la oferta y demanda del mercado eléctrico, con un crecimiento promedio de 113.5 MW anual, además considerando la entrada en operación de dos centrales térmicas de la

competencia y los repotenciamientos de otras centrales analizados en el estudio de mercado, una unidad de generación de 119 MW es la más adecuada para las necesidades de crecimiento actual del parque generador, mencionamos también que tecnológicamente está acorde con los estándares que se manejan en el país, asimismo se considera al cliente estratégico regulado con el cual ya se tiene firmado un contrato de suministro que cubriría el 50% de la capacidad de esta unidad de generación.

Considerando además que ante un mayor tamaño de planta, se tiene mayores riesgos de influir en la reducción de precios de energía (Gráfico 3.9) y por consiguiente obtener menor rentabilidad. A menores tamaños de planta se tiene el riesgo de menores ventas y por lo tanto también menor rentabilidad.

En conclusión se selecciona unidades de generación de 119 MW, por la forma como se adecua al mercado eléctrico nacional, asimismo dentro de la gama de turbinas en el mercado tecnológicamente es asequible su disponibilidad, sin afectar considerablemente en los precios de mercado.

En la evaluación financiera se verificará la rentabilidad de las cinco alternativas.

El detalle de la información presentada en este capítulo se encuentra en los siguientes anexos:

Anexo 5: Escenario Base Producto Bruto Interno por Sector Económico.

Anexo 6: Metodología de Proyección de la demanda elaborada desarrollada para el COES.

Anexo 7: Proyección de la demanda de energía total: 2005-2014 (En GW-h).

CAPÍTULO IV

4. Localización de planta

Los factores locacionales que influyen primordialmente en la determinación de la ubicación de la planta térmica son básicamente dos: Ruta del gasoducto y el sistema de distribución (transmisión en términos técnicos) al mercado eléctrico (Sistema Interconectado Nacional), ambos por el elevado costo de inversión que implicaría estar alejados de ellos y por los costos futuros de operación y mantenimiento.

4.1. Ruta del gasoducto

El gasoducto está conformado por 2 ductos paralelos: uno de 730 Km. para el gas natural seco y otro de 560 Km. para el transporte de líquidos. Los ductos atraviesan los departamentos del Cusco, Ayacucho, Huancavelica, Ica y Lima. El ducto de líquidos llega hasta la planta de fraccionamiento ubicada en la playa Lobería en Pisco, mientras que el de gas natural seco a partir del punto de derivación (en Humay) continúa hacia el norte bordeando la franja costera hasta llegar al *City Gate* ubicado en Lurín.

Figura 4.1: Ruta del gasoducto Camisea - Lima

Fuente: ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN DE LA ENERGÍA; *La industria del gas natural en el Perú*. [en línea]. Lima: OSINERG, Agosto 2004. [Citado 26 Diciembre 2004]. Microsoft HTML. Disponible en: http://www.osinerg.gob.pe/osinerg/investigacion/documentos/DT1_INDUSTRIA_GAS_OSINERG.pdf

4.2. Sistema eléctrico 220 kV – Costa centro

Entre las ciudades de Lima e Ica, se cuentan con las subestaciones Huacho, Zapallal, Chavarría, Santa Rosa, San Juan e Independencia las cuales se ubican en la línea costera de norte a sur respectivamente.

Figura 4.2: Sistema eléctrico costa centro

Fuente: COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL. *Mapa del sistema interconectado*. [en línea]. Lima: COES, Agosto 2004. [Citado 26 Diciembre 2004]. Microsoft HTML. Disponible en : <http://www.coes.org.pe/coes/Est2003/Sumario/mapa/mapa2004.pdf>
Elaboración propia.

Tales subestaciones eléctricas son parte del actual sistema primario de transmisión del sistema interconectado nacional.

Adicional a estas subestaciones se considera el proyecto de Red de Energía del Perú (REP), que considera la instalación de la S.E. Las Salinas y el anillo Zapallal, Las Salinas y San Juan en 500 kV para evacuar la energía de la C.T. Chilca I y la S.E. Chilca para evacuar la energía de la C.T. Enersur, así también el proyecto considera la nueva subestación Cantera de Edecañete a instalarse en la línea San Juan – Independencia. Todos estos proyectos adicionales afectarán la red actual del sistema eléctrico desde la subestación San Juan hasta Independencia, Figura 4.2.

4.3. Consideraciones para localización de planta

Inicialmente descartamos gran parte de la ruta del gasoducto, por lo dificultoso de la geografía para el transporte de equipos pesados y más que nada por el mejor rendimiento de las máquinas al nivel del mar. Por las anteriores razones inicialmente definimos la ubicación de la planta en la zona costera, cercano al insumo gas, a los sistemas de distribución del producto, al mar para usar el agua de mar como refrigerante y lo más cercano a los clientes, para lo cual se realizó una inspección de los probables lugares desde Ventanilla hasta Pisco. Luego de la visita realizada y verificar la disponibilidad de terrenos de las dimensiones requeridas, encontramos que las cinco alternativas más factibles son las localizadas en Ventanilla, Lurín, Chilca, Cañete y Pisco.

4.3.1. Minimización de los costos de operación y mantenimiento

Los costos de operación y mantenimiento que harán más rentable el proyecto son aquellos donde se minimice tales costos, por lo tanto se buscará el mínimo costo de la suma de costos de transporte de gas y de energía eléctrica.

Los costos por operación y mantenimiento de una línea de transmisión son 1 151 US\$ por Km en un año, si consideramos el transporte de los 347 MW todo el año tendríamos 3039720 MWH anuales, los costos de operación y mantenimiento serían 0.00037 US\$ por Km para líneas de transmisión.

Las tarifas del gas de Camisea son : 2,04 US\$/MPC

**Cuadro 4.1: Precios máximos y tarifas para el gas de Camisea
(En US\$/MPC)**

Segmento	Tipo de Cliente	
	Generador	Otros
Gas Natural Boca de Pozo	1	1.8
Transporte AP ⁴²	0.89	1.27
Distribución AP ⁴³	0.15	0.2
Precio Final AP	2.04	3.27

Fuente: ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN DE LA ENERGÍA.
La industria del gas natural en el Perú. [en línea]. Lima: OSINERG, Agosto 2004 [Citado 26 Diciembre 2004]. Microsoft HTML. Disponible en:
http://www.osinerg.gob.pe/osinerg/investigacion/documentos/DT1_INDUSTRIA_GAS_OSINERG.pdf

Los costos de gas natural para producir un MWh son:
18,12 US\$ /MWh, de donde podemos obtener la
equivalencia de MPC necesarios para cada MWH el
cual sería 8.882 MPC/MWH.

El peaje para el gas natural es: $0,89+0,15$ US\$/MPC

Gráfico 4.1: Peaje por gasoductos

Fuente: EQUILIBRIUM; Transportadora de gas del Perú S.A. (TGP). [en línea]. Lima. Equilibrium, Diciembre 2004. [Citado 21 Enero 2005]. Microsoft HTML. Disponible en: www.equilibrium.com.pe/Tgp.pdf

a. Minimizando costos de operación

Equivalencia de MPC necesarios para cada MWH 8,882 MPC/MWH

Costo por transporte de gas por cada MWH 9,238 US\$

Costos de operación y mantenimiento para transmisión eléctrica por cada MWH 0.00037 US\$

Distancia total entre gasoducto y subestación A Km

Distancia total entre gasoducto y planta X Km

Minimizar $0.0004 (A-X) + 9,24 X$

$0.0004 A - 0.0004 X + 9,24 X$

$0.0004 A + 9.24 X$

La función es mínima cuando X tiende a cero

De lo cual concluimos que el gasoducto que suministre de gas a la planta tiene que ser el más corto posible

4.3.2. Minimización de costos de inversión

Los costos de inversión que harán más rentable el proyecto son aquellos donde se minimice el costo de inversión

El costo promedio de inversión para gasoductos es de 872 302 US\$ / Km.

El costo promedio de inversión para líneas de transmisión en 500 kV es de 215 356 US\$ / Km.

a. Minimizando costos de inversión

$$\begin{aligned} \text{Minimizar } & 215.4 (A-X) + 873.2 X \\ & 215.4 A - 215.4 X + 873.2 X \\ & 215.4 A + 657.8 X \end{aligned}$$

La función es mínima cuando X tiende a cero

De lo cual podemos concluir nuevamente que el gasoducto tiene que ser el más corto posible.

De los análisis de costos mínimos en inversión, operación y mantenimiento se concluye que el gasoducto para suministrar de gas a la planta tiene que ser lo más corto posible.

4.3.3. Inspección técnica

Para evaluar las mejores alternativas se realizó una inspección técnica se realizó una visita técnica a las localidades ubicadas entre Ventanilla, Lurín, Chilca, Cañete y Pisco (desde Ventanilla hasta Paracas) donde se

encontraron posibles ubicaciones de la planta como indicamos a continuación.

Ventanilla, pocos terrenos disponibles

Lurín, terrenos industriales adecuados

En la panamericana sur tenemos:

La Playa Punta Ñave, Km 63, terreno libre y alejado de la población, apropiado para la planta.

Playa San Pedro, Km 67, cercana a la población del distrito de Chilca.

Playa Llaya, Km 68, cercana a la población del distrito de Chilca y ubicación actual de la planta del proyecto Egechilca.

Distrito de Asia, Km 93.

Terrenos adecuados para la planta entre los Km 100 a 115.

Se tiene la autopista con berma central hasta cañete, berma que podría utilizarse para una línea de transmisión.

Provincia de Cañete, Km 149.

Terrenos del Ministerio de agricultura, Km 161

Invasión las brisas, Km 165.

Terrenos del Ministerio de agricultura, Km 168

Invasión Nuevo Cañete, Km 170 – 175

Límite Lima – Ica, Km 175.5

Invasión Nuevo Ayacucho, Km 176.

Zona turística Chíncha, Km 177.

Provincia de Chíncha, Km 199.

Zona Agrícola, Km 204 – 206.

Avícola San Fernando, Km 219.

Pantanos propiedad de INRENA, Km 221

En la Carretera Pisco – Paracas tenemos:

Planta de fraccionamiento de gas, plantas industriales Austral y Sipesa, Km 14.

Base Aérea, terrenos adecuados para la planta, en venta 79 Ha. Empieza zona turística, Km 18

4.4. Evaluación de factores locacionales y ubicación de planta

Las notas para la evaluación de las diferentes alternativas tales como Ventanilla, Lurín, Chilca, Cañete y Pisco se presentan en el Cuadro 3.5, resultado de ello se obtuvieron los puntajes que se indican a continuación.

Cuadro 4.2: Evaluación de alternativas de localización

			Alternativas de localización									
	FACTOR	Pond.	Vent.		Lurín		Chilca		Cañete		Pisco	
1	Mano de obra	9	10	90	10	90	10	90	10	90	10	90
2	Terrenos disponibles	9	2	18	3	27	10	90	10	90	10	90
3	Abastecimiento logístico	9	10	90	10	90	9.5	85.5	9	81	8.5	76.5
4	Facilidad de transporte	7	10	70	10	70	9.5	66.5	9	63	8.5	59.5
5	Mercado	20										
	Cercanía a subestación eléctrica	10	3	30	3	30	8	80	10	100	5	50
	Cercanía a insumos	10	2	20	10	100	10	100	10	100	10	100
6	Caminos de acceso	8	9	72	9	72	9	72	7	56	7	56
7	Agua	9	10	90	3	27	10	90	10	90	10	90
8	Condiciones de vida	5	10	50	10	50	9.5	47.5	9	45	8.5	42.5
9	leyes y reglamentos	5	7	35	7	35	7	35	2	10	2	10
10	Estructura tributaria	4	6	24	6	24	6	24	6	24	6	24
11	Clima	5	2	10	2	10	8	40	9	45	10	50
12	Seguridad	5	2	10	2	10	8	40	8	40	8	40
13	Impacto social	5	5	25	5	25	9	45	2	10	4	20
		100		634		660		905		844		798

Elaboración propia.

Figura 4.3: Alternativas de localización, rutas de gasoductos y líneas de transmisión

Fuente: COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL; **Mapa del sistema interconectado**. [en línea]. Lima: COES, Agosto 2004. [Citado 26 Diciembre 2004]. Microsoft HTML. Disponible en: <http://www.coes.org.pe/coes/Est2003/Sumario/mapa/mapa2004.pdf>
Elaboración propia.

Cuadro 4.3: Nota a las alternativas de localización

	FACTOR	Ventanilla	Lurín	Chilca	Cañete	Pisco
1	Mano de obra	Es fácil conseguir mano de obra especializada, por la cercanía a Lima	Es fácil conseguir mano de obra especializada, por la cercanía a Lima	Es fácil conseguir mano de obra especializada, por la cercanía a Lima	Es fácil conseguir mano de obra especializada, por la cercanía a Lima	Es fácil conseguir mano de obra especializada, por la cercanía a Lima
2	Terrenos disponibles	No hay muchos terrenos disponibles, por la zona urbana	No hay muchos terrenos disponibles, por la zona urbana	Si hay terrenos disponibles	Si hay terrenos disponibles	Si hay terrenos disponibles
3	Abastecimiento logístico	El sistema es simple por la cercanía a Lima	El sistema es simple por la cercanía a Lima	El sistema es simple por la cercanía a Lima, en menor grado que Lurín	El sistema es simple por la cercanía a Lima en menor grado que Chilca	El sistema es simple por la cercanía a Lima en menor grado que Pisco
4	Facilidad de transporte	El sistema es simple por la cercanía a Lima	El sistema es simple por la cercanía a Lima	El sistema es simple por la cercanía a Lima, en menor grado que Lurín	El sistema es simple por la cercanía a Lima en menor grado que Chilca	El sistema es simple por la cercanía a Lima en menor grado que Pisco
5	Mercado					
	Cercanía a subestación eléctrica	Se encuentra bastante cerca de la S.E. Zapallal, 6 Km, con dificultades para el tendido por lo Urbanizado de la zona	Se encuentra cercana a la S.E. San Juan, 21 Km, con dificultades para el tendido por lo urbanizado de la zona	El proyecto considera, el proyecto de REP para interconectar en 500 kV S.E. Chilca, a 5 Km	Se encuentra cercana a las futuras S.E. Cantera proyecto de Edecañete, a 3 Km	Se encuentra cercana a la S.E. Independencia, a 15 Km
	Cercanía a insumos	Se tendrá problemas por la capacidad de la tubería, de la zona urbana con la empresa GNLC	Es adecuado por ser la llegada principal a la ciudad de Lima	La ubicación es cercana al gasoducto	La ubicación es cercana al gasoducto	La ubicación es cercana al gasoducto
6	Caminos de acceso	Tramos cortos de caminos de acceso	Tramos cortos de caminos de acceso	Tramos cortos de caminos de acceso	Tramos cortos de caminos de acceso	Tramos cortos de caminos de acceso
7	Agua	Cercano al mar	Es mas alejado del mar que las otras alternativas	Cercano al mar	Cercano al mar	Cercano al mar
8	Condiciones de vida	Se tiene mayores facilidades por la cercanía a la ciudad	Se tiene mayores facilidades por la cercanía a la ciudad	Se tiene menores facilidades que Lurín	Se tiene menores facilidades que Chilca	Se tiene menores facilidades que Cañete
9	leyes y reglamentos	De similares características a todas las alternativas	De similares características a todas las alternativas	De similares características a todas las alternativas	Dificultades por la cercanía a playas	Dificultades por la cercanía a la Reserva Nacional de Paracas
10	Estructura tributaria	De similares características a todas las alternativas	De similares características a todas las alternativas	De similares características a todas las alternativas	De similares características a todas las alternativas	De similares características a todas las alternativas
11	Clima	Húmedo la mayor parte del año	Húmedo la mayor parte del año	Húmedo/Seco la mayor parte del año	Húmedo/Seco la mayor parte del año	Seco la mayor parte del año
12	Seguridad	De nivel intermedio por la cercanía a pueblos jóvenes	De nivel intermedio por la cercanía a zonas industriales	Moderado nivel de seguridad	Moderado nivel de seguridad	Moderado nivel de seguridad
13	Impacto social	Ningún impacto, por que actualmente existe una C.T. similar	Moderado impacto, por ser zona industrial	Ningún impacto por la lejanía a los baños medicinales	Moderado impacto debido a la cercanía de playas visitadas en el verano	Moderado impacto, por que actualmente existen plantas industriales

Fuente: MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS. **Plan referencial de electricidad 2003**. [en línea]. Lima: MEM, 2003. [Citado 25 Junio 2005]. Microsoft HTML. Disponible en: <http://www.minem.gob.pe/archivos/dge/publicaciones/plananual2003/parteiii.pdf>

Elaboración propia.

De lo anteriormente expuesto podemos estar seguros de que la localización de la planta que nos dará mayores ventajas competitivas en función a los costos de inversión y costos de operación y mantenimiento además de la cercanía al punto de mayor consumo, será la localizada en CHILCA.

Chilca tiene tres parajes definidos cercanos al mar empezando del norte se encuentra Punta Ñave, San Pedro y Llaya, El primero de ellos es el mas desolado y lejano de Chilca (3.2 Km) el segundo está frente a Chilca y el tercero frente a localidad de Las Salinas (4.1 Km desde Punta Ñave) donde se ubican las lagunas medicinales Las Salinas de Chilca. Egechilca la competidora tiene previsto ingresar al mercado, tiene un terreno comprado en Las Salinas (1 Km al sur de Chilca), Enersur ubicará su planta en el Km 63.2 de la panamericana sur ex fundo San José (1.3 Km al sureste de Chilca).

El presente proyecto considera que la localización más adecuada y que nos brindará mayores ventajas competitivas por su lejanía, con menores costos sociales es la localización de Punta Ñave.

4.5. Impacto socio – ambiental

El decreto supremo N° 003-2000-EM, incluye el estudio de impacto social como parte del estudio de impacto ambiental, donde se exige a las empresas mineras, de hidrocarburos y eléctricas la elaboración y el cumplimiento de la ejecución de dichos estudios, en cumplimiento de lo establecido, se realiza un estudio de los impactos y sus planes de contingencia.

4.5.1. Características generales

El proyecto ocupará un área de 36 Ha, pero se dispondrá de un terreno de 90 Ha para evitar conflictos futuros con las actividades de los terrenos aledaños.

Al lado sur el poblado más cercano es la localidad de Chilca, cuyos pobladores son eminentemente agrícolas y pesqueros ubicados a 5 Km, al norte en la frontera con Pucusana se tiene las peñas de la playa Punta Ñave.

Tendremos influencia indirecta sobre los Balnearios de Chilca y Las Arenas.

4.5.2. Residentes

Gran cantidad de residentes que tienen propiedades con problemas de saneamiento técnico legal de propiedades, por contratos de compra – venta de tierras y propiedades realizadas presuntamente de forma irregular. Existe un fuerte temor de los pobladores, principalmente adultos mayores, que temen que su tranquilidad, sea alterada por contaminación ambiental: ruidos, humo, vibración, peligro de explosión, afluencia de gente foránea, riesgo a la seguridad ciudadana.

4.5.3. Problemas sociales

No cuentan con autoridad Policial, existiendo modalidades delictivas y conflictos personales. No existen instituciones Públicas y Privadas como Bancos, Oficina de teléfono, Notaria, Juez de Paz,

El Proyecto, como otros de su naturaleza, tiene impactos que modificarán la situación actual de los pobladores residentes y no residentes en el distrito de Chilca. Los cuales serán considerados en el siguiente acápite.

4.5.4. Impactos y planes de contingencia

Los impactos y planes de contingencias considerados son los siguientes:

a. Incremento de la demanda de agua disponible para consumo y actividades económicas por el proyecto

- Concertar con los otros usuarios la disponibilidad de agua.
- Coordinar con la población de Chilca la mejora de los servicios de agua y desagüe y el posible suministro de agua desde la desalinizadora de la nueva planta termoeléctrica Las Arenas.

b. Contaminación del mar de Playa Punta Ñave

- Realizar monitoreos periódicos de las aguas del mar en dicha zona con 10 estaciones, 1 por cada 1000 m².
- Establecer un programa informativo sobre el manejo de las aguas y las medidas de prevención para evitar contaminación del mar y la napa freática.
- Propiciar el acompañamiento de representantes de la población en la toma de muestras durante los monitoreos y proveer informes públicos sobre los resultados de los monitoreos de agua.

c. Pérdidas de tierras agropecuarias por la actividad eléctrica

- Identificar terrenos que puedan ser rehabilitados u acondicionados para compensar la pérdida de terrenos.
- De necesitar adquirir más hectáreas de terrenos considerar como alternativa de la compra y programas de agro industria

d. Incremento en los precios de las tierras que requiera el Proyecto de la Planta de Generación Eléctrica

- Establecer una política de adquisiciones que considere una tasación equitativa y/o beneficios colaterales tangibles como complemento del precio.

e. Inseguridad jurídica de la propiedad de terrenos

- Realizar un estudio de títulos de propiedad, brindando orientación legal y apoyo en gestiones para aquellos titulares de predio que no cuentan con saneamiento legal de sus propiedades.
- En caso de optar por acuerdos de servidumbre, realizar una campaña de información sobre la modalidad, compromisos y beneficios que recibirán por otorgar las servidumbres.

f. Pérdida de tierras de cultivo por contaminación de las aguas de uso de la agricultura

- Realizar una campaña de difusión de las medidas de control y prevención de contaminación de las aguas que genera la Planta.

- Deslindar responsabilidades sobre contaminación de los cultivos y lagunas producida antes de la presencia del Proyecto.
- Implementar programa de investigación para mejoramiento genético de semillas, introducir manejo y tecnología apropiada para incrementar productividad

g. Contaminación del aire

- Establecer un plan de mitigación del polvo que generen las distintas actividades.
- Conformar brigadas de limpieza de las áreas de uso poblacional que sean afectadas en coordinación con las autoridades.
- Establecer procedimientos y normas para las actividades realizadas por la empresa y/o los subcontratistas.
- En caso de presentarse contaminación que impacte en la población se establecerá programas para el tratamiento y compensación por los daños, verificados por las autoridades competentes.

h. Ubicación de la planta generaría una modificación de la zona de veraneo y de los caminos empleados para el traslado bañistas hacia la playa Punta Ñave

- Establecer un acuerdo con las organizaciones sociales y autoridades sobre la ubicación de la Planta y mejoramiento del equipamiento e infraestructura de la nueva ubicación de la zona de playa.

- Establecer rutas alternativas que consideren la seguridad de la circulación y la actividad recreativa.
- Implementar señalización y difusión de las rutas alternativas

i. Expectativas de empleo debido a la presencia del proyecto

- La empresa informará a los distintos grupos de interés la demanda laboral que proyecta contratar en sus distintas fases.
- Concertar con el Estado y entidades promotoras del desarrollo, asesoría en la diversificación de ingresos familiares (varios cultivos, animales, elaboración de productos derivados, etc.) orientados al mercado regional y a la demanda del Proyecto.

j. Comportamiento del personal del proyecto procedente de otras zonas del país.

- Elaborar un código de conducta para el personal del Proyecto y de los subcontratistas.
- Realizar un proceso de inducción a los nuevos trabajadores sobre las costumbres y patrones de comportamiento predominantes en la zona y la Política de Responsabilidad Social que propugna La Empresa.
- Informar periódicamente a las Autoridades locales sobre la atención de quejas y denuncias.

k. Incremento de la prostitución y delincuencia en el distrito

- Elaboración del código de conducta para ser usado por el empleado y los subcontratistas del Proyecto.
- Desarrollar un plan de seguridad y protección ciudadana con la participación de la PNP, Subprefectura, Municipalidades y Organizaciones Sociales de la zona.
- Elaboración de un Plan de despistaje y control de la ETS conjuntamente con el Ministerio de Salud, PNP y Municipalidades para el personal del proyecto.

l. Incremento de la demanda de vivienda

- En la etapa de construcción se ha previsto que los contratistas no instalen campamentos, pero si contar con servicio de empresas especializadas en alimentación.
- El alojamiento del personal que labore en la etapa de operación será en la ciudad de Lima y los residentes locales en el distrito de Chilca, seleccionando las opciones de vivienda más adecuadas en condiciones y precios para el personal del Proyecto.

m. Contaminación por aguas servidas atribuida a las instalaciones del proyecto

- El proyecto considera la instalación de una planta de tratamiento de las aguas servidas y reciclamiento de las aguas tratadas que se generen el desarrollo u operación del Proyecto

n. Mayor demanda de agua de consumo, por presencia de gran número de trabajadores

- Se implementará un sistema de abastecimiento de agua por bidones y cisternas, con estándares de calidad óptima para atender al personal del Proyecto, durante la ejecución del proyecto.

ñ. Incremento del tránsito de vehículos

- Implementar una política de señalización de las áreas de circulación de vehículos del Proyecto, normas y procedimientos de seguridad en el manejo y tránsito vial.
- Difusión entre los pobladores de las medidas que implementará La Empresa para evitar los accidentes, mediante cartillas y otros medios de difusión adecuados.

o. Incremento del interés de grupos y organizaciones por canalizar la relación de la población con el proyecto

- Establecer canales institucionales de coordinación con la población para favorecer un diálogo permanente.
- Establecimiento de Convenio Marco de apoyo al desarrollo del distrito de Chilca con las autoridades y organizaciones sociales representativas.
- Creación de un fondo económico que canalice el financiamiento de proyectos de desarrollo.
- Evitar interferir en las decisiones y acciones propias de las organizaciones y grupos de interés.

p. Demanda de información sobre el proyecto

- Establecer un programa de comunicaciones dentro del Plan de Relaciones Comunitarias que considere la información del manejo ambiental y social del Proyecto.
- Establecimiento de un medio informativo periódico (hoja informativa, casa abierta, otros) que permita acceder a la información a todos los interesados.
- Establecer un convenio con las autoridades municipales de los distritos involucrados en el Proyecto, para implementar un archivo de información sobre el Proyecto en los locales municipales.

q. Posibles daños al patrimonio arqueológico del distrito de Chilca

- Se coordinará con las autoridades locales y el Instituto Nacional de Cultura para establecer un inventario de los restos arqueológicos existentes, promoviendo la preservación y puesta en valor de este patrimonio.
- Promover la recuperación de aquellas construcciones, considerado patrimonio arqueológico de la zona.

r. Incremento del PBI.

- El Proyecto tendrá un efecto positivo en el PBI debido a la adquisición de bienes y servicios para el Proyecto.
- Se generará nuevos empleos directos e indirectos y se tendrá un crecimiento económico en las industrias complementarias. Como consecuencia del efecto multiplicador, la entrada de dinero a la economía local

y regional se verá acompañada de una mayor demanda de bienes y servicios.

s. Incremento de la inversión pública en la zonas de influencia del proyecto

- El pago de tributos al Estado por concepto de Canon, Renta, IGV y otros, son redistribuidos a los gobiernos municipales (distritales y provinciales), gobiernos regionales y entes descentralizados, permitiendo la inversión en infraestructura y equipamiento a la población involucrada.
- El Proyecto se compromete a concertar con el Estado para que invierta en el desarrollo de los distritos involucrados en el área de influencia.

t. Elaboración e implementación de Planes de Desarrollo Local (PDL) auto-sostenibles

- En el Plan de Relaciones Comunitarias se considera promover la realización de Talleres participativos (en pesca y artesanías) para determinar las características de un Plan Estratégico de Desarrollo de los centros poblados involucrados en la zona de influencia directa.

u. Generación de empleo directo

- El Proyecto requiere de alrededor de 1,500 personas en la fase de construcción y de alrededor de 33 personas en la etapa de operación y ha considerado la contratación de alrededor del 60% de trabajadores de las zonas de influencia del Proyecto para la etapa de

construcción y alrededor de 20% para la etapa de operación.

- El proceso de desarrollo del Proyecto, implica el uso intensivo de mano de obra en la fase de construcción, adquisición de bienes y contratación de servicios, todo lo cual impacta en la generación de empleo.

v. Calificación de mano de obra y servicios locales

- El Plan de Relaciones Comunitarias considera la realización de programas de capacitación laboral, para personas residentes en la zona de influencia contratadas para el Proyecto.
- Se ha previsto programas de formación para proveedores locales, sobre los estándares de los productos y servicios requeridos.

w. Adquisiciones de productos y servicios locales

- Como parte de la Política de Responsabilidad Social, La Empresa dará prioridad a la adquisición de productos y servicios locales que la población proponga en las distintas fases de su operación.
- La Empresa determinará la demanda que tendrá el Proyecto, frente a la oferta local existente y potencial.
- Se implementará una política que tendrá como propósito elevar los niveles de ingresos familiares y estimular la diversificación de actividades generadoras de ingresos.

x. Incremento y mejoramiento de las vías de comunicación

- La construcción de una vía de acceso a la zona de playa para la población de la zona de influencia, dispondrá de una vía que impactará favorablemente en el desarrollo de sus actividades sociales y económicas.

y. Incremento del servicio de telefonía

- Se tendrá un incremento de las facilidades y servicios de telefonía al existir una demanda de servicios, generadas por la presencia de más de cuatrocientas personas del Proyecto. Consecuentemente, la población tendrá acceso a un mayor y mejor servicio de comunicación.

z. Mejoramiento de los servicios de salud y educación de la población de las zonas de influencia del proyecto

- En el Plan de Relaciones Comunitarias se contempla planes de inversión en equipamiento de salud y nutrición durante la fase de construcción.
- También se considera un plan de inversiones en equipamiento de educación en esta misma fase para el Distrito de Chilca.
- Se considera un programa para el mejoramiento nutricional, para lo cual se coordinará con autoridades de salud de la zona y se capacitará a los grupos poblacionales objetivos.
- Se implementará un programa de estímulos a los grupos que promuevan la salud preventiva y a los

esfuerzos grupales en los centros educativos que mejoran los contenidos educativos.

- Se establecerá un programa de apoyo para los estudiantes más calificados.

CAPÍTULO V

5. Ingeniería del proyecto

El presente capítulo contiene el estudio de ingeniería propiamente dicho, los costos asociados al estudio y un resumen de los resultados obtenidos.

5.1. Estudio de ingeniería

El estudio de ingeniería comprende estudios preliminares, modelamiento de todos los procesos operativos de la planta que permitirán determinar el equipamiento, ubicación, lay-out entre otros, que se detallan mas adelante.

5.1.1. Estudios preliminares

Los estudios preliminares se desarrollaron de la siguiente manera:

a. Solicitud de concesión temporal

Los inversionistas deben solicitar en el Ministerio de Energía y Minas a la Dirección General de Electricidad, la Concesión Temporal para desarrollar los estudios sobre:

- Estudio de Generación de energía eléctrica, la cual contempla la planta de generación térmica a gas.
- Estudio de Transmisión de Energía eléctrica, la cual contempla la línea de transmisión eléctrica.

- Estudio de Subestaciones, la cual contempla la subestación que permitirá la salida de la energía de la planta a través de la Línea de Transmisión.

b. Topografía y cartografía

Orientado a proporcionar el sustento para la ejecución de los trabajos de investigación, para definir las características de las obras planteadas, permitiendo establecer el diseño, obras y costos resultantes.

c. Estudio de impacto ambiental

Análisis de los efectos sobre la ecología, poblaciones cercanas, zonas arqueológicas, vías de comunicación, área de cultivo, flora y fauna. Recomendaciones para mantener el equilibrio ecológico del lugar con la implementación del Proyecto, con soluciones para atenuar los impactos negativos que puedan producirse como consecuencia de la construcción y operación del Proyecto.

Este estudio permitirá seleccionar la mejor zona de construcción en base a la elección de la mejor alternativa propuesta, además de adecuar los procedimientos de acuerdo a las exigencias de las normativas vigentes del Estado.

d. Geología – Geotecnia

Este estudio permitirá:

- Definir la estructura geológica de las áreas del Proyecto: ruta de instalación de la tubería, área de la planta generadora, y ruta de instalación de la Línea de Transmisión.
- Determinar las propiedades físicas y mecánicas de los suelos.
- Desarrollar investigaciones geofísicas para la determinación de fallas, zonas de alta figuración y diferenciación de contactos suelo roca.
- Determinar la calidad de suelos y roca, calidad de agua subterránea y filtraciones de agua.
- Se desarrollarán los planos con las escalas apropiadas para el estudio de factibilidad.

e. Riesgo sísmico

Sobre la base de la información se deberá efectuar la evaluación del riesgo sísmico del área del proyecto y que compromete las estructuras de las instalaciones.

f. Caminos de acceso

Se examinará el estado de las carreteras, así como desarrollar el estudio definitivo de las nuevas rutas de acceso a la Planta de Generación, Tubería de Gas y Línea de Transmisión.

g. Servidumbre

Se examinará el estado de las carreteras, así como las rutas de acceso, y la factibilidad de las rutas para la instalación de la Tubería de Gas y Línea de

Transmisión. Se tendrá como base el estudio de suelos, impacto ambiental y social, factibilidad legal y municipal.

h. Procedimientos constructivos

Esto comprende los cálculos para establecer la factibilidad de las obras civiles y electromecánicas de la planta, subestación, Línea de Transmisión y Tubería de Gas.

i. Costos y presupuestos de obra

Evaluación de los costos Obras:

- Trabajos Preparativos: Caminos de acceso, campamentos de obra, talleres de obra, agua, energía eléctrica y demás infraestructura.
- Obras Civiles principales: Mano de obra, maquinaria, consumo de materiales principales.
- Montaje Electromecánico: Mano de obra, maquinaria, consumo de materiales principales, transporte, equipos especiales.
- Trabajos imprevistos: se puede estimar mediante un porcentaje de los trabajos preparativos, las obras civiles y el montaje electromecánico total.

j. Cronograma de implementación

Cronograma de actividades previas a la ejecución de la obra, ejecución de las principales obras civiles y montaje electromecánico, y prueba y puesta en servicio.

Cuadro 5.1: Cronograma de ejecución del proyecto

ACTIVIDAD	MESES																					
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Actividades Previas a la ejecución de Obra																						
1 Conformación de empresa																						
2 Estudios Preliminares																						
3 Selección y Evaluación de Proveedores																						
4 Selección y Evaluación de Contratistas de Obra																						
5 Solicitud de Permisos y Concesiones																						
Obras Civiles																						
6 Caminos de acceso																						
7 Ruta de servidumbre de Tubería																						
8 Preparación de ruta de servidumbre de la L.T.																						
9 Ruta de servidumbre de la L.T.																						
10 Planta de Generación a Gas																						
11 Subestacione de salida y llegada																						
12 Edificios y otras áreas																						
Equipo Electro-Mecánico																						
13 Equipamiento de la Planta de tubería																						
14 Equipamiento de la Planta de generación																						
15 Equipamiento de la Subestación																						
16 Equipamiento de la Línea de transmisión																						
Pruebas y Puesta en Servicio																						
17 Etapa de pruebas con la empresa encargada de la construcción																						
18 Etapa de prueba con el suministrador de Gas																						
19 Etapa de prueba operativa con el Sistema Eléctrico																						

Elaboración propia

k. Informe de factibilidad

Sobre la base de las actividades precedentes, se desarrollará el informe de Factibilidad con las mejores alternativas técnico-económicas de inversión, culminando con conclusiones y recomendaciones para la etapa de ejecución.

l. Planos

Planos geográficos.

Esquemas Unificares (plano eléctrico).

Plano general de disposición.

Trazo de Tubería de Gas.

Trazo de Línea de Transmisión.

Caminos de acceso.

m. Solicitud de la concesión definitiva

La nueva empresa generadora deberá solicitar la CONCESIÓN DEFINITIVA para desarrollar sus actividades de generación y transmisión dado que requerirán la utilización de bienes de uso público y derechos de imposición de servidumbre para la construcción y operación de centrales de generación y obras conexas, subestaciones, líneas de transmisión. Ello está basado en las siguientes Leyes:

- D.L. N° 25844 - Ley de Concesiones.
- D.S. N° 009-93-EM - Reglamento de la Ley de Concesiones .
- D.S. N° 053-99-EM – Procedimientos Administrativos – Asuntos Ambientales.

- Artículo N°1 de la Ley N° 27444 – Ley de Procedimiento Administrativo General, publicada el 10 de abril del 2001.

n. Supervisión y coordinación del estudio

Contratación de una empresa consultora especialista en centrales, subestaciones, líneas y medio ambiente que desarrolle la comprobación y estudio de los trabajos, el acuerdo de los alcances y programas fijados, así como la contratación del personal parte de la ejecución del proyecto y la supervisión de las obras y su cumplimiento de acuerdo a los estándares técnicos de calidad y seguridad.

5.1.2. Modelamiento de procesos operativos - selección de tecnología

El modelamiento de los procesos operativos se realizó teniendo en cuenta los procesos de generación eléctrica de “ciclo simple” y “ciclo combinado”.

a. Ciclo simple

Consiste en la producción de energía eléctrica mediante el uso de una turbina a gas y un generador eléctrico, el gas natural es inyectado al proceso y posteriormente expulsado al exterior, es decir no hay una optimización de los recursos. La eficiencia a través de este proceso llega a ser en promedio del 34% sobre el consumo de gas y la generación de energía eléctrica.

b. Ciclo combinado

Se basa en la producción de energía a través de ciclos diferentes, una turbina de gas y otra turbina de vapor. El calor no utilizado por uno de los ciclos se emplea como fuente de calor del otro. De esta forma los gases calientes de escape del ciclo de turbinas de gas entregan la energía necesaria para el funcionamiento del ciclo de vapor acoplado. Esta configuración permite una mayor eficiencia en el empleo del gas natural. La energía obtenida en estas instalaciones puede ser utilizada, además de la generación eléctrica, para calefacción a distancia y para la obtención de vapor de proceso.⁴⁹

La eficiencia a través de este proceso llega a ser en promedio del 55%, recuperando el gas para generar vapor y así generar mayor energía eléctrica.

c. Proceso de producción de energía eléctrica para una instalación de ciclo simple y ciclo combinado

- El aire aspirado desde el ambiente ingresa al turbo-grupo del ciclo de gas y es comprimido por un compresor.
- A continuación se mezcla con el combustible en la cámara de combustión para su quemado. En esta cámara el combustible ingresa atomizado.
- Los gases de combustión calientes se expanden luego, en la turbina de gas proporcionando el trabajo para la operación del compresor y del generador eléctrico asociado al ciclo de gas.

⁴⁹ Tomado del informe de preguntas frecuentes emitida por el Ministerio de Energía y Minas referente al uso del gas natural.

- Para el caso de una instalación de Ciclo Simple los gases de escape caliente son expulsados al medio ambiente a través de una chimenea, para el caso de una instalación de ciclo combinado los gases de escape calientes salientes de la turbina de gas ingresan a la caldera de recuperación. En esta caldera de recuperación se produce el intercambio de calor entre los gases calientes de escape y el agua a alta presión del ciclo de vapor; es decir, el aprovechamiento del calor de los gases de escape llevando su temperatura al valor más bajo posible.
- Los gases enfriados son descargados a la atmósfera a través de una chimenea.
- En relación con el ciclo de vapor, el agua proveniente del condensador ingresa a un tanque de alimentación desde donde se envía a distintos bancos de alimentación de intercambiadores de calor de la caldera de recuperación, según se trate de ciclos combinados de una o más presiones. En la caldera de recuperación el agua pasa por tres sectores:
El economizador.
El sector de evaporación.
El sector de recalentamiento.
En el primer sector el agua se calienta hasta la temperatura de vaporización y en el último se sobrecalienta hasta temperaturas máximas del orden de los 540°C aprovechando las altas temperaturas a las que ingresan los gases de escape de la turbina de gas a la caldera de recuperación.

Figura 5.1: Generación de energía eléctrica con ciclo simple

Elaboración propia

Figura 5.2: Generación de energía eléctrica con ciclo combinado

Elaboración propia

En el Anexo 10, se realiza una descripción más específica de los principales equipos.

d. Proceso de transmisión de energía eléctrica

- Del conjunto Turbina-Generador Eléctrico (paso 3), la energía es llevada a través de cables al transformador de potencia, el cual elevará el nivel de tensión de 18 kV (Nivel de tensión del equipo de la marca Siemens) a 500 kV (Nivel de Tensión estándar del Sistema de Transmisión Nacional).
- Del Transformador y a través de cables la energía eléctrica será canalizada hacia un sistema de barras y de ahí a través de la Línea de Transmisión en 500 kV, hacia la Subestación Principal de conexión con el Sistema Interconectado nacional.

Figura 5.3: Proceso de transmisión de energía

Elaboración propia

Figura 5.4: Proceso operativo de producción de energía

Elaboración propia

5.1.3. Modelamiento de procesos de coordinación operativos

Los procesos de coordinación operativos se realiza con el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, Centro de Control y el suministrador de gas.

a. Comité de Operación Económica del Sistema

El Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES-SINAC) es un organismo técnico, conformado por los titulares de las centrales de generación y de sistemas de transmisión cuyas instalaciones se encuentran interconectadas en el Sistema Nacional, con la finalidad de coordinar su operación al mínimo costo, garantizando la seguridad y calidad del abastecimiento de energía eléctrica y el

mejor aprovechamiento de los recursos energéticos⁵⁰.

b. Centro de control

Es el área que desarrolla las actividades de operación de la Central Térmica, coordina y desarrolla el programa de producción de energía eléctrica con el COES y la empresa suministradora de gas, supervisa y controla las actividades ordinarias operativas, en caso de falla y mantenimiento. Se encarga de controlar el suministro de gas con la empresa proveedora de dicho insumo.

c. Suministrador

De acuerdo a la ubicación resultado del análisis técnico-económico del Estudio de factibilidad Final, el suministrador de Gas en caso la planta se encuentra en el área de Lima será la empresa Gas Natural de Lima y Callao S.R.L. (GNLC) el cual tiene dicha área como concesión para el abastecimiento de dicho insumo.

En caso se encuentra fuera del área de concesión de GNLC, deberá ser consultado a la corporación que tiene la concesión de explotación [Pluspetrol Peru Corporation S.A.](#) o a la empresa Transportadora de Gas del Perú (TGP) la cual tiene la concesión de la tubería desde la planta en Camisea hasta Lima.

⁵⁰ COMITÉ DE OPERACIÓN ECONOMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL. **Quiénes somos?**. [en línea]. Lima: COES-SINAC, 2005. [Citado 1 Mayo 2005]. Microsoft HTML. Disponible en: <http://www.coes.org.pe/coes/Directiva/QuienesSomos.asp>

La empresa Gas Natural de Lima y Callao S.R.L. (GNLC) es una empresa privada constituida en el Perú y forma parte de Tractebel Electricity & Gas International (Tractebel EGI), división de Energía -para sus operaciones fuera de Europa- de Suez, grupo mundial líder en Servicios Industriales. GNLC fue creada en mayo de 2002 para desarrollar el servicio de distribución del gas natural de Camisea en Lima y Callao y, desde esa fecha, titular de una concesión del Estado peruano para realizar dicha actividad hasta el año 2033, plazo prorrogable⁵¹.

Figura 5.5: Operaciones de generación de energía eléctrica

Elaboración propia

⁵¹ CÁLIDDA GAS NATURAL DEL PERU. **Historia de Cálidda**. [en línea]. Lima: Cálidda, 2005. [Citado 1 Septiembre 2005]. Microsoft HTML. Disponible en: <http://www.calidda.com.pe/historia.htm>

5.1.4. Requerimiento de terreno

Para la compra del terreno se está previendo una planta de capacidad final de alrededor de 500 MW, por tal el terreno requerido para instalar las unidades de generación necesarias para cubrir dicha capacidad así como los equipos complementarios para dicha capacidad tales como: tuberías de llegada, casa de máquinas, patio de llaves (subestación), celda de salida de la línea de transmisión, una playa de estacionamiento entre otros.

Área de terreno requerido:

Ingreso de la Tubería Gas:	500 m ²
Planta de Generación:	24288 m ²
Planta desalinizadora	200 m ²
Subestación:	4256 m ²
Celda Las Salinas	608 m ²
Sala de mando	120 m ²
Edificios y Oficinas	500 m ²
Almacén:	300 m ²
Comedor:	50 m ²
Zonas de recreo:	300 m ²
Estacionamiento y	400 m ²
Áreas verdes	500 m ²
Áreas Perimetrales	4000 m ²
Total planta	36022 m²

Nuestro proyecto no incluye sistemas de almacenamiento de gas, dado el sistema de compra de dicho insumo en nuestro país, en el cual la coordinación de generación determinará cuanto de gas enviará el suministrador.

Dado que la instalación de la planta devaluará el valor de los terrenos aledaños y para evitar conflictos futuros el área recomendada de terreno será de 90000 m²

En el Anexo 11 se presenta las propuestas de venta de terrenos.

5.1.5. Equipamientos

La descripción del equipamiento requerido se describe a continuación.

a. Tubería de abastecimiento de gas

Se construirá una derivación del gasoducto tramo Humay – Lurín en la localidad de Chilca, el cual tendrá una longitud de 3200 m a la altura del Km 100 de la panamericana sur (Km136 tramo Humay – Lurín) hasta la Central Termoeléctrica, la tubería será de 10 pulgadas de diámetro.

b. Planta de generación térmica

- **Equipos principales:**

- Turbina a Gas.
- Generador para turbina a Gas.
- Cámara de recuperación.
- Turbina a Vapor.
- Generador turbina a vapor.
- Torre de refrigeración.
- Equipos auxiliares.

Figura 5.6: Lay out de una planta generadora a gas de ciclo combinado

Fuente: SIEMENS. **Power generation**. [en línea]. Florida: Siemens, 2005. [Citado 25 Enero 2005]. Microsoft HTML. Disponible en: http://www.powergeneration.siemens.com/download/pool/combined_Baumgartner.pdf
Elaboración propia.

- **Lay Out**

Dividiremos en tres la distribución de planta por la modularidad de los equipos, primero la planta de producción que consta de:

Lay Out 1:

- Ingreso de Tubería de gas.
- Ubicación de equipos principales de la central (descritos anteriormente).
- Ubicación de los transformadores de potencia para enviar la energía producida con el nivel de tensión y la infraestructura adecuada para conectarse al Sistema de Transmisión Principal.

Lay Out 2:

- Infraestructura para enlazar la subestación de salida de la planta (Lay Out 1) con la línea de transmisión que finalizará en la subestación Salinas (Lay Out 3).

Lay Out 3:

- Infraestructura de la infraestructura para conectar la línea de transmisión proveniente de la subestación Independencia en la cual se encuentra la planta (Lay Out 2).

Lay Out 4:

- Sala de mando y servicios auxiliares.

Lay Out 5:

- Ubicación de las oficinas, sala de mando, almacén y los proyectos complementarios.

Figura 5.7: Lay Out 1

Elaboración Propia

c. Subestación eléctrica

En la **S.E. Las Arenas** (nombre de bautizo) el patio de llaves (subestación) estará conformado por dos celdas para la primera etapa, las celdas se irán incrementado a tres y cuatro celdas de acuerdo a la implementación de la segunda y tercera etapas del proyecto respectivamente:

- *Celda de transformación*: la cual estará conformada por transformadores de corriente, y seccionador en 18 kV al lado del generador, transformador de potencia, pararrayos, interruptor de potencia, un seccionador y transformadores de tensión en 500 kV, por cada unidad de generación térmica de 119 MW.
- *Celda de línea de transmisión*: la cual estará conformada por un interruptor de potencia, transformadores de corriente y un seccionador en 500 kV.

En la **S.E. Las Salinas**⁵², el patio de llaves estará conformado por una celda la cual nos servirá para interconectarnos al sistema interconectado nacional:

- *La celda de la línea de transmisión*: la cual estará conformada por un interruptor de potencia, transformadores de corriente, transformadores de tensión y dos seccionadores en 500 kV.

⁵² Para la ubicación del punto de entrega del producto a la red se verificó hasta con 600 MW de potencia de entrega en la S.E. Independencia, el software utilizado es el Winflu 2.3 px para flujos de potencia eléctrica disponible en el COES.

PAJAN LAN, Percy. "Flujo de potencia en sistemas de potencia Winflu 2.3 px" [en línea]. Lima: [s.n.], 2002. [citado 1 Mayo 2005]. Microsoft HTML. Disponible en: <http://es.geocities.com/williamrocha3112/download.htm>

La disposición de los equipos se indica en el diagrama unifilar que se presenta en el gráfico 5.8

Figura 5.8: Diagrama unifilar proyecto C.T. Las Arenas

Elaboración propia

Las especificaciones técnicas de los equipos eléctricos será la siguiente:

- **Seccionador en 18 kV**

Voltaje : 18 kV
 Voltaje máximo : 54 kV
 Corriente nominal : 6500 A

- **Transformador de potencia**

Potencia nominal : variable de acuerdo a la inversión en la planta de generación (incluido modularmente en la planta de generación a gas)

Voltaje	: 18/500 kV
Altura de trabajo	: 500 msnm
Nivel de aislamiento	: 72/750 kV
Conexión	: Ynd0

• **Pararrayos en 500 kV**

Voltaje nominal	: 500 kV
Voltaje máximo	: 525 kV
Voltaje asignado	: 490 kV
Corriente nominal de descarga	: 20 kA
Capacidad Máx. absorción energía	: 10 kJ/kVr
Corriente máxima larga duración	: 50 A, 2 ms
Resistencia Máx. corrientes Cortoc.	: 50 kA

• **Interruptor de potencia en 500 kV**

Voltaje nominal	: 500 kV
Capacidad de interrupción	: 15000 A
Medio de extinción de arco	: SF6

• **Transformador de corriente**

Voltaje nominal	: 500 kV
Relación de transformación	
	: 200/5 A (celdas de transformación)
	: 600/5 A (celdas línea de transmisión)
Número de devanados	: 3
Clase de precisión	: 0.5 / 5P20 / 5P20

• **Seccionador en 500 kV:**

Voltaje	: 500 kV
---------	----------

Voltaje máximo : 545 kV

Corriente nominal : 200 A

- **Transformador de tensión:**

Voltaje nominal : 500 kV

Relación de transformación : 500/0.120 kV

Número de devanados : 3

Clase de precisión : 0.5 / 5P20 / 5P20

Figura 5.9: Plano de perfil C.T. Las Arenas

Plano de perfil Central termoelectrica

Elaboración propia

Figura 5.10: Plano de perfil Ampliación S.E. Las Salinas

Plano de perfil ampliación S.E. Las Salinas

Elaboración propia

d. Línea de transmisión

Un juego de barras reunirá la generación de todas las unidades de generación la cual se transmitirá a través de una línea de transmisión en un nivel de tensión de 500 kV desde la Central Termoeléctrica Las Arenas hasta la Subestación eléctrica Salinas haciendo una longitud total de 10 Km El proyecto incluirá la construcción de la celda de llegada de la Subestación eléctrica Salinas como ya se detalló en el acápite anterior.

La línea de transmisión estará conformada por una terna de conductores de ASCR (Aleación de aluminio con alma de acero) de 255.10 mm² y cable de guarda de 62.38 mm², la línea tendrá una disposición triangular por una sola estructura para utilizar el mínimo terreno posible en el tramo Las Arenas – Las Salinas, el vano promedio entre estructura y estructura será de 150 m, el detalle se puede apreciar en la siguiente figura. Los primeros 3 Km serán en arenales y los siguientes 7 Km serán en terrenos agrícolas.

Figura 5.11: Distancia entre estructuras

Elaboración propia

Cuadro 5.2: Tabla de conductores de diversos calibres

NOMBRE CLAVE	Calibre AWG ó MCM	Sección		FORMACION		DIAM. EXTER. mm	PESO			TENSION DE RUPTURA Kg.	RESISTENCIA C.C. a 20 °C OHMS/Km.	Capacidad de Corriente Amp.
				No. de Hilos por diámetro (mm)			AL Kg/Km	ACERO Kg/Km	TOTAL Kg/Km			
		AL mm2	TOTAL mm2	AL St								
Turkey	6	13.30	15.46	6x1,68 + 1x1,68	5,04	36.39	17.22	53.61	530.00	2.154	105	
Swan	4	21.15	24.71	6x2,12 + 1x2,12	6.36	57.89	27.42	85.31	830.00	1.353	140	
Sparrow	2	33.62	29.22	6x2,67 + 1x2,67	8.01	92.02	43.63	135.65	1265.00	0.8507	184	
Raven	1/0	53.49	62.38	6x3,37 + 1x3,37	10.11	146.50	69.40	215.90	1940.00	0.5351	242	
Quail	2/0	67.43	78.64	6x3,78 + 1x3,78	11.34	184.60	87.50	272.10	2425.00	0.4245	276	
Pigeon	3/0	85.01	99.23	6x4,25 + 1x4,25	12.75	232.70	110.20	342.90	3030.00	0.3367	315	
Penguin	4/0	107.20	125.10	6x4,77 + 1x4,77	14.31	293.50	139.00	432.50	3820.00	0.2671	357	
Waxwing	266.80	135.20	157.20	18x3,09 + 1x3,09	15.47	371.50	58.30	429.80	3210.00	0.2126	449	
Partridge	266.80	135.20	142.60	26x2,57 + 7x2,00	16.28	373.50	171.90	545.40	5100.00	0.2137	457	
Ostrich	300.00	152.00	176.70	26x2,73 + 7x2,12	17.28	419.70	193.00	612.70	5730.00	0.1900	492	
Piper	300.00	152.00	187.50	30x2,54 + 7x2,54	17.78	420.20	276.80	697.00	7000.00	0.1902	490	
Merlin	336.40	170.50	179.90	18x3,47 + 1x3,47	17.37	468.40	73.60	542.00	4060.00	0.1686	519	
Linnet	336.40	170.50	198.30	26x2,89+ 7x2,25	18.31	470.70	216.70	687.40	6375.00	0.1671	529	
Oriole	336.40	170.50	210.30	30x2,69 + 7x2,69	18.83	471.30	310.30	781.60	7735.00	0.1666	535	
Chickadee	397.50	201.42	212.50	18x3,77 + 1x3,77	18.87	554.40	87.10	641.50	4717.00	0.1427	576	
Brant	397.50	201.42	227.55	24x3,27 + 7x2,18	19.61	557.90	203.90	761.80	6622.00	0.1418	584	
Ibis	397.50	201.42	234.20	26x3,14 + 7x2,44	19.88	556.10	255.60	811.70	7340.00	0.1414	587	
Lark	397.50	201.42	246.40	30x2,92 + 7x2,92	20.44	556.60	366.70	923.30	9060.00	0.1405	594	
Pelkan	477.00	241.70	255.10	18x4,14 + 1x4,14	20.68	666.30	104.60	770.90	5579.00	0.1189	646	
Flicker	477.00	241.70	273.10	24x3,58 + 7x2,39	21.48	669.70	244.40	914.10	7802.00	0.1175	655	
Hawk	477.00	241.70	281.10	26x3,44 + 7x2,68	21.80	667.40	307.50	974.90	8820.00	0.1175	659	
Hen	477.00	241.70	296.10	30x3,20 + 7x3,20	22.40	668.00	440.00	1108.00	10590.00	0.1170	666	
Heron	500.00	253.30	312.40	30x3,28 + 7x3,28	22.96	701.00	461.00	1162.00	11090.00	0.1141	694	
Osprey	556.50	282.00	296.20	18x4,47 + 1x4,47	23.22	784.50	125.60	910.10	6215.00	0.1015	711	
Parakeet	556.50	282.00	318.52	24x3,87 + 7x2,58	23.22	781.30	285.50	1066.80	9004.00	0.1010	721	
Dove	556.50	282.00	327.90	26x3,72 + 7x2,89	23.55	779.00	358.00	1137.00	10140.00	0.1007	726	
Eagle	556.50	282.00	347.80	30x3,46 + 7x3,46	24.22	779.00	514.00	1293.00	12360.00	0.1001	734	
Poacock	605	306.60	346.39	24x4,03 + 7x2,69	24.21	849.80	309.50	1159.30	9798.00	0.09420	760	
Squab	605	306.60	356.45	26x3,87 + 7x3,01	24.54	850.40	389.80	1240.20	10954.00	0.09410	765	
Teal	605	306.60	376.45	30x3,61 + 19x2,16	25.25	851.20	546.20	1397.40	13630.00	0.09402	773	
Rook	636	322.30	364.00	24x4,14 + 7x2,76	24.82	892.90	325.80	1218.70	10274.00	0.08966	784	
Grosbeck	636	322.30	374.70	26x3,97 + 7x3,09	25.15	890.00	409.00	1299.00	11340.00	0.08953	789	
Egret	636	322.30	395.60	30x3,70 + 19x2,22	25.90	891.00	575.00	1466.00	14330.00	0.08948	796	
Flamingo	666.6	337.74	381.55	24x4,23 + 7x2,82	25.40	939.00	341.00	1277.00	10773.00	0.08550	807	
Starling	715.50	362.50	421.60	26x4,21 + 7x3,28	26.68	1001.00	461.00	1462.00	12750.00	0.07966	849	
Redwing	715.50	362.50	445.10	30x3,92 + 19x2,35	27.43	1002.00	646.00	1648.00	15690.00	0.07958	859	
Drake	795.00	402.80	468.00	26x4,44 + 7x3,45	28.11	1116.20	511.20	1627.40	14290.00	0.07051	907	
Mallard	795.00	402.80	494.70	30x4,14 + 19x2,48	28.96	1114.00	719.00	1833.00	17440.00	0.06977	918	

Fuente: DISENSA. **Cables eléctricos**. [en línea]. Quito: Disensa, 2005. [Citado 25 Enero 2005]. Microsoft HTML. Disponible en:
<http://www.disensa.com/html/catalogo/cables/aluminio/ascr.asp>

Figura 5.12: Lay Out 2

Lay out 2: Plano de planta Central termoeléctrica

Elaboración propia

Figura 5.13: Lay Out 3

Lay out 3: Plano de planta Ampliación S.E. Las Salinas

Elaboración propia

Figura 5.14: Lay Out 4

Lay out 4: Plano de planta Sala se control, Baterías y Servicios auxiliares

Elaboración propia

e. Proyectos complementarios

- Sala de Mando.
- Planta de tratamiento de aguas servidas.
- Planta desalinizadora.
- Comedor.
- Almacén.
- Oficinas.
- Cuartos de Servicios.
- Estacionamiento.
- Áreas de Recreación.

Figura 5.15: Lay Out 5

Elaboración propia

5.1.6. Determinación de la capacidad operativa óptima

En el estudio del mercado se determinó que la demanda proyecta un crecimiento anual entre 100 y 130 MW, así mismo las obras podrían durar entre 14 a 18 meses, por tal la inversión en una planta, ya sea por etapas o no, debe tener en cuenta que por lo menos la inversión inicial debe tener previsto que:

- No puede realizar obras todos los años dado el periodo de construcción.
- El iniciar sus operaciones con poca capacidad restringe en menor medida el ingreso de nuevas centrales.
- El crecimiento futuro de capacidad será proporcional a la capacidad inicial.

a. Características técnicas de los principales equipos:

- Turbina a Gas
Modelo: W501 F
Tipo: Flujo Axial
Velocidad: 3600 rpm
Presión: 475 a 500 psig
- Generador para turbina a Gas
Tipo: enfriamiento con aire o agua
Potencia: 185 MW
F.P.: 0.9
Nivel de Tensión: 15 kV
Corriente: 8200 A
Frecuencia: 60 Hz
Clase: F

- Turbina a Vapor
- Generador turbina a Vapor

Potencia: 103 – 207 – 311 MW

b. Alternativas de capacidad inicial y futuro crecimiento:

Para la determinación óptima de la capacidad de la planta, se necesitará desarrollar un análisis de los ingresos por venta de energía eléctrica respecto de la inversión. Por tal para reducir las alternativas posibles se tomará como base los equipos de clase F de la empresa Siemens.

- Alternativa 1:

Etapas 1: 2x66 MW Ciclo Simple

Etapas 2: 1x69 MW Ciclo Combinado (Total Neto 201 MW)

Nota: El riesgo por caída de precios es menor, pero por venta es mayor.

- Alternativa 2:

Etapas 1: 2x119 MW Ciclo Simple

Etapas 2: 1x109 MW Ciclo Combinado

Etapas 3: Ninguna inversión prevista

Nota: El riesgo por caída de precios es elevado, y el de venta puede considerarse en término medio ya que puede resultar con capacidad ociosa.

- Alternativa 3:

Etapas 1: 2x119 MW Ciclo Simple

Etapas 2: Ninguna inversión prevista

Etapa 3: Ninguna inversión prevista

Nota: El riesgo por caída de precios es elevado, y el de venta mayor por la poca capacidad.

- Alternativa 4:

Etapa 1: 1x119 MW Ciclo Simple

Etapa 2: 1x119 MW Ciclo Simple

Etapa 3: 1x109 MW Ciclo Combinado (Total 347 MW)

Nota: El riesgo por caída de precios es medianamente mayor, pero por venta es menor.

- Alternativa 5:

Etapa 1: 1x195 MW Ciclo Simple

Etapa 2: 1x195 MW Ciclo Simple

Etapa 3: 1x200 MW Ciclo Combinado

Nota: El riesgo por caída de precios es muy elevado, y el de venta puede considerarse en término medio ya que puede resultar con excesiva capacidad ociosa.

5.1.7. Selección, capacitación y entrenamiento de colaboradores

Durante el proceso de construcción e implementación de la planta será necesario iniciar el proceso de capacitación y entrenamiento del personal operativo de la planta, lo cual se ha estimado en 6 meses anteriores al inicio de las operaciones. La etapa inicial de selección estará a cargo de una empresa consultora especializada.

5.1.8. Selección, evaluación y seguimiento de proveedores

El mercado peruano nos ofrece a tres importantes

proveedores los cuales cuentan con equipos de la magnitud del proyecto, además por su trayectoria nos dan mayor garantía de calidad y confiabilidad en el abastecimiento y equipamiento. Se resalta que los equipos de Clase F son los que actualmente son tecnológicamente nuevos y se caracterizan por su alta eficiencia con menores costos.

Cuadro 5.3: Resumen de alternativas de turbinas y generadores a gas

A GAS				A VAPOR		GENERADOR	
Modelo	Capac (MW)	Rend (BTU/KWh)	Eficiencia (%)	Modelo	Capac (MW)	Modelo	Capac (MW)
GENERAL ELECTRIC							
PG6111FA	75.9	9795	35	A	250	Air cooled	35-145
PG7241FA	171.7	9420	35	D	250-400	H2 cooled	145-400
2 x MS6001FA	118.1	6250	54.6	G	400-750	H2/H2O cooled	400-1600
2 x MS6001FA	237.5	6210	54.9				
2 x S107FB	280.3	5950	57.3				
2 x S207FB	562.5	5940	57.5				
ALSTOM							
Modelo	Capac (MW)	Rend (BTU/KWh)	Eficiencia (%)	Modelo	Capac (MW)	Modelo	Capac (MW)
GT8C2	56.2	10098	33.8	STF15 S	120-175	Air cooled	40-170
GT11NM	87.9	10594	34	STF25	210-275		
GT11N2	115.4	10150	33.6	HP LP	300-400		
GT24	187.7	9251	36.9				

Continúa...

Cuadro 5.3: Resumen de alternativas de turbinas y generadores a gas

...viene

SIEMENS							
A GAS				A VAPOR		GENERADOR	
Modelo	Capac (MW)	Rend (BTU/KWh)	Eficiencia (%)	Modelo	Capac (MW)	Modelo	Capac (MW)
SGT800	45	9730	37	SST-300	50	Air cooled	25-325
SGT1000F	66	9854	34.6	SST-400	65	H2 cooled	200-1000
SGT6-3000E	119	9972	34.2	SST-500	85	H2/H2O cooled	450-2000
SGT6-5000F	195	9087	37.5	SST-600	100		
2+1 SGT1000F	201	6501	52.5	SST-700	130		
2+1 SGT3000E	347	6740	50.6	SST-900	150		
2+1 SGT5000F	590	5960	57.2	SST-900	150		

Fuente: GENERAL ELECTRIC. **Products & services**. [en línea]. Nueva York: General Electric, 2005. [Citado 26 Mayo 2005]. Microsoft HTML. Disponible en:

http://www.gepower.com/prod_serv/products/gas_turbines_cc/en/f_class/ms7001fa.htm

Fuente: SIEMENS. **Power generation**. [en línea]. Berlín: Siemens, 2005. [Citado 26 Mayo 2005]. Microsoft HTML. Disponible en:

<http://www.powergeneration.siemens.com/en/oilgas/drives/gt/sgt800/index.cfm>

Fuente: ALSTOM. **Gas turbines for simple and combined cycle**. [en línea]. Levallois-Perret: Alstom, 2005. [Citado 26 Mayo 2005]. Microsoft HTML. Disponible en: http://www.power.alstom.com/home/equipment_systems/turbines/gas_turbines/7323.EN.php?

Elaboración propia

5.2. Estimación de costos

Los costos fueron subdivididos en costos de las instalaciones y los costos operativos fijos y variables.

5.2.1. Costos de instalaciones

Los costos de instalación son:

a. Tubería de gas

Costo de tubería de gas en base a análisis de estudio de mercado de obras realizadas anteriormente, US \$ 872 302 por Km de gasoducto

b. Terreno

En base al estudio de mercado hemos considerado prudente tomar como costo por metro cuadrado de \$10, con un requerimiento de 90 000 m².

c. Costo de obras civiles generales, edificios y proyectos complementarios

Costo = US \$ 924 949

d. Planta de generación

En base a encuestas con proveedores se ha determinado el costo por kW en una planta de Ciclo Simple de \$ 300, y para una planta de Ciclo Combinado \$ 600, para tamaño de planta superior a 109 kW, para capacidades inferiores se consideran \$ 350 y 700 por kW para las plantas de ciclo simple y combinado respectivamente.

e. Subestación Las Arenas

Costo Celdas = US \$ 558 601

Costo Servicios Auxiliares y otros = US \$ 1 494 817

Costo Celda de transformación = US \$ 2 833 733

f. Línea de transmisión

Costo = US \$ 1 275 628

g. Subestación de llegada de la línea de transmisión

Costo Celdas = US \$ 570 292

Costo Servicios Auxiliares = US \$ 380 924

5.2.2. Costos operativos fijos y variables

A continuación se detallan los costos fijos y variables, requeridos para mantener operativa la planta dentro de los niveles de seguridad y eficiencia exigidos internacionalmente.

a. Programa de mantenimiento de la planta de generación.

La central termoeléctrica a gas requiere normalmente de tres tipos de mantenimiento:

- Tipo A, son mantenimientos menores de rutina los cuales incluyen actividades de limpieza, cambio de lubricantes y aceites, revisión de partes. De acuerdo a las especificaciones de este tipo de centrales se requiere mantenimientos tipo A cada 8 000 horas operativas.
- Tipo B, son mantenimientos que requieren adicional al mantenimiento tipo A, algunos cambios de piezas y una inspección mas profunda de sus partes. Este tipo de mantenimiento se realiza cada 16 000 horas operativas.
- Tipo C, son mantenimientos que requieren adicional al mantenimiento B cambio de partes por motivos de desgaste, paralización de las máquinas por varios días por lo que se requiere planificar durante las épocas de abundancia de agua en el país la indisponibilidad de las máquinas sin originar costos por falta de operación. Este tipo de mantenimiento se realiza cada 32 000 horas operativas.

Cuadro 5.4: Programa de mantenimiento

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Mantenimiento tipo A	8000		8000		8000		8000	
Mantenimiento tipo B		16000				16000		
Mantenimiento tipo C				32000				32000
Acumuladas	8000	16000	24000	32000	40000	48000	56000	64000

Elaboración propia

Cuadro 5.5: Costo de mantenimiento grupo

Actividad	(US \$ /kW - año)
Costo de Mantenimiento tipo A	11.5
Costo de Mantenimiento tipo B	12.65
Costo de Mantenimiento tipo C	14.38

Elaboración propia

b. Resumen de costos operativos

Costos de Insumos C. Combinado (Gas) = US \$ 13,43/
MWH

Costos de Insumos C. Simple (Gas) = US \$ 21,72/ MWH

Costos de Producción (No Combustibles) = US \$ 2,25/MWH

Costos de Mantenimiento Anual = US \$ 11,5/KW año
de la planta.

Cuadro 5.6: Costo de mantenimiento

Detalle del mantenimiento de subestación de salida			
	Cantidad	Costo	
Mantenimiento Celda de Línea de 220 kV	1	9,643.66	US \$ / año
Mantenimiento Celda de Transformador A.T.	1	7,516.30	US \$ / año
Mantenimiento Celda de Transformador M.T.	1	4,509.78	US \$ / año
Mantenimiento Transformador de Potencia	1	10,926.10	US \$ / año
Detalle del mantenimiento de línea de transmisión			
Mantenimiento de Línea de Transmisión 220 kV	1	1,151.40	US \$/Km-año
Detalle del mantenimiento de subestación de llegada			
Mantenimiento Celda de Línea de 220 kV	1	9,643.66	US \$ / año
Detalle del mantenimiento de servicios auxiliares			
Mantenimiento Servicios Auxiliares	1	1,962.63	US \$ / año
Detalle del mantenimiento de edificio centro de control			
Mantenimiento Edificio Centro de Control	1	3,439.72	US \$ / año
Detalle del mantenimiento seguridad e higiene industrial			
Mantenimiento Seguridad e Higiene Industrial	1	2,052.12	US \$ / año
Detalle del mantenimiento sistema puesta a tierra			
Mantenimiento Sistema de Puesta a Tierra	1	1,530.68	US \$ / año

Elaboración propia

5.3. Resumen de los resultados

El análisis concluye en los siguientes resultados:

- El presente estudio considera para sus costos de inversión el detalle de cada uno de los proyectos complementarios, como los estudios de impacto ambiental, topografía, Geología, sísmico, caminos de acceso, servidumbres, estacionamientos, oficinas y campo deportivo. Los cuales minimizaran los errores por defecto en los cálculos de la inversión y su plan de implementación. También se incluye los costos de los estudios y la supervisión de la ejecución del proyecto.
- Es conveniente operativamente implementar la etapa en la que ingrese el ciclo combinado por el mejoramiento de la eficiencia de la planta elevándose de 34% a 54%, con lo cual se obtendrían precios mas competitivos, elevando nuestro nivel de ventas, logrando un mejor Flujo de caja y por consiguiente una mejor rentabilidad, pero ello debe ser corroborado en un análisis financiero de Flujo de Efectivo versus Inversiones, así como el tiempo en que se deben realizar las inversiones futuras.
- Las coordinaciones de operación de la planta se realizaran a través del COES. La cual coordina la operación económica del sistema eléctrico nacional, permitiendo la producción de las plantas más económicas hasta las más caras, de manera ordenada, de acuerdo a los requerimientos de la demanda.

- El Lay Out de las plantas térmicas es típica, normalmente la define el fabricante, donde se pasan los procesos de transformación de la energía calorífica (gas) en energía mecánica a través de las turbinas y en energía eléctrica a través de los generadores, elevando el nivel de tensión con los transformadores para poder transportar a mayores distancias donde se encuentran los clientes.

- A mayor tamaño de planta no requiere mayores costos fijos de producción lo cual puede hacer atractiva la implementación de mayores tamaños de planta de acuerdo al crecimiento de la demanda.

- Las ventajas de este tipo de plantas, es la implementación modular de futuras máquinas, para este estudio se ha planificado un crecimiento máximo de 577 MW, es decir el tamaño del terreno y la distribución del Lay Out está diseñado para una planta de dicha capacidad. La selección de la alternativa de inversión que resulte más rentable dependerá del análisis financiero, y con ello se establecerá el modelo de implementación de cada módulo.

- Adicional a los costos operativos planteados en el punto anterior, cada empresa miembro del COES e interconectada con el Sistema de Transmisión, debe desembolsar un porcentaje de sus ventas para la manutención de dicho organismo, asó como un monto fijo por el uso del Sistema Interconectado Nacional.

- En entrevista con proveedores, la importación puede ocasionar retrasos en la implementación de la planta dada la necesidad de equipos de transporte especiales (barcos con grúa) para desembarcarlos, originando retrasos en algunos casos de hasta 6 meses.
- Uno de los principales problemas de operación de las plantas térmicas a gas, actualmente en funcionamiento en el país, es la falta de flexibilidad de operación de las mismas; este problema no presenta la tecnología de clase F en la cual no existe restricciones de Parada, Arranque y Re-arranque de los equipos permitiendo un funcionamiento durante todo el día, lo cual aumenta la posibilidad de producción y venta de energía eléctrica.

CAPÍTULO VI

6. Aspectos organizacionales

En el presente capítulo describiremos la organización de la empresa, definiremos los valores y pautas que guían de la empresa (visión, misión, valores, objeto social, políticas, y FODA de la empresa), así mismo se describirán las ventajas competitivas críticas, y finalmente se analizará la estructura actual de la empresa y de la nueva unidad de negocio que se estará implementando.

6.1. Características de la cultura organizacional deseada

A continuación se definen la visión, misión, valores, objeto social, políticas, y FODA de la empresa, lo que permitirá comprender la organización actual de la empresa y los cambios que se implantarán al desarrollarse el proyecto de construcción de una planta generadora a gas, de tal manera que estos sean coherentes y consistentes con los valores y objetivos planteados por la alta dirección de la organización.

6.1.1. Visión

Ser la empresa generadora de electricidad líder en eficiencia y calidad dentro del sistema interconectado nacional, a través del desarrollo de una gestión empresarial de excelencia, orientada a satisfacer las necesidades de nuestros clientes.

6.1.2. Misión

Vender energía eléctrica de manera eficiente, siendo capaces de atraer a los clientes, quienes nos elegirán entre la competencia por la atención y satisfacción que le brindamos.

Para ello nuestro personal está orientado a la búsqueda de la excelencia, con una gestión basada en la ética, liderazgo, vocación de servicio, cuidado del medio ambiente, continua innovación y mejora tecnológica y de procesos.

De esta manera la organización contribuye al bienestar y al desarrollo de nuestros trabajadores y de la sociedad.

6.1.3. Valores

Honestidad, respeto mutuo y observancia de las normas y principios éticos en nuestro trato con trabajadores, clientes, contratistas y proveedores.

Seguridad e idoneidad en el desempeño de las labores, cuidando la vida y la salud de las personas y el buen uso de los recursos que disponemos.

Trabajo en equipo, que integre al personal con las metas del área y de la Empresa, generando el interés colectivo por los resultados y por lograr un buen clima laboral.

Proteger el medio ambiente, a través del desarrollo energético sostenible.

6.1.4. Objeto social

Nuestro objeto social es realizar actividades de generación de energía eléctrica. Para ello la empresa podrá realizar todos los actos y celebrar todos los contratos que las leyes peruanas permitan a las sociedades anónimas.

6.1.5. Políticas

En nuestra Empresa, son de la mayor importancia todas las labores que proporcionen y mantengan las instalaciones en condiciones tales que ofrezcan un ambiente de trabajo seguro y saludable, que permita una eficiente y continua labor, en armonía con los ecosistemas en que se desarrollan sus Operaciones. Es así, que la Seguridad del personal, del público, del Medio Ambiente y de las instalaciones de la Empresa son de vital importancia para la Alta Dirección.

Así mismo es política de nuestra Empresa el conducir nuestras operaciones desde la fase del Planeamiento y Construcción, de manera segura y eficiente, de tal forma que no se generen impactos perjudiciales al medio ambiente en donde se desarrollan nuestras actividades.

Esta política contempla un programa regular de entrenamiento, capacitación y supervisión, a fin de implantar en nuestras Operaciones prácticas eficientes en materia de seguridad, higiene industrial y protección ambiental.

También es política de nuestra Empresa el difundir entre nuestros trabajadores, contratistas y subcontratistas las obligaciones que ellos tienen en materia de Seguridad y Protección Ambiental, brindándoles información y asesoría sobre las normas legales vigentes, técnicas de protección del medio ambiente y exigiendo el estricto cumplimiento de las disposiciones de seguridad y protección ambiental.

Adicionalmente nuestra Empresa, en previsión de posibles emergencias, mantendrá permanentemente actualizado un Plan de Contingencias que permita minimizar los efectos negativos que pudieran resultar a consecuencia de accidentes ocurridos durante la ejecución de nuestras operaciones.

6.1.6. FODA de la empresa

En el cuadro 6.1 se indican las fortalezas y debilidades, y las oportunidades y amenazas de *La Empresa*.

Cuadro 6.1: FODA de la empresa

FORTALEZAS	DEBILIDADES
<ul style="list-style-type: none">- Experiencia y trayectoria en el sector .- Adecuada generación de fondos- Contratos nuevos con diferentes clientes.	<ul style="list-style-type: none">- Alta concentración de clientes libres.- Nivel de adeudamiento por encima de las empresas del sector.
OPORTUNIDADES	AMENAZAS
<ul style="list-style-type: none">- Mejora o ampliación de sus instalaciones que incrementarían los niveles de eficiencia en costos.- Potencial de rentabilidad elevado.- Elevadas barreras de entrada principalmente por altos costos de inversión y requerimientos legales- Bajo consumo per-cápita de energía.	<ul style="list-style-type: none">- Competencia de productoras termoeléctricas de gas en el mediano plazo.- Alta dependencia de la regulación.- Falta de incentivos para la inversión en el sector.- Dependencia de factores climáticos.

Elaboración propia

6.2. Determinación de las ventajas competitivas críticas

Contamos con una organización ágil y eficiente, que desarrolla sus labores de manera eficiente, para lo cual se cuenta con personal calificado para las labores que realiza.

El Know How de los servidores de la empresa quienes trabajan en la operación y mantenimiento de los equipos de la empresa (turbinas, generadores hidráulicos, líneas de transmisión, equipos en las subestaciones de potencia, etc.) quienes realizan su trabajo sobre la base a la experiencia y la capacitación oportuna brindada por la empresa, esto se traduce en la acumulación de

cortos periodos de interrupción debido a fallas en el sistema eléctrico en general. Asimismo nuestro personal brinda estos servicios a terceros, principalmente a nuestros clientes por venta de energía eléctrica quienes nos llaman ante cualquier emergencia que se produzca en sus instalaciones, esto se evidencia en la confianza de nuestros clientes para llamarnos ante cualquier problema.

La atención oportuna al cliente con información clara, transparente y con un valor añadido que viene a ser la historia del consumo de energía eléctrica (en forma escrita y en medio magnético) durante los últimos 13 meses que le permite saber como estuvo consumiendo energía eléctrica en todo ese periodo, también le permite realizar comparaciones del consumo y facturación del ultimo mes respecto a su similar del año anterior, todo esto se logra debido a la eficiente gestión de datos de la empresa, que permite suministrarle dicha información procesada un día después de terminado el mes de consumo, esta gestión actualmente es bien reconocida por nuestros clientes.

Identificación plena de los trabajadores con su trabajo y con la organización que se refleja en la pronta atención a los clientes internos y externos.

6.3. Diseño de la estructura organizacional

La empresa estará organizada con una estructura funcional, que permite una mayor utilización de personas especializadas, ya que se agrupan de acuerdo a las funciones o actividades principales.

La organización esta compuesta por:

- a. ***Junta General de Accionistas*** (J.G.A.): de acuerdo a la Ley General de Sociedades es el órgano máximo de la organización, en ella están representados los accionistas (propietarios) de la empresa, en el cual se forma la voluntad social.
- b. ***Directorio***: elegido en la J.G.A. es el órgano colegiado de la sociedad, diseña y acuerda políticas generales de la administración de la sociedad, cuenta con facultades de representación legal y de administración para la consecución de actividades del objeto social. Son los representantes de los accionistas que se encargan de vigilar el desarrollo normal de las operaciones de la empresa según los planes o acuerdos de la J.G.A.; eligen al Gerente General.
- c. ***Auditoria interna***: encargado de supervisar que tanto el Gerente General como la empresa desarrollen sus actividades de acuerdo a lo normado en los lineamientos estratégicos de la empresa.
- d. ***El Gerente General***: es el representante de la empresa en las actividades habituales de la misma, de acuerdo a los poderes y facultades otorgados por el Directorio. Sus funciones son dirigir, evaluar y controlar la conducción y administración de la empresa, así como los recursos humanos, de acuerdo a las políticas y objetivos institucionales, con la finalidad de lograr eficiencia en los servicios que brinda la empresa con

resultados económicos favorables.

Las funciones del Gerente General son:

- Definir acciones de la empresa en función de la visión, misión y objetivos, velando por el cumplimiento de las obligaciones legales, financieras, operativas y contables de la empresa.
- Dirigir la elaboración y ejecución de los planes de desarrollo de la empresa de acuerdo a los lineamientos y políticas dados por el Directorio.
- Planificar, organizar y coordinar todas las actividades de la empresa, optimizando la utilización de los recursos.
- Autorizar la adquisición de bienes de capital, gastos administrativos, contratación de obras, prestación de servicios y otros bienes y servicios necesarios para la empresa.
- Representar a la empresa ante autoridades públicas y privadas, administrativas y judiciales del país o del extranjero de acuerdo a las facultades contenidas en los poderes legales conferidas por el Directorio.
- Otras responsabilidades que le sean asignadas por el Directorio y las que correspondan, según lo dispuesto por la normatividad vigente.

Figura 6.1: Organigrama de la empresa

Elaboración propia.

Figura 6.2: Organigrama de la nueva unidad de negocio de la empresa

Elaboración propia

e. *Subgerencia de telecomunicaciones e informática*: tiene como función desarrollar los programas requeridos para la implementación del sistema de información, optimizando el uso de las redes existentes.

Las funciones del Subgerente de Telecomunicaciones e informática son:

- Elaborar los programas mecanizados para los procesos desarrollados en los sistemas de comunicaciones e informáticos.
- Aplicar los programas informáticos establecidos para cada una de las áreas, maximizando el uso de la red local.
- Realizar las actividades de implementación o modificación de los sistemas mecanizados.
- Analizar periódicamente los programas mecanizados existentes, proponiendo las modificaciones del caso.
- Documentar los sistemas y programas mecanizados existentes, así como los que se encuentran en desarrollo.
- Coordinar y apoyar en el desarrollo de procesamiento de datos, de acuerdo a los estándares establecidos.
- Diseñar el flujo de los programas y procedimientos que aseguren el control y uso eficiente de los recursos informáticos.
- Supervisar y apoyar en la estandarización y desarrollo del software utilizado en los diferentes procesos de la empresa.
- Supervisar y apoyar en la estandarización del hardware.

- Mantener actualizado los estándares en cuanto a lenguaje de programación, métodos de codificación y requerimientos de operación del sistema informático.
- Documentar los sistemas y programas mecanizados existentes, así como los que se encuentran en desarrollo.
- Prestar asesoramiento oportuno a los usuarios, para mejorar la productividad del sistema de redes locales.
- Supervisar y apoyar en las actividades de implementación o modificación de los sistemas mecanizados.
- Otras responsabilidades que se le asignen.

f. Asesoría legal: departamento encargado de asesorar a la Gerencia General y demás dependencias de la empresa, en el análisis, estudio y solución en diferentes aspectos: legales, de gestión de servidumbre y de relaciones públicas.

Las funciones de la División de Asesoría Legal son:

- Asesorar a la Gerencia general en materia de índole legal, informándole sobre la vigencia e interpretación de dispositivos legales.
- Elaborar informes y resolver consultas legales para la Gerencia General y para las diversas áreas que lo requieran, a fin de alcanzar los objetivos y fines de la empresa.
- Preparar y emitir opinión legal respecto a convenios, contratos, bases de concursos de precios, de méritos y licitaciones necesarios para desarrollar la actividad de la empresa, así como sobre los reglamentos y normas internas.

- Asesorar a la Gerencia General y demás departamentos en asuntos de carácter eléctrico (interconexiones) y contratos de peaje y transporte de energía.
- Asumir la representación legal de la empresa, para todos los asuntos jurídicos pertinentes.
- Conducir los procesos judiciales en los que intervenga la empresa y ejercer su defensa.
- Supervisar la gestión de servidumbre.
- Supervisar los programas y/o actividades de carácter socio-educativo, cultural, recreativo y de salud con los diferentes sectores beneficiarios.
- Supervisar las acciones de acercamiento entre la empresa y las comunidades colindantes al área de operaciones.
- Otras responsabilidades que le sean asignadas.

g. Subgerencia de recursos humanos: Subgerencia encargada de gestionar el personal de la empresa, con el análisis, estudio y solución en diferentes aspectos que brindará un adecuado clima organizacional.

Las funciones de la Subgerencia de recursos humanos son:

- Gestionará el desarrollo profesional de todos los trabajadores.
- Analizará los problemas sociales de la empresa con capacidad analítica y sensibilidad social, comunicando de manera clara y adecuada.
- Mantendrá excelentes relaciones internas y externas en los distintos niveles.

- Sugerirá, definirá e implementará estructuras que soporten los procesos internos.

h. Gerencia de operaciones: es la división operativa que tiene como función garantizar el servicio de generación y transporte de energía eléctrica, mediante la operación y mantenimiento del sistema de generación y transmisión, en las mejores condiciones de calidad, oportunidad y costo.

Las funciones del Gerente de Operaciones son:

- Fiscalizar las actividades de operación y. mantenimiento de las instalaciones y equipos del sistema de generación y transmisión de propiedad de la empresa.
- Administrar los Contratos de Operación y Mantenimiento.
- Revisar, aprobar y administrar los manuales de operación y mantenimiento.
- Elaborar y actualizar los Procedimientos Operativos de Maniobras del Sistema de Transmisión de la Empresa para su aprobación a nivel del COES y verificar su correcta aplicación por el Ente Coordinador.
- Representar a la Empresa para el cumplimiento de las disposiciones de la Ley de Concesiones Eléctricas, su Reglamento ante el MEM, CTE y COES.
- Representar a la Empresa para el cumplimiento de las disposiciones de la Norma Técnica de Calidad de Servicio Eléctrico (NTCSE) ante el OSINERG.
- Representar a la Empresa para el cumplimiento de las disposiciones de la Norma Técnica de Operación en

Tiempo Real (NTOTR) ante el Ente Coordinador del Sistema.

- Fiscalizar el mantenimiento preventivo y correctivo de los equipos y materiales de las líneas y subestaciones
- Definir e implementar normas, políticas y procedimientos en cuanto respecta a la operación y mantenimiento del sistema de transmisión.
- Implementar sistemas de control que garanticen la correcta administración de los recursos.
- Proporcionar los medios y condiciones de trabajo necesarios para el cumplimiento de las responsabilidades de los trabajadores.
- Mantener un sistema de información e indicadores de la gestión de la operación y mantenimiento del sistema.
- Aplicar y proponer programas de optimización de procedimientos y racionalización de costos.
- Cumplir las normas y sistemas de seguridad vigentes.
- Otras responsabilidades que se le asignen.

i. Subgerencia de generación: encargada de la producción de la planta sea hidráulica o térmica.

Las funciones del Subgerente de Generación son:

- Aprobar y presentar al COES los programas de mantenimiento diario, semanal, mensual y anual de las líneas de transmisión y equipamiento de subestaciones de la empresa.
- Gestionar el mantenimiento de los generadores.

- Gestionar la logística de los insumos como el agua para la planta hidráulica y gas para la planta térmica.
- Otras responsabilidades que se le asignen

j. Subgerencia de transformación y transmisión: encargada del sistema de transmisión y distribución de la energía, desde las plantas de producción hasta los clientes.

Las funciones del Subgerente de Transformación y Transmisión son:

- Gestionar el mantenimiento de las líneas de transmisión y subestaciones.
- Aprobar y presentar al COES los programas de mantenimiento diario, semanal, mensual y anual de las líneas de transmisión y equipamiento de subestaciones de la empresa.
- Otras responsabilidades que se le asignen

k. Subgerencia de comercialización: encargada de realizar la venta de la energía producida y la medición de la energía vendida a los distintos clientes de la empresa.

Las funciones del Subgerente de Comercialización son:

- Generar y fidelizar clientes libres con que cuenta la empresa.
- Mantenerse informado de los cambios legales, económicos, de producción y consumo en el mercado eléctrico.

- Mantenerse informado de las proyecciones de oferta y demanda del mercado eléctrico.
- Mantener informado a los clientes de sus consumos anuales y mensuales.
- Servir de intermediario entre los clientes y la Empresa.

l. Gerencia de administración y finanzas: se encarga de planificar, organizar, dirigir, coordinar y controlar los sistemas de administrativos orientados a mantener una eficiente distribución de los recursos humanos, logística, servicios y contable - financiero, asegurando el apoyo necesario y oportuno a las diferentes áreas, para el desarrollo de las actividades de la empresa. Evaluar resultados y proponer medidas correctivas, estableciendo normas de control y análisis estadísticos.

Las funciones del Gerente de Administración y Finanzas son:

- Coordinar con los responsables de las áreas de la empresa, la elaboración de programas de trabajo orientados a prestar el apoyo necesario en la administración y control de los recursos asignados.
- Dirigir e implementar técnicas adecuadas de administración y control de materiales, bienes e insumos y de servicios asignados.
- Implementar y mantener un sistema de información e indicadores de la gestión de administración y finanzas, utilizando los índices de gestión correspondientes.

- Coordinar y controlar las actividades de contabilidad, costos y finanzas, estableciendo normas y procedimientos administrativos y contables.
- Velar por la emisión de información oportuna relacionada con la administración de recursos humanos, materiales y servicios para asegurar una adecuada toma de decisiones.
- Supervisar la presentación oportuna de Balance General y los Estados de Situación y Resultados de la empresa debidamente comentados.
- Determinar las condiciones de trabajo que permitan incrementar la productividad del recurso humano.
- Otras responsabilidades que se le asignen.

m. Subgerencia de seguridad y medio ambiente: Es la que concentra la implementación de las políticas de seguridad de operaciones de la empresa, por ello también tiene como función brindar asesoría permanente a todas las áreas de la Operación en materia de seguridad, prevención de incendios, higiene industrial y protección ambiental, así como de la seguridad de las instalaciones y comunicaciones del sistema de transmisión.

En tema de seguridad, las funciones de la subgerencia de Seguridad y Medio Ambiente son:

- Diseña las estrategias y procedimientos a ejecutar por el personal del área de seguridad.
- Dispone de los recursos del área de seguridad para el desarrollo de las actividades, para la protección de los equipos de trabajo y de los activos de la empresa.

- Formular y administrar los programas de Seguridad y Protección Ambiental, en concordancia con los objetivos corporativos de la empresa.
- Formular y administrar los programas de Monitoreo de Agua, Aire, ruido y emisiones electromagnéticas en concordancia con la política ambiental de la Empresa y los dispositivos legales vigentes
- Representa a la empresa en asuntos ambientales ante la Dirección General de Asuntos Ambientales del Ministerio de Energía y Minas y elabora los informes de ley dentro de los plazos establecidos en los dispositivos legales vigentes.
- Representa a la empresa en asuntos ambientales para efectos de las coordinaciones con la Capitanía de Puertos referente al Plan Nacional de Contingencias.
- Representa a la empresa en asuntos de seguridad, prevención y mitigación de desastres, ante los organismos de defensa civil y en las acciones de apoyo a la comunidad en los casos de incendio y/o emergencias.
- Asesora y recomienda la Gerencia General y Jefaturas, las acciones necesarias en razón del clima político, social, laboral y otros aspectos que tengan incidencia en la labor de la empresa.
- Desarrolla acciones de coordinación con otras áreas para la protección de convoyes (traslado de materiales y personal visitante) u otros trabajos que la Gerencia General requiera.

- Apoya en la gestión de permisos y/o autorizaciones especiales necesarias para el desarrollo de las actividades de la empresa, ante entidades gubernamentales.
- Es responsable de la ejecución del presupuesto del área de Seguridad y Protección.
- Colección, registro, evaluación de información y difusión de reportes de violencia política en el Perú.
- Realizar inspecciones periódicas a las instalaciones, a fin de evaluar las condiciones inseguras y el cumplimiento de los sistemas de seguridad.
- Trámite de denuncias y coordinación sobre investigaciones básicas del personal que ordene la Gerencia General o Jefaturas.
- Coordina labores con la Gerencia de Operaciones y las Gerencias de Área de la Empresa.
- Promover, coordinar y administrar la correcta aplicación de las normas y procedimientos de seguridad, contra incendio y protección ambiental.
- Asegurar la eficiencia operativa de los equipos y sistemas de seguridad, contra incendio y protección ambiental, a través de adecuados programas de mantenimiento y renovación de los mismos, garantizando que cumplan con la calidad y especificaciones requeridas.
- Preparar, coordinar y ejecutar las campañas educativas para desarrollar una optima “Conciencia de Seguridad y Protección Ambiental” en todo el personal.
- Efectuar el análisis de riesgo de los proyectos de ingeniería que involucren la construcción de nuevas

instalaciones, modificación de procesos industriales o de actividades de transmisión.

- Elaborar, difundir y mantener vigente los planes de contingencia, manteniendo al personal permanentemente capacitado para hacer frente las emergencias que se pudieran presentar en la operación.
- Efectuar el análisis y evaluación de los proyectos y reportes desarrollados, a fin de adoptar las decisiones correspondientes a la dirección del programa de seguridad y protección ambiental de la empresa.
- Evaluar sistemáticamente las condiciones de trabajo, en su caso proponer o aplicar medidas para su optimización.
- Verificar las causas que ocasionan accidentes en el centro de trabajo y los delitos o irregularidades cometidas dentro de las instalaciones recopilando los datos necesarios e informando los pormenores de los mismos.
- Otras responsabilidades que se le asignen.

6.4. Diseño de los perfiles de puestos clave

En toda organización la labor del equipo es la que marca la diferencia para lograr resultados satisfactorios, pero no cabe duda que a pesar de que todos los puestos son importantes hay puestos clave, cuyo desempeño deficiente puede anular el buen desempeño de toda la organización.

En este caso, los puestos clave son:

- Gerencia General.
- Gerencia de Operaciones.

- Subgerencia de Seguridad y Medio Ambiente.
- Subgerencia Comercial.

Cuadro 6.2: Perfil del puesto de gerente general

Título del Puesto:	Gerencia General.
Organo:	Gerencia.
Área:	Gerencia.
Supervisor:	Directorio / Auditoria interna.
Analista:	--
Fecha del Análisis:	22/02/2005

A. Sumilla del puesto
Dirigir, evaluar y controlar la conducción y administración de la empresa, así como los recursos humanos, de acuerdo a las políticas y objetivos institucionales, con la finalidad de lograr eficiencia en los servicios que brinda la empresa con resultados favorables.

B. Competencias del puesto	Grado Requerido			
	A	B	C	D
1. Visión del negocio: Capacidad de planear, ejecutar y evaluar negocios	X			
2. Optimización de recursos: capacidad de encontrar el óptimo en el uso de los recursos	X			
3. Solución de problemas: Capacidad de abstracción en el manejo de las soluciones a los problemas.		X		
4. Orientación al logro: Capacidad de orientar los recursos al logro de los objetivos empresariales	X			
5. Gestión de Personal: Capacidad de interactuar múltiples personas	X			

Continúa...

Cuadro 6.2: Perfil del puesto de gerente general

...viene

C. Contenido del puesto		
Conceptual (Conocimientos)	Procedimental (Habilidades, funciones)	Actitudinal (Conductas)
Dirección y Administración de empresas.	Dirigir, evaluar y controlar la conducción y administración de la empresa, así como los recursos humanos, de acuerdo a las políticas y objetivos institucionales.	Es confiable
Ingeniería Eléctrica.	Dirigir la elaboración y ejecución de los planes de desarrollo de la empresa de acuerdo a los lineamientos y políticas dados por el directorio.	Mantiene buenas relaciones interpersonales
	Planificar, organizar y coordinar todas las actividades de la empresa, optimizando la utilización de los recursos.	Reconoce las necesidades de los inversionistas y empleados

D. Formación básica
1. Formación en Administración y dirección de empresas, con experiencia en Gerencia de Empresas Energético.
2. Formación en Ingeniería Eléctrica o Mecánico Eléctrica
3. Normas Legales.

E. Requisitos personales y particulares
1. Edad mínima: 35 años
2. Años de experiencia: 5 años
3. Buena presencia
4.

F. Condiciones de trabajo		
Ambiente de trabajo	Esfuerzo físico	Riesgos
En oficina	Esfuerzo intelectual	Mínimo, ocasional.
Tecnología de punta		

Elaboración propia.

Cuadro 6.3: Perfil del puesto de gerente de operaciones

Título del Puesto:	Gerente de Operaciones
Gerencia de línea:	Operaciones
Área:	Operaciones
Supervisor:	Gerente General
Analista:	--
Fecha de Análisis:	22/02/05

A. Sumilla del puesto
Es responsable de garantizar el servicio de generación y transporte de energía eléctrica, mediante la operación y mantenimiento del sistema de generación y transmisión, en las mejores condiciones de calidad, oportunidad y costo.

B. Competencias del puesto	Grado Requerido			
	A	B	C	D
1. Flexibilidad: Capacidad de programar y realizar actividades adaptándose a las circunstancias de tiempo, optimizando su eficiencia.	x			
2. Proactivo: Capacidad de mostrar un comportamiento emprendedor permanente, de manera enérgica y con cierto grado de autonomía personal.	x			
3. Ordenado: Capacidad de planificar y desarrollar funciones de acuerdo a las necesidades presentes, futuras (previstas).	x			
4. Satisfacción al cliente: Disposición para orientarse a descubrir y satisfacer las necesidades y expectativas de sus clientes.		x		

Continúa...

Cuadro 6.3: Perfil del puesto de gerente de operaciones

...viene

C. Contenido del puesto		
Conceptual (Conocimientos)	Procedimental (Habilidades, funciones)	Actitudinal (Conductas)
<p>Conocimiento de ingeniería mecánica eléctrica.</p> <p>Manejo de Objeciones Técnicas de negociación y persuasión.</p> <p>Calidad Total</p>	<p>Fiscalizar las actividades de operación y mantenimiento de las instalaciones y equipos del sistema de generación y transmisión de propiedad de la empresa.</p> <p>Administrar los Contratos de Operación y Mantenimiento.</p> <p>Revisar, aprobar y administrar los manuales de operación y mantenimiento.</p> <p>Elaborar y actualizar los Procedimientos Operativos de Maniobras del Sistema de Generación y Transmisión de la Empresa para su aprobación a nivel del COES y verificar su correcta aplicación por el Ente Coordinador.</p> <p>Aprobar y presentar al COES los programas de mantenimiento diario, semanal, mensual y anual de las líneas de transmisión y equipamiento de subestaciones de la empresa.</p> <p>Fiscalizar el mantenimiento preventivo y correctivo de los equipos y materiales de las líneas y subestaciones</p> <p>Definir e implementar normas, políticas y procedimientos en cuanto respecta a la operación y mantenimiento del sistema de transmisión.</p> <p>Implementar sistemas de control que garanticen la correcta administración de los recursos.</p> <p>Proporcionar los medios y condiciones de trabajo necesarios para el cumplimiento de las responsabilidades de los trabajadores.</p> <p>Mantener un sistema de información e indicadores de la gestión de la operación y mantenimiento del sistema.</p> <p>Aplicar y proponer programas de optimización de procedimientos y racionalización de costos.</p> <p>Cumplir las normas y sistemas de seguridad vigentes.</p> <p>Otras responsabilidades que se le asignen.</p>	<p>Responde a situaciones adversas de manera creativa.</p> <p>Persistencia a los logros basado en la plena satisfacción del cliente</p>

Continúa...

Cuadro 6.3: Perfil del puesto de gerente de operaciones

...viene

D. Formación básica
1. Profesional en Ingeniería mecánico y eléctrica.
2. Experiencia en el manejo y control de Generadores Eléctricos.

E. Requisitos personales y particulares
1. Mínimo cinco años de experiencia en empresas de generación termo-eléctrica.
2. Sexo Masculino
3. Edad mínima: 35 años.

F. Condiciones	de	trabajo
Ambiente de trabajo	Esfuerzo físico	Riesgos
Oficina, planta y líneas de campo.	Constantes movilizaciones fuera de la sede principal.	Mínimo, ocasional.

Elaboración propia.

Cuadro 6.4: Perfil del puesto del subgerente de seguridad y medio ambiente

Título del Puesto:	Subgerente de Seguridad y Medio Ambiente
Staff:	Medio Ambiente
Área:	Medio Ambiente
Supervisor:	Gerente General
Analista:	--
Fecha de Análisis:	22/02/05

A. Sumilla del puesto
Lograr que los estudios de ingeniería de operación y mantenimiento de generadores, líneas y subestaciones, garanticen el servicio de generación y transmisión de energía eléctrica, operando correctamente dentro de los estándares de calidad.

B. Competencias del puesto	Grado Requerido			
	A	B	C	D
1. Proactivo: Capacidad de mostrar un comportamiento emprendedor permanente, de manera enérgica y con cierto grado de autonomía personal.	x			
2. Meticulosidad: Capacidad de planificar al detalle las operaciones y medidas de seguridad a observar.	x			
3. Ordenado: Capacidad de planificar y desarrollar funciones de acuerdo a las necesidades presentes y futuras (previstas), manteniendo y observando las normas de seguridad, calidad y eficiencia.		x		

Continúa...

Cuadro 6.4: Perfil del puesto del subgerente de seguridad y medio ambiente

...viene

C. Contenido del puesto		
Conceptual (Conocimientos)	Procedimental (Habilidades, funciones)	Actitudinal (Conductas)
<p>Conocimiento de ingeniería mecánico eléctrica.</p> <p>Conocimiento de normas de seguridad.</p>	<p>Planificar y Fiscalizar las actividades de operación y. mantenimiento de las instalaciones y equipos del sistema de generación y transmisión de propiedad de la empresa.</p> <p>Elaborar y administrar los manuales de operación y mantenimiento.</p> <p>Desarrollar económicamente una operación y mantenimiento en forma eficiente, de tal manera que se garantice el cumplimiento de las disposiciones de seguridad industrial, ocupacional, ambiental y de calidad eléctrica exigidos por la normatividad vigente.</p> <p>Operar el Sistema de Transmisión de la Empresa cumpliendo las disposiciones de la Norma Técnica de Operación en Tiempo Real.</p> <p>Supervisar y participar en las actividades de mantenimiento preventivo y correctivo de los equipos.</p> <p>Vigilar constantemente toda operación de generación, las líneas de transmisión y subestaciones.</p>	<p>Responde a situaciones adversas de manera creativa.</p> <p>Actitud preventiva.</p>

D. Formación básica
1. Profesional en Ingeniería mecánico y eléctrica.
2. Experiencia en el manejo y control de Generadores Eléctricos.

E. Requisitos personales y particulares
1. Mínimo cinco años de experiencia en empresas de generación termo-eléctrica.
2. Sexo Masculino
3. Edad mínima: 30 años.

Continúa...

Cuadro 6.4: Perfil del puesto del subgerente de seguridad y medio ambiente

...viene

F. Condiciones	de	trabajo
Ambiente de trabajo	Esfuerzo físico	Riesgos
Oficina, planta y líneas de campo.	Constantes movilizaciones fuera de la planta generadora.	Moderada, con cierta frecuencia.

Elaboración propia.

Cuadro 6.5: Perfil del puesto del subgerente de comercialización

Título del Puesto:	Subgerencia de Comercialización.
Gerencia de línea:	Operaciones
Área:	Operaciones
Supervisor:	Gerente de Operaciones
Analista:	--
Fecha de Análisis:	22/02/05

A. Sumilla del puesto
Responsable de realizar la venta de la energía producida y a la medición de la energía vendida a los distintos clientes de la empresa.

B. Competencias del puesto	Grado Requerido			
	A	B	C	D
1. Proactivo: Capacidad de mostrar un comportamiento emprendedor permanente, de manera enérgica y con cierto grado de autonomía personal.	x			
2. Sociable: Capacidad de entablar relaciones duraderas con clientes y proveedores.		x		
3. Negociación: Capacidad de negociar de buscando establecer relaciones comerciales a largo plazo con los clientes y proveedores.	X			

C. Contenido del puesto		
Conceptual (Conocimientos)	Procedimental (Habilidades, funciones)	Actitudinal (Conductas)
Conocimiento de ingeniería mecánico eléctrica. Conocimiento de normas de seguridad. Conocimiento de marketing industrial.	Capacidad de negociación. Manejo de objeciones. Elaborar, ejecutar y controlar los planes de venta a clientes libres, mercado spot y regulado. Mantener actualizados los sistemas de medición de venta de energía.	Proactivo, búsqueda constante de nuevas oportunidades (clientes libres).

Continúa...

Cuadro 6.5: Perfil del puesto del subgerente de comercialización

...viene

D. Formación básica
1. Profesional en Ingeniería mecánico y eléctrica.
2. Experiencia en venta de energía.

E. Requisitos personales y particulares
1. Mínimo cinco años de experiencia en empresas de generación termo-eléctrica.
2. Sexo Masculino
3. Edad mínima: 30 años.

F. Condiciones	de	trabajo
Ambiente de trabajo	Esfuerzo físico	Riesgos
Oficina, y visitas constantes a grandes clientes.	Constantes movilizaciones fuera de la sede principal.	Mínima, ocasional.

Elaboración propia.

6.5. Paquete remunerativo

La Empresa considerará adicionalmente 33 personas cuya remuneración será de acuerdo a la Encuesta de “Remuneraciones por ocupaciones específicas – II trimestre 2004” realizada por el Ministerio de Trabajo y Promoción del Empleo, remuneración que se muestra en los siguientes cuadros:

Cuadro 6.6: Remuneración del puesto de subgerencia de operaciones

AREA : SUB GERENCIA DE OPERACIONES		
CARGO/NIVEL	Cantidad	HABER MENSUAL
OFICINA DE SEGURIDAD INTEGRAL		
Supervisor de Seguridad Integral	1	5,216.4
UNIDAD GENERACIÓN		
Jefe de generación	1	6,226.2
UNIDAD COMERCIAL		
Analista	1	5,531.0
UNIDAD DE TRANSMISIÓN		
Supervisor	1	5,043.0
UNIDAD DE CENTRO DE CONTROL		
Jefe de centro de Control	1	6,226.2
Analista de red	1	5,531.0
Operadores	4	2,857.7
Técnico Mecánico	4	2,697.8
Técnico Electricista	4	2,697.8
UNIDAD DE TELECOMUNICACIONES		
Asistente en telecomunicaciones	1	5,043.0
Técnico	1	2,697.8
SUBTOTAL DEL AREA	20	74,528.3

Elaboración propia.

Cuadro 6.7: Remuneración del puesto de la sección de líneas de transmisión

AREA : SECCIÓN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN		
CARGO/NIVEL	Cantidad	HABER MENSUAL
Supervisor de Mantenimiento	1	5,043.0
Técnico	1	3,635.8
SUBTOTAL DEL AREA	2	8,678.8

Elaboración propia.

Cuadro 6.8: Remuneración del puesto de la sección de subestaciones

AREA : SECCIÓN SUBESTACIONES		
CARGO/NIVEL	Cantidad	HABER MENSUAL
Supervisor de Mantenimiento	1	5,043.0
Técnico	2	3,635.8
SUBTOTAL DEL AREA	3	12,314.5

Elaboración propia.

Cuadro 6.9: Remuneración del puesto de la sección de planta

AREA : SECCIÓN PLANTA (Mantenimiento)		
CARGO/NIVEL	Cantidad	HABER MENSUAL
Supervisor de Mantenimiento	1	2,857.7
Técnico	5	2,756.2
SUBTOTAL DEL AREA	6	16,638.7

Elaboración propia.

Cuadro 6.10: Remuneración del área de medio ambiente

AREA : MEDIO AMBIENTE		
CARGO/NIVEL	Cantidad	HABER MENSUAL
Supervisor de Medio Ambiente	1	5,216.4
Asistente	1	3,823.5
SUBTOTAL DEL AREA	2	9,039.9

Elaboración propia.

Contratar agencia de seguridad S/.86,400.00⁵³ anual.

Otros gastos en los que la empresa incurrirá se indican en el cuadro 6.11 que se muestra a continuación.

⁵³ Tres turnos, con 02 vigilantes, con un costo unitario de S/.1,200 /mes.

Cuadro 6.11: Desagregado de beneficios sociales

Seguro salud	9.00%	
Vacaciones	8.33%	
CTS	8.33%	
IES	0.00%	
SCRT	1.04%	
SENATI	0.75%	
<hr/>		
Total (% del haber mensual)	27.46%	Puestos Operativos
		Puestos Ejecutivos
	25.67%	Administrativos
<hr/>		
GRATIFICACIONES	16.67%	
<hr/>		
Total (% del haber mensual)	44.12%	Puestos Operativos
		Puestos Ejecutivos
	43.05%	Administrativos

Elaboración propia.

Beneficios sociales:

44.12% Puestos operativos.

43.05% Puestos ejecutivos administrativos.

Gasto anual

S/.2'162,689.06 (US\$621,462.37)⁵⁴

⁵⁴ Tipo de cambio 3.48

CAPÍTULO VII

7. Aspectos financieros

La inversión para el desarrollo, construcción y operación del proyecto de instalación de una planta de generación térmica denominada C.T. Las Arenas, estará a cargo de una empresa actualmente en funcionamiento, la cual cuenta con 4 centrales hidroeléctricas, por tal el análisis de inversión y financiero será tratado como una reinversión correspondiente a una empresa existente.

Los mecanismos de Inversión e endeudamiento dependen por tal de la capacidad de la empresa para cumplir sus compromisos actuales, principalmente por las coberturas adquiridas en el primer programa de emisión de bonos realizada en el año 2003.

7.1. Inversión y financiamiento

En base al estudio de mercado consumidor de energía eléctrica y tecnología vigente en el mercado peruano se desarrollaron las alternativas de inversión con las que se podría desarrollar el proyecto, y del análisis del mercado financiero y capacidad de la empresa se evaluaron las fuentes viables para acceder al capital requerido en la inversión.

7.1.1. Inversiones

Para el desarrollo de este proyecto se evaluaron 5 alternativas de inversión:

a. Alternativa 1

Planta de Generación Térmica de 201 MW. Primera Etapa 2008 de 2 grupos de 66 MW cada uno en ciclo simple, segunda etapa 2010 de 1 grupo de 69 MW en ciclo combinado.

b. Alternativa 2

Planta de Generación Térmica de 347 MW. Primera Etapa 2008 de 2 grupos de 119 MW cada uno en ciclo simple, segunda etapa 2010 de 1 grupo de 109 MW en ciclo combinado.

c. Alternativa 3

Planta de Generación Térmica de 238 MW. Primera Etapa 2008 de 2 grupos de 119 MW cada uno en ciclo simple. Corresponde a la alternativa 2 sin la ejecución de la segunda etapa.

d. Alternativa 4

Planta de Generación Térmica de 347 MW. Primera Etapa 2008 de 1 grupo de 119 MW, segunda etapa 2010 de 1 grupo de 119 MW, y tercera etapa de 1 grupo de 109 MW en ciclo combinado en el 2012.

e. Alternativa 5

Planta de Generación Térmica de 590 MW. Primera Etapa 2008 de 1 grupo de 195 MW, segunda etapa 2010 de 1 grupo de 195 MW, y tercera etapa de 1 grupo de 200 MW en ciclo combinado en el 2012.

Todas estas alternativas permiten obtener rentabilidades que simultáneamente procuran cumplir con las coberturas exigidas por el primer programa de emisión de bonos de la empresa.

A continuación se presenta el resumen de los rubros considerados como parte del proyecto de inversión:

- **Planta de generación**

Planta desalinizadora, turbinas, generadores, transformadores y equipamiento auxiliar.

- **Terreno**

Actualmente en venta de 60 000 m².

- **Tubería de gas**

Según el caso se está evaluando colocar tuberías de 10" y 14".

- **Línea de transmisión**

En nivel de tensión de 500 kV.

- **Obras civiles generales**

Edificio de centro de control, obras civiles, instalaciones eléctricas exteriores, sistemas de alcantarillado, accesos, etc.

- **Subestación de salida**

Celdas de transformados, de línea, sistema de barras, sistema a tierra, servicios auxiliares, sistema de control.

- **Subestación de llegada**

Celda de línea en 500 kV.

- **Obras complementarias**

Edificios y proyectos complementarios, oficinas, comedor, áreas recreacionales, etc.

- **Proyectos complementarios sociales**

Obras derivadas del desarrollo de proyectos de apoyo a la comunidad en la cual se instalará la planta.

- **Proyectos medio ambientales y seguridad**

Proyectos de adecuación al medio ambiente, sistemas de protección de tuberías, sistemas contra incendios, áreas verdes, sistema de agua potable, sistema de recuperación de agua, sistema de recuperación de gases contaminantes, protección de estanques, sistema de control y medición de parámetros de calidad medio ambiental.

Adicional a los costos de inversión provenientes de la compra e implementación de los equipos y obras civiles necesarias para el desarrollo del proyecto, se requiere cubrir capital adicional para cubrir los gastos pre-operativos y cualquier eventualidad. Así mismo se deberá tomar en cuenta los impuestos generados por la compra de equipos y servicios recibidos, tales como:

- **Impuesto general a las ventas**

En el análisis del presente proyecto se ha considerado el pago inmediato del I.G.V. una vez realizada la compra de los equipos o recibida la prestación del servicio, este pago adelantado permite generar crédito fiscal que se verá compensado con el I.G.V. recaudado proveniente

de las ventas. Debido al fuerte impacto de este impuesto sobre el proyecto por el requerimiento de efectivo, se ha previsto apoyar el proyecto con la recaudación del I.G.V. de las ventas totales de la empresa, reduciendo considerablemente el requerimiento de efecto en cada etapa de inversión, y por tal el crédito fiscal generado por el mismo.

- Aranceles

En el análisis del presente proyecto se ha considerado el pago inmediato de los impuestos generados por la importación de equipos, sin embargo cabe resaltar que en el artículo 106 de la Ley de Concesiones Eléctricas se establece que las empresas que se dediquen en forma exclusiva a las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica tendrán derecho al fraccionamiento hasta en 36 mensualidades de los derechos Ad valorem CIF que grave la importación de bienes de capital para nuevos proyectos, expresados en moneda extranjera. Mediante Decreto Supremo del Ministerio de Economía y Finanzas se establecerá las tasas de interés aplicable al fraccionamiento, el plazo de pago, así como las demás condiciones para su aplicación.

7.1.2. Evaluación financiera de las alternativas

De la evaluación financiera de las cinco alternativas planteadas, la más rentable es la alternativa 4, con una rentabilidad económica de 13,52%, la cual contempla la

construcción de una planta térmica de gas natural con un tamaño de planta total de 347 MW, mediante un programa de inversiones de tres etapas Primera Etapa 2008 de 1 grupo de 119 MW, segunda etapa 2010 de 1 grupo de 119 MW y tercera etapa de 1 grupo de 109 MW en ciclo combinado en el 2012.

Con el desarrollo de este proyecto (alternativa 4), a nivel de empresa se obtiene al año 2015 un ROE igual al 10,4%, y una participación del mercado del 12,3% (producción de energía), en comparación con el 3,3% de participación de mercado y un ROE de 5,2% que se obtendría en el mismo año si no se desarrollase el proyecto propuesto.

El desarrollo de la evaluación económica y de los Estados Financieros de la empresa y del proyecto para las cinco alternativas se encuentra en los anexos 12, 13, 14, 15 y 16.

Cuadro 7.1: Evaluación de alternativas de inversión

ALT.	PROYECTO	DESCRIPCIÓN	INVERSIÓN TOTAL (miles US \$)	APORTE DE CAPITAL (miles US \$)	DEUDA A LARGO PLAZO (miles US \$)	AUTO-FINAN CIAMIENTO (miles US \$)	TIR ECONÓMICA (%)	WACC DE LA EMPRESA (máxima) (%)	WACC DE LA EMPRESA (promedio) (%)	WACC DEL PROYECTO (máxima) (%)	ROE DE LA EMPRESA (AÑO 2015) (%)
1	Planta de Generación Térmica de 201 MW	Primera Etapa 2008 de 2 grupos de 66 MW cada uno en ciclo simple, segunda etapa 2010 de 1 grupo de 69 MW en ciclo combinado.	176 100	118 200	50 000	7 900	7,50%	12,40%	11,3%	12,53%	4,9%
2	Planta de Generación Térmica de 347 MW	Primera Etapa 2008 de 2 grupos de 119 MW cada uno en ciclo simple, segunda etapa 2010 de 1 grupo de 109 MW en ciclo combinado.	260 887	185 000	71 500	4 387	7,25%	12,40%	11,30%	12,53%	4,9%
3	Planta de Generación Térmica de 238 MW	Primera Etapa 2008 de 2 grupos de 119 MW cada uno en ciclo simple. Corresponde a la alternativa 2 sin la ejecución de la segunda etapa.	104 216	104 216	-	-	2,78%	12,53%	11,60%	12,53%	3,4%
4	Planta de Generación Térmica de 347 MW	Primera Etapa 2008 de 1 grupo de 119 MW, segunda etapa 2010 de 1 grupo de 119 MW y tercera etapa de 1 grupo de 109 MW en ciclo combinado.	250 511	100 000	149 000	1 511	13,52%	11,70%	10,80%	12,53%	10,4%
5	Planta de Generación Térmica de 590 MW	Primera Etapa 2008 de 1 grupo de 195 MW, segunda etapa 2010 de 1 grupo de 195 MW y tercera etapa de 1 grupo de 200 MW en ciclo combinado.	415 661	229 000	175 000	11 661	9,60%	11,80%	11,00%	12,53%	6,7%

Elaboración propia.

7.1.3. Financiamiento y estructura de capital

De acuerdo a lo expuesto en los capítulos precedentes, y la factibilidad financiera de la alternativa 4 el proyecto requiere una inversión total de US\$ 250 510 971 de acuerdo a los siguientes cuadros de usos (aplicaciones) y fondos (orígenes):

Cuadro 7.2: Estructura de financiamiento: Usos

(En US\$)

USOS	
CONTRATO DE CONSTRUCCION	
EPC	226 978 489
OTROS COSTOS DE CONSTRUCCION	1 790 645
GASTOS PRE-OPERATIVOS	4 474 864
OTROS COSTOS	2 981 303
I.G.V.	13 285 670
CAJA INICIAL	1 000 000
TOTAL USOS	US\$ 250 510 971

Elaboración propia.

Cuadro 7.3: Estructura de financiamiento: Fondos

(En US\$)

FONDOS			
	Disponible	Requerimiento	
BANCOS	0-75 000 000	49 000 000	19%
MERCADO LOCAL DE BONOS	0-100 000 000	100 000 000	40%
TOTAL DEUDA PREFERENTE		149 000 000	59%
CAPITAL	0-100 000 000	100 000 000	40%
AUTOFINANCIAMIENTO		1 510 971	1%
TOTAL CAPITAL		101 510 971	41%
TOTAL FONDOS		US \$ 250 510 971	

Elaboración propia.

Los Gastos Pre-Operativos representan el 1,8% de la inversión total, como parte de estas inversiones se considera el estudio de factibilidad, estudio de impacto ambiental, todos los gastos exigidos por ley para realizar el trámite de la concesión definitiva para poder desarrollar actividades de generación eléctrica. Incluye además el costo por el desarrollo de proyectos complementarios sociales, y proyectos para controlar el impacto ambiental a través del tratamiento de aguas y tratamiento de residuos industriales.

La mayor inversión se realizará en la construcción de la planta, la misma que se realizará de acuerdo a lo estipulado en el Contrato de Construcción (EPC⁵⁵), el mismo que define los deberes y derechos de las partes involucradas, este contrato contemplará la instalación de la tubería para conectarse a la matriz de la empresa TGP, y la construcción total de la planta (que incluye las obras civiles) que estará a cargo de la empresa proveedora de los equipos. Esta inversión representa el 91,3% de la inversión total. Incluye además la subestación eléctrica y línea de transmisión.

Otros Costos, impuesto general a las ventas y caja inicial representan el 6,9% de la inversión total, incluye la inversión en obras civiles generales y proyectos

⁵⁵ El Contrato de Construcción EPC (Engineering Procurement and Construction) establece los términos y condiciones, así como las obligaciones y derechos que adquieren *La Empresa* o “el dueño” (Owner) y *El Proveedor* o “contratista” (contractor); también establece la forma de resolver las discrepancias o diferencias que pudieran surgir en la interpretación de los artículos o apéndices del referido contrato.

complementarios como playas de estacionamiento, campo de recreación, caminos de acceso, etc.

Para este proyecto el aporte de los accionistas de *La Empresa* ascenderá a US\$ 100 000 000 que equivale al 40% de la inversión total del proyecto; US\$ 149 000 000, (equivalente al 59% de la inversión total), será financiado con recursos de terceros. El saldo será financiado con los ingresos propios generados del proyecto, cabe resaltar que dichos ingresos cubrirán las variaciones de capital de trabajo originadas por las cuentas corrientes, a excepción del impuesto general a las ventas.

Para ello se ha tenido contactos preliminares con representantes del BID, IFC, y banca nacional. Los bancos BCP y BBVA quienes se constituirán en nuestra principal fuente de financiamiento.

Adicional al requerimiento de financiamiento a través del sistema bancario, el Mercado de Capitales servirá como fuente de financiamiento dado las ventajas que presenta estructurar parte de la deuda con este sistema en la que al corto plazo no se requiere amortizar deuda. Se colocarán US\$ 100 000 000 mediante la emisión de un Segundo Programa de Bonos Corporativos, dadas las características favorables del Mercado de Capitales peruano.

La Empresa en su primer programa de emisión de Bonos corporativos a 10 años otorgó garantías preferenciales y

coberturas, las mismas que se tomaron en cuenta al momento de estructurar el financiamiento de este proyecto.

a. Emisión de bonos

Los costos estimados al acceder a las fuentes de financiamiento son:

Cuadro 7.4: Costos ligados a la emisión de bonos

Costos	
GASTOS ESTRUCTURACION DE LA EMISION DE BONOS	
Registro de bonos en CONASEV, Flat x c/emisión (NO sujeto a IGV)	S/. 3,100.00
Escritura pública contrato Emisión de Bonos (Sujeto IGV)	S/. 70,000.00
Gastos legales (Due dilligence, consultorias / Sujeto a IGV)	\$150,000.00
Derecho de inscripción de bonos en la BVL, Sobre monto emisión, (Sujeto IGV)	0.01875%
Comisión Estructuración Emisión de Bonos, Sobre monto emisión, (Sujeto IGV)	0.0625%
Comisión Colocación Emisión de Bonos, Sobre monto emisión, (Sujeto IGV)	0.03750%
GASTOS REGULARES RELACIONADOS A LA EMISION DE BONOS	
Patrimonio Fideicomitido de la empresa,	
Comisión Administración Fideicomiso en garantía (Por Mes / Está sujeto al IGV)	\$2,200.00
Comisión Administración Fideicomiso sobre Flujos (Por Mes / Está sujeto al IGV)	\$1,500.00
CONASEV, derecho de Cotización de valores un porcentaje mensual sobre el capital inscrito de cada emisión. Este asciende al 0.0035% del monto emitido (Este concepto no es sujeto al IGV).	0.0035%
La BOLSA DE VALORES DE LIMA (BVL) cobra también por el derecho de Cotización de valores otro porcentaje mensual sobre el capital de cada emisión que asciende al 0.0020% del monto emitido (Este si es sujeto al IGV).	0.0020%
CAVALI cobra por el mantenimiento de cada emisión de deuda un porcentaje mensual de 0.0010% del monto colocado y registrado con un máximo de US\$300 y un mínimo de US\$100. (Está sujeto al IGV).	0.0010%
El emisor de Bonos se obliga a pagar los servicios de por lo menos a 2 Clasificadoras de Riesgo reconocidas.	
EQUILIBRIUM S.A. (Cobro flat Anual), Está sujeto al IGV.	\$8,400.00
Apoyo & Asoc. Internacionales S.A.C. (Flat Mensual), Está sujeto al IGV.	\$800.00
Toda emisión de deuda cuenta con un Representante General de los Obligacionistas (RGO). En nuestro caso el banco estructurador nos cobrará una tarifa mixta, una parte fija y otra variable:	
Componente Fijo (Está sujeto al IGV).	\$15,000.00
Componente Variable (Está sujeto al IGV). Se cobra sobre el Saldo del Capital (Outstanding) de la Deuda.	0.04%
La Fiduciaria encarga anualmente una Auditoría del Fideicomiso de Flujos y la valuación de los activos por una empresa valuadora calificada. Estos servicios los paga el emisor	
Auditoría anual Fideicomiso de Flujos (Deloitte & Touche) (Está sujeto al IGV).	\$2,800.00
Valuación anual Activos en Fideicomiso (Binswanger) (Está sujeto al IGV).	\$10,600.00

Elaboración propia.

Respecto al costo financiero ligado a la emisión de bonos y al financiamiento bancario que se requerirá a fines del año 2008 y del año 2010, fue necesario recurrir a la opinión de expertos en el tema, para lo

cual se entrevistaron a representantes de los dos principales bancos del país, que a su vez son los bancos que estructuraron y administran el primer programa de emisión de bonos realizado por *La Empresa*.

Se tomó la opinión de representante del Área de Finanzas Empresariales del BCP, así como la opinión de representantes de las Áreas de Planeamiento, Fideicomiso, Banca Corporativa y Seguimiento y Control. Así mismo se contó con la opinión de la gerencia de Estudios Económicos del BBVA quienes manifestaron:

Se estima que para los próximos cinco (05) años, en el peor de los casos, se tenga una tasa máxima del 9% para los bonos emitidos en Perú a 10 años, estimando que la tasa más probable oscilará entre 6% y 7% .

Considerando la estabilidad de las tasas de los Treasury Bond (Bonos del Tesoro Americano) a 10 años, a pesar del aumento de las tasas de corto plazo de la FED (Reserva Federal de EE.UU.), se estima que para el 2,006 y 2,007 la tasa de los bonos fluctuará entre 5% y 6.5%.

Además, nos indicó como una fuente confiable para obtener una estimación válida del nivel de tasas exigidas para el periodo 2008-2010 son las proyecciones de la tasa Libor 6 meses publicadas por

Bloomberg, a la cual deberá añadirse el promedio del margen registrado en los últimos seis periodos entre la tasa de los bonos y la tasa Libor a 6 meses, que de acuerdo a la información proporcionada por uno de los bancos es de 2,72%.

Para tener una posición bastante conservadora, se recomendó utilizar como referencia a los Bonos Globales emitidos por el Estado Peruano, eligiendo entre ellos a los Bonos 2012 emitidos el año 2002.

Contando con la información de los Futuros de la tasa Libor 6 meses publicadas por Bloomberg se obtienen los siguientes valores esperados:

Cuadro 7.5: Costo financiero de los bonos

Fecha	Libor 6M	Spread	Tasa Estimada del Bono
2008	4,5316%	2,72%	7,2516%
2010	4,6008%	2,72%	7,3208%

Fuente: CHAMOCHUMBI, Oscar. **Mensaje sin referencia**. En: Banco de Crédito del Perú. [en línea]. Lima: Banco de Crédito del Perú. 19 Agosto 2005. 18:05:15 MSG. [Citado 20 Agosto 2005]. Disponible en: agalho@bcp.com.pe
Elaboración propia.

De las entrevistas realizadas se concluye que la tasa exigida a los bonos a largo plazo años en el peor de los casos se estima que llegue al 9% en los próximos cinco años; la estimación conservadora sitúa la las tasas en 7,2516% para el 2008 en 7,3208% para el 2010.

Trabajaremos con la tasa de 7,32% para la emisión de bonos por ser la más alta.

b. Financiamiento bancario

Los costos del Financiamiento bancario (mediante crédito sindicado) son los siguientes:

Cuadro 7.6: Costos ligados al préstamo bancario

Costos	Sindicado PERU
Límite	Se estimó que podrían reunirse como máximo entre US\$80 y US\$100 millones.
Tasa	Libor + 2%
Comisión de desembolso	1.00%
Comisión de análisis para evaluar el proyecto	0.75%
Comisión por inmovilización de fondos (comisión por compromiso) sobre el saldo no desembolsado	0.50%
Comisión de estructuración sobre el financiamiento proveniente de otros prestamistas	-
Comisión de administración anual del servicio (Banco Agente, que lidera el sindicato y estructura el financiamiento)	\$30,000

Elaboración propia.

La tasa de interés será de Libor + 2%, tasa proporcionada por un representante de Banca Corporativa en base a un compromiso a dos años asumido para otorgar crédito a la tasa indicada.

Contando con la información de los Futuros de la tasa Libor 6 meses publicadas por Bloomberg se obtienen los siguientes valores esperados:

Cuadro 7.7: Costo financiero del préstamo bancario

Fecha	Libor 6M	Spread	Tasa Estimada del Banco
2008	4,5316%	2,00%	6,5316%
2010	4,6008%	2,00%	6,6008%

Fuente: CHAMOCHUMBI, Oscar. **Mensaje sin referencia**. En: Banco de Crédito del Perú. [en línea]. Lima: Banco de Crédito del Perú. 19 Agosto 2005. 18:05:15 MSG. [Citado 20 Agosto 2005]. Disponible en: agallo@bcp.com.pe
Elaboración propia

De las entrevistas realizadas se concluye que la tasa exigida por los banco, para créditos corporativos fluctuará entre 6,5316% y 6,6008%. Trabajaremos con la tasa de 6,6008%.

Los Principales Riesgos y Mitigantes del proyecto son:

- Riesgo de construcción y finalización de las obras

Las obras de ingeniería serán construidas por la empresa proveedora de los equipos y servicios de construcción mediante contrato "llave en mano". Para ello se suscribirá contrato EPC en el que se establecen plazos y condiciones de entrega, y penalizaciones por retrasos.

- Riesgo comercial

La demanda de energía eléctrica en el país ha estado creciendo a un ritmo del 6,24% anual. El COES garantiza que las empresas más eficientes entren a producir primero, luego de las hidroeléctricas entran a

producir las plantas generadoras a gas natural dependiendo de la eficiencia de cada máquina.

- Riesgo de pago

El ingreso de fondos se origina por los pagos (mensuales) realizados por el COES por potencia (instalada/efectiva), por las ventas realizadas en el mercado regulado, en el mercado Spot y por contratos suscritos con clientes libres (*La Empresa* tiene acciones en empresas de distribución eléctrica del país con los cuales podría suscribir contratos estratégicos de largo plazo). Conjuntamente con los contratos de financiamiento se deberá suscribir Fideicomiso⁵⁶ sobre flujo de fondos para garantizar el pago de las obligaciones asumidas.

- Riesgo operacional

El operador tiene amplia experiencia. Se cuenta con tecnología comprobada. Se suscribirá contrato de mantenimiento con la empresa proveedora directa de los equipos a adquirir.

- Accionistas (Sponsor)

La Empresa posee una reconocida trayectoria en el sector eléctrico a nivel internacional.

⁵⁶ Es una relación jurídica por la cual una persona llamada fideicomitente, transfiere uno o más bienes a otra persona, llamada fiduciario, quien se obliga a utilizarlo en favor de aquél, o de un tercero, llamado fideicomisario.

c. Garantías

Como garantía a los préstamos que se recibirán se suscribirá un contrato marco de garantías (Master Collateral Agreement, MCA), en el cual se define a los Acreedores preferentemente Garantizados (senior lenders) como aquellos acreedores cuya deuda se origina por el financiamiento con Bancos de fomento (BID / IFC), créditos sindicados, emisión del segundo programa de bonos corporativos o cualquier otra deuda que sirva para pre-pagar o reestructurar las obligaciones contraídas al financiarse este proyecto. Se precisa que esta operación se regirá bajo las leyes de la República del Perú.

Se constituirá Fideicomiso en garantía sobre la concesión definitiva y autorizaciones de la planta generadora, sobre la concesión definitiva para realizar actividades de transmisión eléctrica desde esta planta, y sobre los diversos inmuebles, maquinaria y equipos de la planta.

Se constituirá Fideicomiso en garantía sobre el derecho de flujos de fondos generado por la suscripción de nuevos contratos de venta de potencia y energía con clientes libres o algún otro nuevo cliente libre que podría ser atendido por la empresa gracias al aumento de su capacidad de generación⁵⁷, así como contratos

⁵⁷ En el primer programa de emisión de bonos, se constituyó como parte de las garantías del mismo un fideicomiso de garantía sobre el derecho a los flujos de fondos provenientes de los contratos de venta

con clientes regulados, es decir empresas de distribución de energía eléctrica.

También se gravarán los derechos de los contratos de construcción y puesta en marcha, las obras civiles de la nueva planta, la maquinaria y equipo, y se cederán los derechos (endosar) de las pólizas de seguro locales por interrupción de actividad (lucro cesante⁵⁸).

Se mantendrán las coberturas (covenants) exigidas en el primer programa de emisión de bonos, por lo que *La Empresa* deberá cumplir en todo momento con las siguientes coberturas:

- Ratio de Apalancamiento:

$$\text{Pasivos relevante}^{59} / \text{Patrimonio neto}^{60} \leq 1,0$$

- Ratio cobertura de intereses:

$$\text{EBITDA}^{61} / \text{Gastos financieros}^{62} \geq 3,5$$

de potencia y energía suscritos con tres empresas del sector minero, que representaban a diciembre del 2004 el 91.6% de los ingresos generados por *La Empresa*.

⁵⁸ Cubre las pérdidas por la interrupción del negocio como consecuencia de un evento amparado en una póliza relacionada.

⁵⁹ Deuda relevante = Pasivos - deuda subordinada.

⁶⁰ Patrimonio neto + deuda subordinada capitalizable.

⁶¹ Cabe mencionar, que para efectos de cálculo en los ratios, el EBITDA se encuentra definido como la ganancia neta (o la pérdida neta) consolidada de *La Empresa* para un determinado período: (i) más (en la medida que se hayan deducido al determinar tal ganancia neta o pérdida neta consolidada), (a) los gastos financieros (pero para este caso incluyendo intereses relacionados con la deuda subordinada), (b) cualquier cargo por corrección monetaria (incluidas, sin duplicación, diferencias por tipo de cambio de divisas), (c) el impuesto sobre la renta, (d) la participación de trabajadores, (e) gastos por depreciación y (f) gastos por amortización para dicho período; y (ii) menos (en la medida que se hayan sumado al determinar tal ganancia neta o pérdida neta consolidada), (a) ingresos financieros, y (b) cualquier abono o ingreso por corrección monetaria (incluidas, sin duplicación, diferencias por tipo de cambio de divisas).

Utilidad de operación + depreciación + amortización de intangibles. Calculado para un periodo de 12 meses que terminen al final de la referida fecha de medición.

⁶² Excluye las diferencias por tipo de cambio y corrección monetaria relacionada a dichos gastos y a las comisiones e intereses respecto de deuda subordinada. Calculado para un periodo de 12 meses que terminen al final de la referida fecha de medición.

- Ratio cobertura de servicios de deuda:

$$\text{EBITDA} / \text{Servicio de deuda}^{63} \geq 1,4$$

7.1.4. Amortizaciones

La deuda obtenida por el segundo programa de emisión de Bonos propuesto en el presente proyecto se cancelará en un plazo de 10 años, mediante pagos semestrales iguales durante los diez últimos semestres. En los cálculos han sido considerados que el programa será lanzado a tasa de interés fija y emitidos en dólares americanos, de acuerdo a las estimaciones en tendencias y comportamientos del mercado.

La deuda proveniente de los Bancos de fomento, se amortizará en pagos anuales, cancelándose en un plazo de 15 años y tasa de interés fija.

7.1.5. Estructura de capital

La estructura de capital elegida se muestra en el cuadro 7.3 en el cual la inversión se financiará en 19% con préstamo bancario, 40% con emisión de bonos, 40% con aporte de capital y 1% con el efectivo que genere la propia caja.

⁶³ Calculado para un periodo de 12 meses que terminen al final de la referida fecha de medición. El Servicio de deuda está definido como principal más intereses menos otros recursos provenientes de emisiones de bonos o deuda garantizada.

El costo de capital de los accionistas se estima en $K_s=12,5342\%$ de acuerdo al resultado obtenido a partir del cálculo del costo siguiendo el modelo CAPM:

$$Re = Rf + (Rm - Rf) b + Rp$$

- Re: Coste de capital de recursos propios (costo de oportunidad).
- Rf: Tasa libre de riesgo.
- Rm: Rendimiento de mercado.
- b: Beta del sector .
- Rp: Riesgo país
- Rf: 4,37%, rendimiento mínimo esperado sin riesgo de los bonos del tesoro americano a 10 años, a febrero del 2005.
- b: 0,5, beta desapalanca del sector de eléctrico en E.E.U.U., correspondiente al promedio de 16 empresas, a Enero 2005.
- Rm: 13,70%, rentabilidad esperada para una cartera de inversión agresiva para un inversionista de perfil de alto riesgo.
- Rp: 3,50%, índice EMBI+Perú, reportado por el Banco de Inversión JP Morgan, promedio calculado desde abril 2003 a marzo 2004.
- Re: 12,53%

Tomamos el Beta del sector eléctrico de EE.UU. como referencia del comportamiento del Riesgo Sistemático⁶⁴, pues las empresas de este sector en el Perú mantienen y cumplen estándares internacionales.

La tasa que refleja el riesgo de invertir en el Perú se refleja en el Riesgo País, que se mide a través del índice EMBI+ (Emerging Markets Bond Index Plus) y define el riesgo (costo) que asumen las entidades financieras, las empresas o el Estado, por el posible impago por operaciones comerciales o préstamos que realizan con el sector público o privado de otro país.

a. Características del mercado financiero peruano

Según datos de la SBS⁶⁵ a Diciembre del 2004 el mercado financiero peruano tiene las siguientes características:

- El sistema financiero peruano se encuentra en un proceso de consolidación, en los últimos 04 años se ha reducido el número de bancos peruanos de 25 a 14 (incluye al Bank Boston).
- El total de créditos al sector privado totaliza US\$ 11 013 millones.
- El total de depósitos en los bancos privados totaliza US\$ 14 310 millones, de los cuales US\$ 7 959 millones son depósitos a plazos.

⁶⁴ Riesgo del mercado, son sucesos anticipados que afectan a casi todos los activos hasta algún punto, debido al hecho de que los efectos son comunes a toda la economía.

⁶⁵ Superintendencia de Banca y Seguros.

- El patrimonio de los bancos privados asciende a US\$ 2 012 millones.
- Los bancos son bastante líquidos y competitivos en cuanto a precios.
- La Ley N° 26702 (Texto Concordado de la Ley General del Sistema Financiero y del Sistema de Seguros y Orgánica de la Superintendencia de Banca Y Seguros) en el artículo N° 199 establece que una institución establece que un banco no puede exceder de once veces (11) su patrimonio efectivo destinado a cubrir riesgo crediticio. En el artículo N° 206 establece que las empresas del sistema financiero no pueden conceder, en favor o por cuenta de una misma persona, natural o jurídica, directa o indirectamente, créditos, inversiones o contingentes que excedan el equivalente al diez por ciento (10%) de su patrimonio efectivo, en el límite indicado están comprendidas todas las modalidades de financiamiento e inversiones, con excepción de las fianzas que garanticen la suscripción de contratos derivados de los procesos de licitación pública, las que están sujetas a un límite de treinta por ciento (30%). En el Anexo 23 se encuentra el texto completo de la Ley N° 26702.
- Poca exposición en el sector eléctrico. El 4,7% del portafolio de créditos de la banca se ha otorgado al los sectores de electricidad, gas y agua.

**Cuadro 7.8: Concentración de créditos bancarios
por sectores**

Agricultura, ganadería y silvicultura	4.0%
Pesca	3.8%
Minería	6.4%
Industria manufacturera	36.2%
Energía, gas y agua	4.7%
Construcción	2.5%
Comercio	17.2%
Actividades inmobiliarias	7.0%
Transporte, almacenamiento y comunicaciones	5.4%
Intermediación financiera	3.5%
Otros	9.3%
Total	100.0%

Fuente: SUPERINTENDENCIA DE BANCA Y SEGUROS. Boletín consolidado del sistema financiero.

PE: 12-13, dic., 2004.

Elaboración propia.

b. Características del mercado de capitales peruano

En los últimos años, el mercado de deuda peruano ha desarrollado la capacidad de absorber varios y distintos tipos de estructuras de financiamiento.

Las emisiones de bonos por parte del sector privado (US\$ 1 237 millones a diciembre del 2004) representaron una caída del 15% respecto al 2003⁶⁶.

En el mercado de capitales hay un exceso de demanda de instrumentos por US\$ 3 300 millones⁶⁷.

La dinámica en el mercado primario está dada por:

- El crecimiento de la demanda potencial.
- La participación en aumento de otros inversionistas.

⁶⁶ BANCO DE CRÉDITO DEL PERÚ. **Perspectivas y estrategias de inversión 1S05**. [en línea]. PE: 21, 2004. [citado 20 Mayo 2005]. Adobe Acrobat. Disponible en:

https://www.viabcp.com/inversiones/br_rephistoricos/%2E%2E/connect/br%5Frhh/Anteriores%20Publicaciones%20BCP/Reportes%20Especiales/Perspectivas%20y%20Estrategia%20de%20Inversion/2005/Perspectiva%201S05%2Epdf

⁶⁷ BANCO DE CRÉDITO DEL PERÚ. **Perspectivas y estrategias de inversión 1S05**. [en línea]. PE: 18, 2004. [citado 20 Mayo 2005]. Adobe Acrobat. Disponible en:

https://www.viabcp.com/inversiones/br_rephistoricos/%2E%2E/connect/br%5Frhh/Anteriores%20Publicaciones%20BCP/Reportes%20Especiales/Perspectivas%20y%20Estrategia%20de%20Inversion/2005/Perspectiva%201S05%2Epdf

- Límites muy restrictivos en inversiones extranjeras para los portafolios de las AFP.
- Oferta limitada.

Los principales inversionistas del mercado de capitales son las AFPs, Compañías de Seguro y los Fondos Mutuos.

- Las AFPs⁶⁸ concentran US\$ 7 904 millones provenientes de los aportes de sus afiliados, cuyas inversiones se concentran en instrumentos de Categoría I. De acuerdo al Decreto Supremo N° 054-97-EF (Texto Único Ordenado de la Ley del Sistema Privado de Administración de Fondos de Pensiones), Artículo N° 25 respecto a las inversiones de los Fondos de Pensiones podrán efectuarse en los Bonos emitidos por personas jurídicas pertenecientes o no al Sistema Financiero con un límite máximo del setenta y cinco por ciento (75%) del valor del Fondo. En el Anexo 17 se encuentra el texto completo del Decreto Supremo N° 054-97-EF y su Reglamento.
- Exceso de Liquidez. Las AFPs concentran US\$1,432millones en certificados del BCRP y Depósitos a Plazo Fijo + Cuenta Corriente.
- Las Compañías de Seguro (principalmente las de seguro de vida) conforman la demanda más representativa de instrumentos de largo plazo,

⁶⁸ SUPERINTENDENCIA DE BANCA Y SEGUROS. Boletín Consolidado del Sistema Financiero. PE: 22, dic., 2004.

disponiendo de un patrimonio para invertir de US\$1,804 millones⁶⁹. La Ley N° 26702 (Texto Concordado De La Ley General Del Sistema Financiero Y Del Sistema De Seguros Y Orgánica De La Superintendencia De Banca Y Seguros) en el artículo N° 311 señala que las empresas de seguros y/o reaseguros deben respaldar en todo momento el íntegro de sus reservas técnicas, patrimonio mínimo de solvencia y fondo de garantía. Para ello establece límites, que para el caso de bonos calificados es hasta el treinta por ciento (30%) del patrimonio de la compañía de seguros. En el Anexo 23 se encuentra el texto completo de la Ley N° 26702.

- Los Fondos Mutuos poseen US\$ 1 873⁷⁰ millones, pudiendo invertir hasta el 15% del fondo o hasta el 15% de los pasivos del emisor. Principalmente invierten a Corto Plazo: Sus inversiones a Largo Plazo son a tasas variables. Tiene como límite para invertir hasta el 15% del Fondo y hasta el 15% del pasivo del pasivo del emisor.

7.2. Planificación financiera

El desarrollo de la planificación financiera se ha desarrollado basado en la proyección de los principales indicadores macroeconómicos del país, estructura de costos de una planta

⁶⁹ SUPERINTENDENCIA DE BANCA Y SEGUROS. *Boletín consolidado del sistema financiero*. PE: 22, dic., 2004.

⁷⁰ COMISIÓN NACIONAL SUPERVISORA DE EMPRESAS Y VALORES. *Base de datos de fondos mutuos por empresa*. [en línea]. Lima: CONASEV, fecha de actualización: 2005. [citado 1 abril 2005]. Microsoft HTML. Disponible en: <http://www.conasev.gob.pe/fondos/fondos.asp>

típica de generación eléctrica a gas, y estados financieros de la empresa actualmente en funcionamiento.

7.2.1. Presupuestos base (Inflación, devaluación)

Los indicadores macroeconómicos utilizados en base al Marco macroeconómico multianual 2005 – 2007 del Ministerio de Economía y Finanzas son los siguientes:

Cuadro 7.9: Indicadores macroeconómicos

AÑO	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
INFLACIÓN	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%
DEVALUACIÓN	0,7%	1,4%	0,6%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%

Fuente: MINISTERIO DE ECONOMÍA Y FINANZAS. **Marco macroeconómico multianual 2005-2007**. [en línea]. Lima: MEF, fecha de actualización: 2005. [Citado 24 abril 2005]. Adobe Acrobat. Disponible en: http://www.mef.gob.pe/propuesta/ESPEC/MMM2005_2007/MMM_2005_2007_RevisadoVFF.pdf

7.2.2. Proyección de estados financieros de la empresa

Los Estados Financieros de *La Empresa* han sido proyectados tomando como base las siguientes premisas:

- Pronósticos de Ventas: los ingresos han sido proyectados tomando en cuenta la tasa de inflación a la cual está indexada los precios de los contratos, se ha tomado este único factor en cuenta dado que la empresa mantiene más del 95% de su producción bajo esta modalidad. Adicionalmente dado que los precios de venta también son afectados directamente por la tarifa en barra se le ha aplicado el factor de variación de dicha tarifa por efecto de nuevos proyectos en el mercado de generación eléctrica.

- Estado pro forma: algunas cuentas del balance general han sido proyectadas en proporción a las ventas proyectadas para el año, principalmente las cuentas referidas a los activos y pasivos corrientes.
- Requerimiento de activos: los activos han sido proyectados en función al programa de inversiones para ampliación de capacidad y su depreciación correspondiente.
- Requerimientos financieros: La deuda a largo plazo ha sido proyectada en función a la deuda existente y su programa de amortizaciones establecida, así como futuras deudas que la empresa requiera adquirir según su programa de inversiones.
- Supuestos económicos: se ha estimado la tasa de interés de futuras deudas y la factibilidad de pagos de dividendo tal que la empresa pueda pagar futuros compromisos por deudas adquiridas.

7.3. Centros de costos

El desarrollo de una nueva planta de generación implica la creación de un nuevo centro de costos, con personal y gastos de gestión adicional al existente necesario para su operación.

En base a costos estimados se ha desarrollado estado combinado por naturaleza y destino adicionales para la nueva planta de generación. Se ha asignado los costos administrativos existentes de la empresa considerando el trabajo adicional que requerirá desarrollar e implementar el proyecto.

7.4. Presupuesto de inversión

Se ha desarrollado un análisis de todos los costos correspondiente a la etapa de planificación y desarrollo del proyecto, construcción e instalación de la planta de generación, gastos pre-operativos, y capital de trabajo inicial.

7.4.1. Inversiones

Como se puso de manifiesto anteriormente para poner en operación una planta a gas natural ya sea que trabaje en ciclo simple o combinado, se requiere de una inversión para cubrir los costos para iniciar los trámites y obtener los permisos necesarios tanto a nivel del Ministerio de Energía y Minas como de locales, desarrollo de estudios de impacto ambiental y factibilidad técnica, construcción e instalación de la planta de generación eléctrica e instalaciones eléctricas, y proyectos complementarios tales como centro de control, oficinas y áreas recreativas.

Incluye los Costos de proyectos relacionados con el Programa de Medio Ambiente, y proyectos de apoyo a la comunidad de Chilca, que es donde se planea ubicar la Planta.

Cuadro 7.10: Detalle de costos de inversión del proyecto
(En Nuevos Soles)

RUBROS (Precios sin IGV)	Etapas 1	Etapas 2	Etapas 3
Estudio de Factibilidad	3 177 426	-	-
Tubería de Gas	9 853 529	-	-
Terreno	2 669 748	-	-
Obras Civiles Generales	3 849 977	-	-
Planta de Generación	131 316 000	129 282 374	505 358 931
Subestación de Salida L.T.	17 676 084	9 822 570	10 020 003
Línea de Transmisión	7 602 073	-	-
Subestación de Llegada L.T.	6 711 825	-	-
Edificios y Proyectos Complementarios	2 471 000	-	-
Proyectos Complementarios Sociales	1 235 500	-	-
Proyectos Complementarios de Impacto Ambiental	7 854 250	-	-

Elaboración propia.

7.4.2. Gastos pre-operativos

Está constituido por todos los gastos necesarios para poner en operación la planta de generación antes de poder desarrollar sus actividades normales.

a. Gastos de gestión pre-operativos

Considera los gastos de personal, gastos no personales y servicios necesarios previamente para poner en operación la planta de generación. En el primer año de la primera etapa se requerirá personal gerencial y administrativo para iniciar los trámites y realizar los contratos inmersos. En el segundo año de la primera

etapa se empezará a solicitar el personal operativo, el cual pasará por un periodo de capacitación, en lo referente al periodo de implementación y pruebas de la planta.

Cuadro 7.11: Gastos de gestión pre-operativos
(En Nuevos Soles)

Rubros	Primera Etapa		Segunda Etapa	Tercera Etapa
	2006	2007	2009	2011
Gastos Administrativos y Gerenciales de la Empresa (existente)	1 656 034	1 738 836	1 887 368	2 054 112
Gastos Operativos de la Nueva Central Térmica	1 504 456	3 396 284	-	-

Elaboración propia.

- Gastos administrativos y gerenciales de la empresa (Existente)

Método de Asignación de Costos escalonado, incluye:

- Porcentaje de los gastos administrativos de la empresa en funcionamiento.
- Porcentaje de los gastos comerciales de la empresa en funcionamiento.

Para la segunda y tercera etapa se ha tratado estos desembolsos como gasto.

- Gastos operativos de la nueva central térmica

Requerimiento de personal gerencial, incluye:

- Subgerencia de Generación Térmica
- Supervisión de medio Ambiente
- Analista Comercial
- Gastos de capacitación
- Cargas diversas de gestión
- Asignación de alimentos
- Uniformes e implementos de seguridad
- Exámenes Médicos
- Transporte y almacenamiento
- Correos y telecomunicaciones
- Honorarios y corretajes por terceros
- Servicios básicos
- Relaciones Públicas
- Servicios prestados por terceros

- Gastos de planta de la nueva central térmica

Requerimiento de personal de planta, incluye:

- Centro de Control
- Seguridad Integral
- Unidad Comercial
- Telecomunicaciones
- Sección líneas de transmisión
- Sección Subestaciones
- Sección Planta
- Sección Medio Ambiente

b. Gastos de arranque y puesta en marcha

Se consideran los gastos producidos principalmente por combustible para la realización de las pruebas para la puesta en servicio de las máquinas de generación. Cabe resaltar que el arranque de cada máquina equivale a 20 horas de operación.

Cuadro 7.12: Detalle de gastos de arranque y pruebas

Año	Primera etapa 2007	Segunda etapa 2009	Tercera etapa 2011
N° Arranques	5	5	5
Horas/Arranque	20	20	20
Horas de Prueba	10	10	10
Horas Operación	110	110	110
Costo de operación S/. /Hora	4 177	4 605	5 077

Elaboración propia.

**Cuadro 7.13: Gastos de arranque y puesta en marcha
(En Nuevos Soles)**

Rubros	Primera Etapa		Segunda Etapa	Tercera Etapa
	Dic-06	Dic-07	Dic-09	Dic-11
Costo de Pruebas y Arranque de las Máquinas	-	459 454	506 548	558 469

Elaboración propia.

c. Impuestos

Es el requerimiento de efectivo para el pago del impuesto general a las ventas adicional, el cual se convertirá en crédito fiscal para la empresa.

Cuadro 7.14: Impuestos

(En Nuevos Soles)

Rubros	Primera Etapa		Segunda Etapa	Tercera Etapa
	Dic-06	Dic-07	Dic-09	Dic-11
Impuestos pagados por adelantado	5 471 918	-	-	44 059 966

Elaboración propia.

d. Costos financieros

Generados por el préstamo bancario y por el segundo programa de emisión de bonos.

Cuadro 7.15: Costos financieros

(En Nuevos Soles)

Rubros	Primera Etapa		Segunda Etapa	Tercera Etapa
	Dic-06	Dic-07	Dic-09	Dic-11
Comisiones y pagos por Préstamo Bancario y/o Emisión de Bonos	-	-	622 292	1 073 479

Elaboración propia.

7.4.3. Capital de trabajo

A continuación se describe el requerimiento de capital para la etapa pre-operativa y operativa de la nueva central de generación a base de gas natural.

a. Inicial

En lo referente al capital de trabajo, durante la etapa de construcción e instalación de la planta de generación y previamente al inicio de las actividades de operación se consideraron todos los costos relacionados con el inicio de las operaciones, gastos de gestión y financieros parte de las etapas de construcción y financiamiento, tales como: gastos administrativos, operativos, de arranque y puesta en marcha, caja inicial, gastos financieros y el impuesto general a las ventas, para cada etapa de crecimiento de la planta. Como parte del proyecto se ha establecido un requerimiento inicial de efectivo de S/. 3 530 000.

Cuadro 7.16: Capital de trabajo inicial
(En Nuevos Soles)

Año	Primera Etapa		Segunda Etapa	Tercera Etapa
	2006	2 007	2 009	2 011
Caja Inicial	3 530 000			
Gastos Administrativos				
Gastos Administrativos y Gerenciales de la Empresa (existente)	1 656 034	1 738 836	1 887 368	2 054 112
Gastos Operativos				
Gastos Operativos de la Nueva Central Térmica	1 504 456	3 396 284	-	-
Pruebas de Equipos				
Costo de Pruebas y Arranque de las Máquinas	-	459 454	506 548	558 469
Costos Financieros				
Comisiones y pagos por Préstamo Bancario y/o Emisión de Bonos	-	-	622 292	1 073 479
Intereses (generados en el etapa de construcción de cada etapa)			1 302 759	27 044 091
Variación de Capital de Trabajo (*)	5 471 918	-	281 520	43 234 145
Capital de Trabajo Inicial	12 162 408	5 594 575	4 600 487	73 964 297
(*) Generado principalmente por crédito fiscal y cuentas por cobrar.				

Elaboración propia.

b. Etapa operativa

Dado que el gas empleado para la producción de energía eléctrica es consumido a medida que se venda, y la facturación de la misma se da cada 30 días, no se originará saldo en las cuentas por pagar. Así mismo las

ventas de energía eléctrica son facturadas cada 30 días, dándose para este caso un plazo adicional de 10 días para que el cliente realice el pago correspondiente. Por tal se generará un saldo requerimiento de capital de trabajo por efecto de este plazo.

El proyecto no contempla mantener existencias en almacén para reparación u otros insumos, dado que el contrato establecido con la empresa proveedora de los equipos prevé en sus costos de mantenimiento cubrirlos.

7.5. Presupuesto de resultados del nuevo proyecto

En base al estudio de mercado, clientes potenciales, estrategias de mercado, capacidad de la planta y políticas de la empresa se han desarrollado los presupuestos de ventas y costos del proyecto de la nueva central de generación.

7.5.1. Presupuesto de ventas

La producción de energía eléctrica para un periodo del 2008 al 2017, se ha estimado con apoyo de programas computacionales en base al estudio de mercado desarrollado en el capítulo 2.

De acuerdo a las políticas de ventas de la empresa de garantizar el 91% de las ventas mediante contratos y a la tendencia de precios producto del crecimiento de la oferta y la demanda, Asimismo de acuerdo a las estrategias

planteadas se prevé efectuar todos los contratos por suministro de energía con clientes libres, no obstante ello nuestro análisis financiero considera que solamente el 25% de ellos se realice con clientes libres y el resto con clientes regulados a tarifas relativamente menores respecto al de los clientes libres.

Dado el comportamiento de la tarifa en barra y las consideraciones de la encuesta se ha estimado que los precios a clientes libres deberán tener como referencia estas tarifas reguladas, asimismo los excedentes de producción deberán ser vendidas al mercado entre generadores en el COES para el cual se han estimado los Costos Marginales de corto plazo⁷¹.

La capacidad de la nueva planta al encontrarse dentro del Margen de Reserva del Sistema Eléctrico Nacional percibirá ingresos provenientes del cobro por Potencia, el cual ha sido estimado en base a la anualidad de inversión y los costos de operación y mantenimiento de una planta de acuerdo a las condiciones establecidas por OSINERG.

Luego de obtener la producción y ventas que realizaremos y descontando los costos de venta incurridos, por transacciones de compra de energía a otras empresas generadoras generadores por condiciones de operación impuestas por el COES, obtendremos un presupuesto de

⁷¹ Precio al cual se compra o vende en el mercado Spot a través del COES, y que corresponde al Costo Variable de Producción más alto de todas las máquinas generadoras que en ese instante se encuentren operando.

venta que será punto de partida para presupuestar nuestra Utilidad Neta el cual a su vez nos servirá para obtener el Flujo de Caja Financiero que será el soporte para evaluar de manera mas confiable la rentabilidad del proyecto.

En el presupuesto de ingresos netos consideramos los ingresos por Clientes libres⁷² y clientes regulados⁷³, las transferencias por compra venta de energía entre los generadores en el COES⁷⁴, contribuciones a entidades reguladoras (DGE⁷⁵, OSINERG⁷⁶), entidad coordinadora (COES).

Solo el proyecto captará el 1,9% del mercado el primer año, de operación hasta alcanzar una cuota del 9% al final del séptimo año, como resultado de la mayor eficiencia y mejores precios relativos respecto a generadoras a gas natural en ciclo simple, diesel, carbón o petróleo, considerando los parámetros del Plan Referencial de Electricidad 2003-2012 del Ministerio de Energía y Minas, Estudio tarifario del COES y OSINERG.

a. Política de ventas

Los contratos con los clientes indicarán los pagos por venta de energía a 30 días de realizado su consumo.

⁷² Clientes que superan los 1000 kW de consumo, que por su condición, son contratos que se efectúan en un régimen de libertad de precios.

⁷³ Los clientes regulados pagan por el consumo de energía eléctrica de acuerdo a los precios fijados por la Ley.

⁷⁴ Comité de Operación Económica del Sistema, el organismo encargado de ordenar la generación de energía empezando por las generadoras más eficientes.

⁷⁵ DGE, Dirección general de electricidad del Ministerio de energía y minas.

⁷⁶ OSINERG: Organismo Supervisor de la inversión en energía.

b. Políticas de contratos

Se considera contratar más del 91% de la capacidad de la planta, el resto de la producción se venderá al mercado entre generadores en el COES.

Adicionalmente se plantea efectuar el 100% de los contratos con clientes libres.

No obstante ello, en el análisis financiero se ha considerado los resultados de la sensibilidad de contratar hasta un 75% de la capacidad de la planta con clientes regulados.

c. Sensibilidad por la no concreción del 100% de los contratos con clientes libres

De acuerdo a las políticas de la empresa debemos conseguir que el 91% de la capacidad de la planta se encuentre en contratos, por lo tanto luego de analizar el mercado, tenemos información de que el 52% de los clientes libres actuales renovarán su contrato después del año 2006, situación deseada por la empresa considerando que los datos provienen del ente Regulador, por lo tanto 132 clientes libres quedaría sin contrato, 51 de ellos pertenecientes a nuestros competidores directos, las empresas generadoras; como se aprecia en el cuadro 7.17 y gráfico 7.1.

Cuadro 7.17: Fecha de renovación de contratos a clientes libres

Tipo	Empresa	Antes del 2004	2004	2005	2006	Despues del 2006	Sin Dato	Total
Distribuidoras	Edelnor	1	4	10	11	52	4	82
	Luz del Sur	0	0	16	3	24	0	43
	Electrosurmedio	0	3	5	2	2	0	12
	Electronorte	0	1	1	2	0	1	5
	Seal	0	1	1	1	1	0	4
	Hidrandina	1	2	1	0	0	0	4
	Electronoroeste	0	2	1	0	0	0	3
	Electrosureste	0	0	1	1	1	0	3
	Electropuno	0	0	0	1	0	0	1
	Electro Ucayali	0	1	0	0	0	0	1
	Electrocentro	0	0	0	0	1	0	1
Generadoras	Egenor	0	4	11	4	2	0	21
	Termoselva	0	5	0	0	10	0	15
	Electroandes	0	5	1	1	4	0	11
	Enersur	0	0	0	0	8	1	9
	Edegel	0	0	0	1	8	0	9
	San Gabán	0	0	0	0	8	0	8
	Electroperú	0	1	2	0	3	0	6
	Soc. Minera Corona	0	1	0	0	3	0	4
	Egmsa	0	0	0	0	4	0	4
	Shougesa	0	1	0	0	0	1	2
	Cahua	0	0	1	0	0	0	1
	Atocongo	0	0	0	1	0	0	1
	Eepsa	0	0	0	1	0	0	1
	Egasa	0	0	0	0	1	0	1
Total		2	31	51	29	132	7	252

Fuente: ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA. “Por empresas concesionarias de electricidad”. En: **Boletín del mercado libre 2004**. PE: 16, 2004.

Gráfico 7.1: Fecha de renovación de contratos

Fuente: ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA. “Por empresas concesionarias de electricidad”. En: **Boletín del mercado libre 2004**. PE: 16, 2004.
Elaboración propia.

El presente análisis considera que ante la no consecución de contratos con clientes libres y teniendo como meta contar con el 91% de la capacidad con contratos, se ha evaluado la no concreción de contratos con clientes libres que equivaldría al 75% de los

nuevos contratos, esta condición nos llevaría a considerar las ventas en bloque a empresas distribuidoras para atender a su mercado regulado y por último de no conseguir contratos en este mercado analizaremos la venta del excedente de producción en el mercado entre generadores (Spot).

En nuestro análisis de sensibilidad debemos considerar la implementación por etapas del proyecto seleccionado:

- Primera etapa

Ingresos por venta a tarifa regulada a empresas distribuidoras durante el periodo 2008 – 2010

Capacidad de la planta 119 MW, probabilidad de firmar contratos con cliente regulados de aprox. 81 MW (75% de lo establecido por políticas de la empresa).

- Segunda etapa

Ingresos por venta a tarifa regulada a empresas distribuidoras durante el periodo 2010 – 2012, la capacidad de la planta será de 238 MW, probabilidad de firmar contratos con cliente regulados de aprox. 162 MW (75% de lo establecido por políticas de la empresa).

- Tercera etapa

Ingresos por venta a tarifa regulada a empresas distribuidoras durante el periodo 2012 – 2014, capacidad de la planta de 347 MW, probabilidad de firmar contratos con clientes regulados de aprox. 237 MW.

Se analizó el impacto que traería la condición planteada, como consecuencia de una reducción de precios de venta, dado que los precios a empresas distribuidoras se realizan a tarifa regulada

También se analizó que la energía dejada de vender a los posibles clientes libres y que en las peores condiciones tampoco se colocaría en clientes regulados, deberá comercializarse en el mercado entre generadores.

Cuadro 7.18 Análisis de variación de los ingresos - egresos
(En miles de Nuevos Soles)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Promedio	Variación
Optimista (1)	58,880	69,028	144,858	140,646	377,772	395,471	448,485	233,591	4.0%
Probable (2)	57,688	67,823	139,674	135,402	362,263	379,103	430,415	224,624	0%
Pesimista (3)	54,721	67,120	141,490	132,145	329,854	346,828	359,646	204,544	-8.9%

Elaboración propia

De lo mostrado en el cuadro podemos concluir que para las condiciones planteadas, la variación esperada en el margen bruto podría variar entre 4% y -8,9% respecto a la alternativa probable, en un escenario optimista y pesimista respectivamente.

Nuestro análisis financiero contemplará el escenario probable para efectos del flujo de caja a fin de que el proyecto se muestre conservador ante posibles contingencias en el logro de contratos con cliente libres.

El escenario optimista contempla la venta a clientes libres del 100% de lo establecido por la política de la empresa (91% de la capacidad total de la planta). El escenario pesimista considera la venta a clientes libres del 25% de lo establecido por política y el resto comercializado en el mercado entre generadores.

7.5.2. Presupuesto de producción

Como ya se vio en el Capítulo II, los datos utilizados para proyectar los precios con apoyo del Software PERSEO son los siguientes: Cuencas hidráulicas (capacidad hidráulica, estacionalidad de lluvias y sequías), modelamiento del sistema eléctrico, capacidad de generación de las centrales térmicas e hidráulicas existentes y proyectadas, precios proyectados de combustibles, demanda proyectadas, bloques horarios de consumo, y la proyección del mantenimiento de centrales hidráulicas y térmicas. Con el ingreso de tales datos se obtiene una proyección de los precios, la producción y las ventas a realizar. Como se puede apreciar este software cubre todos los aspectos técnicos de producción como la necesidad de insumos para la generación de energía eléctrica el agua y combustibles proyectados en el periodo

en estudio, incluye todas las generadoras de electricidad que están en servicio y que ingresarán al mercado, también incluye las fechas en que las diversas plantas del mercado estarán en mantenimiento lo cual influirá en la indisponibilidad de la planta y por lo tanto en los precios de mercado de la energía eléctrica, el crecimiento de la demanda.

a. Política de inventarios

En el caso del insumo principal como el gas natural no se tiene política de inventarios por que no se almacena el gas, lo que se toma del gasoducto se consume “Take or Pay”⁷⁷.

7.5.3. Presupuesto de costo de producción

El Costo de Producción de la planta está conformado por los costos incurridos en insumos, materiales y mano de obra directamente relacionada con la planta de generación. El costo de producción se ha estructurado tal y como se muestra en el cuadro 7.19.

⁷⁷ Contrato mediante el cual la empresa se compromete a pagar un mínimo a su suministrador, así este último no realice el consumo del respectivo servicio.

Cuadro 7.19: Estructura de costos de producción

Componentes Usados
Gas Natural
Costo de mano de Obra Directa
Costos Directos o Costos Primos
Costos Indirectos de Fabricación
Depreciación de Equipos
Costos Generales de Fabricación
Servicios Básicos
Mano de Obra Mantenimiento de Planta
Costos Diversos Mantenimiento Planta
Costos Mantenimiento de Instalaciones
Eléctricas
Otros
Costo de Producción

Elaboración propia.

a. Gas natural

El Precio del gas natural está compuesto por:

- Precio del gas natural en boca de pozo.
- Tarifa de transporte de gas de boca de pozo al City Gate.

De acuerdo al contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos en el Lote 88, el precio del Gas Natural en boca de Pozo para la generación de electricidad tiene un valor máximo de 1,0 US\$/MMBTU, que se reajustará a partir del primer día de cada año calendario de acuerdo a una fórmula que tiene como referencia histórica el Fuel Oil N° 6 internacional. Asimismo el contrato de suministro de gas natural establece factores de descuento sobre la tarifa base del gas en boca de pozo, Factores que

dependen de la cantidad diaria contractual (CDC) y del porcentaje de “Take or Pay” del suministro.

Para nuestro proyecto se ha considerado 1,05 US\$/MMBTU, para el inicio de operaciones.

De acuerdo a la Resolución Osinerg N° 084-2003-OS/CD que tiene vigencia del 1° mayo 2004 a 30 abril de 2006 se establece un precio de transporte de 0.8874 US\$/MPC como tarifa de transporte de gas natural por ductos correspondiente a la Red Principal del Proyecto Camisea, que se reajustará con un factor de descuento producto de los montos adelantados del pago de la GRP y factores de reajuste por el costo del servicio y del tipo de cambio.

Para nuestro proyecto se ha tomado un precio de 0,77 US\$/MMBTU.

b. Personal

Se considera una política salarial promedio del mercado, como se pudo apreciar en el capítulo de Administración y organización, se consideran las áreas de trabajo de líneas de transmisión, subestaciones, planta y medio ambiente. Haciendo un total de 33 trabajadores adicionales a los 175 que actualmente laboran en la empresa; con cualquier incremento de tamaño de planta el mismo número de trabajadores estará en la capacidad de administrar efectivamente la planta.

Como parte de los costos directos de producción se toma en cuenta al personal directamente relacionado con la operación de la planta tales como operadores, supervisores y técnicos de turno. Como parte de los costos indirectos se considera al personal supervisor de las actividades de mantenimiento.

c. Mantenimiento

Las actividades de mantenimiento de la planta de generación estarán a cargo de la empresa proveedora de los equipos y por tal de acuerdo a la cotización de esta se ha determinado el costo anual de mantenimiento.

Las actividades de mantenimiento de las instalaciones eléctricas correspondientes a la subestación de salida, línea de transmisión y celda de línea en la subestación de llegada, también será realizado por terceros y para lo cual se ha calculado los costos en base a las horas-hombres requeridas para realizar las diversas actividades y los materiales y equipos empleados para realizar los mismos.

7.5.4. Presupuesto compras

Los insumos como el gas natural se pagarán mediante el sistema “Take or Pay” en menos de 30 días, y otros insumos como lubricantes, refrigerantes y otros se pagarán a 30 días de realizada la compra, de acuerdo a las políticas de la empresa.

7.5.5. Presupuesto de gastos administrativos

Los gastos administrativos serán asignados a la unidad de producción de la nueva planta mediante el sistema de asignación de costos escalonado, bajo el criterio de causa efecto.

Las bases de asignación se han establecido siguiendo los siguientes criterios:

- Costos Gerencia General: La base de asignación será Número de personal, dado que este centro de costos incluye los gastos producidos por Recursos Humanos, Informática y Telecomunicaciones y Servicios y Logística (Causa-Efecto)
- Costos Administración Y Finanzas : La base de asignación será Costos Directos de cada Área, ya que en este centro de costos incluye gastos de Tesorería, presupuestos, contabilidad y Finanzas (Causa-Efecto)
- Oficina De Gerencia De Operaciones: La base de asignación será Número de personal, ya que los gastos son originados principalmente por el Gerente de Operaciones y su función principal es la dirección del personal (Causa-Efecto)
- Seguridad Y Medio Ambiente: La base de asignación será Valor del Activo, en principio que esta unidad tiene como función principal el cuidado y conservación de las instalaciones e infraestructura de la empresa, de acuerdo a sus dimensiones e importancia (Causa-Efecto).

- Oficina de Subgerencia de Generación: La base de asignación será Número de personal, ya que los gastos son originados principalmente por el Subgerente de Generación y su función principal es la dirección del personal. (Causa-Efecto)
- Comercialización: La base de asignación será Capacidad de Producción, ya que esta área tiene como funciones la operación del sistema y comercialización de la energía producida. Por tanto depende de la capacidad de cada planta, el hecho de contar con mayores sistemas de comunicación, control, operación y vigilancia (Causa-Efecto).

Gráfico 7.2: Sistema de asignación de costos administrativos de la empresa

Elaboración propia.

En el anexo 18 se encuentra el desarrollo del análisis de costeo de la empresa y la asignación respectiva de costos indirectos.

7.5.6. Presupuesto de ventas y marketing

En esta área se ha considerado una analista comercial adicional al personal venta existente para atender las transacciones comerciales propias de la nueva planta. De similar forma que en costos de producción el mismo número de personas podrá administrar efectivamente cualquier incremento del tamaño de la planta.

7.5.7. Presupuesto y gastos financieros

Se consideraron los costos incurridos por la evolución del tipo de cambio y su consecuencia en nuestras deudas en dólares y los costos incurridos por los intereses de la deuda.

7.6. Ingresos y egresos marginales del proyecto

Se han determinado los ingresos y costos generados de la operación de la nueva central de generación a gas natural.

7.6.1. Cuentas del balance general

Para la preparación del Balance General de la empresa se consideró las cuentas que serán modificadas por efecto de la realización del Nuevos Proyecto, tal como la proyección de la inversión neta requerida en cada uno de los activos para llevar a cabo las operaciones al nivel planificado y en

la fecha prevista, los cálculos de las obligaciones y pasivos a la fecha prevista siguiendo las operaciones planificadas no se incluyó ninguna operación adicional de financiamiento.

A continuación se mostrará los efectos en cada cuenta producto de las inversiones, financiamiento, ingresos y egresos marginales del nuevo proyecto.

a. Activos

Cuentas del balance general correspondiente a las inversiones necesarias para desarrollar las operaciones de la nueva planta de generación.

- Efectivo, será el resultado del flujo de caja financiero.
- Cuentas por cobrar, serán las cuentas que se cobrarán producto de la energía eléctrica a los clientes durante un mes, dando como plazo 10 días de cobranza, esto forma parte de las políticas de la empresa.
- Inventarios, los únicos inventarios que se tendrán son los relacionados a lubricantes y otros para la operación de los generadores, pero para el presente análisis no se ha tomado en cuenta el almacenamiento de dicho insumos.
- Gastos pagados por anticipado, en el cual se encuentra el crédito fiscal generado por el pago del impuesto general a las ventas proveniente del programa de inversiones.

- Activo fijo, se considera la inversión en los equipos generadores, subestación eléctrica (incluye transformador de potencia), línea de transmisión, obras civiles, terrenos y obras complementarias.
- Depreciación, los equipos se depreciaron a 30 años. No se incluye el terreno ni obras complementarias.
- Intangibles, gastos pre-operativos y sus respectivas amortizaciones realizadas.

b. Pasivos

Cuentas del balance general correspondiente a las deudas producto de las operaciones de la nueva planta de generación.

- Impuestos por pagar, dado que el pago deberá realizarse de forma mensual mediante el cálculo de un indicador relacionado con los ingresos netos del ejercicio de acuerdo T.U.O. Impuesto a la Renta DS179-2004, no se está considerando saldos como parte del pasivo de la empresa.
- Deuda a largo plazo, considerado las deudas a los Bancos de Fomento BID o IFC y emisión de bonos y el programa de amortizaciones establecidos para cada uno, 15 años como periodo de deuda proveniente de bancos y 10 años para el segundo programa de emisión de bonos.

c. Patrimonio

Cuentas del balance general correspondiente al aporte de los accionistas, reserva legal y utilidades generadas por la operación de la nueva central.

- Capital social, aporte adicional de capital de los accionistas.
- Utilidades acumuladas y retenidas, desde el inicio de las operaciones como consecuencia de las ventas de energía eléctrica.
- Reserva legal, de acuerdo con la Ley General de Sociedades, la reserva legal se constituye transfiriendo como mínimo el 10% de la utilidad neta de cada ejercicio, después de deducir pérdidas acumuladas, hasta que alcance un monto equivalente a la quinta parte del capital. El exceso sobre este límite no tiene la condición de reserva legal. En ausencia de utilidades no distribuidas o reservas de libre disposición, la reserva legal debe ser aplicada a compensar pérdidas, pero debe ser repuesta. La reserva legal puede ser capitalizada, pero igualmente debe ser repuesta.

d. Política de caja

Se requiere como caja inicial US \$ 1 000 000 para cubrir imprevistos futuros en la etapa de inversión.

7.6.2. Flujo de caja marginal proyectado

Nos ayuda a prever cualquier exceso o déficit de efectivo en los años de evaluación del proyecto, se podrá definir

los fondos de donde provienen los recursos y a donde fueron destinados. De la alternativa seleccionada se prevé un requerimiento de US \$1 000 000 de efectivo inicial para cubrir costos operativos iniciales.

7.6.3. Estado de pérdidas y ganancias marginales proyectado

En este estado financiero se encuentran los ingresos y gastos que resume el desempeño del proyecto durante periodos de un año.

A continuación se mostrará los efectos en cada cuenta producto del financiamiento, ingresos y egresos marginales del nuevo proyecto.

- Ingresos, estos han sido calculados de acuerdo a los estipulado en el presupuesto de ventas.
- Costos Operativos, costos provenientes del consumo de gas, mantenimiento de instalaciones eléctricas, planta, mano de obra directamente relacionada con la producción de energía eléctrica, y costos operativos medio ambientales.
- Gastos administrativos, adicional a los gastos determinados en el presupuesto de gastos administrativos, se encuentran los gastos generados por las amortizaciones anuales de los gastos pre-operativos.
- Gastos financieros, proveniente de los intereses a pagar anualmente generados por las deudas con el banco y el programa de emisión de bonos.

- Pérdida por tipo de cambio, proveniente de las variaciones en el tipo de cambio a través del tiempo y las variaciones en los saldos de deuda.
- Participación de los trabajadores, corresponde a la participación en las utilidades que se otorga a los trabajadores de acuerdo con el D. Legislativo 892, calculada aplicando un porcentaje de 5% sobre la renta imponible antes de impuesto a la renta corriente.
- Impuesto a la Renta, la empresa tiene vigente hasta el 11 de diciembre del 2011, un Convenio de Estabilidad Jurídica, que le garantiza durante su vigencia, entre otros aspectos, el régimen de impuesto a la renta vigente a la fecha de su suscripción. La tasa de impuesto a la renta aplicable a la empresa a partir de 2002 es de 20%, más una prima de 2 puntos porcentuales, de acuerdo a lo establecido por Ley N° 27342. Por tal el gasto por impuesto a la renta corriente corresponde al impuesto por pagar, calculado aplicando una tasa de 22% sobre la renta imponible, después de deducir la participación de los trabajadores. Esta tasa de impuesto a la renta es aplicable a nuevos proyectos.

7.7. Evaluación financiera y del riesgo

De la evaluación económica y financiera de las cinco alternativas posibles de inversión, la instalación de una planta de 347 MW en tres etapas, representó la mejor opción frente a las exigencias de los accionistas, fuentes de financiamiento externo y riesgos del mercado eléctrico y financiero.

7.7.1. Evaluación de rentabilidad

Con la alternativa seleccionada (alternativa 4) la cual contempla la instalación de una planta de generación de 347 MW, desarrollado en 3 etapas, se obtiene una rentabilidad (TIR económica) de 13,52 % en comparación al máximo costo promedio ponderado de capital de la empresa registrado en el año 2017 el cual asciende a 11,71%, el CPPC promedio de la empresa es de 10,8%, esto en base a la nueva estructura de financiamiento que afecta al Balance General de la empresa en funcionamiento. El CPPC producto del aporte de capital y deuda para el proyecto como máximo registra el 12,53% en los primeros años, dado que no hay financiamiento a través de deuda, solo hay aporte de capital, mientras que a partir del 2009 en el cual se requiere financiamiento externo, el promedio del CPPC es de 10,5%. El costo promedio ponderado de capital de la empresa ha sido determinado en función a la deuda y patrimonio existente, más las nuevas deudas adquiridas para el nuevo proyecto, así como los nuevos aportes de capital.

Cuadro 7.20: Costo promedio ponderado de capital

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
WACC DE LA EMPRESA	10,6%	10,7%	10,7%	10,8%	11,0%	10,1%	10,3%	10,5%	10,8%	11,0%	11,4%	11,7%
WACC DEL PROYECTO	12,5%	12,5%	12,5%	12,2%	12,2%	9,2%	9,4%	9,6%	9,9%	10,2%	10,7%	11,2%

Elaboración propia.

La posibilidad que ingresen nuevos competidores reducirían las tarifas hasta cierto límite haciendo que la inversión obtenga una menor rentabilidad, o ésta demore

en recuperar hasta que la demanda aumente. La reducción de las tarifas se da hasta cierto límite dado que con los cálculos realizados para el presente proyecto el valor de la tarifa es muy cercano al costo de producir con plantas térmicas a gas natural en ciclo simple.

Por ello mientras más rápido se construya la planta y mayor es su potencia, mayor será la barrera de entrada para posibles nuevos competidores.

La estructura de financiamiento empleada para desarrollar el proyecto origina que no sea posible cumplir con dos coberturas exigidas en el primer programa de emisión de bono en un año (2011), que es cuando se realiza el segundo programa de emisión de bonos, para la cual la empresa cuenta con dos opciones:

- La primera opción con la que cuenta la empresa, es mantener la estructura de financiamiento propuesta, mediante el cual se realiza un aporte de capital de US\$ 100 000 000, un programa de emisión de bonos de US\$ 100 000 000 y un préstamo bancario de US\$ 49 000 000, para lo cual será necesario renegociar con la entidad pertinente, el quebrantamiento de las coberturas exigidas, planteando principalmente dos puntos: uno es que la empresa que estaría a dos años de culminar de cancelar el primer programa de emisión de bonos, y la otra, que el quebrantamiento de las coberturas solo se da en un año, a consecuencia de la etapa de construcción de la tercera etapa, la que una vez que inicie sus

operaciones (al año siguiente), generará utilidades suficientes para restablecer y cumplir con las coberturas exigidas.

- La segunda opción sería que se aportara mayor capital, con la intención de reducir la deuda a adquirir y poder cumplir con las coberturas exigidas, aunque es posible de darse, no representa la mejor opción, dado que el problema solo se genera en un año.

7.7.2. Evaluación de riesgo y análisis de sensibilidad

De la alternativa 4 se desarrolló el análisis de sensibilidad y probabilidades, para lo cual se evaluó los efectos de variaciones en los dos puntos más críticos del Proyecto:

a. Variaciones en la inversión

Los problemas registrados comúnmente en proyectos de gran magnitud hace prever variaciones en el presupuesto inicial de inversión, en el presente proyecto se ha considerado en el desarrollo del presupuesto un porcentaje adicional de inversión por repuestos y materiales adicionales, sin embargo se está estimando la posibilidad de ocurrencia del requerimiento de mayor inversión en caso de retraso de obras o modificaciones en campo del proyecto. Así mismo se está considerando la factibilidad de no requerir hacer todos los proyectos sociales o que no haya necesidad de utilizar el porcentaje de repuestos, para lo cual se le ha asignado una probabilidad de ocurrencia para ser evaluada.

b. Variaciones en los ingresos

Para el análisis de sensibilidad del proyecto y dada las condiciones de alta competitividad en el mercado eléctrico, se está considerando una reducción adicional a la producida por los proyectos propuestos por las empresas eléctricas en el Ministerio de Energía y Minas del 5% en los ingresos producto de la operación de nuevas plantas, y también una reducción en los ingresos producto de ventas en un escenario pesimista (-8,9%). Así mismo dado las dificultades de acceder a las fuentes de financiamiento, es probable que no todos los proyectos considerados operen en la fecha estimada y su retraso o no ingreso originen aumento de tarifas y por tal que los ingresos aumenten en 5%, y adicionalmente un aumento en los ingresos producto de ventas en un escenario optimista (+4%).

Tabla 7.1: Análisis de sensibilidad

	Ocurrencia	Probabilidad de Ocurrencia	Descripción del Efecto	TIR
Inversión Inicial	10%	25%	Aumento del 10% de la inversión inicial	13,18%
	-5%	10%	Reducción del 5% de la Inversión inicial	13,60%
	0%	65%	Condición Normal	13,52%
Ingresos	(-5%) + (-9%)	20%	Reducción de ingresos por efectos combinados de reducción de tarifas -5% (por variaciones de oferta, demanda y/o variables macroeconómicas, u otros que influyan en su cálculo) y ventas -9% (a clientes regulados, libres o spot).	8,73%
	(5%) +(4%)	20%	Aumento de ingresos por efectos combinados de aumento de las tarifas +5% (por aumento de la demanda, ingreso de nuevos proyectos principalmente Las Bambas, mayor exportación de energía, etc., menor generación de competencia) y ventas +4% (a clientes regulados, libres o Spot)	15,66%
	0%	60%	Condición Normal	13,52%

Elaboración propia.

De los dos análisis de sensibilidad desarrollados a continuación se obtiene que por los sucesos descritos anteriormente y que acontecen en forma independiente, así como con una probabilidad de ocurrencia para cada uno de ellos aceptables para las condiciones del país, existe una probabilidad del 80% de superar el CPPC máximo de la empresa.

Cuadro 7.21: Probabilidad de ocurrencia

Suceso		
Variación de la Inversión	100%	30%
Variación de Ingresos	71%	70%
		80%

Elaboración propia.

Cuadro 7.22: Análisis de sensibilidad por variación de la Inversión

Escenario	TIR	Probabilidad	Valor TIR esperado
VARIACIONES EN LA INVERSIÓN INICIAL			
Alternativa 1 (optimista)	13,60%	10%	1,36%
Alternativa 2 (moderado)	13,52%	65%	8,79%
Alternativa 3 (pesimista)	13,18%	25%	3,30%
		100%	13,45%

Cálculo de la desviación estándar						
Escenario	(1) TIR	(2) Probabilidad	(3) Ponderación (1*2)	(4) Desviación (1-VE)	(5) Desviación al cuadrado	(6) Ponderación Desv. (2*5)
Alternativa 1 (optimista)	0,14	0,10	0,01360	0,00157	0,00000	0,00000
Alternativa 2 (moderado)	0,14	0,65	0,08788	0,00077	0,00000	0,00000
Alternativa 3 (pesimista)	0,13	0,25	0,03295	-0,00263	0,00001	0,00000
	Valor esperado =		0,13443		Varianza=	0,00000
	Desviación Estándar =	v	0,00000	=	0,00154	
CPPC	11,70%	Z =	0,117-0,134	=	-11,3433	Prob(11,71%<=)
			0,00154		Prob(11,7%>=)	100,000000%

Elaboración propia.

Cuadro 7.23: Análisis de sensibilidad por variación de ingresos

Escenario	TIR	Probabilidad	Valor TIR esperado
VARIACIONES EN INGRESOS			
Alternativa 1 (optimista)	15,66%	20%	3,13%
Alternativa 2 (moderado)	13,52%	60%	8,11%
Alternativa 3 (pesimista)	8,73%	20%	1,75%
		100%	12,99%

Cálculo de la desviación estándar						
Escenario	(1) TIR	(2) Probabilidad	(3) Ponderación (1*2)	(4) Desviación (1-VE)	(5) Desviación al cuadrado	(6) Ponderación Desv. (2*5)
Alternativa 1 (optimista)	0,16	0,20	0,03132	0,02670	0,00071	0,00014
Alternativa 2 (moderado)	0,14	0,60	0,08112	0,00530	0,00003	0,00002
Alternativa 3 (pesimista)	0,09	0,20	0,01746	-0,04260	0,00181	0,00036
	Valor esperado =		0,12990		Varianza=	0,00052
	Desviación Estándar =	v	0,00052	=	0,02286	
CPPC		Z =	0,117-0,13	=	-0,5644	Prob(11,7%<=)
			0,02286			28,623749%
					Prob(11,7%>=)	71,376251%

Elaboración propia.

7.7.3. Evaluación cualitativa

El proyecto es mucho más atractivo si se logra realizar la inversión anticipándose a los proyectos de la competencia o posible competencia, pues el hecho de ingresar al sistema interconectado reducirá las tarifas, originando que los posibles nuevos competidores tenga que estimar sus flujos con menores tarifas lo cual podría llevar a que sus proyectos se vuelvan menos rentables y atractivos para llevarlos a cabo en el corto plazo.

Los factores críticos son:

- a. Aumento de la tasa LIBOR, pues la deuda bancaria a largo plazo está ligada a esta tasa. Pero hay que tomar en cuenta que de acuerdo a la estructura de financiamiento de la alternativa elegida (Alternativa N° 4) la deuda bancaria representará el 19% del total a Invertir por lo que el impacto de esta variación en el costo de financiamiento es pequeño.
- b. Caída en el nivel ingresos por reducción de tarifas y/o ingresos de competidores más eficientes (hidroeléctricas), lo cual es muy poco probable.
- c. Intervención gubernamental para fijar tarifas, nuevos impuestos o exigencias a las distintas empresas del sector eléctrico. Poco probable.

7.7.4. Gas de Camisea

Camisea representa actualmente la mayor fuente de gas del país. Las principales actividades para las cuales se estima un mayor consumo del gas son la generación de

electricidad y la exportación. Los estudios realizados para estimar las reservas y desarrollar las proyecciones del consumo de este insumo han permitido establecer las oportunidades de inversión en centrales cuyo insumo de producción es el gas natural, así como establecer los riesgos frente a esta inversión.

a. Reservas de gas de Camisea

De acuerdo con los estudios desarrollados por Shell, las reservas de Camisea (conformada por los reservorios San Martín, Cashiriari y Mipaya) para una probabilidad media equivalentes a 13,7 TPC⁷⁸, sin embargo, en las estimaciones efectuadas en dicha oportunidad se tomó como valor de las reservas 12,2 TPC, el cual se obtiene no incluyendo los volúmenes almacenados en Mipaya ni en la capa de Noipatsite de los otros reservorios⁷⁹.

El Bloque 88, que es el que actualmente se está explotando, de acuerdo a las estimaciones de la empresa Pluspetrol tiene una reserva útil probada de 6.8 TPC de gas, para el cual la empresa Pluspetrol ha desarrollado un pronóstico de demanda superior en 4.2 TCP sobre la reserva útil, lo cual demostraría que un programa intensivo del uso del gas de Camisea en el sector eléctrico podrían hacer que dicho insumo se acabe en menor tiempo que el periodo de vida de una

⁷⁸ Trillones de pies cúbicos.

⁷⁹ ESPINOZA QUIÑONES, Luis. **Camisea: impacto en el sector energético**. [en línea]. Lima: OSINERG, Noviembre 2000. [citado 10 diciembre 2004]. Adobe Acrobat. Disponible en: http://www2.osinerg.gob.pe/Infotec/GasNatural/pdf/CAMISEA_Impacto_Sector_Energetico.pdf

central termoeléctrica (aproximadamente 30 años), si la empresa no desarrolla más proyectos de exploración y explotación de gas.

Gráfico 7.3: Bloque 88 Reserva vs Demanda local: 2004-2040

Fuente: HERRERA, Carlos. [CD ROM]. **Visión del sector y desarrollo sostenible**. Lima: [s.n.], 2005. 1 disco compacto.

Haciendo un análisis de las proyecciones de la demanda de gas, tomando en cuenta el crecimiento de la máxima demanda de energía eléctrica y que la instalación de nuevas plantas de generación a gas se dé de acuerdo a ese crecimiento (aproximadamente 100 MW por año), así como las proyecciones de la demanda del sector industrial, transporte y doméstico, se tiene que el Bloque 88 tiene una capacidad para abastecer al mercado por aproximadamente 35 años más, lo cual implica que el estado peruano debe promocionar las inversiones futuras que consuman gas, de manera apropiada y coherente con la demanda local y no exterior, y de haber un crecimiento de la misma

mayor a la presentada o de exportación de gas se debe de promoverse proyectos de exploración y explotación de nuevos pozos.

**Gráfico 7.4: Pronóstico de la demanda local de gas natural:
2004-2020**

Fuente: TELLA, Antonio. [CD ROM]. **El gas natural y sus aplicaciones en la generación eléctrica y la industria**. Lima: Asociación Electrotécnica del Perú, 2005. 1 disco compacto.
Elaboración propia

Es decir que si se consume gas natural para producir energía eléctrica a un ritmo de 100 MW en ciclo simple de crecimiento anual se puede garantizar el uso óptimo de las reservas.

Expresando de otra manera este resultado, se puede decir que es posible instalar plantas de generación a gas natural hasta 2 300 MW para trabajar en ciclo

simple y 3 450 MW si trabajan en ciclo combinado (referencia en el año 2010) y estar seguros que se contará con el insumo por un periodo de 30 años.

La proyección de la demanda de gas natural para uso local presentada por el Viceministro de Energía, pone de manifiesto que se cuenta con reservas de gas natural para cubrir la demanda en un periodo de 20 años, sin embargo en lo correspondiente a la proyección para uso de generación, este pronóstico establece un crecimiento anual aproximadamente de 100 MW a partir del 2008 en ciclo simple, pero sin considerar los proyectos actualmente propuestos. Esta proyección no permite visualizar claramente el potencial de inversiones, dado que no es posible que una empresa esté interesada en invertir en el año 2020 en una planta de 100 MW sabiendo que no podrá contar con el insumo de gas durante el periodo de vida de la planta de generación, a menos que sea plantas de generación duales, es decir capaces de producir a gas natural y diesel, pero ello dependerá de las condiciones del mercado de combustibles en ese momento.

Sin embargo existe el riesgo inherente sobre el destino de las reservas del gas natural de Camisea de acuerdo a la proyección realizada por el Viceministro de Energía, ya que actualmente el gobierno ha mostrado gran interés en exportar a México este insumo, para esta exportación se requieren comprometer 4,2 TPC. En

base a la información presentada por el Viceministro de Energía del Perú⁸⁰, se cuenta con reservas de 10,87 TPC en conjunto con los Lotes 88 y 56 (8,5 TPC aplicando el factor de recuperación del 78%).

Cuadro 7.24: Reservas de gas natural

Zona	Reserva probada (TPC)	Reserva probable y posible (TPC)	Total de reservas (TPC)
Lote 88	8,12	2,82	10,94
Lote 56	2,75	1,60	4,35
Total	10,87	4,42	15,29
Disponible	8,48	3,45	11,93

Fuente: CAYO, Juan Miguel. [CD ROM]. **Gas Natural: perspectivas para el mercado nacional y exportación**. Lima: Ministerio de Energía y Minas, 2005. 1 disco compacto.
Elaboración Propia

De ello se determina que adicionalmente a los proyectos presentados actualmente para la construcción de plantas de generación a gas natural en el Ministerio de Energía y Minas y el proyecto las C.T. Las Arenas, sólo se podrá instalar plantas de generación hasta 500 MW si trabajan en ciclo simple y 750 MW si trabajan en ciclo combinado (referencia 2010) para garantizar su operación por un periodo de 30 años. Por tal el desarrollo del proyecto propuesto no presenta riesgo siempre y cuando se desarrolle anticipándose intenciones de otras empresas que actualmente no han presentado ninguna propuesta para instalar plantas de

⁸⁰ CAYO, Juan Miguel. [CD ROM]. **Gas Natural: perspectivas para el mercado nacional y exportación**. Lima: Ministerio de Energía y Minas, 2005. 1 disco compacto.

generación eléctrica a base de gas, dado que las inversiones que las empresas de generación eléctrica deseen desarrollar crea fuertes barreras de entrada, ya que al aumentar la capacidad de generación del mercado eléctrico los precios del mercado se reducen, y por consiguiente las intenciones de inversión se contraen fuertemente. Cabe resaltar que el proyecto para iniciar sus operaciones tiene principalmente tres restricciones: primero los permisos y autorizaciones de iniciación de obras, estudios y funcionamiento de la planta otorgada por el Ministerio de Energía y Minas y gobiernos locales, segundo el periodo de construcción el cual de acuerdo a los proveedores es de 12 meses, sin embargo la misma fuente indica la posibilidad de tener retrasos por embarque de hasta 6 meses, la tercera está relacionada con el sistema interconectado de transmisión, esto principalmente por todos los proyectos de instalación de plantas de generación que actualmente están llevando al Ministerio de Energía y Minas y la empresa concesionaria de transmisión a desarrollar un proyecto de modificación de redes. De vencerse estas tres restricciones la planta no tiene ningún impedimento de iniciar sus operaciones antes del 2008, por tal dependerá de estas tres condiciones el inicio de las operaciones de nuestra planta. Por ello se ha considerado para el análisis financiero un pronóstico de inicio de operaciones y por tal de percibir ingresos frente a cualquier imprevisto generado por estas

restricciones, el año 2008, lo cual no restringe al proyecto de iniciar sus operaciones antes.

b. Gasoducto

Actualmente el gasoducto que parte de Camisea hacia Lima consta de tres partes de diferente capacidad, a medida que se acerca a la costa el diámetro de la tubería se va reduciendo.

Gráfico 7.5: Sistema de transporte del gas de Camisea

Fuente: TRANSPORTADORA DE GAS DEL PERÚ. [CD ROM]. Primer programa de bonos corporativos TGP. Lima: BCP, 2004. 1 disco compacto.

La capacidad actual limitante para transportar gas natural localmente es de 285 MMPC⁸¹, con factibilidad de ampliación hasta 1179 MMPC.

Haciendo un análisis de los requerimiento de gas de acuerdo a la demanda pronosticada, se tiene que de desarrollarse todos los proyectos presentados en el Ministerio de Energía y Minas para la construcción de nuevas centrales térmicas a gas, para el año 2008 se

⁸¹ Millones de pies cúbicos

requiere ejecutar obras de ampliación de la tubería si es que se atendiera toda la demanda proyectada localmente, y que para el año 2029 se podría superar el máximo de la capacidad ampliable de la tubería principal. Por lo que se deberá tomar medidas para garantizar el abastecimiento de gas proveniente de Camisea para los años futuros.

**Gráfico 7.6: Demanda de gas natural vs capacidad de la tubería:
2004-2040**

Fuente: TELLA, Antonio. [CD ROM]. **El gas natural y sus aplicaciones en la generación eléctrica y la industria**. Lima: Asociación Electrotécnica del Perú, 2005. 1 disco compacto.
Elaboración propia

CAPÍTULO VIII

8. Impacto ambiental

La instalación de una planta de generación de electricidad conlleva cambios en el medio en el cual es instalado que afectan la flora y fauna, así como las condiciones sociales de la comunidad con la cual convive. Es por ello que previo a los estudios de factibilidad técnica, es necesario desarrollar estudios del impacto de instalar una planta de generación o cualquier otra instalación eléctrica sobre el medio con el cual coexistirá.

8.1. Legislación y normatividad

La legislación peruana e internacional ha establecido límites permisibles para los diversos tipos de contaminación, y exige sistemas de adecuación y conservación del medio en el cual existe una instalación eléctrica.

8.1.1. Leyes y normas

La norma legal ambiental que establece las responsabilidades de operación, estudios ambientales, fiscalización y desarrollo de programas de adecuación del medio ambiente (PAMA) se encuentra comprendido en el Reglamento de Protección Ambiental en las Actividades Eléctricas aprobado mediante D.S. N° 029-94 EM.

La base legal que regula los límites permisibles en función a la protección del aire, emisiones, ruido, efluentes son las siguientes:

a. Estándares nacionales de calidad ambiental del aire

El Reglamento de Estándares Nacionales de Calidad Ambiental del Aire (ECA-Aire) aprobado por D. S. No. 074-2001-PCM el 24 de junio del 2001, establece los estándares primarios de calidad de aire, planes de acción para el mejoramiento de la calidad de aire, estados de alerta y competencias administrativas.

Cuadro 8.1: Estándares nacionales de calidad ambiental de aire

Contaminantes	Periodo	Forma del Estándar		Método de Análisis 1
		Valor	Formato	
Dióxido de Azufre	Anual	80	Media aritmética anual	Fluorescencia UV (método automático)
	24 horas	365	NE más de 1 vez al año	
PM-10	Anual	50	Media aritmética anual	Separación Inercial /filtración Gravimetría
	24 horas	150	NE más de 3 veces al año	
Monóxido de Carbono	8 horas	10 000	Promedio móvil	Infrarrojo no dispersivo (NDIR) (Método Automático)
	1 hora	30 000	NE más de 1 vez al año	
Dióxido de Nitrógeno	Anual	100	Promedio aritmético anual	Quimiluminiscencia (Método automático)
	1 hora	200	NE más de 24 veces al año	

Todos los valores son concentraciones en microgramos por metro cúbico.

NE: No Exceder.

1 O método equivalente aprobado.

2 A ser determinado.

Fuente: PRESIDENCIA DEL CONSEJO DE MINISTROS. D. S. No. 074-2001-PCM - Reglamento de estándares nacionales de calidad ambiental del aire. [en línea]. Lima: Empresa Peruana de Servicios Editoriales, Julio 2001. [citado 16 Junio 2005]. Adobe Acrobat. Disponible en: http://www.conam.gob.pe/documentos/N_EcAs_LMPs/DS-074-2001-PCM.zip

b. Reglamento de estándares nacionales de calidad ambiental para ruido

El Reglamento de Estándares Nacionales de Calidad Ambiental para Ruido aprobado por D. S. No. 085-2003-PCM, establece los estándares nacionales de calidad ambiental para ruido, proceso de aplicación de

los estándares nacionales de calidad ambiental para ruido, situaciones especiales y competencias administrativas.

Cuadro 8.2: Estándares nacionales de calidad ambiental para ruido

Zonas de Aplicación	Valores Expresados en L_{AeqT}	
	Horario Diurno	Horario Nocturno
Protección Especial	50	40
Residencial	60	50
Comercial	70	60
Industrial	80	70

Horario Diurno: Período comprendido desde las 07:01 horas hasta las 22.00 horas.

Horario Nocturno: Período comprendido desde las 22:01 horas hasta las 07.00 horas del día siguiente.

Fuente: PRESIDENCIA DEL CONSEJO DE MINISTROS. **D. S. No. 085-2003-PCM - Reglamento de estándares nacionales de calidad ambiental para ruido.** [en línea]. Lima: Empresa Peruana de Servicios Editoriales, Octubre 2003. [citado 16 Junio 2005]. Adobe Acrobat. Disponible en: http://www.conam.gob.pe/documentos/N_ECAs_LMPs/DS-085-2003-PCM.zip

c. Reglamento de estándares nacionales de calidad ambiental para radiaciones no ionizantes

Este reglamento aprobado por D. S. No. 010-2005-PCM, establece los niveles máximos de las intensidades de las radiaciones no ionizantes, cuya presencia en el ambiente en su calidad de cuerpo receptor es recomendable no exceder para evitar riesgo a la salud humana y el ambiente. Estos estándares se consideran primarios por estar destinados a la protección de la salud humana.

Cuadro 8.3: Estándares nacionales de calidad ambiental para radiaciones no ionizantes

Rango de Frecuencias (f)	Intensidad de Campo Eléctrico (E) (V/m)	Intensidad de Campo Magnético (H) (A/m)	Densidad de Flujo Magnético (B) (μ T)	Densidad de Potencia (S_{eq}) (W/m^2)	Principales aplicaciones (no restrictiva)
Hasta 1 Hz	-	$3,2 \times 10^{-4}$	4×10^{-4}	-	Líneas de energía para trenes eléctricos, resonancia magnética
1 - 8 Hz	10 000	$3,2 \times 10^{-4} / f^2$	$4 \times 10^{-4} / f^2$	-	
8 - 25 Hz	10 000	$4 000 / f$	$5 000 / f$	-	Líneas de energía para trenes eléctricos
0,025 - 0,8 kHz	$250 / f$	$4 / f$	$5 / f$	-	Redes de energía eléctrica, líneas de energía para trenes, monitores de video
0,8 - 3 kHz	$250 / f$	5	6,25	-	Monitores de video
3 - 150 kHz	87	5	6,25	-	Monitores de video
0,15 - 1 MHz	87	$0,73 / f$	$0,92 / f$	-	Radio AM
1 - 10 MHz	$87 / f^{0,5}$	$0,73 / f$	$0,92 / f$	-	Radio AM, diatermia
10 - 400 MHz	28	0,073	0,092	2	Radio FM, TV VHF, Sistemas móviles y de radionavegación aeronáutica, teléfonos inalámbricos, resonancia magnética, diatermia
400 - 2000 MHz	$1,375 f^{0,5}$	$0,0037 f^{0,5}$	$0,0046 f^{0,5}$	$f / 200$	TV UHF, telefonía móvil celular, servicio troncalizado, servicio móvil satelital, teléfonos inalámbricos, sistemas de comunicación personal
2 - 300 GHz	61	0,16	0,20	10	Redes de telefonía inalámbrica, comunicaciones por microondas y vía satélite, radares, hornos microondas

Fuente: PRESIDENCIA DEL CONSEJO DE MINISTROS. D. S. No. 010-2005-PCM - **Reglamento de estándares nacionales de calidad ambiental para radiaciones no ionizantes**. [en línea]. Lima: Empresa Peruana de Servicios Editoriales, Febrero 2005. [citado 16 Junio 2005]. Adobe Acrobat. Disponible en: http://www.conam.gob.pe/documentos/N_ECA/LMPs/Aprueban%20Estándares%20de%20Calidad%20Ambiental.pdf

d. Manejo y control de efluentes

La Resolución Directoral N° 008-97-EM/DGAA establece el Reglamento de niveles máximos permisibles para efluentes líquidos producto de las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

Respecto a la temperatura, la referida Resolución establece que la descarga del efluente a ríos no deberá incrementar en más de 3°C la temperatura del Cuerpo Receptor.

Cuadro 8.4: Límites máximos permisibles de efluentes líquidos para las actividades de electricidad

Parámetro	Valor en Cualquier Momento	Valor Anual Promedio
pH	Entre 6 y 9	Entre 6 y 9
Sólidos Suspendidos Totales (mg/l)	50	25
Aceites y grasas (mg/l)	20	10

Fuente: MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS. [CD ROM]. R.D. No. 008-97 - Límites máximos permisibles de efluentes líquidos para las actividades de electricidad. Lima: MEM, 1997. 1 disco compacto.

8.1.2. Estudios de impacto ambiental

El proyecto debe desarrollar los siguientes estudios de impacto ambiental, como efecto del desarrollo de las actividades de generación y transmisión de energía eléctrica.

- Estudio de impacto ambiental para la Línea de Transmisión.
- Estudio de impacto ambiental para la Central Térmica a Gas.
- Estudio de impacto ambiental para la tubería de gas.

Cada programa deberá establecer los proyectos para adecuarse a las condiciones exigidas por la ley, programas de adecuación de medio ambiente, programas de conservación y programas de abandono de las instalaciones.

8.2. Central térmica de gas natural

Actualmente la instalación de plantas de generación a base de gas natural son de las más solicitadas y recomendadas a nivel

internacional, los cuales se esperan reemplacen a plantas de generación que actualmente utilizan combustibles altamente contaminantes o peligrosos, sin embargo las plantas a gas también tienen un impacto contaminante en el medio en el cual son instalados, por lo cual es necesario establecer mecanismos para reducir o eliminar dicho impacto.

8.2.1. Proceso de producción

El proyecto propuesto para la construcción de la central termoeléctrica a gas consta de tres etapas, en las dos primeras se producirá energía eléctrica mediante un proceso denominado ciclo simple o abierto, con el cual el gas utilizado es expulsado a temperaturas superiores a los 500°C al medio ambiente. En la tercera etapa se adaptará las máquinas existentes a un proceso denominado ciclo combinado o cerrado, mediante el cual el gas utilizado para la combustión es reutilizado para el calentamiento de agua, generando con ello vapor suficiente para generar energía eléctrica, la expulsión de gas es mínima para esta tercera etapa.

En ambos casos se requiere agua para el sistema de enfriamiento de las partes de las máquinas generadoras, para lo cual se ha desarrollado un proyecto de captación de agua de mar, que a través de un proceso de desalinación se enviará el agua para enfriar los equipos y posteriormente se devolverá el agua al mar.

En base a la descripción de los procesos de producción de la planta se puede observar que ésta tiene efectos directos sobre los medios: aire, agua y suelo, así como sobre el ser humano, los animales, las plantas y el paisaje, éste último por el tamaño de los equipamientos a instalar.

Como se observa en el siguiente cuadro las emisiones producto de la generación de energía eléctrica están dadas por calor residual (producto de las emisiones de gas), agua residual (producto de la eliminación de agua a temperaturas altas utilizadas en el sistema de enfriamiento de las máquinas) y ruido (producto de los ruidos producidos por las turbinas de generación y vibraciones de las máquinas).

Cuadro 8.5: Emisiones potenciales de las centrales térmicas

Tipo de emisión	Almacenamiento y preparación del combustible	Combustión y generación de vapor	Depuración del gas de combustión	Generación de energía eléctrica	Instalaciones de enfriamiento	Tratamiento de materias residuales
Polvo	*	*			*	*
Gases contaminantes		*				*
Agua residual	*	*	*	*	*	*
Materia residual sólida		*	*			*
Calor residual		*		*	*	
Ruido	*	*	*	*	*	*
Contaminantes de aguas subterráneas	*					

Fuente: ESTRUCPLAN CONSULTORA. "Impactos ambientales y actividades productivas: centrales térmicas". En: **Estrucplan on line**. [en línea]. Buenos Aires: Estrucplan Consultora, fecha de actualización: 2005. [citado 14 Junio 2005]. Microsoft HTML. Disponible en: <http://www.estrucplan.com.ar/Producciones/entrega.asp?IdEntrega=297>

8.2.2. Efectos sobre el medio ambiente

La magnitud de los daños producto de la contaminación por instalaciones eléctricas depende en gran medida del medio y las actividades económicas y sociales que se realizan en esa región.

a. Aire

El mayor impacto, producto de las emisiones de polvo y gases contaminantes de una central térmica lo recibe el aire.

Así mismo, "... el polvo emitido y la mayor parte de los gases contaminantes y productos de transformación atmosféricos (por ejemplo, NO₂ y nitratos procedentes de las emisiones de NO) vuelven a la tierra a través de

precipitaciones y deposición seca; ello constituye una carga contaminante para el agua y el suelo que puede perjudicar a la vegetación y a la fauna. Dependiendo del combustible utilizado en la central (clase, composición, poder calorífico) y de la técnica de combustión (por ejemplo en seco o en fusión), los gases de escape pueden llevar diferentes cantidades de contaminantes (polvo, metales pesados, SO_x, NO_x, CO, CO₂, compuestos orgánicos)”⁸².

Cuadro 8.6: Concentraciones de contaminantes masivos en el humo sin tratar

Clases de emisión	Gas natural
Oxidos de azufre (S_{ox})	
mg/m³ (c.n.)*	20-50
Oxidos de nitrógeno (N_{ox})	
mg/m³ (c.n.)	100-1.000
Polvo	
mg/m³ (c.n.)	0-30

* c.n. = en condiciones normales

Fuente: ESTRUCPLAN CONSULTORA. “Impactos ambientales y actividades productivas: centrales térmicas”. En: **Estrucplan on line**. [en línea]. Buenos Aires: Estrucplan Consultora, fecha de actualización: 2005. [citado 14 Junio 2005]. Microsoft HTML. Disponible en: <http://www.estrucplan.com.ar/Producciones/entrega.asp?IdEntrega=297>

En el efecto invernadero tienen gran impacto los oligogases antropógenos como el dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), clorofluorocarbonos (CFC), ozono troposférico (O₃) y dióxido de nitrógeno (N₂O), lo cuales son producto del quemado de combustibles, que forman parte del proceso de producción de

⁸² ESTRUCPLAN CONSULTORA. “Impactos ambientales y actividades productivas: centrales térmicas”. En: **Estrucplan on line**. [en línea]. Buenos Aires: Estrucplan Consultora, fecha de actualización: 2005. [citado 14 Junio 2005]. Microsoft HTML. Disponible en: <http://www.estrucplan.com.ar/Producciones/entrega.asp?IdEntrega=297>

centrales térmicas. Así, por ejemplo, aunque el metano tiene un efecto unas 21 veces mayor que el CO₂, su producción total es bastante menor a escala mundial, ya que el CO₂ se genera como producto final de cualquier quemado de combustibles que contengan carbono.

b. Agua

Para los sistemas de enfriamiento de los equipos de las centrales térmicas se requiere agua. Después de ser utilizada con este fin el agua aumenta su temperatura de 4 a 8°C, para posteriormente ser expulsada al mar, río o toma, dependiendo de la cantidad de agua a utilizar. Cabe resaltar que “...en las centrales con enfriamiento continuo la demanda de agua asciende a unos 160 - 220 m³/hora (con pérdidas de agua generalmente inferiores al 2 %). En la generación de electricidad sin aprovechamiento del calor el agua de refrigeración absorbe entre el 60 y el 80 % de la energía aportada por el combustible, en forma de calor residual. Esta proporción disminuye al utilizar centrales más eficientes, por ejemplo, con uso combinado de electricidad y calor. Dependiendo de las condiciones locales, el calor residual puede producir una carga térmica de las aguas superficiales (por ejemplo, aumento de temperatura de un río), cuya magnitud depende de la conducción y el caudal del curso receptor. En los países tropicales, las aguas están sometidas a lo largo del año a variaciones muy

notables, y el aumento de temperatura produce rápidamente una escasez de oxígeno, causada en parte por el estímulo del metabolismo de los seres vivientes y en parte por la menor disolución de oxígeno en el agua más caliente. Esta escasez de oxígeno puede provocar serios problemas para los organismos acuáticos”⁸³.

c. Suelo

En las zonas cercanas a los equipos de las centrales térmicas el suelo sufre los efectos contaminantes producto principalmente de la precipitación de polvo, siendo especialmente peligrosa la contaminación ocasionada por los metales pesados contenidos en el polvo. Esta contaminación no está dada por la concentración de este polvo y de formadores de ácido en el gas de escape, sino por las emisiones totales a lo largo del año, por ello el grado y efecto de este dependerá de las condiciones de difusión de este material. A medida que aumenta el tamaño de la central y se colocan más equipos o equipos de mayor tamaño, y por tal que ocupen mayor área de terreno, se deben buscar mecanismos y sistemas que eliminen estas sustancias nocivas.

Tanto el suelo como las aguas subterráneas que se encuentran en las inmediaciones de la central se

⁸³ ESTRUCPLAN CONSULTORA. “Impactos ambientales y actividades productivas: centrales térmicas”. En: **Estrucplan on line**. [en línea]. Buenos Aires: Estrucplan Consultora, fecha de actualización: 2005. [citado 14 Junio 2005]. Microsoft HTML. Disponible en: <http://www.estrucplan.com.ar/Producciones/entrega.asp?IdEntrega=297>

encuentran en constante peligro producto de sustancias contaminantes proveniente de operaciones defectuosas, actividades de mantenimiento de los equipos y procesos ineficientes de producción. Estas sustancias contaminantes están dadas principalmente de aguas residuales, fugas de aceite y líquidos oleosos, almacenamiento inadecuado de aceite y carbón y disposición de materias residuales.

d. Ser humano

Los efectos contaminantes de las centrales térmicas pueden ser directos o indirectos en los seres humanos. Los indirectos vienen dados por la emisión de gases y ruido producido durante la operación de los equipos, mientras que los indirectos vienen dados por alteraciones en el medio ambiente y la cadena alimenticia.

“Sobre todo los gases contaminantes como SO_2 y NO_x , emitidos en conjunto con polvos finos en concentraciones muy altas, pueden producir afecciones de los órganos respiratorios. Perjuicios a la salud por el SO_2 y el NO_x pueden producirse incluso por debajo de los valores prescritos en el reglamento alemán relativo al *smog*, siendo decisiva la duración de la exposición. La salud humana también puede verse afectada por eventuales cambios climáticos, producidos, por ejemplo, por el calentamiento y la acidificación de las aguas superficiales, la desaparición de los bosques

debido a la lluvia ácida, o el efecto invernadero ocasionado por la acción a largo plazo de oligogases como el CO₂. También son relevantes los efectos que pueden tener los cambios climáticos sobre la agricultura y la silvicultura (y por tanto también sobre las costumbres y el nivel de ingresos de la población), pudiéndose mencionar especialmente el desplazamiento en gran escala de zonas de cultivo y la reducción del rendimiento agrícola. En vista de las repercusiones socioeconómicas y socioculturales que conlleva la construcción y operación de una central térmica, conviene incluir estudios preliminares adecuados en la fase de proyección. En este contexto, será necesario estudiar las consecuencias específicas para cada sexo y prever servicios médicos para la zona del proyecto. Una participación amplia y oportuna de los grupos de población afectados en el proceso de planificación y decisión contribuye a prevenir o a reducir los conflictos⁸⁴.

En lo concerniente al ruido producido por la central térmica éste tiene impacto directo tanto en el ser humano, como en los animales que residen en la zona. Las fuentes que producen ruido son: salidas de chimeneas, cintas transportadoras, ventiladores, motores y generadores, canales de gas de combustión, tuberías y turbinas.

⁸⁴ ESTRUCPLAN CONSULTORA. "Impactos ambientales y actividades productivas: centrales térmicas". En: **Estrucplan on line**. [en línea]. Buenos Aires: Estrucplan Consultora, fecha de actualización: 2005. [citado 14 Junio 2005]. Microsoft HTML. Disponible en: <http://www.estrucplan.com.ar/Producciones/entrega.asp?IdEntrega=297>

El personal operativo es el que recibe el mayor impacto contaminante del ruido producido por la central.

e. Paisaje

El área necesaria para la construcción de una central no solo debe estar dada por el requerimiento de áreas para ubicar los equipos, oficinas y áreas recreacionales, también son necesarios caminos de acceso y vías de transporte, gestión de residuos, así como áreas ubicadas alrededor de la planta en donde el impacto de los elementos contaminantes es directo. Por ello es que se requiere grandes superficies de terreno.

Las centrales térmicas a su vez originan desplazamiento de poblaciones, zonas agrícolas, ganaderas, etc.

“El paisaje es afectado también por la construcción de las vías de transporte necesarias para el suministro de medios de explotación y para la gestión de residuos.

Finalmente, cabe mencionar que las inmisiones contaminantes pueden producir un deterioro de bosques, lagos y ríos, que a largo plazo acarreen graves alteraciones del paisaje”⁸⁵.

⁸⁵ ESTRUCPLAN CONSULTORA. “Impactos ambientales y actividades productivas: centrales térmicas”. En: **Estrucplan on line**. [en línea]. Buenos Aires: Estrucplan Consultora, fecha de actualización: 2005. [citado 14 Junio 2005]. Microsoft HTML. Disponible en: <http://www.estrucplan.com.ar/Producciones/entrega.asp?IdEntrega=297>

8.2.3. Medidas de protección

La adecuación e instalación de sistemas que permitan reducir o eliminar el impacto negativo de la contaminación de la instalación una planta de generación e instalaciones complementarias dependen en gran medida de la legislación vigente, sin embargo se deberá tener en cuenta que una empresa socialmente responsable debe ser capaz de reducir o eliminar la contaminación más allá de la normativa, dentro de las posibilidades económicas, para mantener una armonía ambiental de largo plazo.

a. Aire

Para contraatacar las emisiones de CO₂, se cuenta actualmente con la tecnología de equipos de ciclo combinado es decir de mayor eficiencia; para nuestro proyecto inicialmente se tendrá que implementar un sistema que permita reducir la temperatura de los gases expulsados del proceso de generación de electricidad, posteriormente en la tercera etapa cuando el proceso se transforme en ciclo combinado las emisiones de gases de las generadoras a gas natural serán utilizadas en la generadora a vapor, eliminándose parte del problema de contaminación.

Otras medidas que se podrían tomar a nivel país, como la reducción del consumo de energía eléctrica y el uso de otras fuentes de generación de electricidad (especialmente energía hidráulica) para la producción

de electricidad tienen gran importancia, pero en ningún caso permiten prescindir de la producción de electricidad en centrales térmicas a partir de combustibles fósiles⁸⁶. Cabe resaltar que los efectos producto de la generación térmica tienen impacto en la disponibilidad de recursos hídricos en el futuro.

b. Agua

Uno de los mecanismos para reducir la temperatura del agua residual que será almacenada en una toma, expulsada al río o mar, como parte del proceso de producción de los grupos generadores a vapor o del sistema de enfriamiento, son las torres de enfriamiento, ya sea de paso o recirculación, ésta última podrá volver a ser reutilizada en el mismo proceso que la expulsó, reduciéndose considerablemente la descarga del agua procesada al río.

“Sin embargo, dependiendo de las condiciones climáticas, este sistema de refrigeración puede causar grandes pérdidas de agua por evaporación, que se emiten a la atmósfera en forma de vapor. Esto se podría evitar utilizando circuitos de refrigeración cerrados en combinación con torres de refrigeración en seco, o al menos minimizar mediante torres de refrigeración híbridas. Las torres de tiro natural requieren inversiones relativamente altas, pero en

⁸⁶ ESTRUCPLAN CONSULTORA. “Impactos ambientales y actividades productivas: centrales térmicas”. En: **Estrucplan on line**. [en línea]. Buenos Aires: Estrucplan Consultora, fecha de actualización: 2005. [citado 14 Junio 2005]. Microsoft HTML. Disponible en: <http://www.estrucplan.com.ar/Producciones/entrega.asp?IdEntrega=297>

cambio ahorran costos de explotación, mientras que las torres de tiro forzado tienen el inconveniente de necesitar para el funcionamiento energía eléctrica, en cuya obtención se producen cargas ecológicas adicionales. Aparte del agua de refrigeración sólo se requieren pequeñas cantidades de agua (aprox. 0,1-0,3 m³/h) para sustituir las pérdidas del circuito de vapor, enfriar las cenizas y depurar el gas de combustión (depuración en solución absorbente pulverizada o procesamiento en húmedo)”⁸⁷.

Las principales aguas residuales que producen las centrales térmicas producto del proceso productivo como de mantenimiento son:

- Efluente regenerado procedente del tratamiento del agua complementaria y de la desalinización del agua de condensación.
- Aguas procedentes del lavado de filtros utilizados para limpiar el agua de condensación.
- Aguas residuales especiales (por ejemplo, con contenido en ácido, procedentes de la limpieza o conservación de tuberías/calderas).
- Aguas procedentes de calderas, turbinas y transformadores.
- Aguas procedentes de las torres de refrigeración (aguas de descarga y/o aguas de alimentación

⁸⁷ ESTRUCPLAN CONSULTORA. “Impactos ambientales y actividades productivas: centrales térmicas”. En: **Estrucplan on line**. [en línea]. Buenos Aires: Estrucplan Consultora, fecha de actualización: 2005. [citado 14 Junio 2005]. Microsoft HTML. Disponible en: <http://www.estrucplan.com.ar/Producciones/entrega.asp?IdEntrega=297>

suplementaria depuradas).

- Aguas residuales de la instalación depuradora del gas de combustión.

Dependiendo del tipo de combustible a emplear las aguas residuales pueden estar contaminadas con materiales en suspensión, sales, metales pesados, ácidos, álcalis, amoníaco o aceite.

“El tratamiento de las aguas residuales puede realizarse con procedimientos físicos, químicos y térmicos. Para una parte de las aguas residuales -procedentes, por ejemplo, del lavado de filtros y del rociado de carbón almacenado- suele bastar un tratamiento físico (filtración, sedimentación, aireación). Otras, en cambio, requieren un tratamiento químico (por ejemplo, floculación, precipitación, neutralización) y/o térmico (evaporación, desecación). Estas últimas incluyen las aguas residuales especiales, las procedentes de la regeneración o tratamiento de aguas complementarias y condensados y las que han sido utilizadas en la depuración de gases de combustión”⁸⁸.

c. Ser humano

Entre las principales medidas para contrarrestar los ruidos molestos o reducirlos a un nivel soportable, en especial sobre el personal operativo de la central, se

⁸⁸ ESTRUCPLAN CONSULTORA. “Impactos ambientales y actividades productivas: centrales térmicas”. En: **Estrucplan on line**. [en línea]. Buenos Aires: Estrucplan Consultora, fecha de actualización: 2005. [citado 14 Junio 2005]. Microsoft HTML. Disponible en: <http://www.estrucplan.com.ar/Producciones/entrega.asp?IdEntrega=297>

encuentra el diseño adecuado de las instalaciones tal que la central a una distancia suficiente de las zonas habitadas, tales como oficinas y salas de control.

Así mismo, son necesarios los dispositivos de insonorización destinados a reducir el ruido y que en la legislación laboral vigente del país son de uso obligatorio. Los equipos de encapsulamiento de máquinas que reducen el ruido, normalmente viene incorporados como parte de los equipos de nueva tecnología por el fabricante, en la que la reducción de ruidos es importante al grado de reducirlos de acuerdo a la normativa internacional.

8.3. Línea transmisión

La instalación y operación de líneas de transmisión e instalaciones complementarias tienen impacto en el medio ambiente y social en todo el recorrido de la línea, debido a la exposición de esta instalación, es necesario tomar fuertes medidas de seguridad para proteger tanto a la población como a la fauna.

8.3.1. Efecto sobre el medio ambiente

Las líneas de transmisión tanto en su etapa constructiva como en la operativa producen impactos ambientales directos. La legislación actual permite tener en cuenta aspectos importantes sobre el impacto ambiental, por lo que la reducción de efectos contaminantes se debe dar

desde el momento en el que se concibe la idea y principalmente durante la etapa de planeación.

a. Ambiente natural

La instalación de las estructuras metálicas y postes que sirven de soporte a las líneas de transmisión, requieren de un estudio detallado y profundo del recorrido de la línea y del tipo de suelo en el cual se instalará la misma, con lo cual se evitará que las bases pierdan estabilidad o que pueden producirse deslizamientos que dañen las instalaciones propias y de terceros.

Las subestaciones de transformación y de paso, así como todo el equipo de seccionamiento y compensación propios de los sistemas de transmisión requieren de superficies de terreno en forma permanente, y aunque en menor magnitud a la de la central térmica ocasionan contaminación en el suelo debido principalmente a las grandes cantidades de refrigerantes y aislantes que se utilizan, tales como: aceite mineral u otros líquidos, que contienen en ciertas sustancias sumamente tóxicas, y cuyo impacto puede llegar al agua subterránea.

Tanto en la etapa de construcción como en la operativa se debe prever la instalación de sistemas colectores que permitan almacenar y eliminar apropiadamente las sustancias tóxicas, evitando el contacto con el suelo. Los daños producto de estos tóxicos puede llegar a ser

permanente en muchos casos, viéndose afectada la flora y fauna de la zona.

Dependiendo de la zona de ubicación de las líneas de transmisión y subestaciones, ya sean zonas boscosas, desérticas, agrícolas o pobladas, dependerá los efectos sobre el medio y por tal de las precauciones que se deberán tener durante la etapa de planeamiento y construcción para evitar daño ecológicos y sociales.

Los métodos de limpieza que se emplean para dar mantenimiento al recorrido de la servidumbre o ruta de la línea de transmisión, deberán ser adecuadas a la zona de ubicación de la misma, evitándose usar fuego o herbicidas mantenerlas limpias y sin vegetación que pueda producir fallas o interrupciones en los sistemas de transmisión.

Los peligros a los que comúnmente está expuesto el medio en el cual se instalan sistemas de transmisión, tales como líneas y subestaciones son:

- Pérdida de valor de áreas ganaderas, avícolas, etc.
- Frecuente problemas de colisión de aves con los conductores de las líneas y equipos de las subestaciones. Este problema es tanto para el medio ambiente como para los propietarios de las líneas de transmisión, ya que este tipo de accidentes produce normalmente interrupciones en el servicio eléctrico.

- Perturbación de la brújula magnética de los sistemas de navegación de las aves.

“La población de especies de aves de mayor porte se ve diezmada por las líneas aéreas (en la República Federal de Alemania, 70% de las muertes de cigüeñas blancas se deben a descargas eléctricas)”⁸⁹.

b. Salud y seguridad laboral

Actualmente las zonas urbanas son altamente propensas a presentar accidentes ocasionados por instalaciones eléctricas, esto debido al mayor contacto de la población con las mismas, y al poco conocimiento o bajo grado de importancia de las medidas de seguridad.

- Accidentes

“La vida y la salud del ser humano están expuestas al peligro de sufrir accidentes eléctricos y graves quemaduras, en primer lugar por contacto accidental con partes de las instalaciones cargadas de electricidad o por el ingreso a instalaciones donde no se han tomado las medidas de seguridad suficientes; y en segundo lugar, por los incendios provocados por cortocircuitos”⁹⁰.

⁸⁹ ESTRUCPLAN CONSULTORA. “Impactos ambientales y actividades productivas: transmisión y distribución de electricidad”. En: **Estrucplan on line**. [en línea]. Buenos Aires: Estrucplan Consultora, fecha de actualización: 2005. [citado 14 Junio 2005]. Microsoft HTML. Disponible en: <http://www.estrucplan.com.ar/Producciones/entrega.asp?IdEntrega=290>

⁹⁰ ESTRUCPLAN CONSULTORA. “Impactos ambientales y actividades productivas: transmisión y distribución de electricidad”. En: **Estrucplan on line**. [en línea]. Buenos Aires: Estrucplan Consultora, fecha de actualización: 2005. [citado 14 Junio 2005]. Microsoft HTML. Disponible en: <http://www.estrucplan.com.ar/Producciones/entrega.asp?IdEntrega=290>

Las causas más comunes que propician este tipo accidentes son:

- Inobservancia de los reglamentos técnicos referentes a medidas de seguridad, sin embargo cabe resaltar que esto normalmente se da en instalaciones clandestinas. La norma actual vigente en el país es muy exigente y no permite la construcción de instalaciones que no cumplan con las condiciones necesarias de seguridad para el personal operativo y administrativo o de visita.
- Falta de capacitación en seguridad industrial, especialmente en instalaciones eléctrica. Aunque actualmente existe una normativa que exige a las empresas una adecuada formación referente a las medidas de seguridad, es muy común que las empresas tengan accidentes producto de esta causa, ya que las medidas de seguridad caen en el olvido.
- Accidentes en terceros, estos se dan en personas ajenas a la empresa propietaria de las instalaciones eléctricas, como la población y personas que buscan “robar” electricidad o parte de las instalaciones, normalmente el robo de instalaciones se da por la sustracción de los conductores de cobre de las líneas de transmisión. Las causas son principalmente la falta de capacitación a la población sobre los peligros que encierran las instalaciones eléctricas, conexiones clandestinas a

la red, etc.

Para disminuir o evitar algunos de las causas mencionados se cuenta con los siguientes mecanismos:

- Cumplir con las normas vigentes del país, referente a temas de construcción y seguridad.
- Utilizar equipos de seguridad y señalización, fácil de interpretar tanto para el personal con conocimiento y no de instalaciones eléctricas, a fin de evitar el ingreso no autorizado a las instalaciones que representan gran peligro.
- Aislamiento de los equipos potenciales a sufrir explosiones del personal y oficinas. Así como la construcción de instalaciones que permitan el escape de gases tóxicos.
- Proveer al personal de operación de ropa de trabajo de seguridad adecuada, herramientas apropiadas e instrumentos de control, tal y como lo exige la ley. Así como una revisión periódica de los mismos tanto en calidad como la forma como el personal lo emplea.
- Capacitar continuamente al personal operativo como al personal administrativo, en temas de seguridad industrial tanto en forma teórica como práctica.
- Desarrollar campañas de concientización para la población involucrada, sobre los peligros que

acechan en las instalaciones eléctricas.

- Impacto de los campos eléctricos y magnéticos sobre la salud

“De acuerdo con el estado actual de los conocimientos, que se apoyan en observaciones y experimentos de larga data llevados a cabo en muchos países, los campos eléctricos o magnéticos que se crean por el manejo de instalaciones de transmisión y distribución eléctrica (frecuencias de 50 y 60 Hz) no ejercen efectos nocivos sobre la salud humana. Según una publicación de la OMS relacionada con los efectos de campos magnéticos sobre la salud humana, no puede comprobarse ninguna reacción biológica con campos magnéticos de hasta 0,4 mT de intensidad con 50 ó 60 Hz. Los campos magnéticos generados por las líneas aéreas alcanzan en el suelo que se encuentra debajo de ellas una fuerza máxima de 0,055 mT con las frecuencias antes mencionadas”⁹¹.

- Contaminación por ruido

Los equipos de las subestaciones, tales como transformadores, y las líneas de transmisión, producen un zumbido permanente que puede ocasionar molestias a las personas y animales que habitan cerca de estas subestaciones. Para el caso de

⁹¹ ESTRUCPLAN CONSULTORA. “Impactos ambientales y actividades productivas: transmisión y distribución de electricidad”. En: **Estrucplan on line**. [en línea]. Buenos Aires: Estrucplan Consultora, fecha de actualización: 2005. [citado 14 Junio 2005]. Microsoft HTML. Disponible en: <http://www.estrucplan.com.ar/Producciones/entrega.asp?IdEntrega=290>

líneas de transmisión un mecanismo para reducir estos zumbidos, es desarrollar un programa de mantenimiento y limpieza continua de dichas instalaciones. Para el caso de los transformadores, la tecnología actual ofrece equipos más silenciosos.

c. Paisaje

Si bien las líneas aéreas producen cambios en el paisaje, el grado de molestia dependerá de:

- El recorrido de la línea de transmisión, así como la forma del mismo y de los materiales a emplear.
- La concentración de líneas aéreas de electricidad y telefonía en una zona.
- La organización con las instituciones locales municipales y gubernamentales para instalar las líneas de transmisión en forma armónica con el futuro crecimiento de la población y vegetación.

d. Efectos socioeconómicos y socioculturales

El principal problema con la comunidad surge cuando no se realiza una adecuada coordinación con las autoridades competentes para instalar líneas de transmisión en zonas urbanas, rurales o potenciales zonas habitables, ya que a las personas no les gusta estar cerca de dichas instalaciones por el peligro que representan. Comúnmente se observan problemas producto de líneas de transmisión ubicadas cerca de las viviendas, sobre ellas y hasta dentro de ellas,

generándose altos costos de modificación y traslado de las instalaciones que nadie está dispuestos a cubrir.

Sin embargo cabe resaltar que:

“Los impactos indirectos surgen del objetivo mismo de estas instalaciones, que es mejorar las condiciones de vida al abastecer a una región o a un centro con energía eléctrica. Esto no sólo aumenta el confort público y privado (por ej.: ahorro de tiempo y simplificación del trabajo), sino también promueve o reactiva, juntamente con otras medidas de infraestructura técnica, las actividades económicas, fomenta la creación de puestos de trabajo (reduce la desocupación) y contribuye a la racionalización de la producción. Por otra parte se ha visto, que el desarrollo de una región debido, entre otros factores, a la electrificación, lleva a que el grupo humano involucrado pierda sus costumbres y modos de vida tradicionales, su identidad cultural, así como sus nexos y estructuras culturales y sociales. Además se crea un efecto de succión sobre las regiones vecinas que genera migraciones y contribuye a la formación de nuevos centros poblados”⁹².

8.3.2. Medidas de protección

Para minimizar los impactos de instalación sistemas de transmisión se debe tener en cuenta lo siguiente:

⁹² ESTRUCPLAN CONSULTORA. “Impactos ambientales y actividades productivas: transmisión y distribución de electricidad”. En: **Estrucplan on line**. [en línea]. Buenos Aires: Estrucplan Consultora, fecha de actualización: 2005. [citado 14 Junio 2005]. Microsoft HTML. Disponible en: <http://www.estrucplan.com.ar/Producciones/entrega.asp?IdEntrega=290>

- Instalar la infraestructura adecuada para líneas de transmisión previendo las condiciones futuras de ampliación de capacidad, y así aprovechar rutas existentes.
- Desarrollar un Programa de Adecuación del Medio Ambiente, tal que las instalaciones se adecuen a paisaje, evitando alterar las condiciones paisajistas naturales y el ecosistema de los habitantes de la zona.
- Instalar infraestructura con las dimensiones adecuadas para evitar continuos trabajos de mantenimiento y alteración de los terrenos, tal como deforestación y desvalorización de los mismos.
- Cumplir con la reglamentación vigente evitando utilizar trazos de invadan reservas naturales o espacios que están destinados a desarrollar otras actividades de importancia para la comunidad y medio ambiente.
- Instalar sistemas de seguridad y protección para las personas y animales residentes, sobre todo las aves, las cuales son más propensas a sufrir accidentes.
- En zonas altamente pobladas prever la posibilidad de instalar líneas de transmisión con protección, sobre todo en sistemas de media y baja tensión.
- Reestructurar y reforestar las zonas dañadas por la construcción y mantenimiento de los sistemas de transmisión, tal que mantenga o mejore las condiciones ambientales y paisajistas de la zona.
- Desarrollar programas de mantenimiento que reduzcan el impacto de ruidos y desperdicios de las instalaciones eléctricas.

CAPÍTULO IX

9. Conclusiones y recomendaciones

Frente a la coyuntura actual y pronósticos del mercado eléctrico y financiero, tomados como premisa para el desarrollo del presente proyecto se han establecido las condiciones de inversión y las consideraciones que el inversionista deberá tomar en cuenta frente a riesgos inherentes de dichos mercados.

9.1. Conclusiones

- a. El desarrollo del proyecto de construcción de la central térmica a gas “Las Arenas” de 347 MW de capacidad total con una inversión total de US \$ 250´510,971 ejecutado en tres etapas, constituye una atractiva oportunidad de inversión para La Empresa bajo las condiciones planteadas en el presente trabajo, considerando que:
 - Disminuye la incertidumbre de la empresa al diversificar sus fuentes de generación.
 - Mayor crecimiento en su participación de mercado.
 - Su implementación modular permite gestionar mejor el riesgo.
- b. La producción de energía con las turbinas elegidas de ciclo combinado, eleva la eficiencia del 35% al 50%, además su flexibilidad operativa brinda ventajas de operación que se adecua a la demanda del mercado eléctrico.

- c. La alternativa elegida permitirá obtener una rentabilidad del 13,52% superando el costo promedio ponderado de capital de la empresa, el cual hasta el año 2017 registra como máximo del 11,7%, y como promedio 10,8%. El CPPC producto del aporte de capital y deuda para el proyecto como máximo registra el 12,53% en los primeros años, dado que no hay financiamiento a través de deuda, solo hay aporte de capital, mientras que a partir del 2009 en el cual se requiere financiamiento externo el promedio del CPPC es de 10,5%. Debido al escenario moderado tomado para determinar los ingresos, la probabilidad frente a las variaciones de presupuesto de inversión, precios en el mercado y ventas es del 80% de superar el máximo CPPC de la empresa hasta el año 2017, el cual asciende a 11,7%. Así mismo variaciones frente a cambios en la tasa de interés, a pesar de haber empleado tasas altamente confiables por las fuentes empleadas, podrían originar una reducción de la rentabilidad esperada a 13,11%, si se produce un alza en las tasas de interés al 9% que es lo que los expertos consideran como máximo pueda suceder en una condición desfavorable.
- d. Un punto crítico presente en este proyecto es la posibilidad de no acceder a todas las fuentes de financiamiento de acuerdo a lo planteado en el mismo. Considerando como un escenario adverso, la posibilidad de no poder realizar un segundo programa de emisión de bonos, se tendría un déficit de capital para la realización de la tercera etapa, para lo cual sería necesario considerar préstamos bancarios adicionales para cubrir dicho déficit, por lo que se ha determinado que el plazo

mínimo para financiar un préstamo bancario de US \$ 170 millones, manteniendo un aporte de capital de US \$ 100 millones, deberá ser de 8 años, con lo cual se obtiene una rentabilidad económica de 13,2% en el proyecto frente a una WACC máxima de 12,53%. En otro escenario, considerando un periodo menor de financiamiento bancario de 5 años, se podría solicitar como máximo US \$ 200 millones al sistema bancario, por lo cual será necesario un incremento de aporte de capital de US \$31 millones (aporte de capital total US \$ 131 millones), con lo cual se obtendría una rentabilidad económica de 12,8% en el proyecto frente al 12,53% de WACC. El mayor monto total para financiar el proyecto es debido a los mayores costos financieros, tanto en intereses como en principal, que se incurren. Dado que el crecimiento es modular y el segundo programa de emisión de bonos es requerido en la tercera etapa, se pone en riesgo la realización del ciclo combinado en la fecha prevista en el proyecto, por lo que se deberá realizar un análisis financiero con las condiciones tanto del mercado eléctrico como del financiero a finales del 2010.

- e. El desarrollo del proyecto tendrá un impacto positivo en la productividad de los grandes consumidores del país, gracias a la reducción de las tarifas eléctricas, asimismo la operación de la planta permitirá desplazar la operación de plantas caras y altamente contaminantes.

9.2. Recomendaciones

- a. Dada las consideraciones de instalación de la planta en una zona donde se construirán dos plantas térmicas a gas, se recomienda realizar un estudio pormenorizado de impacto ambiental en la zona, que incluya las emisiones conjuntas al ambiente de las tres plantas, dado que del análisis independiente de cada una de ellas podría no superar los límites establecidos por Ley.
- b. Se recomienda iniciar a la brevedad posible con los estudios, trámites y permisos que permitan contar con todos los recursos necesarios para iniciar la construcción de la planta de generación, así como realizar un seguimiento exhaustivo al proceso de modificación de las redes del sistema de transmisión dado que los trámites a realizarse en el Ministerio de energía y Minas y gobiernos locales demorarán la puesta en servicio de la planta.
- c. De acuerdo a como se presenten las condiciones de mercado, en el caso de que las plantas consideradas en el estudio de oferta no ingresen en el tiempo previsto, así como también se de un mayor crecimiento de la demanda y se disponga del financiamiento requerido se recomienda adelantar la implementación de la segunda y tercera etapa, a fin de crear barreras de entrada. La puesta en servicio de las dos últimas etapas deberán coincidir con la entrada en servicio de las redes de transmisión que permitirá evacuar la energía a los grandes centros de consumo.

ANEXOS

Anexo 1: Variaciones de principales indicadores del mercado de generación de energía eléctrica

1. Variación de la producción de energía eléctrica y su efecto en los costos marginales

En el siguiente cuadro se muestra las variaciones de producción de energía eléctrica a base de recursos hídricos o térmicos (combustibles) entre los años 2003 y 2004, dado que el año 2004 fue considerado un año seco, y por tal se requirió mayor uso de centrales térmicas cuyo insumos de producción tales como el gas natural, diesel y carbón son de mayor costo, dando como resultado el aumento del costo marginal de energía eléctrica generada en el mercado eléctrico y por ende de las tarifas eléctricas.

Producción de energía: 2003-2004

Meses	Producción de Energía - SEIN (GWh)						Incremento / Decremento 2004/2003		
	2004			2003			%		
	Hid.	Term.	Total	Hid.	Term.	Total	Hid.	Term.	Total
Ene	1 519	280	1 799	1 614	112	1 726	-5,9%	149,5%	4,2%
Feb	1 518	201	1 720	1 474	128	1 602	3,0%	57,6%	7,4%
Mar	1 650	213	1 863	1 614	153	1 767	2,2%	39,5%	5,4%
Abr	1 503	292	1 795	1 605	85	1 690	-6,4%	243,6%	6,2%
May	1 293	551	1 844	1 538	199	1 737	-15,9%	176,2%	6,1%
Jun	1 182	597	1 779	1 401	290	1 691	-15,6%	105,9%	5,2%
Jul	1 178	626	1 804	1 385	345	1 730	-14,9%	81,5%	4,3%
Ago	1 219	628	1 847	1 400	344	1 744	-12,9%	82,5%	5,9%
Sep	1 130	687	1 817	1 350	348	1 698	-16,3%	97,4%	7,0%
Oct									
Nov									
Dic									
GWh a Set	12 193	4 075	16 268	13 382	2 004	15 386	-8,9%	103,3%	5,7%
%	75%	25%	100%	87%	13%	100%			

Fuente: ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA. **Operación del sector eléctrico.** [en línea]. PE 5(6): 1, 2004. [citado 10 Diciembre 2004]. Adobe Acrobat. Disponible en: <http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/OperSecElectrico/OSESET2004.pdf>

Costos Marginales: 2003-2004

(En ctvs. US\$/kWh)

Meses	Costos Marginales		Variación
	Año 2003	Año 2004	%
Enero	1,32	5,12	289%
Febrero	1,67	3,66	119%
Marzo	2,16	3,24	50%
Abril	1,12	5,45	387%
Mayo	2,03	10,85	434%
Junio	4,32	9,94	130%
Julio	5,74	9,76	70%
Agosto	6,46	11,16	73%
Septiembre	6,13	11,24	83%

Fuente: ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA. **Operación del sector eléctrico**. [en línea]. PE 5(6): 5, 2004. [citado 10 Diciembre 2004]. Adobe Acrobat. Disponible en: <http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/OperSecElectrico/OSESET2004.pdf>

2. Variaciones de las tarifas eléctricas

A continuación se muestra las variaciones de las tarifas eléctricas tanto residenciales como algunos precios medios de contratos con clientes libres.

Variación de tarifas eléctricas residenciales: 1997-2004

Fuente: ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA. **Tarifas y mercado eléctrico**. [en línea]. PE 2(9): 2, 2004. [citado 10 Diciembre 2004]. Adobe Acrobat. Disponible en: <http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/TarMercadoElectrico/Tarmerelec-Sep04.pdf>

Variación de precios medios a clientes libres (En Nuevos Soles / kW-h)

Fuente: ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA. **Mercado libre de electricidad**. [en línea]. PE 3(2): 4, ago. 2003. [citado 10 Diciembre 2004]. Adobe Acrobat. Disponible en: <http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/MerLibElectricidad/RepoLib0308.pdf> / ---. **Mercado libre de electricidad**. [en línea]. PE 3(5): 4, nov. 2003. [citado 10 Diciembre 2004]. Adobe Acrobat. Disponible en: <http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/MerLibElectricidad/RepoLib0311.pdf> / ---. **Mercado libre de electricidad**. [en línea]. PE 4(2): 3, feb. 2004. [citado 10 Diciembre 2004]. Adobe Acrobat. Disponible en: <http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/MerLibElectricidad/RepoLib0402.pdf> / ---. **Mercado libre de electricidad**. [en línea]. PE 4(5): 3, may. 2004. [citado 10 Diciembre 2004]. Adobe Acrobat. Disponible en: <http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/MerLibElectricidad/RepoLib0405.pdf> / ---. **Mercado libre de electricidad**. [en línea]. PE 4(6): 3, jun. 2004. [citado 10 Diciembre 2004]. Adobe Acrobat. Disponible en: <http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/MerLibElectricidad/RepoLib0406.pdf>

Elaboración propia

3. Variabilidad de los costos de producción

Los insumos Diesel y carbón también han sufrido variaciones debido a la situación política y económica mundial. El proyecto de extracción de gas de Camisea comenzó a funcionar a partir del 5 de agosto del 2004.

Evolución del precio del diesel 2

Fuente: ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA. **Tarifas y mercado eléctrico**. [en línea]. PE 2(9): 1, 2004. [citado 10 Diciembre 2004]. Adobe Acrobat. Disponible en: <http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/TarMercadoElectrico/Tarmerelec-Sep04.pdf>

Evolución del precio del carbón bituminoso

Fuente: ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA. **Tarifas y mercado eléctrico**. [en línea]. PE 2(9): 1, 2004. [citado 10 Diciembre 2004]. Adobe Acrobat. Disponible en: <http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/TarMercadoElectrico/Tarmerelec-Sep04.pdf>

Evolución del precio del gas natural

Fuente: ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA. **Tarifas y mercado eléctrico**. [en línea]. PE 2(9): 1, 2004. [citado 10 Diciembre 2004]. Adobe Acrobat. Disponible en: <http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/TarMercadoElectrico/TarmercElec-Sep04.pdf>

Generación de electricidad con hidrocarburos

Fuente: ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA. **Operación de sector hidrocarburos**. [en línea]. PE 5: 6, 2004. [citado 10 Diciembre 2004]. Adobe Acrobat. Disponible en: <http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/OperSecHidrocarburos/OSHOCT2004.pdf>

4. Efectos de la Inversión sobre las tarifas eléctricas

A continuación se presenta el efecto de la inversión sobre las tarifas en barra, de enero 1995 a enero 2004.

Efectos de la inversión en las tarifas eléctricas

Fuente: GRISO, José. **Petróleo y energía**. [en línea]. Lima: Sociedad de Comercio Exterior, Agosto 2004. [citado 11 Diciembre 2004]. Microsoft Power Point. Disponible en: http://www.comexperu.org.pe/archivos/foro/foro_26082004/JoséGriso.ppt

5. Efectos contaminantes de combustibles

A continuación se presenta el grado de contaminación y los efectos sobre las personas y el medio ambiente producido por los diversos combustibles que son usualmente utilizados para producir energía eléctrica.

Emisión de contaminantes de combustibles

(En términos del consumo energético)

Combustible	MP Material Particulado	SO _x Óxido de Sulfuro	NO _x Óxido de Nitrógeno
Gas Natural	1	1	1
GLP	1,4	23	2
Kerosene	3,4	269	1,5
Diesel	3,3	1 209	1,5
Residual N° 5	15	4 470	4
Residual N° 6	39,4	4 433	4
Carbón	157	5 283	6

Fuente: MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS. **Ventajas del uso del uso del gas natural en la industria.** [en línea]. Lima: Ministerio de Energía y Minas, fecha de actualización: 2004. [citado 16 Diciembre 2004]. Adobe Acrobat. Disponible en:
<http://www.minem.gob.pe/hidrocarburos/publicaciones/gasnatural/gasindustrial.pdf>

Cuadro resumen de efectos de distintos contaminantes sobre la salud de las personas y en el ambiente

CONTAMINANTE	EFECTOS SOBRE	
	las personas	el ambiente
MP (Material Particulado)	Disminución de la visibilidad. Aumento de afecciones respiratorias crónica, ronquera. Síntomas respiratorios nocturnos bronquitis. Acceso de asma bronquial.	Daño directo a la vegetación (dificultad en la fotosíntesis).
SO ₂ (Dióxido de Sulfuro)	Altamente nocivo en presencia de humedad.	Lluvia ácida.
NO _x (Óxido de Nitrógeno)	Irritante. Potencialmente cancerígeno.	Lluvia ácida Efecto invernadero.

Fuente: MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS. **Ventajas del uso del uso del gas natural en la industria.** [en línea]. Lima: Ministerio de Energía y Minas, fecha de actualización: 2004. [citado 16 Diciembre 2004]. Adobe Acrobat. Disponible en:
<http://www.minem.gob.pe/hidrocarburos/publicaciones/gasnatural/gasindustrial.pdf>

Producción del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional por fuente y tipo de generación térmica: Setiembre 2004

Fuente: ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA. **Operación del sector eléctrico.** [en línea]. PE 5(6): 2, 2004. [citado 10 Diciembre 2004]. Adobe Acrobat. Disponible en:

<http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/OperSecElectrico/OSESET2004.pdf>

6. Incidencia del consumo de energía eléctrica en los costos de producción de grandes empresas mineras e industriales

A continuación se presenta la incidencia del consumo de energía, en diversas industrias, en el costo total de producción. Se aprecia que tan sensible es cada industria a la variación del precio de la energía.

Incidencia del consumo de energía eléctrica en los costos de producción de grandes empresas mineras e industriales

Actividad	% Costo energía eléctrica / Costo operativo
Minería	
Cobre, Zinc, Oro	15%
Cátodos de Cobre (*)	15%
Oro	9%
Industria	
Refinería	54%
Siderúrgica	14%
Cemento	17%
Soda Caústica	80%
Compresión gas	90%
Alimentos	10% a-20%
Vidrios	30%
Pesca	50% (12 meses de producción)
Papel	10%

Fuente: GRISO, José. **Petróleo y energía**. [en línea]. Lima: Sociedad de Comercio Exterior, Agosto 2004. [citado 11 Diciembre 2004].
http://www.comexperu.org.pe/archivos/foro/foro_26082004/José_Griso.ppt

7. Participación del mercado

Tres empresas concentran el 66% de la generación eléctrica en el Perú. El principal generador es Electroperú con el 34% (empresa del Estado), seguido por Edegel con el 22% y Egenor con el 10%.

Producción de energía eléctrica por empresa: 2003

(En MW-h)

Fuente: ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA. **Anuario estadístico 2003**, [en línea]. PE: 40, 2004. [citado 10 Diciembre 2004]. Adobe Acrobat. Disponible en:
<http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/Anuario/Anuario2003.zip>
 Elaboración propia.

8. Beneficios por exportación de energía eléctrica

A continuación se muestran los estimados de los beneficios que obtendrían algunos países de América cuando se logre la integración energética (interconexión) que permitirá exportar (o importar energía) de los países vecinos.

Beneficios por exportación de energía eléctrica

Los beneficios anuales obtenidos por el CIER 02 son:

- -Argentina-Brasil: **652,9** millones US\$/año
- Perú-Ecuador-Colombia-Venezuela: **310,6** millones US\$/año
- Brasil-Uruguay: **63,1** millones US\$/año
- Chile-Perú: **60,5** millones US\$/año

A nivel de referencia con los beneficios obtenidos se pueden abonar anualmente el canon de una línea de 500 KV y de una longitud de:

- **23.000 Km** para Argentina-Brasil
- **11.000 Km** para Perú-Ecuador-Colombia-Venezuela
- **2.200 Km** para Brasil-Uruguay
- **2.100 Km** para Chile-Perú.

Fuente: ALVAREZ, Juan Carlos. **Segunda conferencia hemisférica de reguladores de energía - doe-fiu-iie**. [en línea]. New York: Institute of Internacional Education, Marzo 2002. [citado 20 Diciembre 2004]. Microsoft Power Point. Disponible en: <http://www.iie.org/programs/energy/downloads/Proceedings/PresentationsResources/MercosurAndeanInterconnectAlvarez.ppt>

Anexo 2: Venta de energía eléctrica por departamento: 2003

Fuente: ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA. **Anuario estadístico 2003**. [en línea]. PE: 48, 2004. [citado 10 Diciembre 2004]. Adobe Acrobat. Disponible en:
<http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/Anuario/Anuario2003.zip>

Anexo 3: Venta de energía eléctrica por departamento: 2003 (En MW-h)

DEPARTAMENTO	CLIENTE LIBRE	CLIENTE REGULADO	TOTAL	PARTICIP.
Amazonas		39 434	39 434	0,20%
Ancash	1 045 853	217 864	1 263 717	6,80%
Apurimac		24 606	24 606	0,10%
Arequipa	517 479	423 867	941 345	5,10%
Ayacucho		43 719	43 719	0,20%
Cajamarca	212 400	71 548	283 948	1,50%
Cusco	326 583	159 679	486 262	2,60%
Huancavelica	49 345	17 244	66 589	0,40%
Huanuco		54 288	54 288	0,30%
Ica	761 088	346 906	1 107 994	6,00%
Junin	964 391	164 325	1 128 716	6,10%
La Libertad	231 297	363 420	594 717	3,20%
Lambayeque	11 886	246 688	258 574	1,40%
Lima	2 705 509	6 392 243	9 097 752	49,30%
Loreto		134 921	134 921	0,70%
Madre De Dios		14 707	14 707	0,10%
Moquegua	1 508 730	45 873	1 554 603	8,40%
Pasco	266 468	39 047	305 514	1,70%
Piura	130 623	347 870	478 493	2,60%
Puno	106 139	102 130	208 269	1,10%
San Martin	6 517	83 010	89 527	0,50%
Tacna		114 288	114 288	0,60%
Tumbes		65 165	65 165	0,40%
Ucayali	7 415	98 284	105 699	0,60%
TOTAL	8 851 722	9 611 126	18 462 848	100,00%

Fuente: ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA. **Anuario estadístico 2003**. [en línea].
PE: 48, 2004. [citado 10 Diciembre 2004]. Adobe Acrobat. Disponible en:
<http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/Anuario/Anuario2003.zip>

Anexo 4: Ranking de consumo de energía eléctrica: junio 2004

Nº	Empresa	Actividad	Suministrador	Energía Total (MW-h)	Particip. (%)
1	Southern Peru Cooper Corporation	Minería	Enersur	123 122,85	16,05%
2	Minera Antamina	Minería	Edegel	56 103,94	7,31%
3	DOE RUN PERU (Planta de Zinc)	Fundición	Electroandes	44 546,03	5,81%
4	Refinería de Cajamarquilla	Industria Metalúrgica	Edegel	44 406,38	5,79%
5	Minera Cerro Verde	Minería	Electroperú	26 977,31	3,52%
6	Corporación Aceros Arequipa (Ica)	Fundición	Electroperú	26 162,84	3,41%
7	SIDERPERU	Fundición	Edelnor	23 290,42	3,04%
8	Shougang Hierro Peru	Minería	Shougesa	23 003,02	3,00%
9	Minera Yanacocha	Minería	Termoselva	21 035,91	2,74%
10	QUIMPAC	Químicos	Edelnor	16 526,26	2,15%
11	Cementos Lima (Atocongo)	Bebidas	Termoselva	16 146,81	2,10%
12	Minera Volcan 3 Cerro	Minería	Electroandes	16 105,09	2,10%
13	Yura- Cachimayo	Químicos	Egamsa	13 898,66	1,81%
14	QUIMPAC (Paramonga)	Químicos	Enersur	12 526,71	1,63%
15	Minera Tintaya 1	Minería	San Gaban	10 787,05	1,41%
16	Minera Volcan 2 Yauli	Minería	Electroandes	9 216,01	1,20%
17	MINSUR (Puno)	Minería	San Gaban	7 881,38	1,03%
18	Minera Tintaya 2	Minería	Egamsa	6 452,18	0,84%
19	Minera Yauliyacu 1	Minería	San Gaban	6 185,85	0,81%
20	Minera Ares 2	Minería	Edegel	5 698,22	0,74%
21	Alicorp 10	Alimentos	Edelnor	5 381,21	0,70%
22	DOE RUN PERU (Ex Cobriza)	Minería	Electroandes	5 268,77	0,69%
23	Minera Barrick Misquichilca	Minería	Egenor	5 222,24	0,68%
	Las demás empresas			241 398,69	31,46%
	Total de Energía - junio 2004			767 343,83	100,00%

Fuente: ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA. **Mercado libre de electricidad**. [en línea].

PE 4(6): 6-12, 2004. [citado 10 Diciembre 2004]. Adobe Acrobat. Disponible en:

<http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/MerLibElectricidad/RepoLib0406.pdf>

Elaboración propia.

Anexo 5: Escenario base producto bruto interno por sector económico

ESCENARIO BASE PRODUCTO BRUTO INTERNO POR SECTOR ECONÓMICO (Var. % real)

Sectores económicos	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Promedio 2004 - 2009
Agropecuaria	-0,1	3,7	4,6	4,0	4,0	4,0	3,4
Agrícola	-2,0	3,8	5,0	4,0	4,0	4,0	3,1
Pecuaria	2,5	3,5	4,0	4,0	4,0	4,0	3,7
Pesca	24,7	0,0	5,0	4,0	1,0	3,3	6,3
Minería e hidrocarburos	8,9	7,7	3,2	3,4	3,0	12,8	6,5
Minería	7,5	4,0	3,7	3,5	3,0	3,0	4,1
Hidrocarburos	14,7	22,5	1,0	3,0	3,0	51,9	16,6
Manufactura	5,5	4,3	3,6	4,0	4,2	4,5	4,3
Procesadores recursos primarios	3,0	1,8	4,0	3,9	3,4	4,5	3,4
Industria no primaria	6,2	5,0	3,5	4,0	4,5	4,5	4,6
Electricidad y agua	4,9	5,1	4,7	4,4	4,3	5,2	4,8
Construcción	5,0	5,0	3,2	4,1	4,3	4,3	4,3
Comercio	3,2	4,5	3,9	4,0	4,2	4,3	4,0
Otros servicios	4,5	4,5	3,8	3,9	3,9	4,0	4,1
VAB	4,5	4,6	3,8	3,9	4,0	4,6	4,2
Impuestos	5,3	4,4	4,4	4,2	4,2	4,3	4,5
PBI	4,5	4,5	3,8	4,0	4,0	4,6	4,3
VAB primario	4,2	4,2	4,1	3,8	3,5	5,5	4,4
VAB no primario	4,5	4,5	3,8	4,0	4,1	4,2	4,2

1/ Datos oficiales. A partir de 2004 son proyecciones

Fuente: APOYO Consultoría

Fuente: COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL. Fijación tarifaria mayo 2005. [en línea]. Lima: COES, 2004. [citado 10 Diciembre 2004]. Adobe Acrobat. Disponible en: http://www.coes.org.pe/coes/estudios/Fijacion-May2005/Anexo_B.pdf

Anexo 6: Metodología de proyección de la demanda elaborada desarrollada para el COES

FORMULA DE PROYECCION

$\text{Ln(VENTAS)} = \text{B1*LN(PBI)} + \text{B2*LN(POBLACION)} + \text{B3*LN(TARIFA)} + \text{B4*DUMMY_92} + \text{C}$

B1	B2	B3	B4	C
0,5928	1,6971	-0,0594	-0,0945	-14,4868

Dependent Variable: LOG(VENTAS)				
Method: Least Squares				
Date: 08/23/04 Time: 10:12				
Sample(adjusted): 1981 2003				
Included observations: 23 after adjusting endpoints				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LOG(PBI)	0,592751	0,04416	13,16008	0,00000
LOG(POBLACION)	1,697091	0,05732	29,49936	0,00000
LOG(TARIFA)	0,592751	0,01778	-3,15622	0,00550
DUMMY_92	-0,094550	0,02287	-4,22802	0,00050
C	14,486848	0,49853	-28,68145	0,00000
R-squared	0,99535	Mean dependent var		9,02482
Adjusted R-squared	0,99431	S.D. dependent var		0,26351
S.E. of regression	0,01987	Akaike info criterion		-4,80945
Sum squared resid	0,00711	Schwarz criterion		-4,56261
Log likelihood	60,30871	F-statistic		962,73430
Durbin-Watson stat	1,64045	Prob(F-statistic)		0,00000

Fuente: COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA INTERCONECTDO NACIONAL. **Fijación tarifaria mayo 2005**. [en línea]. Lima: COES, 2004. [citado 10 Diciembre 2004]. Adobe Acrobat. Disponible en: http://www.coes.org.pe/coes/estudios/Fijacion-May2005/Anexo_B.pdf
Elaboración propia.

Anexo 7: Proyección de la demanda de energía total: 2005-2014

(En GWh)

ENERGIA (GWh)		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Pronostico Econome	Pronostico Econometrico	14,551	15,247	15,978	16,744	17,547	18,387	19,269	20,193	21,160	22,175
		3.5%	4.8%	4.8%	4.8%	4.8%	4.8%	4.8%	4.8%	4.8%	4.8%
Venta del Distribuidor	Venta del Distribuidor MT y BT	11,296	11,836	12,404	12,998	13,621	14,274	14,959	15,676	16,427	17,214
Pérdidas de Distribución		7.71%	7.07%	7.07%	7.07%	7.07%	7.07%	7.07%	7.07%	7.07%	7.07%
	Pérdidas de Distribución	943	900	943	988	1036	1085	1137	1192	1249	1309
Energía Entregada a Distribución (MT y BT)		12240	12736	13347	13987	14657	15359	16096	16867	17676	18523
Venta Facturada Dist	Venta Facturada Distribuidor (MAT y AT)	477	500	524	549	576	603	632	662	694	727
		4.23%	4.23%	4.23%							
Energía Entregada a Distribución		12717	13237	13871	14536	15233	15962	16728	17530	18370	19250
Pérdidas Transform. Transmis. Distribuidor		1.80%	1.80%	1.80%	1.80%	1.80%	1.80%	1.80%	1.80%	1.80%	1.80%
	Pérdidas Transform. Transmis. Distribuidor	234	243	255	267	280	293	307	322	338	354
Entrada al Nivel de Distribución		12951	13480	14126	14803	15513	16256	17035	17852	18707	19604
Venta Facturada Gen	Venta Facturada Generador (MAT, AT y MT)	2778	2911	3050	3196	3350	3510	3678	3855	4039	4233
		24.6%	24.6%	24.6%	24.6%						
Salida del Nivel de Transmisión		15729	16391	17176	18000	18862	19766	20714	21707	22747	23837
Pérdidas de Transmisión		6.71%	6.71%	6.71%	6.71%	6.71%	6.71%	6.71%	6.71%	6.71%	6.71%
	Pérdidas de Transmisión	1130	1178	1234	1294	1356	1421	1489	1560	1635	1713
Entrada al Nivel de Transmisión		16859	17569	18411	19293	20218	21186	22203	23267	24382	25550
Total de cargas esp	Total de cargas especiales e incorporadas	4693	5067	6135	6362	6680	6929	7197	7486	7798	7881
Total de proyectos		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Interconexión Ecuado	Interconexión Ecuador	223	222	221	219	219	219	219	219	219	219
Disminución de Pérdi	Disminución de Pérdidas REP	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)
Consumo Centrales- /	Consumo Centrales- Aporte Pampilla-Pérdida	323	340	368	385	403	422	441	461	483	501
	Consumo Centrales- Aporte Pampilla-Pérdida	230	246	275	291	310	328	348	368	389	408
TOTAL		22,085	23,183	25,121	26,246	27,507	28,743	30,047	31,420	32,868	34,139
Aporte de Refinería de la Pampilla		(80)	(80)	(80)	(80)	(80)	(80)	(80)	(80)	(80)	(80)
TOTAL SISTEMA		22,005	23,103	25,041	26,166	27,427	28,663	29,967	31,340	32,788	34,059

Fuente: COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA INTERCONECTDO NACIONAL. Fijación tarifaria mayo 2005. [en línea]. Lima: COES, 2004. [citado 10 Diciembre 2004]. Adobe Acrobat. Disponible en: http://www.coes.org.pe/coes/estudios/Fijacion-May2005/Anexo_B.pdf
Elaboración propia

Anexo 8: Procedimientos administrativos ante la Dirección General de Asuntos Ambientales

D.S. N o 053-99-EM.-

Establece disposiciones destinadas a uniformizar procedimientos administrativos ante la Dirección General de Asuntos Ambientales.

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA

CONSIDERANDO:

Que, se ha efectuado la revisión de los dispositivos legales vigentes encontrándose que no existe estandarización en la aplicación de los procedimientos de evaluación de los Estudios de Impacto Ambiental (EIA), Estudios de Impacto Ambiental Preliminar (EIAP), valuaciones Ambientales (EA) y modificaciones de Programas de Adecuación y Manejo Ambiental (PAMA), presentados al Ministerio de Energía y Minas; Que, es necesario uniformizar la aplicación de los Reglamentos Ambientales que norman las actividades minero energéticas, en relación a la aprobación o desaprobación de los EIA, EIAP y EA; Que, el Decreto Legislativo N o 757 , Ley Marco para el Crecimiento de la Inversión Privada, establece que los procedimientos administrativos deben basarse en la simplicidad, transparencia, celeridad y eficacia de los trámites y sus correspondientes requisitos a fin de aliviar las cargas y obligaciones que se imponen a los usuarios; Que, en concordancia con los lineamientos expuestos por el Proyecto de Modernización en la Administración Pública de la Presidencia del Consejo de Ministros, el Ministerio de Energía y Minas ha considerado conveniente simplificar los procedimientos administrativos para el mejor desarrollo de las

actividades minero energéticas; Que, en virtud de los principios mencionados resulta conveniente efectuar modificaciones que faciliten la aplicación de las referidas normas reglamentarias; De conformidad con el inciso 8) del Artículo 118 o de la Constitución Política del Perú;

DECRETA:

Artículo 1.- La Autoridad Sectorial Competente en Asuntos Ambientales del Sector Energía y Minas es el Ministerio de Energía y Minas, a través de la Dirección General de Asuntos Ambientales, en adelante (DGAA), ante la cual deberán presentarse los Estudios de Impacto Ambiental (EIA), Estudios de Impacto Ambiental Preliminar (EIAP), Evaluaciones Ambientales (EA) o las modificaciones de los mismos y las modificaciones de los Programas de Adecuación y Manejo Ambiental (PAMA), exigidos por Ley a los titulares de actividades minero-metalúrgicas, de hidrocarburos o de electricidad, para su evaluación y aprobación, aprobación condicionada o desaprobación, según corresponda.

Artículo 2.- La fiscalización de los aspectos ambientales de las actividades mineras será ejercida por la Dirección General de Minería, mientras que para las actividades energéticas en aspectos ambientales, será ejercida por el Organismo Supervisor de la Inversión Privada en Energía -OSINERG, con la participación de la DGAA.

Artículo 3.- Los documentos mencionados en el Artículo 1 o de presente Decreto Supremo, serán presentados en dos ejemplares, debiendo el titular adjuntar cuando corresponda las constancias de haber presentado los respectivos ejemplares al Instituto Nacional de Recursos Naturales - INRENA y a la Dirección Regional de Energía y Minas, si fuera el caso.

Artículo 4.- Si la DGAA no comunica al titular las observaciones al estudio presentado, dentro de los plazos que se establecen a continuación, el estudio quedará aprobado.

a) EIAs para Estaciones de Servicios, Grifos, Gasocentros y plantas Envasadoras: treinta (30) días calendario.

b) EIAP: cuarenticinco (45) días calendario.

c) EA: cuarenta (40) días calendario, después de la publicación de los avisos a que se refiere el Decreto Supremo N o 038-98-EM.

d) EIA de Actividades de Distribución Eléctrica cuya máxima demanda sea inferior a treinta (30) MW: cuarenticinco (45) días calendario.

e) Otros EIAs: noventa (90) días calendario.

Salvo el caso del inciso c), los plazos se cuentan a partir de la recepción del documento correspondiente por el Ministerio de Energía y Minas.

Artículo 5.- De existir observaciones en el EIA, EIAP, EA o sus modificaciones y la modificación del PAMA, la DGAA notificará por escrito al titular de la actividad para que en un plazo máximo de noventa (90) días pueda levantar las observaciones planteadas, después de los cuales la autoridad podrá declarar en abandono la solicitud.

Artículo 6.- Si, en un plazo máximo de treinta (30) días calendario, contados a partir de la recepción del levantamiento de las observaciones, la DGAA no se pronuncia sobre dicho levantamiento, los estudios y documentos a que se refiere el artículo anterior, se darán por aprobados.

Artículo 7.- La estructura de los EIA, EIAP y EA de las actividades minero energéticas deberá ser formulada de acuerdo a las Guías de Estudio de Impacto Ambiental aprobadas por la DGAA que correspondan a cada caso.

Artículo 8.- El resumen ejecutivo de los EIA, EIAP y EA deberá ser desarrollado de manera suficiente para permitir ubicar e identificar el proyecto, reconociendo sus principales impactos potenciales y los

mecanismos de control y mitigación de los mismos. La estructura y contenido del resumen ejecutivo será objeto de evaluación para la aprobación del EIA.

Artículo 9.- La DGAA es la encargada de evaluar y cuando corresponda, aprobar el plan de cierre o abandono que deben presentar los titulares de actividades energéticas o mineras, cuando han decidido terminar su actividad.

Artículo 10.- El Ministerio de Energía y Minas tendrá un plazo no mayor de ciento ochenta (180) días, contados a partir de la vigencia del presente Decreto Supremo, para que se aprueben los dispositivos legales correspondientes para adecuar los Reglamentos para Protección Ambiental en las Actividades Eléctricas, en las Actividades de Hidrocarburos y en la Actividad Minero Metalúrgica, dentro del marco del proceso de modernización y simplificación administrativa.

Artículo 11.- Deróganse todas las normas que se opongan al presente Decreto Supremo.

Artículo 12.- El presente Decreto Supremo, entrará en vigencia simultáneamente con el Decreto Supremo que aprueba el nuevo Texto Unico de Procedimientos Administrativos –TUPA del Ministerio de Energía y Minas.

Artículo 13.- El presente Decreto Supremo será refrendado por el Ministro de Energía y Minas.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los veintitrés días del mes de setiembre de mil novecientos noventa y nueve.

ALBERTO FUJIMORI FUJIMORI,
Presidente Constitucional de la República.

DANIEL HOKAMA TOKASHIKI,
Ministro de Energía y Minas.

Anexo 9: Resumen: Ley de procedimientos administrativos

Resumen - 2001-04-10.- Ley N° 27444 :

Ley del Procedimiento Administrativo General. (2001-04-11)

Nota: Esta Ley entró en vigencia el 11 de octubre del 2001.

TÍTULO PRELIMINAR

Artículo I°.- Ámbito de aplicación de la ley

La presente Ley será de aplicación para todas las entidades de la Administración Pública.

Para los fines de la presente Ley, se entenderá por “entidad” o “entidades” de la Administración Pública:

1. El Poder Ejecutivo, incluyendo Ministerios y Organismos Públicos Descentralizados;
2. El Poder Legislativo;
3. El Poder Judicial;
4. Los Gobiernos Regionales;
5. Los Gobiernos Locales;
6. Los Organismos a los que la Constitución Política del Perú y las leyes confieren autonomía.
7. Las demás entidades y organismos, proyectos y programas del Estado, cuyas actividades se realizan en virtud de potestades administrativas y, por tanto se consideran sujetas a las normas comunes de derecho público, salvo mandato expreso de ley que las refiera a otro régimen; y
8. Las personas jurídicas bajo el régimen privado que prestan servicios públicos o ejercen función administrativa, en virtud de concesión, delegación o autorización del Estado, conforme a la normativa de la materia.

Anexo 10: Descripción de los principales equipos de la planta de generación de energía eléctrica a gas

El combustible (gas natural) se introduce en la caldera con la misión de desprender calor suficiente para calentar los tubos con agua. El agua se convierte en vapor y tras eliminar su humedad y aumentar su temperatura en el calentador, se introduce en la turbina generando energía cinética que el alternador transforma en eléctrica. Esta energía tras pasar por los transformadores que elevan su tensión a un valor adecuado para su transporte, llegará al parque de distribución y por las líneas de transporte a los centros consumidores.

(1) ***El caldero***; los quemadores están concebidos especialmente para quemar el gas natural. Una vez en el caldero, los quemadores provocan la combustión del gas, generando energía calorífica. Esta convierte a su vez, en vapor a alta temperatura el agua que circula por una extensa red formada por miles de tubos que tapizan las paredes de la caldera. Este vapor entra a gran presión en la turbina de la central, la cual consta de tres cuerpos de alta, media y baja presión, respectivamente unidos por un mismo eje.

(2) ***La turbina a gas***; en el primer cuerpo (alta presión) hay centenares de álabes o paletas de pequeño tamaño. El cuerpo a media presión posee asimismo centenares de álabes pero de mayor tamaño que los anteriores. El de baja presión, por último, tiene álabes aún más grandes que los precedentes. El objetivo de esta triple disposición es aprovechar al máximo la fuerza del vapor, ya que este va perdiendo presión progresivamente, por lo cual los álabes de la turbina se hacen de mayor tamaño cuando se pasa de un cuerpo a otro de la misma., Hay que

advertir, por otro lado, que este vapor, antes de entrar en la turbina, ha de ser cuidadosamente deshumidificado. En caso contrario, las pequeñísimas gotas de agua en suspensión que transportaría serían lanzadas a gran velocidad contra los álabes, actuando como si fueran proyectiles y erosionando las paletas hasta dejarlas inservibles, el vapor de agua a presión, por lo tanto, hace girar los álabes de la turbina generando energía mecánica.

(3) ***El generador***, a su vez, el eje que une a los tres cuerpos de la turbina (de alta, media y baja presión) hace girar al mismo tiempo a un generador unido a ella, produciendo así energía eléctrica. Esta es vertida a la red de transporte a alta tensión mediante la acción de un transformador.

(4) ***El condensador*** Por su parte, el vapor debilitada ya su presión es enviado a unos condensadores. Allí es enfriado y convertido de nuevo en agua. Esta es conducida otra vez a los tubos que tapizan las paredes de la caldera, con lo cual el ciclo productivo puede volver a iniciarse.

(5) ***La torre de refrigeración***, el sistema de agua de circulación que refrigera el condensador puede operarse en circuito cerrado, trasladando el calor extraído del condensador a la atmósfera mediante torres de refrigeración.

Anexo 10: Descripción de los principales equipos de la planta de generación de energía eléctrica a gas

Fuente: SIEMENS. **Power generation**. [en línea]. Berlin: Siemens, 2004. [citado 25 Diciembre 2004]. Adobe Acrobat. Disponible en: <http://www.powergeneration.siemens.com/download/pool/ApplicationsOperatingExperienceEconopacs.pdf>
Elaboración propia

Anexo 11: Factibilidad de compra de terreno para la construcción de la planta

tar

Buscar en mensajes

Buscar en internet

[Anterior](#) | [Siguiente](#) | [Volver a la lista de mensajes](#) | [Versión para imprimir](#) - [Encabezado completo](#)

Eliminar

Responder

Reenviar

Es spam

Mover...

Este mensaje no está marcado. [[Marca de seguimiento](#) - [Marcar como no leído](#)]

Fecha:	Fri, 22 Jul 2005 07:45:10 -0700 (PDT)
De:	"Alfredo Chauca" <alfredochanava@yahoo.com> Añadir a Libreta de direcciones Yahoo! DomainKeys ha confirmado que este mensaje fue enviado por yahoo.com. Más
Asunto:	TERRENOS
Para:	ekal_usil@yahoo.es
CC:	pachecols@yahoo.es

Tenemos dos terrenos de las características que vuscan, zona industrial y alejado de la población:

el primero es de 90 Ha, de propiedad de la Comunidad Campesina de Chilca, está ubicada en lado norte de la playa punta ñave a 25 metros sobre el mar, y el costo por metro cuadrado es 10 \$

el segundo es de 60 Ha, de propiedad privada, al lado sur de playa punta ñave, a 15 metros sobre el mar, el costo por metro cuadrado es 15 \$

Saludos,

A. Chauca N.

Do You Yahoo!?
Tired of spam? Yahoo! Mail has the best spam protection around
<http://mail.yahoo.com>

CHAUCA, Alfredo. **Terrenos**. En: Yahoo.com. [en línea]. Chilca: [s.n.], Jul. 2005. 07:45:10 PDT. [citado 22 Julio 2005]. Disponible en: ekal_usil@yahoo.es

Anexo 12: Desarrollo de la evaluación económica y de los estados financieros de la empresa y del proyecto para la alternativa N° 1

**Programa de inversiones del proyecto C.T. Las Arenas
(En US \$)**

AÑO	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
<u>ACTIVOS FIJOS DEPRECIABLES</u>							
Tubería de Gas	2,791,368	-	-	-	-	-	-
Obras Civiles Generales	1,090,645	-	-	-	-	-	-
Planta de Generación	47,700,000	-	-	94,500,000	-	-	-
Subestación de Salida L.T.	5,851,883	-	-	1,778,448	-	-	-
Línea de Transmisión	1,990,304	-	-	-	-	-	-
Subestación de Llegada L.T.	1,901,367	-	-	-	-	-	-
Edificios y Proyectos Complementarios	700,000	-	-	-	-	-	-
Proyectos Complementarios de Impacto Ambiental	2,225,000	-	-	-	-	-	-
	64,250,567	-	-	96,278,448	-	-	-
<u>ACTIVOS FIJOS NO DEPRECIABLES</u>							
Terreno	756,303	-	-	-	-	-	-
<u>OTRAS INVERSIONES</u>							
Estudio Factibilidad	900,121	-	-	-	-	-	-
Proyectos Complementarios Sociales	350,000	-	-	-	-	-	-
Gastos Pre-operativos	895,323	1,575,936	-	370,139	-	-	-
	2,145,444	1,575,936	-	370,139	-	-	-
Impuesto General a las Ventas (Crédito Fiscal)	3,674,553	-	-	6,048,971	-	-	-
TOTAL INVERSIÓN	70,826,866	1,575,936	-	102,697,558	-	-	-

Elaboración propia

Anexo 12: Desarrollo de la evaluación económica y de los estados financieros de la empresa y del proyecto para la alternativa N° 1

**Estructura de financiamiento del proyecto C.T. Las Arenas
(En US \$)**

AÑO	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Primera Etapa							
Capital Propio	71,826,866	1,575,936					
Financiamiento con Bancos de Fomento	-	-					
Emisión de Bonos	-	-					
Deuda Subordinada	-	-					
Créditos Sindicados (Banca Nacional)	-	-					
Leasing	-	-					
Proveedores	-	-					
	71,826,866	1,575,936					
Futura Etapas				Segunda Etapa			
Capital Propio	-	-	-	44,797,197	-	-	-
Financiamiento con Bancos de Fomento	-	-	-	-	-	-	-
Emisión de Bonos	-	-	-	50,000,000	-	-	-
Deuda Subordinada	-	-	-	-	-	-	-
Créditos Sindicados (Banca Nacional)	-	-	-	-	-	-	-
Leasing	-	-	-	-	-	-	-
Proveedores	-	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	94,797,197	-	-	-
TOTAL FINANCIAMIENTO	71,826,866	1,575,936	-	94,797,197	-	-	-

Elaboración propia

Anexo 12: Desarrollo de la evaluación económica y de los estados financieros de la empresa y del proyecto para la alternativa N° 1

Proyección de ingresos y egresos marginales del proyecto C.T. Las Arenas: 2008-2014 (En Nuevos Soles)

AÑO	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
INGRESOS							
VENTA A CLIENTES CON CONTRATO (ENERGÍA Y POTENCIA)							
Clientes Libres	14,535,383	32,601,328	37,515,236	38,129,621	39,390,738	40,717,489	42,125,957
Clientes Regulados	37,791,996	84,763,452	97,539,613	99,137,015	102,415,920	105,865,473	109,527,488
Sub Total	52,327,379	117,364,779	135,054,848	137,266,637	141,806,658	146,582,962	151,653,445
VENTA EN EL MERCADO DE GENERADORES (SPOT)							
Energía Activa	22,662,291	1,386,128	57,032,543	70,706,548	32,730,472	33,443,936	34,636,306
Energía Reactiva	103,229	105,668	109,392	113,248	117,240	121,373	125,652
Potencia	8,527,631	9,972,768	9,665,719	10,164,541	10,671,884	11,104,532	11,620,718
Sub Total	31,293,151	11,464,563	66,807,655	80,984,338	43,519,596	44,669,842	46,382,676
INGRESOS POR TRANSMISIÓN							
Transmisión Principal	3,084,706	3,157,584	8,094,391	8,379,718	8,675,103	8,980,900	9,297,477
Garantía Red Principal	5,433,926	5,562,305	14,258,836	14,761,460	15,281,801	15,820,485	16,378,157
Transmisión Secundaria	0	0	0	0	0	0	0
Sub Total	8,518,632	8,719,889	22,353,227	23,141,178	23,956,904	24,801,385	25,675,634
TOTAL INGRESOS	92,139,161	137,549,231	224,215,729	241,392,152	209,283,158	216,054,189	223,711,755
EGRESOS							
COMPRA EN EL MERCADO DE GENERADORES (SPOT)							
Energía Activa	9,591,458	35,092,710	0	0	0	0	0
Servicios Complementarios	2,213,692	2,265,991	2,345,868	2,428,560	2,514,166	2,602,791	2,694,539
Potencia	0	0	0	0	0	0	0
Sub Total	11,805,150	37,358,702	2,345,868	2,428,560	2,514,166	2,602,791	2,694,539
CARGOS POR TRANSMISIÓN							
Sistema Principal	3,130,939	3,204,909	8,143,384	8,430,439	8,727,611	9,035,260	9,353,753
Garantía Red Principal	5,433,926	5,562,305	14,258,836	14,761,460	15,281,801	15,820,485	16,378,157
Sistema Secundario	721,932	738,988	765,037	792,005	819,923	848,825	878,746
Sub Total	9,286,796	9,506,202	23,167,257	23,983,903	24,829,336	25,704,570	26,610,656
CONTRIBUCIONES							
DGE, OSINERG	912,168	1,385,503	2,271,037	2,478,586	2,197,341	2,308,535	2,432,622
COES	588,990	601,665	622,874	644,830	667,560	691,092	715,453
Uso de combustible	209,109	246,664	800,665	942,871	716,288	739,392	766,235
Sub Total	1,710,267	2,233,832	3,694,576	4,066,286	3,581,190	3,739,019	3,914,310
TOTAL EGRESOS	22,802,214	49,098,735	29,207,701	30,478,749	30,924,692	32,046,379	33,219,504
BALANCE							
INGRESOS - EGRESOS	69,336,947	88,450,496	195,008,029	210,913,403	178,358,466	184,007,810	190,492,250
INGRESOS OPERACIONALES (*)	69,336,947	88,450,496	195,008,029	210,913,403	178,358,466	184,007,810	190,492,250

(*) No incluyen el costo del gas
Elaboración propia

Anexo 12: Desarrollo de la evaluación económica y de los estados financieros de la empresa y del proyecto para la alternativa N° 1

Proyección de la estructura de costos marginales del proyecto C.T. Las Arenas: 2006-2017 (En Nuevos Soles)

AÑO	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Componentes Usados												
Gas Natural y Otros Insumos		459 454	45 668 230	53 915 220	120 154 481	141 524 127	107 520 429	110 984 300	115 014 964	132 267 209	152 107 290	174 923 384
Costo de mano de Obra Directa	-	839 330	860 313	881 821	903 867	926 463	949 625	973 366	997 700	1 022 642	1 048 208	1 074 414
Costos Directos o Costos Primos	-	1 298 784	46 528 543	54 797 041	121 058 348	142 450 590	108 470 054	111 957 665	116 012 664	133 289 851	153 155 499	175 997 797
Costos Indirectos de Fabricación	-	-	13 647 859	14 258 672	28 391 087	30 619 465	28 586 865	29 549 916	28 787 119	31 106 531	28 991 966	29 994 701
Depreciación de Equipos	-	-	7 560 150	7 560 150	19 182 098	19 182 098	19 182 098	19 182 098	19 182 098	19 182 098	19 182 098	19 182 098
Costos Generales de Fabricación	-	-	6 087 709	6 698 522	9 208 989	11 437 367	9 404 767	10 367 818	9 605 021	11 924 433	9 809 868	10 812 603
Servicios Básicos	-	-	21 013	21 538	22 076	22 628	23 194	23 774	24 368	24 977	25 602	26 242
Mano de Obra Mantenimiento de Planta	-	-	311 931	319 729	327 722	335 915	344 313	352 921	361 744	370 787	380 057	389 559
Costos Diversos Mantenimiento Planta	-	-	5 447 522	6 046 939	8 461 821	10 677 481	8 631 904	9 581 713	8 805 405	11 111 029	8 982 394	9 970 769
Costos Mantenimiento de Instalaciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Eléctricas	-	-	307 244	310 317	397 369	401 343	405 356	409 410	413 504	417 639	421 815	426 034
Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos de Productos en Proceso	-	1 298 784	60 176 403	69 055 713	149 449 435	173 070 055	137 056 919	141 507 581	144 799 783	164 396 382	182 147 465	205 992 499
Inventario Inicial de productos en Proceso	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costo de productos en Proceso Prod. Final	-	1 298 784	60 176 403	69 055 713	149 449 435	173 070 055	137 056 919	141 507 581	144 799 783	164 396 382	182 147 465	205 992 499
Inventario Final de Productos en Proceso	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costo de Productos Terminados	-	1 298 784	60 176 403	69 055 713	149 449 435	173 070 055	137 056 919	141 507 581	144 799 783	164 396 382	182 147 465	205 992 499
Inventario Inicial de Productos Terminados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costo de productos Terminados Disp. Ventas	-	1 298 784	60 176 403	69 055 713	149 449 435	173 070 055	137 056 919	141 507 581	144 799 783	164 396 382	182 147 465	205 992 499
Inventario Final de Productos Terminados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costo de Ventas	-	1 298 784	60 176 403	69 055 713	149 449 435	173 070 055	137 056 919	141 507 581	144 799 783	164 396 382	182 147 465	205 992 499

Elaboración propia

Anexo 12: Desarrollo de la evaluación económica y de los estados financieros de la empresa y del proyecto para la alternativa N° 1

Proyección de las pérdidas y ganancias marginales del proyecto C.T. Las Arenas: 2006-2017 (En Nuevos Soles)

AÑO	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Ingresos Operacionales												
Ventas Netas (Ingresos Operacionales)	-	-	69 336 947	88 450 496	195 008 029	210 913 403	178 358 466	184 007 810	190 492 250	219 066 088	251 926 001	289 714 901
Otros Ingresos Operacionales												
Total de Ingresos brutos	-	-	69 336 947	88 450 496	195 008 029	210 913 403	178 358 466	184 007 810	190 492 250	219 066 088	251 926 001	289 714 901
Costos Operacionales												
Costo de ventas (Operacionales)			(60 176 403)	(69 055 713)	(149 449 435)	(173 070 055)	(137 056 919)	(141 507 581)	(144 799 783)	(164 396 382)	(182 147 465)	(205 992 499)
Otros Costos Operacionales	-	-	(717 100)	(724 271)	(731 514)	(738 829)	(746 217)	(753 679)	(761 216)	(768 828)	(776 517)	(784 282)
Total Costos Operacionales	-	-	(60 893 503)	(69 779 984)	(150 180 949)	(173 808 884)	(137 803 136)	(142 261 260)	(145 560 999)	(165 165 210)	(182 923 981)	(206 776 780)
Utilidad Bruta	-	-	8 443 445	18 670 512	44 827 080	37 104 519	40 555 330	41 746 550	44 931 251	53 900 878	69 002 020	82 938 121
Gastos Operacionales												
Gastos Administrativos y Ventas			(6 067 444)	(6 210 287)	(7 328 088)	(7 488 747)	(7 605 373)	(7 772 510)	(7 943 596)	(8 118 726)	(8 298 000)	(8 481 519)
Amortizaciones (pre-operativo)	-	-	(963 799)	(963 799)	(1 008 479)	(1 008 479)	(1 029 522)	(1 029 522)	(1 029 522)	(1 029 522)	(1 029 522)	(1 029 522)
Utilidad Operativa	-	-	1 412 201	11 496 426	36 490 512	28 607 293	31 920 436	32 944 518	35 958 133	44 752 630	59 674 498	73 427 080
Otros Ingresos (Gastos)												
Ingresos Financieros												
Gastos Financieros												
Intereses + gastos (comisiones, otros)	-	-	-	(13 534 199)	(13 666 755)	(14 029 673)	(14 164 894)	(14 301 466)	(13 742 816)	(11 060 949)	(8 324 121)	(5 531 501)
Otros Ingresos												
Otros Gastos												
Pérdida por diferencia de cambio	-	-	-	-	(1 810 677)	(1 828 784)	(1 847 072)	(1 865 543)	(1 884 198)	(1 522 432)	(1 153 242)	(776 517)
Participaciones e Impuesto a la Renta	-	-	1 412 201	(2 037 773)	21 013 080	12 748 836	15 908 470	16 777 508	20 331 119	32 169 248	50 197 134	67 119 063
Participación de los trabajadores (5%)	-	-	(70 610)	-	(1 050 654)	(637 442)	(795 423)	(838 875)	(1 016 556)	(1 608 462)	(2 509 857)	(3 355 953)
Impuesto a la Renta (22-30%)	-	-	(310 684)	-	(4 622 878)	(2 804 744)	(4 772 541)	(5 033 252)	(6 099 336)	(9 650 775)	(15 059 140)	(20 135 719)
Utilidad Neta	-	-	1 030 907	(2 037 773)	15 339 548	9 306 650	10 340 505	10 905 380	13 215 227	20 910 012	32 628 137	43 627 391

Elaboración propia

Anexo 12: Desarrollo de la evaluación económica y de los estados financieros de la empresa y del proyecto para la alternativa N° 1

Proyección del flujo de caja marginal del proyecto C.T. Las Arenas: 2006-2017 (En Nuevos Soles)

AÑO	2006	2 007	2 008	2 009	2 010	2 011	2 012	2 013	2 014	2 015	2 016	2 017
Utilidad Neta	-	-	1 030 907	(2 037 773)	15 339 548	9 306 650	10 340 505	10 905 380	13 215 227	20 910 012	32 628 137	43 627 391
Aumento (Reducción) de diferencia de Cambio	-	-	-	-	1 810 677	1 828 784	1 847 072	1 865 543	1 884 198	1 522 432	1 153 242	776 517
Depreciación	-	-	7 560 150	7 560 150	19 182 098	19 182 098	19 182 098	19 182 098	19 182 098	19 182 098	19 182 098	19 182 098
Amortizaciones	-	-	963 799	963 799	1 008 479	1 008 479	1 029 522	1 029 522	1 029 522	1 029 522	1 029 522	1 029 522
FGO	-	-	9 554 856	6 486 176	37 340 803	31 326 012	32 399 197	32 982 543	35 311 045	42 644 063	53 993 000	64 615 527
Cambios en el Activo y Pasivo Circulante												
(Aumento) Reducción de Cuentas por Cobrar	-	-	(2 291 971)	(631 809)	(3 522 318)	(525 761)	1 076 122	(186 742)	(214 347)	(944 524)	(1 086 203)	(1 249 133)
Reducción de Inventarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Variación de Inventario de Insumos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Variación de Productos Terminados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reducción de Gastos Pagados por Adelantado	(12 971 173)	-	12 971 173	(21 905 471)	21 905 471	-	-	-	-	-	-	-
Aumento (Reducción) Cuentas por Pagar	-	-	365 945	100 877	562 387	83 945	(171 818)	29 816	34 223	150 806	173 427	199 441
Variación Capital de trabajo	(12 971 173)	-	11 045 146	(22 436 403)	18 945 540	(441 816)	904 304	(156 926)	(180 123)	(793 718)	(912 775)	(1 049 692)
FCO	(12 971 173)	-	20 600 002	(15 950 227)	56 286 343	30 884 196	33 303 501	32 825 617	35 130 922	41 850 346	53 080 224	63 565 835
Inversiones												
(Compras de propiedad y equipos)	(229 474 248)	-	-	(348 658 438)	-	-	-	-	-	-	-	-
(Gastos PreOperativos y Proy. Complementarios)	(7 573 417)	(5 594 575)	-	(1 340 404)	-	(631 276)	-	-	-	-	-	-
Inversiones Total	(237 047 665)	(5 594 575)	-	(349 998 842)	-	(631 276)	-	-	-	-	-	-
FCI	(250 018 838)	(5 594 575)	20 600 002	(365 949 069)	56 286 343	30 252 919	33 303 501	32 825 617	35 130 922	41 850 346	53 080 224	63 565 835
Actividades de Financiamiento												
Aumento (reducción) Deuda L.P.	-	-	-	181 067 750	1 810 677	1 828 784	1 847 072	1 865 543	(36 176 607)	(36 918 981)	(37 672 585)	(38 437 569)
Dividendos Pagados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Emisión de Acciones Comunes	253 548 838	5 594 575	-	162 226 555	-	-	-	-	-	-	-	-
Actividades de Financiamiento Total	253 548 838	5 594 575	-	343 294 305	1 810 677	1 828 784	1 847 072	1 865 543	(36 176 607)	(36 918 981)	(37 672 585)	(38 437 569)
FCF	3 530 000	-	20 600 002	(22 654 765)	58 097 021	32 081 704	35 150 573	34 691 160	(1 045 685)	4 931 365	15 407 639	25 128 266
FLUJO DE CAJA DE INVERSIONES	(243 920 817)	(5 324 997)	19 129 150	(331 531 795)	49 748 926	26 086 997	28 017 078	26 941 512	28 130 326	32 693 423	40 454 816	47 264 751
DEFLACTADO	(243 920 817)	(5 324 997)	19 129 150	(331 531 795)	49 748 926	26 086 997	28 017 078	26 941 512	28 130 326	32 693 423	40 454 816	743 216 743
El año 2017 incluye el Valor de recuperación del proyecto.												
TIR ECONÓMICO	7,50%	(del flujo de caja de inversiones deflactado al año cero)										
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
WACC DE LA EMPRESA	10,7%	10,7%	10,7%	10,6%	10,8%	10,9%	11,1%	11,3%	11,7%	12,0%	12,3%	12,4%
WACC DEL PROYECTO	12,5%	12,5%	12,5%	11,0%	11,0%	11,0%	11,0%	11,0%	11,3%	11,6%	11,9%	12,2%

Elaboración propia

Anexo 12: Desarrollo de la evaluación económica y de los estados financieros de la empresa y del proyecto para la alternativa N° 1

Proyección del balance general de la empresa: 2005-2015

(En miles de Nuevos Soles)

Cuenta	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
ACTIVO											
Activo Corriente											
Caja y Bancos	5 493	43 921	78 111	127 769	123 575	164 675	182 125	201 500	220 841	189 330	199 767
Valores Negociables (neto de provisión acumulada)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cuentas por Cobrar Comerciales (neto de provisión acumulada)	26 226	26 881	22 243	25 091	26 292	30 399	31 523	31 061	31 877	32 736	34 342
Cuentas por Cobrar a Vinculadas	17	18	15	15	16	16	16	17	17	18	18
Otras Cuentas por Cobrar (neto de provisión acumulada)	1 796	1 841	1 523	1 561	1 600	1 640	1 681	1 723	1 766	1 810	1 856
Existencias (neto de provisión acumulada)	5 393	5 527	4 574	4 688	4 805	4 925	5 048	5 175	5 304	5 436	5 572
Activos por Instrumentos Financieros Derivados	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gastos Pagados por Anticipado	624	13 611	13 501	543	22 462	570	584	599	614	629	645
Total Activo Corriente	39 549	91 799	119 965	159 666	178 750	202 225	220 979	240 074	260 419	229 960	242 200
Activo No Corriente											
Cuentas por cobrar comerciales a largo plazo	621	621	621	621	621	621	621	621	621	621	621
Cuentas por Cobrar a Vinculadas a Largo Plazo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otras Cuentas por Cobrar a Largo Plazo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Existencias	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Inversiones Permanentes (neto de provisión acumulada)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Activos por Instrumentos Financieros Derivados	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Inversiones en Inmuebles	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Inmuebles, Maquinaria y Equipo (neto de depreciación y desvalorización acumulada)	497 447	721 134	715 347	701 999	1 037 310	1 012 341	987 372	962 403	937 433	912 464	887 495
Activos Intangibles (neto de amortización y desvalorización acumulada)	443 872	439 445	433 040	420 076	408 453	395 444	383 067	370 038	357 008	343 979	330 949
Impuesto a la Renta y Participaciones Diferidos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Activo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Crédito Mercantil	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otros Activos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Activo No Corriente	941 940	1 161 200	1 149 008	1 122 697	1 446 384	1 408 406	1 371 060	1 333 061	1 295 062	1 257 064	1 219 065
TOTAL ACTIVO	981 489	1 252 999	1 268 973	1 282 363	1 625 134	1 610 632	1 592 039	1 573 135	1 555 481	1 487 023	1 461 264

Continúa...

Anexo 12: Desarrollo de la evaluación económica y de los estados financieros de la empresa y del proyecto para la alternativa N° 1

Proyección del balance general de la empresa: 2005-2015 (En miles de Nuevos Soles)

... viene

Cuenta	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
PASIVO											
Pasivo Corriente											
Sobregiros Bancarios	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Préstamos Bancarios	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cuentas por Pagar Comerciales	6 619	6 785	5 614	5 754	5 898	6 046	6 197	6 352	6 511	6 673	6 840
Cuentas por Pagar a Vinculadas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otras Cuentas por Pagar	15 820	16 215	13 417	14 119	14 563	15 478	15 923	16 122	16 531	16 954	17 504
Parte Corriente de las Deudas a Largo Plazo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pasivos por Instrumentos Financieros Derivados	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Pasivo Corriente	22 439	23 000	19 031	19 873	20 462	21 524	22 120	22 473	23 042	23 628	24 344
Pasivo No Corriente											
Deudas a largo plazo	352 960	351 560	352 960	355 445	520 916	473 874	425 851	376 829	326 795	221 883	150 144
Cuentas por pagar a vinculadas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pasivos por Instrumentos Financieros Derivados	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ajuste por Diferencia de Tipo de Cambio	4 900	3 500	4 900	7 385	9 895	14 059	17 754	20 967	23 691	25 915	27 437
Impuesto a la Renta y Particip. Diferidos Pasivo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Pasivo No Corriente	357 860	355 060	357 860	362 830	530 811	487 934	443 604	397 797	350 487	247 798	177 581
TOTAL PASIVO	380 299	378 060	376 891	382 703	551 272	509 458	465 724	420 270	373 528	271 425	201 925

Continúa...

Anexo 12: Desarrollo de la evaluación económica y de los estados financieros de la empresa y del proyecto para la alternativa N° 1

Proyección del balance general de la empresa: 2005-2015 (En miles de Nuevos Soles)

... viene

Cuenta	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
PATRIMONIO											
Contingencias (Solo debe mostrarse cuando exista)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Interés minoritario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Patrimonio Neto											
Capital	547 182	800 731	806 325	806 325	968 552	968 552	968 552	968 552	968 552	968 552	968 552
Capital adicional	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Acciones de Inversión	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Resultados no realizados	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Excedente de Reevaluación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Reservas Legales	12 051	15 724	17 824	19 528	21 711	25 539	29 319	33 265	37 624	42 616	48 776
Otras Reservas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Resultados Acumulados	41 956	58 484	67 932	73 806	83 599	107 083	128 444	151 048	175 777	204 430	242 011
Efecto acumulado por reexpresión a moneda extranjera	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL PATRIMONIO NETO	601 189	874 939	892 082	899 660	1 073 862	1 101 174	1 126 315	1 152 865	1 181 953	1 215 598	1 259 339
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO NETO	981 489	1 252 999	1 268 973	1 282 363	1 625 134	1 610 632	1 592 039	1 573 135	1 555 481	1 487 023	1 461 264

Elaboración propia

Anexo 12: Desarrollo de la evaluación económica y de los estados financieros de la empresa y del proyecto para la alternativa N° 1

Proyección del flujo de caja de la empresa: 2005-2015

(En miles de Nuevos Soles)

Rubro	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Utilidad Neta	30 723	36 729	20 996	17 045	21 824	38 281	37 801	39 464	43 586	49 918	61 606
Aumento (Reducción) de diferencia de Cambio	4 900	(1 400)	1 400	2 485	2 510	4 165	3 694	3 214	2 724	2 223	1 522
Depreciación y Amortizaciones	17 787	17 787	17 787	26 311	26 311	37 978	37 978	37 999	37 999	37 999	37 999
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
FGO	53 410	53 116	40 183	45 841	50 645	80 424	79 473	80 676	84 308	90 140	101 128
Cambios en el Activo y Pasivo Circulante											
(Aumento) Reducción de Cuentas por Cobrar	(684)	(701)	4 959	(2 886)	(1 241)	(4 147)	(1 166)	420	(859)	(904)	(1 651)
Reducción de Inventarios	(132)	(135)	954	(114)	(117)	(120)	(123)	(126)	(129)	(133)	(136)
Variación de Inventario de Insumos	(132)	(135)	954	(114)	(117)	(120)	(123)	(126)	(129)	(133)	(136)
Variación de Productos Terminados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reducción de Gastos Pagados por Adelantado	(15)	(12 987)	110	12 958	(21 919)	21 892	(14)	(15)	(15)	(15)	(16)
Aumento (Reducción) Cuentas por Pagar	378	561	(3 969)	842	589	1 062	596	353	568	586	716
Variación Capital de trabajo	(452)	(13 262)	2 055	10 799	(22 689)	18 687	(707)	632	(436)	(466)	(1 086)
FCO	52 957	39 855	42 238	56 640	27 956	99 110	78 766	81 309	83 873	89 674	100 041
Inversiones											
(Compras de propiedad y equipos)		(229 474)	-	-	(348 658)	-	-	-	-	-	-
(Pago de Gastos de Pre- Operación)		(7 573)	(5 595)	-	(1 340)	-	(631)	-	-	-	-
Inversiones Total	-	(237 048)	(5 595)	-	(349 999)	-	(631)	-	-	-	-
FCI	52 957	(197 193)	36 643	56 640	(322 043)	99 110	78 135	81 309	83 873	89 674	100 041
Actividades de Financiamiento											
Aumento (reducción) Deuda L.P.	(59 215)	(1 400)	1 400	2 485	165 471	(47 041)	(48 024)	(49 021)	(50 034)	(104 912)	(71 739)
Dividendos Pagados	(13 825)	(16 528)	(9 448)	(9 466)	(9 849)	(10 969)	(12 661)	(12 913)	(14 498)	(16 273)	(17 865)
Emisión de Acciones Comunes	-	253 549	5 595	-	162 227	-	-	-	-	-	-
Actividades de Financiamiento Total	(73 040)	235 621	(2 454)	(6 981)	317 849	(58 010)	(60 684)	(61 934)	(64 532)	(121 185)	(89 604)
FCF	(20 083)	38 428	34 190	49 658	(4 194)	41 100	17 450	19 374	19 341	(31 511)	10 437

Elaboración propia

**Anexo 12: Desarrollo de la evaluación económica y de los estados financieros de la empresa y del proyecto para la
alternativa N° 1**

Proyección del estado de pérdidas y ganancias de la empresa: 2005-2015

(En miles de Nuevos Soles)

Cuenta	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Ingresos Operacionales											
Ventas Netas (ingresos operacionales)	165 535	169 674	140 394	204 535	235 952	343 688	365 882	337 202	346 822	357 377	390 123
Otros Ingresos Operacionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total de Ingresos Brutos	165 535	169 674	140 394	204 535	235 952	343 688	365 882	337 202	346 822	357 377	390 123
Costo de Ventas (Operacionales)	(66 274)	(67 931)	(56 209)	(117 790)	(128 110)	(209 980)	(235 114)	(200 652)	(206 693)	(211 614)	(232 881)
Otros costos operacionales	-	-	-	(717)	(724)	(732)	(739)	(746)	(754)	(761)	(769)
Total Costos Operacionales	(66 274)	(67 931)	(56 209)	(118 508)	(128 834)	(210 712)	(235 853)	(201 398)	(207 446)	(212 376)	(233 650)
Utilidad Bruta	99 261	101 743	84 185	86 027	107 118	132 976	130 029	135 803	139 376	145 001	156 473
Gastos Operacionales											
Gastos de Ventas	(4 453)	(4 564)	(4 678)	(9 919)	(10 134)	(11 301)	(11 536)	(11 797)	(12 043)	(12 295)	(12 554)
Gastos de Administración	(26 183)	(26 837)	(27 508)	(28 196)	(28 901)	(29 623)	(30 364)	(31 123)	(31 901)	(32 698)	(33 516)
Provisión por pérdidas por desvalorización de activos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Utilidad Operativa	68 626	70 341	51 999	47 912	68 083	92 052	88 130	92 883	95 432	100 007	110 403
Otros Ingresos (gastos)											
Ingresos Financieros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gastos Financieros	(22 265)	(22 175)	(22 265)	(22 425)	(36 121)	(34 415)	(31 593)	(28 479)	(25 300)	(20 836)	(14 717)
Participación en los resultados de subsidiarias y afiliadas bajo el método de participación patrimonial	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganancia o pérdida por instrumentos financieros derivados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros Ingresos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros Gastos	-	-	-	-	-	(1 811)	(1 829)	(1 847)	(1 866)	(1 884)	(1 522)
Pérdida por Diferencia de tipo de Cambio	(4 900)	1 400	(1 400)	(2 485)	(2 510)	(4 165)	(3 694)	(3 214)	(2 724)	(2 223)	(1 522)
Resultado por Exposición a la Inflación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado antes de Gastos Extraordinarios,											
Participaciones y del Impuesto a la Renta	41 461	49 567	28 335	23 002	29 452	51 662	51 014	59 344	65 543	75 064	92 641
Participación de los trabajadores corrientes	(2 073)	(2 478)	(1 417)	(1 150)	(1 473)	(2 583)	(2 551)	(2 967)	(3 277)	(3 753)	(4 632)
Impuesto a la Renta corriente	(8 665)	(10 359)	(5 922)	(4 808)	(6 156)	(10 797)	(10 662)	(16 913)	(18 680)	(21 393)	(26 403)
Resultado antes de Gastos Extraordinarios	30 723	36 729	20 996	17 045	21 824	38 281	37 801	39 464	43 586	49 918	61 606
Gastos Extraordinarios (neto de participaciones e impuesto a la renta)											
Resultado antes de Interés Minoritario	30 723	36 729	20 996	17 045	21 824	38 281	37 801	39 464	43 586	49 918	61 606
Interés Minoritario											
Utilidad (Pérdida) Neta del Ejercicio	30 723	36 729	20 996	17 045	21 824	38 281	37 801	39 464	43 586	49 918	61 606

Elaboración propia

Anexo 12: Desarrollo de la evaluación económica y de los estados financieros de la empresa y del proyecto para la alternativa N° 1

Principales indicadores financieros de la empresa: 2002-2015

	Histórico	Histórico	Histórico	Proyección	Proyección	Proyección	Proyección	Proyección	Proyección	Proyección	Proyección	Proyección	Proyección	Proyección
PERSPECTIVA FINANCIERA	31/12/2002	31/12/2003	31/12/2004	31/12/2005	31/12/2006	31/12/2007	31/12/2008	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2015
1. ROE Rendimiento sobre el patrimonio	6,5%	9,3%	8,3%	5,1%	4,2%	2,4%	1,9%	2,0%	3,5%	3,4%	3,4%	3,7%	4,1%	4,9%
Utilidad neta/Patrimonio														
2. ROA Rendimiento de los activos totales	5,4%	7,8%	6,9%	4,2%	4,0%	2,2%	1,8%	1,8%	3,2%	3,2%	3,8%	4,2%	5,0%	6,3%
Utilidad antes de part. E impuestos/activo total														
3. EVA Economic Value Added (\$/.)	(1 196 491)	(33 826 054)	(43 132 847)	(37 754 226)	(71 834 069)	(88 125 024)	(92 468 501)	(108 025 258)	(89 692 612)	(94 104 055)	(96 303 338)	(96 438 016)	(92 235 203)	(87 725 614)
U. Operación después Impuestos - [WACC x (Total Activos - Pasivos de Corto lazo)]														
4. Participación del mercado en energía	5,5%	5,7%	5,5%	5,3%	5,1%	4,7%	7,0%	7,0%	10,2%	9,7%	9,3%	8,8%	8,5%	8,6%
(Producción de energía/Demanda del mercado)														

RESGUARDOS FINANCIEROS DEL PROGRAMA DE EMISIÓN DE BONOS	31/12/2002	31/12/2003	31/12/2004	31/12/2005	31/12/2006	31/12/2007	31/12/2008	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2015
1. Ratio de Apalancamiento	0,8717	0,8155	0,7432	0,6326	0,4321	0,4225	0,4254	0,5134	0,4626	0,4135	0,3645	0,3160	0,2233	0,1603
Deuda Total neto de deuda subordinada/Patrimonio mas deuda subordinada														
2. EBITDA	97 222 000	110 152 000	93 475 000	94 978 133	96 693 778	78 351 652	82 788 442	102 959 017	138 594 633	134 672 930	139 447 359	141 995 515	146 571 307	156 967 034
Resultado de Operación + Depreciación + Amortización														
3. Cobertura de Intereses	5,122	4,834	3,507	4,266	4,361	3,519	3,692	2,850	4,027	4,263	4,897	5,613	7,035	10,666
(Resultado de Operación + Depreciación + Amortización)/Gastos Financieros														
4. Ratio de Cobertura de Servicio de deuda				4,27	4,36	3,52	3,69	1,91	1,62	1,63	1,74	1,83	1,05	1,56
EBITDA sobre servicio de deuda (Principal + intereses - otros recursos provenientes de emisiones de bonos o deuda garantizada)														

Elaboración propia

Anexo 13: Desarrollo de la evaluación económica y de los estados financieros de la empresa y del proyecto para la alternativa N° 2

**Programa de inversiones del proyecto C.T. Las Arenas
(En US \$)**

AÑO	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
<u>ACTIVOS FIJOS DEPRECIABLES</u>							
Tubería de Gas	2 791 368	-	-	-	-	-	-
Obras Civiles Generales	1 090 645	-	-	-	-	-	-
Planta de Generación	72 900 000	-	-	136 800 000	-	-	-
Subestación de Salida L.T.	7 719 791	-	-	2 712 402	-	-	-
Línea de Transmisión	2 153 562	-	-	-	-	-	-
Subestación de Llegada L.T.	1 901 367	-	-	-	-	-	-
Edificios y Proyectos Complementarios	700 000	-	-	-	-	-	-
Proyectos Complementarios de Impacto Ambiental	2 225 000	-	-	-	-	-	-
	91 481 732	-	-	139 512 402	-	-	-
<u>ACTIVOS FIJOS NO DEPRECIABLES</u>							
Terreno	756 303	-	-	-	-	-	-
<u>OTRAS INVERSIONES</u>							
Estudio Factibilidad	900 121	-	-	-	-	-	-
Proyectos Complementarios Sociales	350 000	-	-	-	-	-	-
Gastos Pre-operativos	895 323	1 575 936	-	395 670	-	-	-
	2 145 444	1 575 936	-	395 670	-	-	-
Impuesto General a las Ventas (Crédito Fiscal)	8 848 475	-	-	15 171 062	-	-	-
TOTAL INVERSIÓN	103 231 953	1 575 936	-	155 079 134	-	-	-

Elaboración propia

Anexo 13: Desarrollo de la evaluación económica y de los estados financieros de la empresa y del proyecto para la alternativa N° 2

**Estructura de financiamiento del proyecto C.T. Las Arenas
(En US \$)**

AÑO	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Primera Etapa							
Capital Propio	104 231 953	1 575 936					
Financiamiento con Bancos de Fomento	-	-					
Emisión de Bonos	-	-					
Deuda Subordinada	-	-					
Créditos Sindicados (Banca Nacional)	-	-					
Leasing	-	-					
Proveedores	-	-					
	104 231 953	1 575 936					
Futura Etapas				Segunda Etapa			
Capital Propio	-	-	-	79 192 110	-	-	-
Financiamiento con Bancos de Fomento	-	-	-	-	-	-	-
Emisión de Bonos	-	-	-	71 500 000	-	-	-
Deuda Subordinada	-	-	-	-	-	-	-
Créditos Sindicados (Banca Nacional)	-	-	-	-	-	-	-
Leasing	-	-	-	-	-	-	-
Proveedores	-	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	150 692 110	-	-	-
TOTAL FINANCIAMIENTO	104 231 953	1 575 936	-	150 692 110	-	-	-

Elaboración propia

Anexo 13: Desarrollo de la evaluación económica y de los estados financieros de la empresa y del proyecto para la alternativa N° 2

Proyección de ingresos y egresos marginales del proyecto C.T. Las Arenas:

2008-2014

(En Nuevos Soles)

AÑO	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
INGRESOS							
VENTA A CLIENTES CON CONTRATO (ENERGÍA Y POTENCIA)							
Cientes Libres	12 890 752	13 023 229	34 765 712	35 223 273	36 317 255	38 212 241	41 749 966
Cientes Regulados	37 125 365	37 506 899	100 125 250	101 443 027	104 593 695	110 051 253	120 239 902
Sub Total	50 016 117	50 530 128	134 890 962	136 666 300	140 910 950	148 263 494	161 989 868
VENTA EN EL MERCADO DE GENERADORES (SPOT)							
Energía Activa	5 091 851	26 072 647	116 125 391	120 756 165	127 272 158	134 894 344	136 871 685
Energía Reactiva	103 229	105 668	109 392	113 248	117 240	121 373	125 652
Potencia	6 213 926	9 942 190	17 078 851	17 535 485	18 002 416	18 311 301	18 742 703
Sub Total	11 409 006	36 120 504	133 313 634	138 404 899	145 391 815	153 327 018	155 740 039
INGRESOS POR TRANSMISIÓN							
Transmisión Principal	3 084 706	3 157 584	8 094 391	8 379 718	8 675 103	8 980 900	9 297 477
Garantía Red Principal	5 433 926	5 562 305	14 258 836	14 761 460	15 281 801	15 820 485	16 378 157
Transmisión Secundaria	0	0	0	0	0	0	0
Sub Total	8 518 632	8 719 889	22 353 227	23 141 178	23 956 904	24 801 385	25 675 634
TOTAL INGRESOS	69 943 754	95 370 521	290 557 823	298 212 376	310 259 670	326 391 897	343 405 542
EGRESOS							
COMPRA EN EL MERCADO DE GENERADORES (SPOT)							
Energía Activa	16 373 274	10 665 948	0	0	0	0	0
Servicios Complementarios	2 213 692	2 265 991	2 345 868	2 428 560	2 514 166	2 602 791	2 694 539
Potencia	0	0	0	0	0	0	0
Sub Total	18 586 966	12 931 939	2 345 868	2 428 560	2 514 166	2 602 791	2 694 539
CARGOS POR TRANSMISIÓN							
Sistema Principal	3 130 939	3 204 909	8 143 384	8 430 439	8 727 611	9 035 260	9 353 753
Garantía Red Principal	5 433 926	5 562 305	14 258 836	14 761 460	15 281 801	15 820 485	16 378 157
Sistema Secundario	721 932	738 988	765 037	792 005	819 923	848 825	878 746
Sub Total	9 286 796	9 506 202	23 167 257	23 983 903	24 829 336	25 704 570	26 610 656
CONTRIBUCIONES							
DGE, OSINERG	693 903	947 289	2 934 422	3 046 323	3 206 303	3 413 994	3 645 052
COES	588 990	601 665	622 874	644 830	667 560	691 092	715 453
Uso de combustible	92 097	231 164	1 139 615	1 201 613	1 237 590	1 277 762	1 322 803
Sub Total	1 374 990	1 780 118	4 696 910	4 892 766	5 111 454	5 382 848	5 683 308
TOTAL EGRESOS	29 248 752	24 218 258	30 210 035	31 305 228	32 454 956	33 690 208	34 988 503
BALANCE							
INGRESOS - EGRESOS	40 695 002	71 152 263	260 347 788	266 907 148	277 804 714	292 701 689	308 417 039
INGRESOS OPERACIONALES (*)	40 695 002	71 152 263	260 347 788	266 907 148	277 804 714	292 701 689	308 417 039

(*) No incluyen el costo del gas

Elaboración propia

Anexo 13: Desarrollo de la evaluación económica y de los estados financieros de la empresa y del proyecto para la alternativa N° 2

Proyección de la estructura de costos marginales del proyecto C.T. Las Arenas: 2006-2017 (En Nuevos Soles)

AÑO	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Componentes Usados												
Gas Natural y Otros Insumos		459 454	20 102 050	50 512 346	171 021 370	180 369 146	185 773 925	191 797 321	198 558 176	228 341 903	262 593 188	301 982 166
Costo de mano de Obra Directa	-	839 330	860 313	881 821	903 867	926 463	949 625	973 366	997 700	1 022 642	1 048 208	1 074 414
Costos Directos o Costos Primos	-	1 298 784	20 962 364	51 394 167	171 925 237	181 295 609	186 723 550	192 770 687	199 555 876	229 364 545	263 641 397	303 056 580
Costos Indirectos de Fabricación	-	-	21 226 585	22 318 748	42 960 535	46 798 297	43 279 856	44 932 818	43 606 136	47 600 279	43 939 542	45 660 201
Depreciación de Equipos	-	-	10 764 351	10 764 351	27 605 148	27 605 148	27 605 148	27 605 148	27 605 148	27 605 148	27 605 148	27 605 148
Costos Generales de Fabricación	-	-	10 462 235	11 554 397	15 355 387	19 193 149	15 674 708	17 327 670	16 000 987	19 995 131	16 334 393	18 055 053
Servicios Básicos	-	-	21 013	21 538	22 076	22 628	23 194	23 774	24 368	24 977	25 602	26 242
Mano de Obra Mantenimiento de Planta	-	-	311 931	319 729	327 722	335 915	344 313	352 921	361 744	370 787	380 057	389 559
Costos Diversos Mantenimiento Planta	-	-	9 822 047	10 902 813	14 608 219	18 433 263	14 901 844	16 541 565	15 201 371	19 181 727	15 506 919	17 213 219
Costos Mantenimiento de Instalaciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Eléctricas	-	-	307 244	310 317	397 369	401 343	405 356	409 410	413 504	417 639	421 815	426 034
Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos de Productos en Proceso	-	1 298 784	42 188 949	73 712 915	214 885 772	228 093 907	230 003 406	237 703 504	243 162 012	276 964 824	307 580 938	348 716 781
Inventario Inicial de productos en Proceso	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costo de productos en Proceso Prod. Final	-	1 298 784	42 188 949	73 712 915	214 885 772	228 093 907	230 003 406	237 703 504	243 162 012	276 964 824	307 580 938	348 716 781
Inventario Final de Productos en Proceso	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costo de Productos Terminados	-	1 298 784	42 188 949	73 712 915	214 885 772	228 093 907	230 003 406	237 703 504	243 162 012	276 964 824	307 580 938	348 716 781
Inventario Inicial de Productos Terminados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costo de productos Terminados Disp. Ventas	-	1 298 784	42 188 949	73 712 915	214 885 772	228 093 907	230 003 406	237 703 504	243 162 012	276 964 824	307 580 938	348 716 781
Inventario Final de Productos Terminados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costo de Ventas	-	1 298 784	42 188 949	73 712 915	214 885 772	228 093 907	230 003 406	237 703 504	243 162 012	276 964 824	307 580 938	348 716 781

Elaboración propia

Anexo 13: Desarrollo de la evaluación económica y de los estados financieros de la empresa y del proyecto para la alternativa N° 2

Proyección de las pérdidas y ganancias marginales del proyecto C.T. Las Arenas: 2006-2017 (En Nuevos Soles)

AÑO	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Ingresos Operacionales												
Ventas Netas (Ingresos Operacionales)	-	-	40 695 002	71 152 263	260 347 788	266 907 148	277 804 714	292 701 689	308 417 039	354 679 595	407 881 534	469 063 764
Otros Ingresos Operacionales												
Total de Ingresos brutos	-	-	40 695 002	71 152 263	260 347 788	266 907 148	277 804 714	292 701 689	308 417 039	354 679 595	407 881 534	469 063 764
Costos Operacionales												
Costo de ventas (Operacionales)			(42 188 949)	(73 712 915)	(214 885 772)	(228 093 907)	(230 003 406)	(237 703 504)	(243 162 012)	(276 964 824)	(307 580 938)	(348 716 781)
Otros Costos Operacionales	-	-	(717 100)	(724 271)	(731 514)	(738 829)	(746 217)	(753 679)	(761 216)	(768 828)	(776 517)	(784 282)
Total Costos Operacionales	-	-	(42 906 049)	(74 437 186)	(215 617 285)	(228 832 735)	(230 749 623)	(238 457 184)	(243 923 228)	(277 733 652)	(308 357 455)	(349 501 063)
Utilidad Bruta	-	-	(2 211 047)	(3 284 923)	44 730 503	38 074 413	47 055 091	54 244 506	64 493 811	76 945 942	99 524 079	119 562 701
Gastos Operacionales												
Gastos Administrativos y Ventas			(6 399 288)	(6 546 677)	(8 107 047)	(8 277 283)	(8 419 653)	(8 597 052)	(8 778 554)	(8 964 260)	(9 154 271)	(9 348 690)
Amortizaciones (pre-operativo)	-	-	(963 799)	(963 799)	(1 011 561)	(1 011 561)	(1 032 604)	(1 032 604)	(1 032 604)	(1 032 604)	(1 032 604)	(1 032 604)
Utilidad Operativa	-	-	(9 574 134)	(10 795 400)	35 611 895	28 785 569	37 602 834	44 614 850	54 682 653	66 949 079	89 337 205	109 181 407
Otros Ingresos (Gastos)												
Ingresos Financieros												
Gastos Financieros												
Intereses + gastos (comisiones, otros)	-	-	-	(19 232 864)	(19 422 398)	(19 842 865)	(20 036 209)	(20 231 487)	(19 432 704)	(15 598 053)	(11 684 817)	(7 691 807)
Otros Ingresos												
Otros Gastos												
Pérdida por diferencia de cambio	-	-	-	-	(2 589 269)	(2 615 162)	(2 641 313)	(2 667 726)	(2 694 404)	(2 177 078)	(1 649 137)	(1 110 419)
Participaciones e Impuesto a la Renta	-	-	(9 574 134)	(30 028 264)	13 600 227	6 327 542	14 925 312	21 715 637	32 555 546	49 173 948	76 003 252	100 379 182
Participación de los trabajadores (5%)	-	-	-	-	(680 011)	(316 377)	(746 266)	(1 085 782)	(1 627 777)	(2 458 697)	(3 800 163)	(5 018 959)
Impuesto a la Renta (22-30%)	-	-	-	-	(2 992 050)	(1 392 059)	(4 477 593)	(6 514 691)	(9 766 664)	(14 752 184)	(22 800 975)	(30 113 754)
Utilidad Neta	-	-	(9 574 134)	(30 028 264)	9 928 166	4 619 106	9 701 452	14 115 164	21 161 105	31 963 066	49 402 114	65 246 468

Elaboración propia

Anexo 13: Desarrollo de la evaluación económica y de los estados financieros de la empresa y del proyecto para la alternativa N° 2

Proyección del flujo de caja marginal del proyecto C.T. Las Arenas: 2006-2017 (En Nuevos Soles)

AÑO	2006	2 007	2 008	2 009	2 010	2 011	2 012	2 013	2 014	2 015	2 016	2 017
Utilidad Neta	-	-	(9 574 134)	(30 028 264)	9 928 166	4 619 106	9 701 452	14 115 164	21 161 105	31 963 066	49 402 114	65 246 468
Aumento (Reducción) de diferencia de Cambio	-	-	-	-	2 589 269	2 615 162	2 641 313	2 667 726	2 694 404	2 177 078	1 649 137	1 110 419
Depreciación	-	-	10 764 351	10 764 351	27 605 148	27 605 148	27 605 148	27 605 148	27 605 148	27 605 148	27 605 148	27 605 148
Amortizaciones	-	-	963 799	963 799	1 011 561	1 011 561	1 032 604	1 032 604	1 032 604	1 032 604	1 032 604	1 032 604
FGO	-	-	2 154 016	(18 300 114)	41 134 144	35 850 977	40 980 518	45 420 642	52 493 260	62 777 896	79 689 002	94 994 639
Cambios en el Activo y Pasivo Circulante												
(Aumento) Reducción de Cuentas por Cobrar	-	-	(1 345 196)	(1 006 782)	(6 253 963)	(216 823)	(360 225)	(492 428)	(519 480)	(1 529 234)	(1 758 620)	(2 022 413)
Reducción de Inventarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Variación de Inventario de Insumos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Variación de Productos Terminados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reducción de Gastos Pagados por Adelantado	(31 235 115)	-	31 235 115	(54 939 801)	54 939 801	-	-	-	-	-	-	-
Aumento (Reducción) Cuentas por Pagar	-	-	214 779	160 747	998 532	34 619	57 515	78 623	82 942	244 163	280 788	322 906
Variación Capital de trabajo	(31 235 115)	-	30 104 699	(55 785 836)	49 684 369	(182 204)	(302 710)	(413 805)	(436 537)	(1 285 071)	(1 477 832)	(1 699 506)
FCO	(31 235 115)	-	32 258 715	(74 085 950)	90 818 514	35 668 772	40 677 808	45 006 837	52 056 723	61 492 825	78 211 171	93 295 132
Inversiones												
(Compras de propiedad y equipos)	(325 600 263)	-	-	(505 223 934)	-	-	-	-	-	-	-	-
(Gastos PreOperativos y Proy. Complementarios)	(7 573 417)	(5 594 575)	-	(1 432 862)	-	(631 276)	-	-	-	-	-	-
Inversiones Total	(333 173 680)	(5 594 575)	-	(506 656 795)	-	(631 276)	-	-	-	-	-	-
FCI	(364 408 795)	(5 594 575)	32 258 715	(580 742 745)	90 818 514	35 037 496	40 677 808	45 006 837	52 056 723	61 492 825	78 211 171	93 295 132
Actividades de Financiamiento												
Aumento (reducción) Deuda L.P.	-	-	-	258 926 883	2 589 269	2 615 162	2 641 313	2 667 726	(51 732 548)	(52 794 143)	(53 871 796)	(54 965 724)
Dividendos Pagados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Emisión de Acciones Comunes	367 938 795	5 594 575	-	286 782 744	-	-	-	-	-	-	-	-
Actividades de Financiamiento Total	367 938 795	5 594 575	-	545 709 626	2 589 269	2 615 162	2 641 313	2 667 726	(51 732 548)	(52 794 143)	(53 871 796)	(54 965 724)
FCF	3 530 000	-	32 258 715	(35 033 118)	93 407 782	37 652 657	43 319 121	47 674 564	324 175	8 698 682	24 339 374	38 329 409
FLUJO DE CAJA DE INVERSIONES DEFLACTADO	(355 520 776)	(5 324 997)	29 955 424	(526 124 264)	80 270 333	30 212 723	34 220 825	36 939 207	41 683 294	48 038 097	59 608 236	69 370 145
	(355 520 776)	(5 324 997)	29 955 424	(526 124 264)	80 270 333	30 212 723	34 220 825	36 939 207	41 683 294	48 038 097	59 608 236	1 197 786 070
El año 2017 incluye el Valor de recuperación del proyecto.												
TIR ECONÓMICO	7,25%	(del flujo de caja de inversiones deflactado al año cero)										
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
WACC DE LA EMPRESA	10,9%	10,9%	10,9%	10,7%	10,8%	10,9%	11,1%	11,3%	11,6%	11,9%	12,2%	12,4%
WACC DEL PROYECTO	12,5%	12,5%	12,5%	11,0%	11,0%	11,0%	11,0%	11,0%	11,3%	11,6%	11,9%	12,2%

Elaboración propia

Anexo 13: Desarrollo de la evaluación económica y de los estados financieros de la empresa y del proyecto para la alternativa N° 2

Proyección del balance general de la empresa: 2005-2015

(En miles de Nuevos Soles)

Cuenta	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
ACTIVO											
Activo Corriente											
Caja y Bancos	5 493	43 921	78 111	140 939	131 679	203 778	226 236	253 330	285 291	254 894	269 019
Valores Negociables (neto de provisión acumulada)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cuentas por Cobrar Comerciales (neto de provisión acumulada)	26 226	26 881	22 243	24 144	25 721	32 559	33 374	34 348	35 470	36 634	38 825
Cuentas por Cobrar a Vinculadas	17	18	15	15	16	16	16	17	17	18	18
Otras Cuentas por Cobrar (neto de provisión acumulada)	1 796	1 841	1 523	1 561	1 600	1 640	1 681	1 723	1 766	1 810	1 856
Existencias (neto de provisión acumulada)	5 393	5 527	4 574	4 688	4 805	4 925	5 048	5 175	5 304	5 436	5 572
Activos por Instrumentos Financieros Derivados	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gastos Pagados por Anticipado	624	31 875	31 765	543	55 496	570	584	599	614	629	645
Total Activo Corriente	39 549	110 063	138 229	171 890	219 316	243 488	266 941	295 192	328 463	299 422	315 934
Activo No Corriente											
Cuentas por cobrar comerciales a largo plazo	621	621	621	621	621	621	621	621	621	621	621
Cuentas por Cobrar a Vinculadas a Largo Plazo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otras Cuentas por Cobrar a Largo Plazo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Existencias	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Inversiones Permanentes (neto de provisión acumulada)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Activos por Instrumentos Financieros Derivados	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Inversiones en Inmuebles	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Inmuebles, Maquinaria y Equipo (neto de depreciación y desvalorización acumulada)	497 447	817 260	811 473	794 921	1 283 594	1 250 201	1 216 809	1 183 417	1 150 024	1 116 632	1 083 240
Activos Intangibles (neto de amortización y desvalorización acumulada)	443 872	439 445	433 040	420 076	408 545	395 534	383 153	370 121	357 088	344 056	331 023
Impuesto a la Renta y Participaciones Diferidos											
Activo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Crédito Mercantil	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otros Activos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Activo No Corriente	941 940	1 257 326	1 245 134	1 215 618	1 692 760	1 646 356	1 600 583	1 554 158	1 507 733	1 461 308	1 414 883
TOTAL ACTIVO	981 489	1 367 389	1 383 363	1 387 508	1 912 076	1 889 844	1 867 524	1 849 350	1 836 196	1 760 730	1 730 818

Continúa...

Anexo 13: Desarrollo de la evaluación económica y de los estados financieros de la empresa y del proyecto para la alternativa N° 2

Proyección del balance general de la empresa: 2005-2015 (En miles de Nuevos Soles)

... viene

Cuenta	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
PASIVO											
Pasivo Corriente											
Sobregiros Bancarios	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Préstamos Bancarios	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cuentas por Pagar Comerciales	6 619	6 785	5 614	5 754	5 898	6 046	6 197	6 352	6 511	6 673	6 840
Cuentas por Pagar a Vinculadas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otras Cuentas por Pagar	15 820	16 215	13 417	13 967	14 472	15 823	16 219	16 646	17 105	17 577	18 219
Parte Corriente de las Deudas a Largo Plazo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pasivos por Instrumentos Financieros Derivados	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Pasivo Corriente	22 439	23 000	19 031	19 722	20 370	21 869	22 416	22 998	23 615	24 250	25 060
Pasivo No Corriente											
Deudas a largo plazo	352 960	351 560	352 960	355 445	598 775	552 512	505 275	457 048	407 816	287 348	199 734
Cuentas por pagar a vinculadas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pasivos por Instrumentos Financieros Derivados	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ajuste por Diferencia de Tipo de Cambio	4 900	3 500	4 900	7 385	9 895	14 838	19 319	23 327	26 853	29 886	32 063
Impuesto a la Renta y Particip.Diferidos Pasivo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Pasivo No Corriente	357 860	355 060	357 860	362 830	608 670	567 350	524 593	480 374	434 668	317 234	231 797
TOTAL PASIVO	380 299	378 060	376 891	382 552	629 040	589 219	547 009	503 373	458 284	341 484	256 857

Continúa...

Anexo 13: Desarrollo de la evaluación económica y de los estados financieros de la empresa y del proyecto para la alternativa N° 2

Proyección del balance general de la empresa: 2005-2015 (En miles de Nuevos Soles)

... viene

Cuenta	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
PATRIMONIO											
Contingencias (Solo debe mostrarse cuando exista)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Interés minoritario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Patrimonio Neto											
Capital	547 182	915 121	920 715	920 715	1 207 498	1 207 498	1 207 498	1 207 498	1 207 498	1 207 498	1 207 498
Capital adicional	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Acciones de Inversión	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Resultados no realizados	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Excedente de Reevaluación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Reservas Legales	12 051	15 724	17 824	18 619	18 733	21 589	24 844	28 682	33 325	39 086	46 344
Otras Reservas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Resultados Acumulados	41 956	58 484	67 932	65 622	56 805	71 538	88 173	109 797	137 089	172 662	220 119
Efecto acumulado por reexpresión a moneda extranjera	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL PATRIMONIO NETO	601 189	989 329	1 006 471	1 004 957	1 283 036	1 300 625	1 320 515	1 345 977	1 377 912	1 419 246	1 473 961
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO NETO	981 489	1 367 389	1 383 363	1 387 508	1 912 076	1 889 844	1 867 524	1 849 350	1 836 196	1 760 730	1 730 818

Elaboración propia

Anexo 13: Desarrollo de la evaluación económica y de los estados financieros de la empresa y del proyecto para la alternativa N° 2

Proyección del flujo de caja de la empresa: 2005-2015

(En miles de Nuevos Soles)

Rubro	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Utilidad Neta	30 723	36 729	20 996	7 952	1 145	28 558	32 551	38 375	46 433	57 607	72 580
Aumento (Reducción) de diferencia de Cambio	4 900	(1 400)	1 400	2 485	2 510	4 943	4 481	4 008	3 526	3 034	2 177
Depreciación y Amortizaciones	17 787	17 787	17 787	29 515	29 515	46 404	46 404	46 425	46 425	46 425	46 425
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
FGO	53 410	53 116	40 183	39 952	33 171	79 905	83 435	88 809	96 383	107 065	121 182
Cambios en el Activo y Pasivo Circulante											
(Aumento) Reducción de Cuentas por Cobrar	(684)	(701)	4 959	(1 940)	(1 616)	(6 879)	(857)	(1 016)	(1 165)	(1 209)	(2 236)
Reducción de Inventarios	(132)	(135)	954	(114)	(117)	(120)	(123)	(126)	(129)	(133)	(136)
Variación de Inventario de Insumos	(132)	(135)	954	(114)	(117)	(120)	(123)	(126)	(129)	(133)	(136)
Variación de Productos Terminados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reducción de Gastos Pagados por Adelantado	(15)	(31 251)	110	31 222	(54 953)	54 926	(14)	(15)	(15)	(15)	(16)
Aumento (Reducción) Cuentas por Pagar	378	561	(3 969)	691	648	1 498	547	583	617	635	810
Variación Capital de trabajo	(452)	(31 526)	2 055	29 858	(56 038)	49 426	(447)	(575)	(692)	(722)	(1 578)
FCO	52 957	21 591	42 238	69 810	(22 868)	129 330	82 988	88 234	95 691	106 343	119 604
Inversiones											
(Compras de propiedad y equipos)		(325 600)	-	-	(505 224)	-	-	-	-	-	-
(Pago de Gastos de Pre- Operación)		(7 573)	(5 595)	-	(1 433)	-	(631)	-	-	-	-
Inversiones Total	-	(333 174)	(5 595)	-	(506 657)	-	(631)	-	-	-	-
FCI	52 957	(311 583)	36 643	69 810	(529 524)	129 330	82 357	88 234	95 691	106 343	119 604
Actividades de Financiamiento											
Aumento (reducción) Deuda L.P.	(59 215)	(1 400)	1 400	2 485	243 330	(46 263)	(47 237)	(48 227)	(49 232)	(120 468)	(87 614)
Dividendos Pagados	(13 825)	(16 528)	(9 448)	(9 466)	(9 849)	(10 969)	(12 661)	(12 913)	(14 498)	(16 273)	(17 865)
Emisión de Acciones Comunes	-	367 939	5 595	-	286 783	-	-	-	-	-	-
Actividades de Financiamiento Total	(73 040)	350 011	(2 454)	(6 981)	520 264	(57 232)	(59 898)	(61 140)	(63 729)	(136 741)	(105 479)
FCF	(20 083)	38 428	34 190	62 829	(9 260)	72 099	22 458	27 094	31 961	(30 398)	14 125

Elaboración propia

**Anexo 13: Desarrollo de la evaluación económica y de los estados financieros de la empresa y del proyecto para la
alternativa N° 2**

Proyección del estado de pérdidas y ganancias de la empresa: 2005-2015

(En miles de Nuevos Soles)

Cuenta	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Ingresos Operacionales											
Ventas Netas (ingresos operacionales)	165 535	169 674	140 394	174 526	218 654	403 978	421 876	436 648	455 516	475 302	525 736
Otros Ingresos Operacionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total de Ingresos Brutos	165 535	169 674	140 394	174 526	218 654	403 978	421 876	436 648	455 516	475 302	525 736
Costo de Ventas (Operacionales)	(66 274)	(67 931)	(56 209)	(99 803)	(132 767)	(275 417)	(290 138)	(293 599)	(302 888)	(309 977)	(345 450)
Otros costos operacionales	-	-	-	(717)	(724)	(732)	(739)	(746)	(754)	(761)	(769)
Total Costos Operacionales	(66 274)	(67 931)	(56 209)	(100 520)	(133 492)	(276 148)	(290 877)	(294 345)	(303 642)	(310 738)	(346 219)
Utilidad Bruta	99 261	101 743	84 185	74 006	85 162	127 830	130 999	142 303	151 874	164 564	179 518
Gastos Operacionales											
Gastos de Ventas	(4 453)	(4 564)	(4 678)	(10 169)	(10 387)	(11 964)	(12 205)	(12 473)	(12 726)	(12 985)	(13 250)
Gastos de Administración	(26 183)	(26 837)	(27 508)	(28 196)	(28 901)	(29 623)	(30 364)	(31 123)	(31 901)	(32 698)	(33 516)
Provisión por pérdidas por desvalorización de activos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Utilidad Operativa	68 626	70 341	51 999	35 641	45 875	86 243	88 430	98 707	107 247	118 880	132 752
Otros Ingresos (gastos)											
Ingresos Financieros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gastos Financieros	(22 265)	(22 175)	(22 265)	(22 425)	(41 819)	(40 171)	(37 406)	(34 350)	(31 230)	(26 526)	(19 254)
Participación en los resultados de subsidiarias y afiliadas bajo el método de participación patrimonial	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganancia o pérdida por instrumentos financieros derivados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros Ingresos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros Gastos	-	-	-	-	-	(2 589)	(2 615)	(2 641)	(2 668)	(2 694)	(2 177)
Pérdida por Diferencia de tipo de Cambio	(4 900)	1 400	(1 400)	(2 485)	(2 510)	(4 943)	(4 481)	(4 008)	(3 526)	(3 034)	(2 177)
Resultado por Exposición a la Inflación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado antes de Gastos Extraordinarios,											
Participaciones y del Impuesto a la Renta	41 461	49 567	28 335	10 731	1 546	38 540	43 928	57 707	69 823	86 627	109 143
Participación de los trabajadores corrientes	(2 073)	(2 478)	(1 417)	(537)	(77)	(1 927)	(2 196)	(2 885)	(3 491)	(4 331)	(5 457)
Impuesto a la Renta corriente	(8 665)	(10 359)	(5 922)	(2 243)	(323)	(8 055)	(9 181)	(16 447)	(19 900)	(24 689)	(31 106)
Resultado antes de Gastos Extraordinarios	30 723	36 729	20 996	7 952	1 145	28 558	32 551	38 375	46 433	57 607	72 580
Gastos Extraordinarios (neto de participaciones e impuesto a la renta)											
Resultado antes de Interés Minoritario	30 723	36 729	20 996	7 952	1 145	28 558	32 551	38 375	46 433	57 607	72 580
Interés Minoritario											
Utilidad (Pérdida) Neta del Ejercicio	30 723	36 729	20 996	7 952	1 145	28 558	32 551	38 375	46 433	57 607	72 580

Elaboración propia

Anexo 13: Desarrollo de la evaluación económica y de los estados financieros de la empresa y del proyecto para la alternativa N° 2

Principales indicadores financieros de la empresa: 2002-2015

	Histórico	Histórico	Histórico	Proyección	Proyección	Proyección	Proyección	Proyección	Proyección	Proyección	Proyección	Proyección	Proyección	Proyección
PERSPECTIVA FINANCIERA	31/12/2002	31/12/2003	31/12/2004	31/12/2005	31/12/2006	31/12/2007	31/12/2008	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2015
1. ROE Rendimiento sobre el patrimonio	6,5%	9,3%	8,3%	5,1%	3,7%	2,1%	0,8%	0,1%	2,2%	2,5%	2,9%	3,4%	4,1%	4,9%
Utilidad neta/Patrimonio														
2. ROA Rendimiento de los activos totales	5,4%	7,8%	6,9%	4,2%	3,6%	2,0%	0,8%	0,1%	2,0%	2,4%	3,1%	3,8%	4,9%	6,3%
Utilidad antes de part. E impuestos/activo total														
3. EVA Economic Value Added (\$/.)	(1 196 491)	(33 826 054)	(43 132 847)	(37 754 226)	(86 177 323)	(102 470 263)	(115 383 617)	(156 324 727)	(123 604 073)	(122 650 206)	(120 347 259)	(116 679 029)	(107 418 413)	(101 143 148)
U. Operación después Impuestos - [WACC x (Total Activos - Pasivos de Corto lazo)]														
4. Participación del mercado en energía	5,5%	5,7%	5,5%	5,3%	5,1%	4,7%	5,4%	6,5%	14,4%	13,9%	13,3%	12,7%	12,2%	12,3%
(Producción de energía/Demanda del mercado)														

RESGUARDOS FINANCIEROS DEL PROGRAMA DE EMISIÓN DE BONOS														
1. Ratio de Apalancamiento	0,8717	0,8155	0,7432	0,6326	0,3821	0,3745	0,3807	0,4903	0,4530	0,4142	0,3740	0,3326	0,2406	0,1743
Deuda Total neto de deuda subordinada/Patrimonio mas deuda subordinada														
2. EBITDA	97 222 000	110 152 000	93 475 000	94 978 133	96 693 778	78 351 652	73 721 110	83 955 332	141 211 595	143 399 484	153 697 117	162 236 738	173 870 336	187 741 702
Resultado de Operación + Depreciación + Amortización														
3. Cobertura de Intereses	5,122	4,834	3,507	4,266	4,361	3,519	3,287	2,008	3,515	3,834	4,474	5,195	6,555	9,751
(Resultado de Operación + Depreciación + Amortización)/Gastos Financieros														
4. Ratio de Cobertura de Servicio de deuda				4,27	4,36	3,52	3,29	1,41	1,55	1,62	1,79	1,94	1,08	1,55
EBITDA sobre servicio de deuda (Principal + intereses - otros recursos provenientes de emisiones de bonos o deuda garantizada)														

Elaboración propia

Anexo 14: Desarrollo de la evaluación económica y de los estados financieros de la empresa y del proyecto para la alternativa N° 3

**Programa de inversiones del proyecto C.T. Las Arenas
(En US \$)**

AÑO	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
<u>ACTIVOS FIJOS DEPRECIABLES</u>							
Tubería de Gas	2 791 368	-	-	-	-	-	-
Obras Civiles Generales	1 090 645	-	-	-	-	-	-
Planta de Generación	71 650 000	-	-	-	-	-	-
Subestación de Salida L.T.	7 719 791	-	-	-	-	-	-
Línea de Transmisión	2 065 706	-	-	-	-	-	-
Subestación de Llegada L.T.	1 901 367	-	-	-	-	-	-
Edificios y Proyectos Complementarios	700 000	-	-	-	-	-	-
Proyectos Complementarios de Impacto Ambiental	2 225 000	-	-	-	-	-	-
	90 143 877	-	-	-	-	-	-
<u>ACTIVOS FIJOS NO DEPRECIABLES</u>							
Terreno	756 303	-	-	-	-	-	-
<u>OTRAS INVERSIONES</u>							
Estudio Factibilidad	900 121	-	-	-	-	-	-
Proyectos Complementarios Sociales	350 000	-	-	-	-	-	-
Gastos Pre-operativos	895 323	1 575 936	-	-	-	-	-
	2 145 444	1 575 936	-	-	-	-	-
Impuesto General a las Ventas (Crédito Fiscal)	8 594 282	-	-	-	-	-	-
TOTAL INVERSIÓN	101 639 905	1 575 936	-	-	-	-	-

Elaboración propia

Anexo 14: Desarrollo de la evaluación económica y de los estados financieros de la empresa y del proyecto para la alternativa N° 3

**Estructura de financiamiento del proyecto C.T. Las Arenas
(En US \$)**

AÑO	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Primera Etapa							
Capital Propio	102 639 905	1 575 936					
Financiamiento con Bancos de Fomento	-	-					
Emisión de Bonos	-	-					
Deuda Subordinada	-	-					
Créditos Sindicados (Banca Nacional)	-	-					
Leasing	-	-					
Proveedores	-	-					
	102 639 905	1 575 936					
Futura Etapas				Segunda Etapa			
Capital Propio	-	-	-	-	-	-	-
Financiamiento con Bancos de Fomento	-	-	-	-	-	-	-
Emisión de Bonos	-	-	-	-	-	-	-
Deuda Subordinada	-	-	-	-	-	-	-
Créditos Sindicados (Banca Nacional)	-	-	-	-	-	-	-
Leasing	-	-	-	-	-	-	-
Proveedores	-	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL FINANCIAMIENTO	102 639 905	1 575 936	-	-	-	-	-

Elaboración propia

Anexo 14: Desarrollo de la evaluación económica y de los estados financieros de la empresa y del proyecto para la alternativa N° 3

Proyección de ingresos y egresos marginales del proyecto C.T. Las Arenas: 2008-2014 (En Nuevos Soles)

AÑO	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
INGRESOS							
VENTA A CLIENTES CON CONTRATO (ENERGÍA Y POTENCIA)							
Clientes Libres	12 890 752	13 023 229	13 482 298	13 957 549	14 449 552	14 958 899	15 486 200
Clientes Regulados	37 125 365	37 506 899	38 829 017	40 197 740	41 614 711	43 081 629	44 600 257
Sub Total	50 016 117	50 530 128	52 311 315	54 155 289	56 064 263	58 040 528	60 086 457
VENTA EN EL MERCADO DE GENERADORES (SPOT)							
Energía Activa	5 091 851	26 072 647	26 991 707	27 943 165	28 928 162	29 947 879	31 003 542
Energía Reactiva	103 229	105 668	109 392	113 248	117 240	121 373	125 652
Potencia	6 213 926	9 942 190	10 292 652	10 655 468	11 031 074	11 419 919	11 822 471
Sub Total	11 409 006	36 120 504	37 393 752	38 711 882	40 076 476	41 489 171	42 951 665
INGRESOS POR TRANSMISIÓN							
Transmisión Principal	3 084 706	3 157 584	3 268 889	3 384 117	3 503 407	3 626 902	3 754 750
Garantía Red Principal	5 433 926	5 562 305	5 758 376	5 961 359	6 171 497	6 389 042	6 614 256
Transmisión Secundaria	0	0	0	0	0	0	0
Sub Total	8 518 632	8 719 889	9 027 265	9 345 476	9 674 904	10 015 944	10 369 006
TOTAL INGRESOS	69 943 754	95 370 521	98 732 332	102 212 646	105 815 642	109 545 643	113 407 127
EGRESOS							
COMPRA EN EL MERCADO DE GENERADORES (SPOT)							
Energía Activa	16 373 274	10 665 948	11 041 922	11 431 150	11 834 098	12 251 250	12 683 107
Servicios Complementarios	2 213 692	2 265 991	2 345 868	2 428 560	2 514 166	2 602 791	2 694 539
Potencia	0	0	0	0	0	0	0
Sub Total	18 586 966	12 931 939	13 387 790	13 859 710	14 348 264	14 854 041	15 377 646
CARGOS POR TRANSMISIÓN							
Sistema Principal	3 130 939	3 204 909	3 317 882	3 434 837	3 555 915	3 681 261	3 811 026
Garantía Red Principal	5 433 926	5 562 305	5 758 376	5 961 359	6 171 497	6 389 042	6 614 256
Sistema Secundario	721 932	738 988	765 037	792 005	819 923	848 825	878 746
Sub Total	9 286 796	9 506 202	9 841 295	10 188 201	10 547 335	10 919 128	11 304 028
CONTRIBUCIONES							
DGE, OSINERG	693 903	947 289	980 681	1 015 250	1 051 037	1 088 086	1 126 441
COES	588 990	601 665	622 874	644 830	667 560	691 092	715 453
Uso de combustible	92 097	231 164	239 312	247 748	256 481	265 522	274 882
Sub Total	1 374 990	1 780 118	1 842 867	1 907 828	1 975 079	2 044 700	2 116 776
TOTAL EGRESOS	29 248 752	24 218 258	25 071 952	25 955 738	26 870 678	27 817 869	28 798 449
BALANCE							
INGRESOS - EGRESOS	40 695 002	71 152 263	73 660 380	76 256 908	78 944 964	81 727 774	84 608 678
INGRESOS OPERACIONALES (*)	40 695 002	71 152 263	73 660 380	76 256 908	78 944 964	81 727 774	84 608 678

(*) No incluyen el costo del gas
Elaboración propia

Anexo 14: Desarrollo de la evaluación económica y de los estados financieros de la empresa y del proyecto para la alternativa N° 3

Proyección de la estructura de costos marginales del proyecto C.T. Las Arenas: 2006-2017 (En Nuevos Soles)

AÑO	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Componentes Usados												
Gas Natural y Otros Insumos		459 454	20 102 050	50 512 346	52 292 906	54 136 231	56 044 533	58 020 103	60 065 312	69 075 108	79 436 374	91 351 831
Costo de mano de Obra Directa	-	839 330	860 313	881 821	903 867	926 463	949 625	973 366	997 700	1 022 642	1 048 208	1 074 414
Costos Directos o Costos Primos	-	1 298 784	20 962 364	51 394 167	53 196 773	55 062 694	56 994 158	58 993 469	61 063 011	70 097 751	80 484 583	92 426 244
Costos Indirectos de Fabricación	-	-	21 069 164	22 161 327	21 289 618	23 925 014	21 515 018	22 652 053	21 745 488	24 488 445	21 981 160	23 164 943
Depreciación de Equipos	-	-	10 606 929	10 606 929	10 606 929	10 606 929	10 606 929	10 606 929	10 606 929	10 606 929	10 606 929	10 606 929
Costos Generales de Fabricación	-	-	10 462 235	11 554 397	10 682 689	13 318 085	10 908 088	12 045 123	11 138 559	13 881 515	11 374 230	12 558 014
Servicios Básicos	-	-	21 013	21 538	22 076	22 628	23 194	23 774	24 368	24 977	25 602	26 242
Mano de Obra Mantenimiento de Planta	-	-	311 931	319 729	327 722	335 915	344 313	352 921	361 744	370 787	380 057	389 559
Costos Diversos Mantenimiento Planta	-	-	9 822 047	10 902 813	10 019 470	12 642 987	10 220 861	11 345 511	10 426 301	13 156 343	10 635 869	11 806 185
Costos Mantenimiento de Instalaciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Eléctricas	-	-	307 244	310 317	313 420	316 554	319 720	322 917	326 146	329 408	332 702	336 029
Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos de Productos en Proceso	-	1 298 784	42 031 528	73 555 494	74 486 391	78 987 709	78 509 176	81 645 521	82 808 500	94 586 195	102 465 742	115 591 188
Inventario Inicial de productos en Proceso	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costo de productos en Proceso Prod. Final	-	1 298 784	42 031 528	73 555 494	74 486 391	78 987 709	78 509 176	81 645 521	82 808 500	94 586 195	102 465 742	115 591 188
Inventario Final de Productos en Proceso	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costo de Productos Terminados	-	1 298 784	42 031 528	73 555 494	74 486 391	78 987 709	78 509 176	81 645 521	82 808 500	94 586 195	102 465 742	115 591 188
Inventario Inicial de Productos Terminados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costo de productos Terminados Disp. Ventas	-	1 298 784	42 031 528	73 555 494	74 486 391	78 987 709	78 509 176	81 645 521	82 808 500	94 586 195	102 465 742	115 591 188
Inventario Final de Productos Terminados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costo de Ventas	-	1 298 784	42 031 528	73 555 494	74 486 391	78 987 709	78 509 176	81 645 521	82 808 500	94 586 195	102 465 742	115 591 188

Elaboración propia

Anexo 14: Desarrollo de la evaluación económica y de los estados financieros de la empresa y del proyecto para la alternativa N° 3

Proyección de las pérdidas y ganancias marginales del proyecto C.T. Las Arenas: 2006-2017 (En Nuevos Soles)

AÑO	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Ingresos Operacionales												
Ventas Netas (Ingresos Operacionales)	-	-	40 695 002	71 152 263	73 660 380	76 256 908	78 944 964	81 727 774	84 608 678	97 299 980	111 894 977	128 679 223
Otros Ingresos Operacionales												
Total de Ingresos brutos	-	-	40 695 002	71 152 263	73 660 380	76 256 908	78 944 964	81 727 774	84 608 678	97 299 980	111 894 977	128 679 223
Costos Operacionales												
Costo de ventas (Operacionales)			(42 031 528)	(73 555 494)	(74 486 391)	(78 987 709)	(78 509 176)	(81 645 521)	(82 808 500)	(94 586 195)	(102 465 742)	(115 591 188)
Otros Costos Operacionales	-	-	(717 100)	(724 271)	(731 514)	(738 829)	(746 217)	(753 679)	(761 216)	(768 828)	(776 517)	(784 282)
Total Costos Operacionales	-	-	(42 748 628)	(74 279 765)	(75 217 905)	(79 726 537)	(79 255 393)	(82 399 200)	(83 569 716)	(95 355 024)	(103 242 259)	(116 375 469)
Utilidad Bruta	-	-	(2 053 626)	(3 127 502)	(1 557 525)	(3 469 629)	(310 429)	(671 426)	1 038 962	1 944 956	8 652 718	12 303 754
Gastos Operacionales												
Gastos Administrativos y Ventas			(6 383 680)	(6 530 864)	(6 652 129)	(6 805 774)	(6 932 177)	(7 092 569)	(7 256 841)	(7 425 090)	(7 597 413)	(7 773 910)
Amortizaciones (pre-operativo)	-	-	(963 799)	(963 799)	(984 427)	(984 427)	(1 005 470)	(1 005 470)	(1 005 470)	(1 005 470)	(1 005 470)	(1 005 470)
Utilidad Operativa	-	-	(9 401 105)	(10 622 165)	(9 194 081)	(11 259 831)	(8 248 075)	(8 769 465)	(7 223 348)	(6 485 603)	49 836	3 524 374
Otros Ingresos (Gastos)												
Ingresos Financieros												
Gastos Financieros												
Intereses + gastos (comisiones, otros)	-	-	-	(276 672)	(276 672)	(505 708)	(505 708)	(505 708)	(505 708)	(505 708)	(505 708)	(505 708)
Otros Ingresos												
Otros Gastos												
Pérdida por diferencia de cambio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Participaciones e Impuesto a la Renta	-	-	(9 401 105)	(10 898 837)	(9 470 753)	(11 765 539)	(8 753 784)	(9 275 173)	(7 729 057)	(6 991 311)	(455 873)	3 018 666
Participación de los trabajadores (5%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(150 933)
Impuesto a la Renta (22-30%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(905 600)
Utilidad Neta	-	-	(9 401 105)	(10 898 837)	(9 470 753)	(11 765 539)	(8 753 784)	(9 275 173)	(7 729 057)	(6 991 311)	(455 873)	1 962 133

Elaboración propia

Anexo 14: Desarrollo de la evaluación económica y de los estados financieros de la empresa y del proyecto para la alternativa N° 3

Proyección del flujo de caja marginal del proyecto C.T. Las Arenas: 2006-2017 (En Nuevos Soles)

AÑO	2006	2 007	2 008	2 009	2 010	2 011	2 012	2 013	2 014	2 015	2 016	2 017
Utilidad Neta	-	-	(9 401 105)	(10 898 837)	(9 470 753)	(11 765 539)	(8 753 784)	(9 275 173)	(7 729 057)	(6 991 311)	(455 873)	1 962 133
Aumento (Reducción) de diferencia de Cambio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Depreciación	-	-	10 606 929	10 606 929	10 606 929	10 606 929	10 606 929	10 606 929	10 606 929	10 606 929	10 606 929	10 606 929
Amortizaciones	-	-	963 799	963 799	984 427	984 427	1 005 470	1 005 470	1 005 470	1 005 470	1 005 470	1 005 470
FGO	-	-	2 169 624	671 892	2 120 604	(174 183)	2 858 615	2 337 226	3 883 342	4 621 088	11 156 527	13 574 532
Cambios en el Activo y Pasivo Circulante												
(Aumento) Reducción de Cuentas por Cobrar	-	-	(1 345 196)	(1 006 782)	(82 907)	(85 830)	(88 855)	(91 987)	(95 230)	(419 518)	(482 446)	(554 813)
Reducción de Inventarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Variación de Inventario de Insumos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Variación de Productos Terminados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reducción de Gastos Pagados por Adelantado	(30 337 816)	-	30 337 816	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Aumento (Reducción) Cuentas por Pagar	-	-	214 779	160 747	13 237	13 704	14 187	14 687	15 205	66 982	77 029	88 584
Variación Capital de trabajo	(30 337 816)	-	29 207 399	(846 035)	(69 670)	(72 126)	(74 668)	(77 300)	(80 025)	(352 536)	(405 417)	(466 229)
FCO	(30 337 816)	-	31 377 022	(174 143)	2 050 934	(246 308)	2 783 947	2 259 926	3 803 317	4 268 552	10 751 110	13 108 303
Inversiones												
(Compras de propiedad y equipos)	(320 877 633)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(Gastos PreOperativos y Proy. Complementarios)	(7 573 417)	(5 594 575)	-	(618 838)	-	(631 276)	-	-	-	-	-	-
Inversiones Total	(328 451 049)	(5 594 575)	-	(618 838)	-	(631 276)	-	-	-	-	-	-
FCI	(358 788 865)	(5 594 575)	31 377 022	(792 981)	2 050 934	(877 585)	2 783 947	2 259 926	3 803 317	4 268 552	10 751 110	13 108 303
Actividades de Financiamiento												
Aumento (reducción) Deuda L.P.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dividendos Pagados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Emisión de Acciones Comunes	362 318 865	5 594 575	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Actividades de Financiamiento Total	362 318 865	5 594 575	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
FCF	3 530 000	-	31 377 022	(792 981)	2 050 934	(877 585)	2 783 947	2 259 926	3 803 317	4 268 552	10 751 110	13 108 303
FLUJO DE CAJA DE INVERSIONES DEFLACTADO	(350 037 917)	(5 324 997)	29 136 685	(718 402)	1 812 727	(756 739)	2 342 038	1 854 826	3 045 424	3 334 586	8 193 902	9 746 756
	(350 037 917)	(5 324 997)	29 136 685	(718 402)	1 812 727	(756 739)	2 342 038	1 854 826	3 045 424	3 334 586	8 193 902	412 930 295
El año 2017 incluye el Valor de recuperación del proyecto.												
TIR ECONÓMICO	2,78%	(del flujo de caja de inversiones deflactado al año cero)										
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
WACC DE LA EMPRESA	10,9%	10,9%	10,9%	10,9%	11,1%	11,3%	11,5%	11,8%	12,1%	12,3%	12,5%	12,5%
WACC DEL PROYECTO	12,5%	12,5%	12,5%	12,5%	12,5%	12,5%	12,5%	12,5%	12,5%	12,5%	12,5%	12,5%

Elaboración propia

Anexo 14: Desarrollo de la evaluación económica y de los estados financieros de la empresa y del proyecto para la alternativa N° 3

Proyección del balance general de la empresa: 2005-2015

(En miles de Nuevos Soles)

Cuenta	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
ACTIVO											
Activo Corriente											
Caja y Bancos	5 493	43 921	78 111	140 010	160 033	150 498	139 238	130 167	121 173	98 047	110 693
Valores Negociables (neto de provisión acumulada)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cuentas por Cobrar Comerciales (neto de provisión acumulada)	26 226	26 881	22 243	24 144	25 721	26 388	27 072	27 775	28 496	29 236	30 317
Cuentas por Cobrar a Vinculadas	17	18	15	15	16	16	16	17	17	18	18
Otras Cuentas por Cobrar (neto de provisión acumulada)	1 796	1 841	1 523	1 561	1 600	1 640	1 681	1 723	1 766	1 810	1 856
Existencias (neto de provisión acumulada)	5 393	5 527	4 574	4 688	4 805	4 925	5 048	5 175	5 304	5 436	5 572
Activos por Instrumentos Financieros Derivados	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gastos Pagados por Anticipado	624	30 978	30 867	543	556	570	584	599	614	629	645
Total Activo Corriente	39 549	109 166	137 332	170 961	192 731	184 037	173 641	165 456	157 370	135 177	149 101
Activo No Corriente											
Cuentas por cobrar comerciales a largo plazo	621	621	621	621	621	621	621	621	621	621	621
Cuentas por Cobrar a Vinculadas a Largo Plazo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otras Cuentas por Cobrar a Largo Plazo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Existencias	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Inversiones Permanentes (neto de provisión acumulada)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Activos por Instrumentos Financieros Derivados	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Inversiones en Inmuebles	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Inmuebles, Maquinaria y Equipo (neto de depreciación y desvalorización acumulada)	497 447	812 537	806 750	790 356	773 962	757 568	741 174	724 779	708 385	691 991	675 597
Activos Intangibles (neto de amortización y desvalorización acumulada)	443 872	439 445	433 040	420 076	407 731	394 747	382 394	369 388	356 383	343 377	330 372
Impuesto a la Renta y Participaciones Diferidos											
Activo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Crédito Mercantil	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otros Activos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Activo No Corriente	941 940	1 252 604	1 240 411	1 211 053	1 182 314	1 152 936	1 124 188	1 094 789	1 065 389	1 035 989	1 006 590
TOTAL ACTIVO	981 489	1 361 770	1 377 743	1 382 014	1 375 045	1 336 972	1 297 829	1 260 244	1 222 759	1 171 167	1 155 690

Continúa...

Anexo 14: Desarrollo de la evaluación económica y de los estados financieros de la empresa y del proyecto para la alternativa N° 3

Proyección del balance general de la empresa: 2005-2015 (En miles de Nuevos Soles)

... viene

Cuenta	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
PASIVO											
Pasivo Corriente											
Sobregiros Bancarios	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Préstamos Bancarios	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cuentas por Pagar Comerciales	6 619	6 785	5 614	5 754	5 898	6 046	6 197	6 352	6 511	6 673	6 840
Cuentas por Pagar a Vinculadas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otras Cuentas por Pagar	15 820	16 215	13 417	13 967	14 472	14 838	15 213	15 597	15 991	16 395	16 861
Parte Corriente de las Deudas a Largo Plazo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pasivos por Instrumentos Financieros Derivados	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Pasivo Corriente	22 439	23 000	19 031	19 722	20 370	20 883	21 409	21 949	22 502	23 069	23 701
Pasivo No Corriente											
Deudas a largo plazo	352 960	351 560	352 960	355 445	339 848	290 996	241 143	190 275	138 376	69 640	34 820
Cuentas por pagar a vinculadas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pasivos por Instrumentos Financieros Derivados	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ajuste por Diferencia de Tipo de Cambio	4 900	3 500	4 900	7 385	9 895	12 249	14 114	15 481	16 339	16 678	16 678
Impuesto a la Renta y Particip.Diferidos Pasivo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Pasivo No Corriente	357 860	355 060	357 860	362 830	349 743	303 245	255 257	205 756	154 715	86 318	51 498
TOTAL PASIVO	380 299	378 060	376 891	382 552	370 113	324 128	276 667	227 705	177 216	109 387	75 200

Continúa...

Anexo 14: Desarrollo de la evaluación económica y de los estados financieros de la empresa y del proyecto para la alternativa N° 3

Proyección del balance general de la empresa: 2005-2015 (En miles de Nuevos Soles)

... viene

Cuenta	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
PATRIMONIO											
Contingencias (Solo debe mostrarse cuando exista)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Interés minoritario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Patrimonio Neto											
Capital	547 182	909 501	915 095	915 095	915 095	915 095	915 095	915 095	915 095	915 095	915 095
Capital adicional	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Acciones de Inversión	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Resultados no realizados	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Excedente de Reevaluación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Reservas Legales	12 051	15 724	17 824	18 631	20 163	22 051	24 149	26 578	29 328	32 579	36 237
Otras Reservas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Resultados Acumulados	41 956	58 484	67 932	65 735	69 673	75 697	81 917	90 866	101 119	114 105	129 158
Efecto acumulado por reexpresión a moneda extranjera	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL PATRIMONIO NETO	601 189	983 709	1 000 852	999 462	1 004 932	1 012 844	1 021 162	1 032 540	1 045 543	1 061 780	1 080 491
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO NETO	981 489	1 361 770	1 377 743	1 382 014	1 375 045	1 336 972	1 297 829	1 260 244	1 222 759	1 171 167	1 155 690

Elaboración propia

Anexo 14: Desarrollo de la evaluación económica y de los estados financieros de la empresa y del proyecto para la alternativa N° 3

Proyección del flujo de caja de la empresa: 2005-2015

(En miles de Nuevos Soles)

Rubro	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Utilidad Neta	30 723	36 729	20 996	8 077	15 318	18 882	20 978	24 291	27 501	32 510	36 576
Aumento (Reducción) de diferencia de Cambio	4 900	(1 400)	1 400	2 485	2 510	2 354	1 865	1 367	858	339	-
Depreciación y Amortizaciones	17 787	17 787	17 787	29 358	29 358	29 379	29 379	29 400	29 400	29 400	29 400
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
FGO	53 410	53 116	40 183	39 920	47 186	50 614	52 222	55 057	57 759	62 249	65 976
Cambios en el Activo y Pasivo Circulante (Aumento) Reducción de Cuentas por Cobrar	(684)	(701)	4 959	(1 940)	(1 616)	(708)	(726)	(745)	(765)	(785)	(1 126)
Reducción de Inventarios	(132)	(135)	954	(114)	(117)	(120)	(123)	(126)	(129)	(133)	(136)
Variación de Inventario de Insumos	(132)	(135)	954	(114)	(117)	(120)	(123)	(126)	(129)	(133)	(136)
Variación de Productos Terminados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reducción de Gastos Pagados por Adelantado	(15)	(30 353)	110	30 325	(14)	(14)	(14)	(15)	(15)	(15)	(16)
Aumento (Reducción) Cuentas por Pagar	378	561	(3 969)	691	648	513	526	539	553	567	633
Variación Capital de trabajo	(452)	(30 628)	2 055	28 961	(1 098)	(328)	(337)	(347)	(356)	(366)	(645)
FCO	52 957	22 488	42 238	68 881	46 087	50 286	51 885	54 711	57 403	61 883	65 331
Inversiones											
(Compras de propiedad y equipos)		(320 878)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(Pago de Gastos de Pre- Operación)		(7 573)	(5 595)	-	(619)	-	(631)	-	-	-	-
Inversiones Total	-	(328 451)	(5 595)	-	(619)	-	(631)	-	-	-	-
FCL	52 957	(305 963)	36 643	68 881	45 468	50 286	51 254	54 711	57 403	61 883	65 331
Actividades de Financiamiento											
Aumento (reducción) Deuda L.P.	(59 215)	(1 400)	1 400	2 485	(15 597)	(48 852)	(49 853)	(50 868)	(51 899)	(68 736)	(34 820)
Dividendos Pagados	(13 825)	(16 528)	(9 448)	(9 466)	(9 849)	(10 969)	(12 661)	(12 913)	(14 498)	(16 273)	(17 865)
Emisión de Acciones Comunes	-	362 319	5 595	-	-	-	-	-	-	-	-
Actividades de Financiamiento Total	(73 040)	344 391	(2 454)	(6 981)	(25 446)	(59 821)	(62 513)	(63 782)	(66 397)	(85 008)	(52 685)
FCF	(20 083)	38 428	34 190	61 900	20 023	(9 536)	(11 260)	(9 071)	(8 995)	(23 125)	12 645

Elaboración propia

Anexo 14: Desarrollo de la evaluación económica y de los estados financieros de la empresa y del proyecto para la alternativa N° 3

Proyección del estado de pérdidas y ganancias de la empresa: 2005-2015

(En miles de Nuevos Soles)

Cuenta	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Ingresos Operacionales											
Ventas Netas (ingresos operacionales)	165 535	169 674	140 394	174 526	218 654	224 850	231 226	237 788	244 542	251 493	268 357
Otros Ingresos Operacionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total de Ingresos Brutos	165 535	169 674	140 394	174 526	218 654	224 850	231 226	237 788	244 542	251 493	268 357
Costo de Ventas (Operacionales)	(66 274)	(67 931)	(56 209)	(99 646)	(132 610)	(135 017)	(141 032)	(142 104)	(146 831)	(149 623)	(163 071)
Otros costos operacionales	-	-	-	(717)	(724)	(732)	(739)	(746)	(754)	(761)	(769)
Total Costos Operacionales	(66 274)	(67 931)	(56 209)	(100 363)	(133 334)	(135 749)	(141 771)	(142 851)	(147 584)	(150 384)	(163 840)
Utilidad Bruta	99 261	101 743	84 185	74 163	85 320	89 101	89 455	94 938	96 958	101 109	104 517
Gastos Operacionales											
Gastos de Ventas	(4 453)	(4 564)	(4 678)	(10 157)	(10 374)	(10 618)	(10 846)	(11 101)	(11 340)	(11 586)	(11 837)
Gastos de Administración	(26 183)	(26 837)	(27 508)	(28 196)	(28 901)	(29 623)	(30 364)	(31 123)	(31 901)	(32 698)	(33 516)
Provisión por pérdidas por desvalorización de activos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Utilidad Operativa	68 626	70 341	51 999	35 810	46 045	48 860	48 246	52 714	53 717	56 825	59 164
Otros Ingresos (gastos)											
Ingresos Financieros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gastos Financieros	(22 265)	(22 175)	(22 265)	(22 425)	(22 863)	(21 025)	(18 069)	(14 820)	(11 504)	(7 599)	(4 162)
Participación en los resultados de subsidiarias y afiliadas bajo el método de participación patrimonial	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganancia o pérdida por instrumentos financieros derivados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros Ingresos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros Gastos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pérdida por Diferencia de tipo de Cambio	(4 900)	1 400	(1 400)	(2 485)	(2 510)	(2 354)	(1 865)	(1 367)	(858)	(339)	-
Resultado por Exposición a la Inflación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado antes de Gastos Extraordinarios, Participaciones y del Impuesto a la Renta	41 461	49 567	28 335	10 901	20 672	25 481	28 311	36 528	41 355	48 887	55 002
Participación de los trabajadores corrientes	(2 073)	(2 478)	(1 417)	(545)	(1 034)	(1 274)	(1 416)	(1 826)	(2 068)	(2 444)	(2 750)
Impuesto a la Renta corriente	(8 665)	(10 359)	(5 922)	(2 278)	(4 320)	(5 326)	(5 917)	(10 410)	(11 786)	(13 933)	(15 676)
Resultado antes de Gastos Extraordinarios	30 723	36 729	20 996	8 077	15 318	18 882	20 978	24 291	27 501	32 510	36 576
Gastos Extraordinarios (neto de participaciones e impuesto a la renta)											
Resultado antes de Interés Minoritario	30 723	36 729	20 996	8 077	15 318	18 882	20 978	24 291	27 501	32 510	36 576
Interés Minoritario											
Utilidad (Pérdida) Neta del Ejercicio	30 723	36 729	20 996	8 077	15 318	18 882	20 978	24 291	27 501	32 510	36 576

Elaboración propia

Anexo 14: Desarrollo de la evaluación económica y de los estados financieros de la empresa y del proyecto para la alternativa N° 3

Principales indicadores financieros de la empresa: 2002-2015

	Histórico	Histórico	Histórico	Proyección	Proyección	Proyección	Proyección	Proyección	Proyección	Proyección	Proyección	Proyección	Proyección	Proyección
PERSPECTIVA FINANCIERA	31/12/2002	31/12/2003	31/12/2004	31/12/2005	31/12/2006	31/12/2007	31/12/2008	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2015
1. ROE Rendimiento sobre el patrimonio	6,5%	9,3%	8,3%	5,1%	3,7%	2,1%	0,8%	1,5%	1,9%	2,1%	2,4%	2,6%	3,1%	3,4%
Utilidad neta/Patrimonio														
2. ROA Rendimiento de los activos totales	5,4%	7,8%	6,9%	4,2%	3,6%	2,1%	0,8%	1,5%	1,9%	2,2%	2,9%	3,4%	4,2%	4,8%
Utilidad antes de part. E impuestos/activo total														
3. EVA Economic Value Added	56 482 000	59 698 000	49 041 000	(37 754 226)	(85 472 667)	(101 765 517)	(114 560 237)	(106 366 449)	(102 802 616)	(102 199 417)	(100 689 348)	(99 616 964)	(96 531 860)	(96 156 361)
U. Operación después Impuestos - [WACC x (Total Activos - Pasivos de Corto lazo)]														
4. Participación del mercado en energía	5,5%	5,7%	5,5%	5,3%	5,1%	4,7%	5,4%	6,5%	14,4%	13,9%	13,3%	12,7%	12,2%	12,3%
(Producción de energía/Demanda del mercado)														

RESGUARDOS FINANCIEROS DEL PROGRAMA DE EMISIÓN DE BONOS														
1. Ratio de Apalancamiento	0,8717	0,8155	0,7432	0,6326	0,3843	0,3766	0,3828	0,3683	0,3200	0,2709	0,2205	0,1695	0,1030	0,0696
Deuda Total neto de deuda subordinada/Patrimonio mas deuda subordinada														
2. EBITDA	97 222 000	110 152 000	93 475 000	94 978 133	96 693 778	78 351 652	73 733 390	83 967 735	86 803 644	86 189 245	90 678 721	91 681 383	94 789 652	97 128 604
Resultado de Operación + Depreciación + Amortización														
3. Cobertura de Intereses	5,122	4,834	3,507	4,266	4,361	3,519	3,288	3,673	4,129	4,770	6,119	7,970	12,475	23,338
(Resultado de Operación + Depreciación + Amortización)/Gastos Financieros														
4. Ratio de Cobertura de Servicio de deuda				4,27	4,36	3,52	3,29	2,06	1,21	1,24	1,36	1,44	1,08	1,89
EBITDA sobre servicio de deuda (Principal + intereses - otros recursos provenientes de emisiones de bonos o deuda garantizada)														

Elaboración propia

Anexo 15: Desarrollo de la evaluación económica y de los estados financieros de la empresa y del proyecto para la alternativa N° 4

**Programa de inversiones del proyecto C.T. Las Arenas
(En US \$)**

AÑO	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
<u>ACTIVOS FIJOS DEPRECIABLES</u>							
Tubería de Gas	2 791 368	-	-	-	-	-	-
Obras Civiles Generales	1 090 645	-	-	-	-	-	-
Planta de Generación	37 200 000	-	-	35 700 000	-	136 800 000	-
Subestación de Salida L.T.	5 007 389	-	-	2 712 402	-	2 712 402	-
Línea de Transmisión	2 153 562	-	-	-	-	-	-
Subestación de Llegada L.T.	1 901 367	-	-	-	-	-	-
Edificios y Proyectos Complementarios	700 000	-	-	-	-	-	-
Proyectos Complementarios de Impacto Ambiental	2 225 000	-	-	-	-	-	-
	53 069 331	-	-	38 412 402	-	139 512 402	-
<u>ACTIVOS FIJOS NO DEPRECIABLES</u>							
Terreno	756 303	-	-	-	-	-	-
<u>OTRAS INVERSIONES</u>							
Estudio Factibilidad	900 121	-	-	-	-	-	-
Proyectos Complementarios Sociales	350 000	-	-	-	-	-	-
Gastos Pre-operativos	895 323	1 575 936	-	311 718	-	441 766	-
	2 145 444	1 575 936	-	311 718	-	441 766	-
Impuesto General a las Ventas (Crédito Fiscal)	1 550 118	-	-	-	-	11 735 552	-
TOTAL INVERSIÓN	57 521 195	1 575 936	-	38 724 119	-	151 689 720	-

Elaboración propia

Anexo 15: Desarrollo de la evaluación económica y de los estados financieros de la empresa y del proyecto para la alternativa N° 4

**Estructura de financiamiento del proyecto C.T. Las Arenas
(En US \$)**

AÑO	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Primera Etapa							
Capital Propio	58 521 195	1 575 936					
Financiamiento con Bancos de Fomento	-	-					
Emisión de Bonos	-	-					
Deuda Subordinada	-	-					
Créditos Sindicados (Banca Nacional)	-	-					
Leasing	-	-					
Proveedores	-	-					
	58 521 195	1 575 936					
Futura Etapas				Segunda Etapa			
Capital Propio	-	-	-	30 300 000	-	9 602 868	-
Financiamiento con Bancos de Fomento	-	-	-	5 450 000	-	43 550 000	-
Emisión de Bonos	-	-	-	-	-	100 000 000	-
Deuda Subordinada	-	-	-	-	-	-	-
Créditos Sindicados (Banca Nacional)	-	-	-	-	-	-	-
Leasing	-	-	-	-	-	-	-
Proveedores	-	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	35 750 000	-	153 152 868	-
TOTAL FINANCIAMIENTO	58 521 195	1 575 936	-	35 750 000	-	153 152 868	-

Elaboración propia

Anexo 15: Desarrollo de la evaluación económica y de los estados financieros de la empresa y del proyecto para la alternativa N° 4

Programa de pago de intereses del proyecto C.T. Las Arenas: 2006-2017
(En US \$)

AÑO	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Financiamiento con:												
Bancos de Fomento	-	-	-	359 744	359 744	3 234 392	3 234 392	3 234 392	3 234 392	3 234 392	3 234 392	3 234 392
Emisión de Bonos	-	-	-	-	-	7 320 800	7 320 800	7 320 800	7 320 800	7 320 800	6 954 760	5 490 600
Deuda Subordinada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Créditos Sindicados (Banca Nacional)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Leasing	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Proveedores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL INTERESES	-	-	-	359 744	359 744	10 555 192	10 555 192	10 555 192	10 555 192	10 555 192	10 189 152	8 724 992

Elaboración propia

Programa de pago de intereses del proyecto C.T. Las Arenas: 2006-2017
(En Nuevos Soles)

AÑO	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Financiamiento con:												
Bancos de Fomento	-	-	-	1 302 759	1 315 787	11 948 311	12 067 794	12 188 472	12 310 356	12 433 460	12 557 794	12 683 372
Emisión de Bonos	-	-	-	-	-	27 044 091	27 314 532	27 587 677	27 863 554	28 142 190	27 002 431	21 530 886
Deuda Subordinada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Créditos Sindicados (Banca Nacional)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Leasing	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Proveedores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL INTERESES	-	-	-	1 302 759	1 315 787	38 992 402	39 382 326	39 776 149	40 173 910	40 575 650	39 560 225	34 214 258

Elaboración propia

Anexo 15: Desarrollo de la evaluación económica y de los estados financieros de la empresa y del proyecto para la alternativa N° 4

Programa de pago de amortizaciones del proyecto C.T. Las Arenas: 2006-2017
(En US \$)

AÑO	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Saldo de Deuda (US \$)	-	5 086 667	4 723 333	145 006 667	141 740 000	138 473 333	135 206 667	131 940 000	108 673 333	85 406 667
Financiamiento con Bancos de Fomento	-	363 333	363 333	3 266 667	3 266 667	3 266 667	3 266 667	3 266 667	3 266 667	3 266 667
Emisión de Bonos	-	-	-	-	-	-	-	-	20 000 000	20 000 000
Deuda Subordinada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Créditos Sindicados (Banca Nacional)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Leasing	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Proveedores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	-	363 333	363 333	3 266 667	3 266 667	3 266 667	3 266 667	3 266 667	23 266 667	23 266 667
AMORTIZACIONES	-	363 333	363 333	3 266 667	3 266 667	3 266 667	3 266 667	3 266 667	23 266 667	23 266 667
Pérdida por Tipo de Cambio (En Nuevos Soles)	-	-	184 206	172 759	5 356 755	5 288 441	5 218 224	5 146 075	5 071 960	4 219 332

Elaboración propia

Programa de pago de amortizaciones del proyecto C.T. Las Arenas: 2006-2017
(En Nuevos Soles)

AÑO	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Saldo de Deuda	-	18 420 626	17 275 915	535 675 542	528 844 084	521 822 429	514 607 457	507 196 004	421 933 206	334 914 432
Financiamiento con Bancos de Fomento	-	1 315 759	1 328 917	12 067 538	12 188 213	12 310 095	12 433 196	12 557 528	12 683 104	12 809 935
Emisión de Bonos	-	-	-	-	-	-	-	-	77 651 654	78 428 171
Deuda Subordinada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Créditos Sindicados (Banca Nacional)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Leasing	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Proveedores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	-	1 315 759	1 328 917	12 067 538	12 188 213	12 310 095	12 433 196	12 557 528	90 334 758	91 238 105
AMORTIZACIONES	-	1 315 759	1 328 917	12 067 538	12 188 213	12 310 095	12 433 196	12 557 528	90 334 758	91 238 105

Elaboración propia

Anexo 15: Desarrollo de la evaluación económica y de los estados financieros de la empresa y del proyecto para la alternativa N° 4

Programa de emisión de bonos para el proyecto C.T. Las Arenas: 2006-2017
(En US \$)

AÑO	PRINCIPAL		INTERESES		SALDO	
2006	-	-	-	-	-	-
	-		-		-	
2007	-	-	-	-	-	-
	-		-		-	
2008	-	-	-	-	-	-
	-		-		-	
2009	-	-	-	-	-	-
	-		-		-	
2010	-	-	-	-	100 000 000	100 000 000
	-		3 660 400		100 000 000	
2011	-	-	3 660 400	7 320 800	100 000 000	100 000 000
	-		3 660 400		100 000 000	
2012	-	-	3 660 400	7 320 800	100 000 000	100 000 000
	-		3 660 400		100 000 000	
2013	-	-	3 660 400	7 320 800	100 000 000	100 000 000
	-		3 660 400		100 000 000	
2014	-	-	3 660 400	7 320 800	100 000 000	100 000 000
	-		3 660 400		100 000 000	
2015	-	-	3 660 400	7 320 800	100 000 000	100 000 000
	10 000 000		3 660 400		90 000 000	
2016	10 000 000	20 000 000	3 294 360	6 954 760	80 000 000	80 000 000
	10 000 000		2 928 320		70 000 000	
2017	10 000 000	20 000 000	2 562 280	5 490 600	60 000 000	60 000 000

Elaboración propia

Anexo 15: Desarrollo de la evaluación económica y de los estados financieros de la empresa y del proyecto para la alternativa N° 4

**Programa de emisión de bonos para el proyecto C.T. Las Arenas: 2006-2017
(En Nuevos Soles)**

AÑO	PRINCIPAL		INTERESES		SALDO	
2006	-	-	-	-	-	-
	-		-		-	
2007	-	-	-	-	-	-
	-		-		-	
2008	-	-	-	-	-	-
	-		-		-	
2009	-	-	-	-	-	-
	-		-		-	
2010	-	-	-	-	365 756 855	365 756 855
	-		13 522 046		369 414 424	
2011	-	-	13 522 046	27 044 091	369 414 424	369 414 424
	-		13 657 266		373 108 568	
2012	-	-	13 657 266	27 314 532	373 108 568	373 108 568
	-		13 793 839		376 839 653	
2013	-	-	13 793 839	27 587 677	376 839 653	376 839 653
	-		13 931 777		380 608 050	
2014	-	-	13 931 777	27 863 554	380 608 050	380 608 050
	-		14 071 095		384 414 130	
2015	-	-	14 071 095	28 142 190	384 414 130	384 414 130
	38 825 827		14 211 806		349 432 445	
2016	38 825 827	77 651 654	12 790 625	27 002 431	310 606 617	310 606 617
	39 214 085		11 483 139		274 498 598	
2017	39 214 085	78 428 171	10 047 747	21 530 886	235 284 513	235 284 513

Elaboración propia

Anexo 15: Desarrollo de la evaluación económica y de los estados financieros de la empresa y del proyecto para la alternativa N° 4

Depreciación de activos y amortización de intangibles del proyecto C.T. Las Arenas: 2006-2017
(En US \$)

AÑO	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
<u>ACTIVOS FIJOS DEPRECIABLES</u>										
Tubería de Gas	91 605	90 698	89 800	88 911	88 031	87 159	86 296	85 442	84 596	83 758
Obras Civiles Generales	35 792	35 438	35 087	34 739	34 396	34 055	33 718	33 384	33 053	32 726
Planta de Generación	1 220 806	1 208 719	2 374 969	2 351 455	6 843 024	6 775 272	6 708 190	6 641 772	6 576 012	6 510 903
Subestación de Salida L.T.	164 329	162 702	250 610	248 128	335 190	331 871	328 585	325 332	322 111	318 922
Línea de Transmisión	70 674	69 974	69 282	68 596	67 917	67 244	66 578	65 919	65 266	64 620
Subestación de Llegada L.T.	62 398	61 780	61 168	60 563	59 963	59 369	58 782	58 200	57 623	57 053
Edificios y Proyectos Complementarios	22 972	22 745	22 520	22 297	22 076	21 857	21 641	21 427	21 214	21 004
Proyectos Complementarios de Impacto Ambiental	73 019	72 296	71 580	70 871	70 169	69 475	68 787	68 106	67 431	66 764
	1 741 596	1 724 352	2 975 015	2 945 560	7 520 766	7 446 302	7 372 577	7 299 581	7 227 308	7 155 750
<u>ACTIVOS FIJOS NO DEPRECIABLES</u>										
Terreno	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<u>OTRAS INVERSIONES</u>										
Estudio Factibilidad	88 619	87 741	86 873	86 013	85 161	84 318	83 483	82 656	81 838	81 028
Proyectos Complementarios Sociales	34 458	34 117	33 779	33 445	33 114	32 786	32 461	32 140	31 822	31 507
Gastos Pre-operativos	145 728	144 285	153 144	151 628	164 706	163 075	161 461	159 862	158 279	156 712
	268 805	266 143	273 796	271 085	282 981	280 179	277 405	274 658	271 939	269 246
TOTAL DEPRECIACIÓN Y AMORTIZACIÓN	2 010 400	1 990 495	3 248 811	3 216 645	7 803 746	7 726 481	7 649 982	7 574 239	7 499 247	7 424 997

Elaboración propia

Anexo 15: Desarrollo de la evaluación económica y de los estados financieros de la empresa y del proyecto para la alternativa N° 4

**Depreciación de activos y amortización de intangibles del proyecto C.T. Las Arenas: 2006-2017
(En Nuevos Soles)**

AÑO	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
<u>ACTIVOS FIJOS DEPRECIABLES</u>										
Tubería de Gas	328 451	328 451	328 451	328 451	328 451	328 451	328 451	328 451	328 451	328 451
Obras Civiles Generales	128 333	128 333	128 333	128 333	128 333	128 333	128 333	128 333	128 333	128 333
Planta de Generación	4 377 200	4 377 200	8 686 612	8 686 612	25 531 910	25 531 910	25 531 910	25 531 910	25 531 910	25 531 910
Subestación de Salida L.T.	589 203	589 203	916 622	916 622	1 250 622	1 250 622	1 250 622	1 250 622	1 250 622	1 250 622
Línea de Transmisión	253 402	253 402	253 402	253 402	253 402	253 402	253 402	253 402	253 402	253 402
Subestación de Llegada L.T.	223 727	223 727	223 727	223 727	223 727	223 727	223 727	223 727	223 727	223 727
Edificios y Proyectos Complementarios	82 367	82 367	82 367	82 367	82 367	82 367	82 367	82 367	82 367	82 367
Proyectos Complementarios de Impacto Ambiental	261 808	261 808	261 808	261 808	261 808	261 808	261 808	261 808	261 808	261 808
	6 244 491	6 244 491	10 881 323	10 881 323	28 060 621	28 060 621	28 060 621	28 060 621	28 060 621	28 060 621
<u>ACTIVOS FIJOS NO DEPRECIABLES</u>										
Terreno	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<u>OTRAS INVERSIONES</u>										
Estudio Factibilidad	317 743	317 743	317 743	317 743	317 743	317 743	317 743	317 743	317 743	317 743
Proyectos Complementarios Sociales	123 550	123 550	123 550	123 550	123 550	123 550	123 550	123 550	123 550	123 550
Gastos Pre-operativos	522 507	522 507	560 135	560 135	614 533	614 533	614 533	614 533	614 533	614 533
	963 799	963 799	1 001 427	1 001 427	1 055 825	1 055 825	1 055 825	1 055 825	1 055 825	1 055 825
TOTAL DEPRECIACIÓN Y AMORTIZACIÓN	7 208 290	7 208 290	11 882 750	11 882 750	29 116 446	29 116 446	29 116 446	29 116 446	29 116 446	29 116 446

Elaboración propia

Anexo 15: Desarrollo de la evaluación económica y de los estados financieros de la empresa y del proyecto para la alternativa N° 4

**Estructura de pagos de seguros del proyecto C.T. Las Arenas: 2006-2017
(En US \$)**

AÑO	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
SEGUROS	135 857	135 857	234 193	234 193	591 345	591 345	591 345	591 345	591 345	591 345

Elaboración propia

**Estructura de pagos de seguros del proyecto C.T. Las Arenas: 2006-2017
(En Nuevos Soles)**

AÑO	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
SEGUROS	487 117	491 988	856 578	865 144	2 206 359	2 228 422	2 250 707	2 273 214	2 295 946	2 318 905

Elaboración propia

Anexo 15: Desarrollo de la evaluación económica y de los estados financieros de la empresa y del proyecto para la alternativa N° 4

Proyección de ingresos y egresos marginales del proyecto C.T. Las Arenas:

2008-2014

(En Nuevos Soles)

AÑO	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
INGRESOS							
VENTA A CLIENTES CON CONTRATO (ENERGÍA Y POTENCIA)							
Clientes Libres	10 034 850	10 146 834	43 654 248	44 174 077	130 666 737	137 944 764	152 328 627
Clientes Regulados	28 900 368	29 222 883	125 724 235	127 221 340	376 320 201	397 280 920	438 706 447
Sub Total	38 935 218	39 369 718	169 378 483	171 395 417	506 986 938	535 225 684	591 035 074
VENTA EN EL MERCADO DE GENERADORES (SPOT)							
Energía Activa	23 215 046	31 173 714	7 732 432	19 195 017	0	0	0
Energía Reactiva	103 229	105 668	109 392	113 248	117 240	121 373	125 652
Potencia	6 548 415	7 261 007	10 400 640	7 871 071	33 325 725	34 178 207	35 168 487
Sub Total	29 866 690	38 540 389	18 242 464	27 179 337	33 442 966	34 299 581	35 294 138
INGRESOS POR TRANSMISIÓN							
Transmisión Principal	3 084 706	3 157 584	8 094 391	8 379 718	8 675 103	8 980 900	9 297 477
Garantía Red Principal	5 433 926	5 562 305	14 258 836	14 761 460	15 281 801	15 820 485	16 378 157
Transmisión Secundaria	0	0	0	0	0	0	0
Sub Total	8 518 632	8 719 889	22 353 227	23 141 178	23 956 904	24 801 385	25 675 634
TOTAL INGRESOS	77 320 540	86 629 995	209 974 175	221 715 932	564 386 808	594 326 650	652 004 847
EGRESOS							
COMPRA EN EL MERCADO DE GENERADORES (SPOT)							
Energía Activa	6 593 976	5 341 614	41 585 001	56 540 065	166 767 852	178 368 852	182 857 741
Servicios Complementarios	2 213 692	2 265 991	2 345 868	2 428 560	2 514 166	2 602 791	2 694 539
Potencia	0	0	0	0	0	0	0
Sub Total	8 807 668	7 607 606	43 930 869	58 968 624	169 282 018	180 971 642	185 552 280
CARGOS POR TRANSMISIÓN							
Sistema Principal	3 130 939	3 204 909	8 143 384	8 430 439	8 727 611	9 035 260	9 353 753
Garantía Red Principal	5 433 926	5 562 305	14 258 836	14 761 460	15 281 801	15 820 485	16 378 157
Sistema Secundario	721 932	738 988	765 037	792 005	819 923	848 825	878 746
Sub Total	9 286 796	9 506 202	23 167 257	23 983 903	24 829 336	25 704 570	26 610 656
CONTRIBUCIONES							
DGE, OSINERG	763 982	856 437	2 157 591	2 322 029	6 107 432	6 579 021	7 388 394
COES	588 990	601 665	622 874	644 830	667 560	691 092	715 453
Uso de combustible	185 261	235 510	421 550	394 863	1 237 590	1 277 762	1 322 803
Sub Total	1 538 233	1 693 612	3 202 015	3 361 722	8 012 582	8 547 875	9 426 650
TOTAL EGRESOS	19 632 697	18 807 419	70 300 141	86 314 249	202 123 936	215 224 087	221 589 586
BALANCE							
INGRESOS - EGRESOS	57 687 843	67 822 576	139 674 033	135 401 682	362 262 872	379 102 563	430 415 261
INGRESOS OPERACIONALES (*)	57 687 843	67 822 576	139 674 033	135 401 682	362 262 872	379 102 563	430 415 261

(*) No incluyen el costo del gas
Elaboración propia

Anexo 15: Desarrollo de la evaluación económica y de los estados financieros de la empresa y del proyecto para la alternativa N° 4

Proyección de la estructura de costos marginales del proyecto C.T. Las Arenas: 2006-2017 (En Nuevos Soles)

AÑO	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Componentes Usados												
Gas Natural y Otros Insumos		459 454	40 448 520	51 441 573	92 413 592	86 414 627	185 773 925	191 797 321	198 558 176	228 341 903	262 593 188	301 982 166
Costo de mano de Obra Directa	-	839 330	860 313	881 821	903 867	926 463	949 625	973 366	997 700	1 022 642	1 048 208	1 074 414
Costos Directos o Costos Primos	-	1 298 784	41 308 834	52 323 394	93 317 458	87 341 090	186 723 550	192 770 687	199 555 876	229 364 545	263 641 397	303 056 580
Costos Indirectos de Fabricación	-	-	11 713 407	12 264 364	21 564 011	24 199 407	43 649 691	45 301 797	43 974 250	47 967 520	44 305 900	46 025 668
Depreciación de Equipos	-	-	6 244 491	6 244 491	10 881 323	10 881 323	28 060 621	28 060 621	28 060 621	28 060 621	28 060 621	28 060 621
Costos Generales de Fabricación	-	-	5 468 916	6 019 872	10 682 689	13 318 085	15 589 071	17 241 177	15 913 629	19 906 899	16 245 279	17 965 048
Servicios Básicos	-	-	21 013	21 538	22 076	22 628	23 194	23 774	24 368	24 977	25 602	26 242
Mano de Obra Mantenimiento de Planta	-	-	311 931	319 729	327 722	335 915	344 313	352 921	361 744	370 787	380 057	389 559
Costos Diversos Mantenimiento Planta	-	-	4 911 023	5 451 407	10 019 470	12 642 987	14 901 844	16 541 565	15 201 371	19 181 727	15 506 919	17 213 219
Costos Mantenimiento de Instalaciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Eléctricas	-	-	224 949	227 199	313 420	316 554	319 720	322 917	326 146	329 408	332 702	336 029
Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos de Productos en Proceso	-	1 298 784	53 022 241	64 587 758	114 881 470	111 540 498	230 373 241	238 072 484	243 530 126	277 332 065	307 947 297	349 082 249
Inventario Inicial de productos en Proceso	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costo de productos en Proceso Prod. Final	-	1 298 784	53 022 241	64 587 758	114 881 470	111 540 498	230 373 241	238 072 484	243 530 126	277 332 065	307 947 297	349 082 249
Inventario Final de Productos en Proceso	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costo de Productos Terminados	-	1 298 784	53 022 241	64 587 758	114 881 470	111 540 498	230 373 241	238 072 484	243 530 126	277 332 065	307 947 297	349 082 249
Inventario Inicial de Productos Terminados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costo de productos Terminados Disp. Ventas	-	1 298 784	53 022 241	64 587 758	114 881 470	111 540 498	230 373 241	238 072 484	243 530 126	277 332 065	307 947 297	349 082 249
Inventario Final de Productos Terminados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costo de Ventas	-	1 298 784	53 022 241	64 587 758	114 881 470	111 540 498	230 373 241	238 072 484	243 530 126	277 332 065	307 947 297	349 082 249

Elaboración propia

Anexo 15: Desarrollo de la evaluación económica y de los estados financieros de la empresa y del proyecto para la alternativa N° 4

**Proyección de gastos marginales de gestión del proyecto C.T. Las Arenas: 2006-2017
(En Nuevos Soles)**

AÑO	2 006	2 007	2 008	2 009	2 010	2 011	2 012	2 013	2 014	2 015	2 016	2 017
602. COMBUSTIBLES Y LUBRICANTES (Análisis independiente, parte del costo variable de producción)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
606. SUMINISTROS DIVERSOS (Se analizarán en forma separada)												
606.01 Consumo de Materiales para Obra y Mantenimiento (Se analizarán en forma separada)												
606.02 Consumo de Útiles de Uso General	15 375	15 759	16 153	16 557	16 971	17 395	17 830	18 276	18 733	19 201	19 681	20 173
	15 375	15 759	16 153	16 557	16 971	17 395	17 830	18 276	18 733	19 201	19 681	20 173
607. COMPRA DE ENERGIA (Se analizará en forma separada)												
607.01 Compra COES												
607.02 Compra Otros												
607.03 Uso de Sistema de Transmisión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
62. CARGAS DE PERSONAL												
621. Sueldos	1 039 976	1 065 976	1 092 625	1 119 941	1 147 939	1 176 638	1 206 054	1 236 205	1 267 110	1 298 788	1 331 258	1 364 539
622. Salarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
623. Comisiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
624. Remuneraciones en especie	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
625. Otras remuneraciones	169 102	173 329	177 663	182 104	186 657	191 323	196 106	201 009	206 034	211 185	216 465	221 876
Gratificaciones	173 329	177 663	182 104	186 657	191 323	196 106	201 009	206 034	211 185	216 465	221 876	227 423
Asignación Familiar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bonos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Horas Extras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
626. Vacaciones	101 109	103 637	106 227	108 883	111 605	114 395	117 255	120 187	123 191	126 271	129 428	132 664

Continúa...

Anexo 15: Desarrollo de la evaluación económica y de los estados financieros de la empresa y del proyecto para la alternativa N° 4

**Proyección de gastos marginales de gestión del proyecto C.T. Las Arenas: 2006-2017
(En Nuevos Soles)**

... viene

AÑO		2 006	2 007	2 008	2 009	2 010	2 011	2 012	2 013	2 014	2 015	2 016	2 017
627.	Seguridad y provisión social	121 816	124 861	127 983	131 182	134 462	137 824	141 269	144 801	148 421	152 131	155 935	159 833
	Seguro Social (ESSALUD)	109 198	111 927	114 726	117 594	120 534	123 547	126 636	129 802	133 047	136 373	139 782	143 277
	Seguro Complementario de Trabajo de Riesgo	12 618	12 934	13 257	13 589	13 928	14 277	14 633	14 999	15 374	15 759	16 153	16 556
628.	Remuneraciones del directorio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
629.	Otras cargas del personal	347 577	356 267	365 173	374 303	383 660	393 252	403 083	413 160	423 489	434 076	444 928	456 051
	Capacitación Personal	5 125	5 253	5 384	5 519	5 657	5 798	5 943	6 092	6 244	6 400	6 560	6 724
	Programa de Seguro Médico Familiar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Asignaciones Alimenticias	190 906	195 678	200 570	205 585	210 724	215 992	221 392	226 927	232 600	238 415	244 376	250 485
	Uniformes e implementos de Seguridad	144 279	147 886	151 583	155 373	159 257	163 238	167 319	171 502	175 790	180 185	184 689	189 307
	Exámenes Médicos al Personal	1 015	1 040	1 066	1 093	1 120	1 148	1 177	1 206	1 236	1 267	1 299	1 331
	Póliza de Vida Ley	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Prácticas Pre-Profesionales	3 690	3 782	3 877	3 974	4 073	4 175	4 279	4 386	4 496	4 608	4 724	4 842
	Eventos Sociales	2 563	2 627	2 692	2 760	2 829	2 899	2 972	3 046	3 122	3 200	3 280	3 362
		1 779 580	1 824 070	1 869 671	1 916 413	1 964 324	2 013 432	2 063 767	2 115 362	2 168 246	2 222 452	2 278 013	2 334 963
63.	SERVICIOS PRESTADOS POR TERCEROS												
630.	Transporte y Almacenamiento	45 100	46 228	47 383	48 568	49 782	51 027	52 302	53 610	54 950	56 324	57 732	59 175
	Movilidad	45 100	46 228	47 383	48 568	49 782	51 027	52 302	53 610	54 950	56 324	57 732	59 175
	Transporte	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Almacenaje	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
631.	Correos y telecomunicaciones	192 188	196 992	201 917	206 965	212 139	217 443	222 879	228 451	234 162	240 016	246 016	252 167
	Correos y Courier	17 938	18 386	18 846	19 317	19 800	20 295	20 802	21 322	21 855	22 401	22 962	23 536
	Comunicaciones	174 250	178 606	183 071	187 648	192 339	197 148	202 077	207 128	212 307	217 614	223 055	228 631
632.	Honorarios, comisiones y corretajes	87 125	89 303	91 536	93 824	96 170	98 574	101 038	103 564	106 153	108 807	111 527	114 316
	Gastos Notariales y de Registro												
	Honorarios Legales	20 500	21 013	21 538	22 076	22 628	23 194	23 774	24 368	24 977	25 602	26 242	26 898

Continúa...

**Anexo 15: Desarrollo de la evaluación económica y de los estados financieros de la empresa y del proyecto para la
alternativa N° 4**

**Proyección de gastos marginales de gestión del proyecto C.T. Las Arenas: 2006-2017
(En Nuevos Soles)**

... viene

AÑO		2 006	2 007	2 008	2 009	2 010	2 011	2 012	2 013	2 014	2 015	2 016	2 017
	Honorarios de Auditores	25 625	26 266	26 922	27 595	28 285	28 992	29 717	30 460	31 222	32 002	32 802	33 622
	Honorarios de Consultores	25 625	26 266	26 922	27 595	28 285	28 992	29 717	30 460	31 222	32 002	32 802	33 622
	Honorarios de Servicio Técnico	15 375	15 759	16 153	16 557	16 971	17 395	17 830	18 276	18 733	19 201	19 681	20 173
	Otros Honorarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Administración de Fideicomiso	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Gastos por Emisión de Títulos Valores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
633.	Servicios encargados a Terceros												
634.	Mantenimiento y Reparación de Activos	90 713	92 980	95 305	97 687	100 130	102 633	105 199	107 829	110 524	113 287	116 120	119 023
	Servicio Mantto. Y Repar. Obras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Servicio Mantto. Y Repar. Vías	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Servicio Mantto. Y Repar. Subestaciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Servicio Mantto. Y Repar. Líneas de Transmisión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Servicio Mantto. Y Repar. Sistema Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Servicio Mantto. Y Repar. Maquinaria	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Servicio Mantto. Y Repar. Muebles	11 788	12 082	12 384	12 694	13 011	13 336	13 670	14 012	14 362	14 721	15 089	15 466
	Servicio Mantto. Y Repar. Equipos diversos y Cómputo	48 175	49 379	50 614	51 879	53 176	54 506	55 868	57 265	58 697	60 164	61 668	63 210
	Servicio Mantto. Y Repar. Edificios y Otras Construcciones	30 750	31 519	32 307	33 114	33 942	34 791	35 661	36 552	37 466	38 403	39 363	40 347
635.	Alquileres	12 300	12 610	12 927	13 252	13 585	13 926	14 276	14 635	15 002	15 379	15 765	16 161

Continúa...

**Anexo 15: Desarrollo de la evaluación económica y de los estados financieros de la empresa y del proyecto para la
alternativa N° 4**

**Proyección de gastos marginales de gestión del proyecto C.T. Las Arenas: 2006-2017
(En Nuevos Soles)**

... viene

AÑO		2 006	2 007	2 008	2 009	2 010	2 011	2 012	2 013	2 014	2 015	2 016	2 017
	Inmuebles	-	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	Unidades de Transporte	12 300	12 608	12 923	13 246	13 577	13 916	14 264	14 621	14 986	15 361	15 745	16 139
	Otros Alquileres	-	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
636.	Electricidad y Agua	22 550	23 114	23 692	24 284	24 891	25 513	26 151	26 805	27 475	28 162	28 866	29 588
	Electricidad	7 175	7 354	7 538	7 727	7 920	8 118	8 321	8 529	8 742	8 961	9 185	9 414
	Agua	15 375	15 759	16 153	16 557	16 971	17 395	17 830	18 276	18 733	19 201	19 681	20 173
637.	Publicidad, public, relac. públicas	2 563	2 627	2 692	2 760	2 829	2 899	2 972	3 046	3 122	3 200	3 280	3 362
	Anuncios, Avisos y Publicaciones	2 563	2 627	2 692	2 760	2 829	2 899	2 972	3 046	3 122	3 200	3 280	3 362
	Servicios de Impresión y Edición	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Gastos de representación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
638.	Servicios de personal	238 647	244 614	250 731	257 000	263 426	270 012	276 763	283 683	290 776	298 046	305 498	313 137
	Cooperativas y Servicios	-	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	Vigilancia y Protección	201 747	206 791	211 961	217 260	222 691	228 258	233 965	239 814	245 809	251 954	258 253	264 710
	Limpieza y Lavandería	24 600	25 215	25 845	26 492	27 154	27 833	28 528	29 242	29 973	30 722	31 490	32 277
	Comedor, Cafetería y Hotel	12 300	12 608	12 923	13 246	13 577	13 916	14 264	14 621	14 986	15 361	15 745	16 139
	Otros Servicios de Personal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Topografía y Dibujo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
639.	Otros servicios	723 650	741 741	760 285	779 292	798 774	818 744	839 212	860 192	881 697	903 740	926 333	949 492
	Análisis Químicos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	COES	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Servicios Médico Vacacional	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Programa Medio Ambiental	723 650	741 741	760 285	779 292	798 774	818 744	839 212	860 192	881 697	903 740	926 333	949 492
		1 414 835	1 450 208	1 486 467	1 523 631	1 561 725	1 600 770	1 640 792	1 681 815	1 723 863	1 766 961	1 811 138	1 856 419
64.	TRIBUTOS												
641.	Impuesto a las Ventas												
643.	Cánones	8 610	8 825	9 046	9 272	9 504	9 741	9 985	10 235	10 490	10 753	11 022	11 297
	Cánon de Telecomunicaciones	8 610	8 825	9 046	9 272	9 504	9 741	9 985	10 235	10 490	10 753	11 022	11 297
644.	Derechos Aduaneros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
645.	Impuesto al Patrimonio Empresarial	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Continúa...

**Anexo 15: Desarrollo de la evaluación económica y de los estados financieros de la empresa y del proyecto para la
alternativa N° 4**

**Proyección de gastos marginales de gestión del proyecto C.T. Las Arenas: 2006-2017
(En Nuevos Soles)**

... viene

AÑO		2 006	2 007	2 008	2 009	2 010	2 011	2 012	2 013	2 014	2 015	2 016	2 017
646.	Tributos a Gobiernos Locales	9 225	9 456	9 692	9 934	10 183	10 437	10 698	10 966	11 240	11 521	11 809	12 104
	Impuesto al Patrimonio Predial	6 150	6 304	6 461	6 623	6 788	6 958	7 132	7 310	7 493	7 681	7 873	8 069
	Licencia de Funcionamiento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Impuesto al Patrimonio Automotriz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Otros Tributos Gobiernos Locales	3 075	3 152	3 231	3 311	3 394	3 479	3 566	3 655	3 747	3 840	3 936	4 035
647.	Cotizaciones con carácter de tributos	9 100	9 327	9 560	9 799	10 044	10 296	10 553	10 817	11 087	11 364	11 649	11 940
	SENATI	9 100	9 327	9 560	9 799	10 044	10 296	10 553	10 817	11 087	11 364	11 649	11 940
648.	Aportes Decreto Ley 25844 (Análisis independiente)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
649.	Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		53 870	55 216	56 597	58 012	59 462	60 948	62 472	64 034	65 635	67 276	68 958	70 682
65. CARGAS DIVERSAS DE GESTION													
651.	Seguros	-	-	487 117	491 988	856 578	865 144	2 206 359	2 228 422	2 250 707	2 273 214	2 295 946	2 318 905
	Seguro Póliza de Propiedad	-	-	487 117	491 988	856 578	865 144	2 206 359	2 228 422	2 250 707	2 273 214	2 295 946	2 318 905
	Responsabilidad Civil	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Póliza 3D	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Vida, Accidentes, combinada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Póliza de Vehículos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Otros Seguros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
652.	Regalías	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
653.	Suscripciones y Cotizaciones	2 025	2 076	2 128	2 181	2 235	2 291	2 348	2 407	2 467	2 529	2 592	2 657
	Cuotas Asociaciones y Otras Instituciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Suscripciones en Diarios y Revistas	1 025	1 051	1 077	1 104	1 131	1 160	1 189	1 218	1 249	1 280	1 312	1 345
	Compras de Libros, Empastes y Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Continúa...

Anexo 15: Desarrollo de la evaluación económica y de los estados financieros de la empresa y del proyecto para la alternativa N° 4

**Proyección de gastos marginales de gestión del proyecto C.T. Las Arenas: 2006-2017
(En Nuevos Soles)**

... viene

AÑO		2 006	2 007	2 008	2 009	2 010	2 011	2 012	2 013	2 014	2 015	2 016	2 017
	Otras suscripciones y Cotizaciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
654.	Donaciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
655.	Gastos Sindicales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
656.	Viáticos, Gastos de Viaje	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
659.	Otras Cargas Diversas de Gestión	31 980	32 780	33 599	34 439	35 300	36 182	37 087	38 014	38 965	39 939	40 937	41 961
	Gastos de Viaje	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Viáticos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Celebraciones y Agasajos al Personal	1 230	1 261	1 292	1 325	1 358	1 392	1 426	1 462	1 499	1 536	1 575	1 614
	Fotocopias	5 125	5 253	5 384	5 519	5 657	5 798	5 943	6 092	6 244	6 400	6 560	6 724
	Útiles de Oficina	18 963	19 437	19 922	20 421	20 931	21 454	21 991	22 540	23 104	23 682	24 274	24 880
	Viveres y Subsistencias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Gastos de Trámites Legales	3 588	3 677	3 769	3 863	3 960	4 059	4 160	4 264	4 371	4 480	4 592	4 707
	Refrigerio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Premios de Seguridad	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Saneamiento de Servidumbres	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Otras Cargas Diversas de Gestión	3 075	3 152	3 231	3 311	3 394	3 479	3 566	3 655	3 747	3 840	3 936	4 035
		34 005	34 855	522 844	528 608	894 113	903 617	2 245 794	2 268 844	2 292 138	2 315 681	2 339 475	2 363 523
670.	CARGAS FINANCIERAS (Análisis independiente)												
671.	Intereses y Gastos de Préstamos												
672.	Intereses y Gastos de Sobregiros												
673.	Intereses y Gastos de Bonos y Obligaciones												
674.	Intereses y Gastos de Documentos Descontados												
675.	Descuentos por Pronto Pago												
676.	Pérdida por Diferencia de Cambio												
677.	Egresos Financieros DS 065-87-EF												

Continúa...

Anexo 15: Desarrollo de la evaluación económica y de los estados financieros de la empresa y del proyecto para la alternativa N° 4

**Proyección de gastos marginales de gestión del proyecto C.T. Las Arenas: 2006-2017
(En Nuevos Soles)**

... viene

AÑO	2 006	2 007	2 008	2 009	2 010	2 011	2 012	2 013	2 014	2 015	2 016	2 017
678. Gastos por Compra-Venta Valores												
679. Otras Cargas Financieras												
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
68. PROVISIONES DEL EJERCICIO (Análisis independiente)												
Depreciación de Inmuebles,												
681. Maquinaria y Equipos												
681. Amortización de Intangibles												
684. Cobranza dudosa												
685. Desvalorización de Existencias												
Compensación por Tiempo de												
686. Servicios	101 109	103 637	106 227	108 883	111 605	114 395	117 255	120 187	123 191	126 271	129 428	132 664
689. Otras Provisiones												
	101 109	103 637	106 227	108 883	111 605	114 395	117 255	120 187	123 191	126 271	129 428	132 664
TOTAL GASTOS	3 398 773	3 483 745	4 057 959	4 152 104	4 608 199	4 710 558	6 147 912	6 268 517	6 391 806	6 517 843	6 646 693	6 778 423
TOTAL GASTOS CON DEPURACIÓN	1 504 456	2 556 954	4 057 959	4 152 104	4 608 199	4 710 558	6 147 912	6 268 517	6 391 806	6 517 843	6 646 693	6 778 423
No incluye remuneraciones del personal directo de planta												
No incluye costos de mantenimiento de activos de operación												

Elaboración propia

Anexo 15: Desarrollo de la evaluación económica y de los estados financieros de la empresa y del proyecto para la alternativa N° 4

Proyección de las pérdidas y ganancias marginales del proyecto C.T. Las Arenas: 2006-2017 (En Nuevos Soles)

AÑO	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Ingresos Operacionales												
Ventas Netas (Ingresos Operacionales)	-	-	57 687 843	67 822 576	139 674 033	135 401 682	362 262 872	379 102 563	430 415 261	494 977 550	569 224 182	654 607 810
Otros Ingresos Operacionales												
Total de Ingresos brutos	-	-	57 687 843	67 822 576	139 674 033	135 401 682	362 262 872	379 102 563	430 415 261	494 977 550	569 224 182	654 607 810
Costos Operacionales												
Costo de ventas (Operacionales)			(53 022 241)	(64 587 758)	(114 881 470)	(111 540 498)	(230 373 241)	(238 072 484)	(243 530 126)	(277 332 065)	(307 947 297)	(349 082 249)
Otros Costos Operacionales	-	-	(717 100)	(724 271)	(731 514)	(738 829)	(746 217)	(753 679)	(761 216)	(768 828)	(776 517)	(784 282)
Total Costos Operacionales	-	-	(53 739 341)	(65 312 029)	(115 612 983)	(112 279 326)	(231 119 458)	(238 826 163)	(244 291 342)	(278 100 893)	(308 723 813)	(349 866 530)
Utilidad Bruta	-	-	3 948 502	2 510 547	24 061 050	23 122 356	131 143 414	140 276 400	186 123 918	216 876 657	260 500 369	304 741 279
Gastos Operacionales												
Gastos Administrativos y Ventas			(5 899 293)	(6 039 472)	(6 612 211)	(6 764 671)	(8 302 012)	(8 476 470)	(8 654 958)	(8 837 573)	(9 024 417)	(9 215 590)
Amortizaciones (pre-operativo)	-	-	(963 799)	(963 799)	(1 001 427)	(1 001 427)	(1 055 825)	(1 055 825)	(1 055 825)	(1 055 825)	(1 055 825)	(1 055 825)
Utilidad Operativa	-	-	(2 914 590)	(4 492 724)	16 447 411	15 356 258	121 785 576	130 744 105	176 413 135	206 983 258	250 420 127	294 469 864
Otros Ingresos (Gastos)												
Ingresos Financieros												
Gastos Financieros												
Intereses + gastos (comisiones, otros)	-	-	-	(1 688 071)	(1 710 732)	(39 630 173)	(40 036 041)	(40 446 207)	(40 860 720)	(41 279 630)	(40 281 805)	(34 953 877)
Otros Ingresos												
Otros Gastos												
Pérdida por diferencia de cambio	-	-	-	-	(184 206)	(172 759)	(5 356 755)	(5 288 441)	(5 218 224)	(5 146 075)	(5 071 960)	(4 219 332)
Participaciones e Impuesto a la Renta	-	-	(2 914 590)	(6 180 796)	14 552 473	(24 446 674)	76 392 779	85 009 456	130 334 191	160 557 553	205 066 362	255 296 654
Participación de los trabajadores	-	-	-	-	(727 624)	-	(3 819 639)	(4 250 473)	(6 516 710)	(8 027 878)	(10 253 318)	(12 764 833)
Impuesto a la Renta (22-30%)	-	-	-	-	(3 201 544)	-	(22 917 834)	(25 502 837)	(39 100 257)	(48 167 266)	(61 519 908)	(76 588 996)
Utilidad Neta	-	-	(2 914 590)	(6 180 796)	10 623 305	(24 446 674)	49 655 306	55 256 147	84 717 224	104 362 410	133 293 135	165 942 825

Elaboración propia

Anexo 15: Desarrollo de la evaluación económica y de los estados financieros de la empresa y del proyecto para la alternativa N° 4

Proyección del flujo de caja marginal del proyecto C.T. Las Arenas: 2006-2017 (En Nuevos Soles)

AÑO	2006	2 007	2 008	2 009	2 010	2 011	2 012	2 013	2 014	2 015	2 016	2 017
Utilidad Neta	-	-	(2 914 590)	(6 180 796)	10 623 305	(24 446 674)	49 655 306	55 256 147	84 717 224	104 362 410	133 293 135	165 942 825
Aumento (Reducción) de diferencia de Cambio	-	-	-	-	184 206	172 759	5 356 755	5 288 441	5 218 224	5 146 075	5 071 960	4 219 332
Depreciación	-	-	6 244 491	6 244 491	10 881 323	10 881 323	28 060 621	28 060 621	28 060 621	28 060 621	28 060 621	28 060 621
Amortizaciones	-	-	963 799	963 799	1 001 427	1 001 427	1 055 825	1 055 825	1 055 825	1 055 825	1 055 825	1 055 825
FGO	-	-	4 293 700	1 027 495	22 690 262	(12 391 165)	84 128 508	89 661 033	119 051 894	138 624 930	167 481 541	199 278 603
Cambios en el Activo y Pasivo Circulante												
(Aumento) Reducción de Cuentas por Cobrar	-	-	(1 906 904)	(335 009)	(2 375 090)	141 225	(7 499 023)	(556 645)	(1 696 170)	(2 134 142)	(2 454 264)	(2 822 403)
Reducción de Inventarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Variación de Inventario de Insumos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Variación de Productos Terminados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reducción de Gastos Pagados por Adelantado	(5 471 918)	-	5 471 918	-	-	(43 352 822)	43 352 822	-	-	-	-	-
Aumento (Reducción) Cuentas por Pagar	-	-	304 464	53 489	379 216	(22 549)	1 197 323	88 876	270 817	340 745	391 857	450 636
Variación Capital de trabajo	(5 471 918)	-	3 869 478	(281 520)	(1 995 874)	(43 234 145)	37 051 122	(467 769)	(1 425 353)	(1 793 397)	(2 062 406)	(2 371 767)
FCO	(5 471 918)	-	8 163 178	745 974	20 694 388	(55 625 310)	121 179 630	89 193 264	117 626 541	136 831 533	165 419 135	196 906 836
Inversiones												
(Compras de propiedad y equipos)	(190 004 485)	-	-	(139 104 943)	-	(515 378 935)	-	-	-	-	-	-
(Gastos PreOperativos y Proy. Complementarios)	(7 573 417)	(5 594 575)	-	(1 128 840)	-	(1 631 949)	-	-	-	-	-	-
Inversiones Total	(197 577 902)	(5 594 575)	-	(140 233 783)	-	(517 010 883)	-	-	-	-	-	-
FCI	(203 049 819)	(5 594 575)	8 163 178	(139 487 809)	20 694 388	(572 636 194)	121 179 630	89 193 264	117 626 541	136 831 533	165 419 135	196 906 836
Actividades de Financiamiento												
Aumento (reducción) Deuda L.P.	-	-	-	18 420 626	(1 144 710)	518 399 626	(6 831 458)	(7 021 655)	(7 214 972)	(7 411 454)	(85 262 798)	(87 018 773)
Dividendos Pagados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Emisión de Acciones Comunes	206 579 819	5 594 575	-	109 727 057	-	35 474 380	-	-	-	-	-	-
Actividades de Financiamiento Total	206 579 819	5 594 575	-	128 147 682	(1 144 710)	553 874 007	(6 831 458)	(7 021 655)	(7 214 972)	(7 411 454)	(85 262 798)	(87 018 773)
FCF	3 530 000	-	8 163 178	(11 340 126)	19 549 677	(18 762 187)	114 348 172	82 171 610	110 411 569	129 420 080	80 156 337	109 888 062
FLUJO DE CAJA DE INVERSIONES DEFLACTADO	(198 097 385)	(5 324 997)	7 580 322	(126 369 070)	18 290 823	(493 782 395)	101 944 210	73 205 066	94 186 908	106 892 575	126 073 330	146 411 237
	(198 097 385)	(5 324 997)	7 580 322	(126 369 070)	18 290 823	(493 782 395)	101 944 210	73 205 066	94 186 908	106 892 575	126 073 330	1 422 878 023
El año 2017 incluye el Valor de recuperación del proyecto.												
TIR ECONÓMICO	13,52%	(del flujo de caja de inversiones deflactado al año cero)										
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
WACC DE LA EMPRESA	10,6%	10,7%	10,7%	10,8%	11,0%	10,1%	10,3%	10,5%	10,8%	11,0%	11,4%	11,7%
WACC DEL PROYECTO	12,5%	12,5%	12,5%	12,2%	12,2%	9,2%	9,4%	9,6%	9,9%	10,2%	10,7%	11,2%

Elaboración propia

Anexo 15: Desarrollo de la evaluación económica y de los estados financieros de la empresa y del proyecto para la alternativa N° 4

Proyección del balance general de la empresa: 2005-2015

(En miles de Nuevos Soles)

Cuenta	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Activo											
Activo Corriente											
Caja y Bancos	5 493	43 921	78 111	118 742	126 886	128 460	102 432	194 312	259 897	339 292	473 751
Valores Negociables (neto de provisión acumulada)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cuentas por Cobrar Comerciales (neto de provisión acumulada)	26 226	26 881	22 243	24 706	25 610	28 570	29 027	37 140	38 326	40 667	43 462
Cuentas por Cobrar a Vinculadas	17	18	15	15	16	16	16	17	17	18	18
Otras Cuentas por Cobrar (neto de provisión acumulada)	1 796	1 841	1 523	1 561	1 600	1 640	1 681	1 723	1 766	1 810	1 856
Existencias (neto de provisión acumulada)	5 393	5 527	4 574	4 688	4 805	4 925	5 048	5 175	5 304	5 436	5 572
Activos por Instrumentos Financieros Derivados	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gastos Pagados por Anticipado	624	6 112	6 001	543	556	570	43 937	599	614	629	645
Total Activo Corriente	39 549	84 300	112 466	150 254	159 474	164 181	182 143	238 965	305 924	387 853	525 304
Activo No Corriente											
Cuentas por cobrar comerciales a largo plazo	621	621	621	621	621	621	621	621	621	621	621
Cuentas por Cobrar a Vinculadas a Largo Plazo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otras Cuentas por Cobrar a Largo Plazo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Existencias	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Inversiones Permanentes (neto de provisión acumulada)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Activos por Instrumentos Financieros Derivados	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Inversiones en Inmuebles	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Inmuebles, Maquinaria y Equipo (neto de depreciación y desvalorización acumulada)	497 447	681 664	675 877	663 845	790 918	774 250	1 272 960	1 239 113	1 205 265	1 171 417	1 137 569
Activos Intangibles (neto de amortización y desvalorización acumulada)	443 872	439 445	433 040	420 076	408 241	395 240	383 870	370 815	357 759	344 703	331 647
Impuesto a la Renta y Participaciones Diferidos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Activo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Crédito Mercantil	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otros Activos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Activo No Corriente	941 940	1 121 731	1 109 538	1 084 542	1 199 781	1 170 111	1 657 452	1 610 548	1 563 644	1 516 741	1 469 837
TOTAL ACTIVO	981 489	1 206 030	1 222 004	1 234 797	1 359 254	1 334 292	1 839 595	1 849 513	1 869 568	1 904 594	1 995 141

Continúa...

Anexo 15: Desarrollo de la evaluación económica y de los estados financieros de la empresa y del proyecto para la alternativa N° 4

Proyección del balance general de la empresa: 2005-2015 (En miles de Nuevos Soles)

... viene

Cuenta	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
PASIVO											
Pasivo Corriente											
Sobregiros Bancarios	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Préstamos Bancarios	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cuentas por Pagar Comerciales	6 619	6 785	5 614	5 754	5 898	6 046	6 197	6 352	6 511	6 673	6 840
Cuentas por Pagar a Vinculadas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otras Cuentas por Pagar	15 820	16 215	13 417	14 057	14 454	15 186	15 525	17 092	17 561	18 220	18 960
Parte Corriente de las Deudas a Largo Plazo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pasivos por Instrumentos Financieros Derivados	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Pasivo Corriente	22 439	23 000	19 031	19 812	20 353	21 232	21 722	23 444	24 071	24 894	25 800
Pasivo No Corriente											
Deudas a largo plazo	352 960	351 560	352 960	355 445	358 269	308 272	776 819	719 119	660 198	584 247	542 016
Cuentas por pagar a vinculadas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pasivos por Instrumentos Financieros Derivados	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ajuste por Diferencia de Tipo de Cambio	4 900	3 500	4 900	7 385	9 895	12 433	14 471	21 195	27 341	32 899	38 045
Impuesto a la Renta y Particip.Diferidos Pasivo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Pasivo No Corriente	357 860	355 060	357 860	362 830	368 164	320 705	791 290	740 314	687 539	617 146	580 061
TOTAL PASIVO	380 299	378 060	376 891	382 642	388 516	341 937	813 012	763 758	711 610	642 040	605 861

Continúa...

Anexo 15: Desarrollo de la evaluación económica y de los estados financieros de la empresa y del proyecto para la alternativa N° 4

Proyección del balance general de la empresa: 2005-2015 (En miles de Nuevos Soles)

... viene

Cuenta	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
PATRIMONIO											
Contingencias (Solo debe mostrarse cuando exista)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Interés minoritario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Patrimonio Neto											
Capital	547 182	753 762	759 356	759 356	869 083	869 083	904 558	904 558	904 558	904 558	904 558
Capital adicional	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Acciones de Inversión	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Resultados no realizados	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Excedente de Reevaluación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Reservas Legales	12 051	15 724	17 824	19 475	21 345	24 604	25 745	32 954	41 624	53 711	68 170
Otras Reservas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Resultados Acumulados	41 956	58 484	67 932	73 324	80 310	98 668	96 280	148 244	211 776	304 286	416 553
Efecto acumulado por reexpresión a moneda extranjera	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL PATRIMONIO NETO	601 189	827 970	845 113	852 155	970 738	992 355	1 026 583	1 085 756	1 157 958	1 262 554	1 389 281
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO NETO	981 489	1 206 030	1 222 004	1 234 797	1 359 254	1 334 292	1 839 595	1 849 513	1 869 568	1 904 594	1 995 141

Elaboración propia

Anexo 15: Desarrollo de la evaluación económica y de los estados financieros de la empresa y del proyecto para la alternativa N° 4

Proyección del flujo de caja de la empresa: 2005-2015

(En miles de Nuevos Soles)

Rubro	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Utilidad Neta	30 723	36 729	20 996	16 509	18 704	32 586	11 414	72 086	86 700	120 869	144 592
Aumento (Reducción) de diferencia de Cambio	4 900	(1 400)	1 400	2 485	2 510	2 538	2 038	6 724	6 147	5 557	5 146
Depreciación y Amortizaciones	17 787	17 787	17 787	24 995	24 995	29 670	29 670	46 904	46 904	46 904	46 904
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
FGO	53 410	53 116	40 183	43 990	46 210	64 794	43 122	125 713	139 750	173 330	196 641
Cambios en el Activo y Pasivo Circulante											
(Aumento) Reducción de Cuentas por Cobrar	(684)	(701)	4 959	(2 501)	(944)	(3 000)	(499)	(8 155)	(1 229)	(2 386)	(2 841)
Reducción de Inventarios	(132)	(135)	954	(114)	(117)	(120)	(123)	(126)	(129)	(133)	(136)
Variación de Inventario de Insumos	(132)	(135)	954	(114)	(117)	(120)	(123)	(126)	(129)	(133)	(136)
Variación de Productos Terminados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reducción de Gastos Pagados por Adelantado	(15)	(5 488)	110	5 459	(14)	(14)	(43 367)	43 338	(15)	(15)	(16)
Aumento (Reducción) Cuentas por Pagar	378	561	(3 969)	780	541	879	490	1 722	627	823	906
Variación Capital de trabajo	(452)	(5 762)	2 055	3 623	(534)	(2 255)	(43 499)	36 779	(746)	(1 711)	(2 086)
FCO	52 957	47 354	42 238	47 613	45 676	62 540	(378)	162 492	139 004	171 619	194 555
Inversiones											
(Compras de propiedad y equipos)		(190 004)	-	-	(139 105)	-	(515 379)	-	-	-	-
(Pago de Gastos de Pre- Operación)		(7 573)	(5 595)	-	(1 129)	-	(1 632)	-	-	-	-
Inversiones Total	-	(197 578)	(5 595)	-	(140 234)	-	(517 011)	-	-	-	-
FCI	52 957	(150 224)	36 643	47 613	(94 558)	62 540	(517 388)	162 492	139 004	171 619	194 555
Actividades de Financiamiento											
Aumento (reducción) Deuda L.P.	(59 215)	(1 400)	1 400	2 485	2 824	(49 997)	468 547	(57 700)	(58 921)	(75 951)	(42 231)
Dividendos Pagados	(13 825)	(16 528)	(9 448)	(9 466)	(9 849)	(10 969)	(12 661)	(12 913)	(14 498)	(16 273)	(17 865)
Emisión de Acciones Comunes	-	206 580	5 595	-	109 727	-	35 474	-	-	-	-
Actividades de Financiamiento Total	(73 040)	188 652	(2 454)	(6 981)	102 702	(60 966)	491 361	(70 613)	(73 419)	(92 223)	(60 097)
FCF	(20 083)	38 428	34 190	40 631	8 144	1 574	(26 028)	91 879	65 585	79 396	134 459

Elaboración propia

**Anexo 15: Desarrollo de la evaluación económica y de los estados financieros de la empresa y del proyecto para la
alternativa N° 4**

Proyección del estado de pérdidas y ganancias de la empresa: 2005-2015

(En miles de Nuevos Soles)

Cuenta	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Ingresos Operacionales											
Ventas Netas (ingresos operacionales)	165 535	169 674	140 394	196 555	215 324	285 572	290 371	513 164	541 917	597 300	666 034
Otros Ingresos Operacionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total de Ingresos Brutos	165 535	169 674	140 394	196 555	215 324	285 572	290 371	513 164	541 917	597 300	666 034
Costo de Ventas (Operacionales)	(66 274)	(67 931)	(56 209)	(110 636)	(123 642)	(175 412)	(173 585)	(293 968)	(303 257)	(310 345)	(345 817)
Otros costos operacionales	-	-	-	(717)	(724)	(732)	(739)	(746)	(754)	(761)	(769)
Total Costos Operacionales	(66 274)	(67 931)	(56 209)	(111 353)	(124 366)	(176 144)	(174 323)	(294 715)	(304 011)	(311 106)	(346 586)
Utilidad Bruta	99 261	101 743	84 185	85 202	90 958	109 428	116 047	218 449	237 906	286 194	319 448
Gastos Operacionales											
Gastos de Ventas	(4 453)	(4 564)	(4 678)	(9 817)	(10 031)	(10 647)	(10 876)	(12 496)	(12 749)	(13 008)	(13 273)
Gastos de Administración	(26 183)	(26 837)	(27 508)	(28 196)	(28 901)	(29 623)	(30 364)	(31 123)	(31 901)	(32 698)	(33 516)
Provisión por pérdidas por desvalorización de activos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Utilidad Operativa	68 626	70 341	51 999	47 189	52 026	69 157	74 808	174 830	193 255	240 487	272 659
Otros Ingresos (gastos)											
Ingresos Financieros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gastos Financieros	(22 265)	(22 175)	(22 265)	(22 425)	(24 274)	(22 459)	(57 194)	(54 350)	(51 444)	(47 954)	(44 936)
Participación en los resultados de subsidiarias y afiliadas bajo el método de participación patrimonial	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganancia o pérdida por instrumentos financieros derivados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros Ingresos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros Gastos	-	-	-	-	-	(184)	(173)	(5 357)	(5 288)	(5 218)	(5 146)
Pérdida por Diferencia de tipo de Cambio	(4 900)	1 400	(1 400)	(2 485)	(2 510)	(2 538)	(2 038)	(6 724)	(6 147)	(5 557)	(5 146)
Resultado por Exposición a la Inflación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado antes de Gastos Extraordinarios,											
Participaciones y del Impuesto a la Renta	41 461	49 567	28 335	22 280	25 242	43 976	15 403	108 400	130 376	181 758	217 431
Participación de los trabajadores corrientes	(2 073)	(2 478)	(1 417)	(1 114)	(1 262)	(2 199)	(770)	(5 420)	(6 519)	(9 088)	(10 872)
Impuesto a la Renta corriente	(8 665)	(10 359)	(5 922)	(4 656)	(5 276)	(9 191)	(3 219)	(30 894)	(37 157)	(51 801)	(61 968)
Resultado antes de Gastos Extraordinarios	30 723	36 729	20 996	16 509	18 704	32 586	11 414	72 086	86 700	120 869	144 592
Gastos Extraordinarios (neto de participaciones e impuesto a la renta)											
Resultado antes de Interés Minoritario	30 723	36 729	20 996	16 509	18 704	32 586	11 414	72 086	86 700	120 869	144 592
Interés Minoritario											
Utilidad (Pérdida) Neta del Ejercicio	30 723	36 729	20 996	16 509	18 704	32 586	11 414	72 086	86 700	120 869	144 592

Elaboración propia

Anexo 15: Desarrollo de la evaluación económica y de los estados financieros de la empresa y del proyecto para la alternativa N° 4

Principales indicadores financieros de la empresa: 2002-2015

	Histórico	Histórico	Histórico	Proyección	Proyección	Proyección	Proyección	Proyección	Proyección	Proyección	Proyección	Proyección	Proyección	Proyección
PERSPECTIVA FINANCIERA	31/12/2002	31/12/2003	31/12/2004	31/12/2005	31/12/2006	31/12/2007	31/12/2008	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2015
1. ROE Rendimiento sobre el patrimonio	6,5%	9,3%	8,3%	5,1%	4,4%	2,5%	1,9%	1,9%	3,3%	1,1%	6,6%	7,5%	9,6%	10,4%
Utilidad neta/Patrimonio														
2. ROA Rendimiento de los activos totales	5,4%	7,8%	6,9%	4,2%	4,1%	2,3%	1,8%	1,9%	3,3%	0,8%	5,9%	7,0%	9,5%	10,9%
Utilidad antes de part. E impuestos/activo total														
3. EVA Economic Value Added	(1 196 491)	(33 826 054)	(43 132 847)	(37 754 226)	(65 944 361)	(82 234 396)	(87 080 682)	(98 259 922)	(84 961 396)	(111 509 333)	(43 897 879)	(38 024 022)	(14 751 204)	(6 892 687)
U. Operación después Impuestos - [WACC x (Total Activos - Pasivos de Corto lazo)]														
4. Participación del mercado en energía	5,5%	5,7%	5,5%	5,3%	5,1%	4,7%	6,4%	6,6%	7,9%	7,2%	13,3%	12,7%	12,2%	12,3%
(Producción de energía/Demanda del mercado)														

RESGUARDOS FINANCIEROS DEL PROGRAMA DE EMISIÓN DE BONOS														
1. Ratio de Apalancamiento	0,8717	0,8155	0,7432	0,6326	0,4566	0,4460	0,4490	0,4002	0,3446	0,7920	0,7034	0,6145	0,5085	0,4361
Deuda Total neto de deuda subordinada/Patrimonio mas deuda subordinada														
2. EBITDA	97 222 000	110 152 000	93 475 000	94 978 133	96 693 778	78 351 652	80 750 026	85 587 051	107 392 462	113 042 971	230 298 752	248 724 105	295 955 916	328 127 888
Resultado de Operación + Depreciación + Amortización														
3. Cobertura de Intereses	5,122	4,834	3,507	4,266	4,361	3,519	3,601	3,526	4,782	1,976	4,237	4,835	6,172	7,302
(Resultado de Operación + Depreciación + Amortización)/Gastos Financieros														
4. Ratio de Cobertura de Servicio de deuda				4,27	4,36	3,52	3,60	1,98	1,44	0,94	1,95	2,15	2,11	3,14
EBITDA sobre servicio de deuda (Principal + intereses - otros recursos provenientes de emisiones de bonos o deuda garantizada)														

Elaboración propia

Anexo 16: Desarrollo de la evaluación económica y de los estados financieros de la empresa y del proyecto para la alternativa N° 5

**Programa de inversiones del proyecto C.T. Las Arenas
(En US \$)**

AÑO	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
<u>ACTIVOS FIJOS DEPRECIABLES</u>							
Tubería de Gas	2 961 944	-	-	-	-	-	-
Obras Civiles Generales	1 090 645	-	-	-	-	-	-
Planta de Generación	60 000 000	-	-	58 500 000	-	237 000 000	-
Subestación de Salida L.T.	5 149 813	-	-	2 854 826	-	2 854 826	-
Línea de Transmisión	2 178 809	-	-	-	-	-	-
Subestación de Llegada L.T.	1 901 367	-	-	-	-	-	-
Edificios y Proyectos Complementarios	700 000	-	-	-	-	-	-
Proyectos Complementarios de Impacto Ambiental	2 225 000	-	-	-	-	-	-
	<u>76 207 578</u>	-	-	61 354 826	-	239 854 826	-
<u>ACTIVOS FIJOS NO DEPRECIABLES</u>							
Terreno	756 303	-	-	-	-	-	-
<u>OTRAS INVERSIONES</u>							
Estudio Factibilidad	900 121	-	-	-	-	-	-
Proyectos Complementarios Sociales	350 000	-	-	-	-	-	-
Gastos Pre-operativos	895 323	1 575 936	-	349 358	-	415 344	-
	<u>2 145 444</u>	<u>1 575 936</u>	-	349 358	-	415 344	-
Impuesto General a las Ventas (Crédito Fiscal)	5 946 385	-	-	-	-	26 054 534	-
TOTAL INVERSIÓN	85 055 710	1 575 936	-	61 704 183	-	266 324 704	-

Elaboración propia

Anexo 16: Desarrollo de la evaluación económica y de los estados financieros de la empresa y del proyecto para la alternativa N° 5

**Estructura de Financiamiento del proyecto C.T. Las Arenas
(En US \$)**

AÑO	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Primera Etapa							
Capital Propio	86 055 710	1 575 936					
Financiamiento con Bancos de Fomento	-	-					
Emisión de Bonos	-	-					
Deuda Subordinada	-	-					
Créditos Sindicados (Banca Nacional)	-	-					
Leasing	-	-					
Proveedores	-	-					
	86 055 710	1 575 936					
Futura Etapas				Segunda Etapa			
Capital Propio	-	-	-	19 000 000	-	122 368 354	-
Financiamiento con Bancos de Fomento	-	-	-	-	-	75 000 000	-
Emisión de Bonos	-	-	-	32 500 000	-	67 500 000	-
Deuda Subordinada	-	-	-	-	-	-	-
Créditos Sindicados (Banca Nacional)	-	-	-	-	-	-	-
Leasing	-	-	-	-	-	-	-
Proveedores	-	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	51 500 000	-	264 868 354	-
TOTAL DE FINANCIAMIENTO	86 055 710	1 575 936	-	51 500 000	-	264 868 354	-

Elaboración propia

Anexo 16: Desarrollo de la evaluación económica y de los estados financieros de la empresa y del proyecto para la alternativa N° 5

Proyección de ingresos y egresos marginales del proyecto C.T. Las Arenas: 2008-2014 (En Nuevos Soles)

AÑO	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
INGRESOS							
VENTA A CLIENTES CON CONTRATO (ENERGÍA Y POTENCIA)							
Cientes Libres	26 354 365	26 974 361	81 979 521	81 084 669	125 932 766	126 677 164	142 722 881
Cientes Regulados	75 900 570	77 686 160	236 101 019	233 523 845	362 686 365	364 830 233	411 041 897
Sub Total	102 254 935	104 660 521	318 080 540	314 608 514	488 619 131	491 507 398	553 764 778
VENTA EN EL MERCADO DE GENERADORES (SPOT)							
Energía Activa	24 976 485	29 203 748	13 987 089	9 492 172	0	0	0
Energía Reactiva	103 229	105 668	109 392	113 248	117 240	121 373	125 652
Potencia	10 817 836	12 404 943	19 805 994	17 587 702	47 303 408	48 455 901	49 831 810
Sub Total	35 897 549	41 714 359	33 902 475	27 193 123	47 420 649	48 577 274	49 957 461
INGRESOS POR TRANSMISIÓN							
Transmisión Principal	3 084 706	3 157 584	8 094 391	8 379 718	8 675 103	8 980 900	9 297 477
Garantía Red Principal	5 433 926	5 562 305	14 258 836	14 761 460	15 281 801	15 820 485	16 378 157
Transmisión Secundaria	0	0	0	0	0	0	0
Sub Total	8 518 632	8 719 889	22 353 227	23 141 178	23 956 904	24 801 385	25 675 634
TOTAL INGRESOS	146 671 116	155 094 769	374 336 241	364 942 815	559 996 684	564 886 057	629 397 874
EGRESOS							
COMPRA EN EL MERCADO DE GENERADORES (SPOT)							
Energía Activa	24 788 008	19 201 883	73 870 662	105 274 768	17 180 676	19 276 166	22 130 455
Servicios Complementarios	2 213 692	2 265 991	2 345 868	2 428 560	2 514 166	2 602 791	2 694 539
Potencia	0	0	0	0	0	0	0
Sub Total	27 001 700	21 467 875	76 216 530	107 703 328	19 694 842	21 878 956	24 824 994
CARGOS POR TRANSMISIÓN							
Sistema Principal	3 130 939	3 204 909	8 143 384	8 430 439	8 727 611	9 035 260	9 353 753
Garantía Red Principal	5 433 926	5 562 305	14 258 836	14 761 460	15 281 801	15 820 485	16 378 157
Sistema Secundario	721 932	738 988	765 037	792 005	819 923	848 825	878 746
Sub Total	9 286 796	9 506 202	23 167 257	23 983 903	24 829 336	25 704 570	26 610 656
CONTRIBUCIONES							
DGE, OSINERG	1 457 487	1 553 723	3 858 950	3 846 626	6 045 845	6 232 078	7 108 377
COES	588 990	601 665	622 874	644 830	667 560	691 092	715 453
Uso de combustible	349 602	419 660	880 461	693 615	2 100 814	2 172 443	2 249 127
Sub Total	2 396 080	2 575 047	5 362 285	5 185 071	8 814 220	9 095 613	10 072 956
TOTAL EGRESOS	38 684 576	33 549 123	104 746 072	136 872 302	53 338 397	56 679 139	61 508 606
BALANCE							
INGRESOS - EGRESOS	107 986 540	121 545 645	269 590 170	228 070 513	506 658 287	508 206 918	567 889 268
INGRESOS OPERACIONALES (*)	107 986 540	121 545 645	269 590 170	228 070 513	506 658 287	508 206 918	567 889 268

(*) No incluyen el costo del gas
Elaboración propia

Anexo 16: Desarrollo de la evaluación económica y de los estados financieros de la empresa y del proyecto para la alternativa N° 5

Proyección de la estructura de costos marginales del proyecto C.T. Las Arenas: 2006-2017 (En Nuevos Soles)

AÑO	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Componentes Usados												
Gas Natural y Otros Insumos		459 454	76 383 242	91 783 924	192 938 644	151 613 748	315 345 198	326 092 370	337 603 025	388 243 479	446 480 000	513 452 000
Costo de mano de Obra Directa	-	839 330	860 313	881 821	903 867	926 463	949 625	973 366	997 700	1 022 642	1 048 208	1 074 414
Costos Directos o Costos Primos	-	1 298 784	77 243 556	92 665 745	193 842 511	152 540 212	316 294 823	327 065 736	338 600 725	389 266 121	447 528 209	514 526 414
Costos Indirectos de Fabricación	-	-	17 572 460	18 468 535	33 455 023	37 765 942	71 933 279	74 733 662	72 467 593	79 248 259	73 013 214	75 927 884
Depreciación de Equipos	-	-	8 967 092	8 967 092	16 373 345	16 373 345	45 908 623	45 908 623	45 908 623	45 908 623	45 908 623	45 908 623
Costos Generales de Fabricación	-	-	8 605 368	9 501 443	17 081 678	21 392 597	26 024 656	28 825 039	26 558 970	33 339 636	27 104 592	30 019 262
Servicios Básicos	-	-	21 013	21 538	22 076	22 628	23 194	23 774	24 368	24 977	25 602	26 242
Mano de Obra Mantenimiento de Planta	-	-	311 931	319 729	327 722	335 915	344 313	352 921	361 744	370 787	380 057	389 559
Costos Diversos Mantenimiento Planta	-	-	8 047 475	8 932 977	16 418 459	20 717 500	25 337 430	28 125 428	25 846 712	32 614 464	26 366 231	29 267 433
Costos Mantenimiento de Instalaciones	-	-										
Eléctricas	-	-	224 949	227 199	313 420	316 554	319 720	322 917	326 146	329 408	332 702	336 029
Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos de Productos en Proceso	-	1 298 784	94 816 016	111 134 280	227 297 534	190 306 154	388 228 102	401 799 397	411 068 317	468 514 380	520 541 423	590 454 298
Inventario Inicial de productos en Proceso	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costo de productos en Proceso Prod. Final	-	1 298 784	94 816 016	111 134 280	227 297 534	190 306 154	388 228 102	401 799 397	411 068 317	468 514 380	520 541 423	590 454 298
Inventario Final de Productos en Proceso	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costo de Productos Terminados	-	1 298 784	94 816 016	111 134 280	227 297 534	190 306 154	388 228 102	401 799 397	411 068 317	468 514 380	520 541 423	590 454 298
Inventario Inicial de Productos Terminados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costo de productos Terminados Disp. Ventas	-	1 298 784	94 816 016	111 134 280	227 297 534	190 306 154	388 228 102	401 799 397	411 068 317	468 514 380	520 541 423	590 454 298
Inventario Final de Productos Terminados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costo de Ventas	-	1 298 784	94 816 016	111 134 280	227 297 534	190 306 154	388 228 102	401 799 397	411 068 317	468 514 380	520 541 423	590 454 298

Elaboración propia

Anexo 16: Desarrollo de la evaluación económica y de los estados financieros de la empresa y del proyecto para la alternativa N° 5

Proyección de las pérdidas y ganancias marginales del proyecto C.T. Las Arenas: 2006-2017 (En Nuevos Soles)

AÑO	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Ingresos Operacionales												
Ventas Netas (Ingresos Operacionales)	-	-	107 986 540	121 545 645	269 590 170	228 070 513	506 658 287	508 206 918	567 889 268	653 072 658	751 033 557	863 688 590
Otros Ingresos Operacionales												
Total de Ingresos brutos	-	-	107 986 540	121 545 645	269 590 170	228 070 513	506 658 287	508 206 918	567 889 268	653 072 658	751 033 557	863 688 590
Costos Operacionales												
Costo de ventas (Operacionales)			(94 816 016)	(111 134 280)	(227 297 534)	(190 306 154)	(388 228 102)	(401 799 397)	(411 068 317)	(468 514 380)	(520 541 423)	(590 454 298)
Otros Costos Operacionales	-	-	(717 100)	(724 271)	(731 514)	(738 829)	(746 217)	(753 679)	(761 216)	(768 828)	(776 517)	(784 282)
Total Costos Operacionales	-	-	(95 533 116)	(111 858 551)	(228 029 048)	(191 044 983)	(388 974 319)	(402 553 077)	(411 829 534)	(469 283 208)	(521 317 939)	(591 238 580)
Utilidad Bruta	-	-	12 453 425	9 687 094	41 561 122	37 025 530	117 683 968	105 653 842	156 059 734	183 789 450	229 715 617	272 450 010
Gastos Operacionales												
Gastos Administrativos y Ventas			(6 311 580)	(6 458 880)	(7 201 066)	(7 361 775)	(9 828 325)	(10 019 962)	(10 215 849)	(10 416 087)	(10 620 779)	(10 830 031)
Amortizaciones (pre-operativo)	-	-	(963 799)	(963 799)	(1 005 971)	(1 005 971)	(1 057 115)	(1 057 115)	(1 057 115)	(1 057 115)	(1 057 115)	(1 057 115)
Utilidad Operativa	-	-	5 178 045	2 264 415	33 354 085	28 657 784	106 798 528	94 576 764	144 786 770	172 316 248	218 037 723	260 562 864
Otros Ingresos (Gastos)												
Ingresos Financieros												
Gastos Financieros												
Intereses + gastos (comisiones, otros)	-	-	-	(8 894 064)	(8 980 226)	(45 841 921)	(46 295 244)	(46 753 100)	(46 762 753)	(45 396 042)	(43 038 075)	(37 721 790)
Otros Ingresos												
Otros Gastos												
Pérdida por diferencia de cambio	-	-	-	-	(1 176 940)	(1 188 710)	(6 280 045)	(6 156 291)	(6 029 434)	(5 652 030)	(5 266 474)	(4 348 493)
Participaciones e Impuesto a la Renta	-	-	5 178 045	(6 629 649)	23 196 919	(18 372 846)	54 223 239	41 667 372	91 994 583	121 268 177	169 733 175	218 492 582
Participación de los trabajadores (5%)	-	-	(258 902)	-	(1 159 846)	-	(2 711 162)	(2 083 369)	(4 599 729)	(6 063 409)	(8 486 659)	(10 924 629)
Impuesto a la Renta (22-30%)	-	-	(1 139 170)	-	(5 103 322)	-	(16 266 972)	(12 500 212)	(27 598 375)	(36 380 453)	(50 919 953)	(65 547 774)
Utilidad Neta	-	-	3 779 973	(6 629 649)	16 933 751	(18 372 846)	35 245 105	27 083 792	59 796 479	78 824 315	110 326 564	142 020 178

Elaboración propia

Anexo 16: Desarrollo de la evaluación económica y de los estados financieros de la empresa y del proyecto para la alternativa N° 5

Proyección del flujo de caja marginal del proyecto C.T. Las Arenas: 2006-2017 (En Nuevos Soles)

AÑO	2006	2 007	2 008	2 009	2 010	2 011	2 012	2 013	2 014	2 015	2 016	2 017
Utilidad Neta	-	-	3 779 973	(6 629 649)	16 933 751	(18 372 846)	35 245 105	27 083 792	59 796 479	78 824 315	110 326 564	142 020 178
Aumento (Reducción) de diferencia de Cambio	-	-	-	-	1 176 940	1 188 710	6 280 045	6 156 291	6 029 434	5 652 030	5 266 474	4 348 493
Depreciación	-	-	8 967 092	8 967 092	16 373 345	16 373 345	45 908 623	45 908 623	45 908 623	45 908 623	45 908 623	45 908 623
Amortizaciones	-	-	963 799	963 799	1 005 971	1 005 971	1 057 115	1 057 115	1 057 115	1 057 115	1 057 115	1 057 115
FGO	-	-	13 710 864	3 301 242	35 490 007	195 180	88 490 888	80 205 821	112 791 651	131 442 082	162 558 775	193 334 409
Cambios en el Activo y Pasivo Circulante												
(Aumento) Reducción de Cuentas por Cobrar	-	-	(3 569 555)	(448 204)	(4 893 694)	1 372 455	(9 208 874)	(51 191)	(1 972 833)	(2 815 784)	(3 238 152)	(3 723 875)
Reducción de Inventarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Variación de Inventario de Insumos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Variación de Productos Terminados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reducción de Gastos Pagados por Adelantado	(20 990 740)	-	20 990 740	-	-	(96 249 208)	96 249 208	-	-	-	-	-
Aumento (Reducción) Cuentas por Pagar	-	-	569 929	71 562	781 346	(219 132)	1 470 324	8 173	314 990	449 579	517 016	594 568
Variación Capital de trabajo	(20 990 740)	-	17 991 114	(376 642)	(4 112 348)	(95 095 884)	88 510 659	(43 018)	(1 657 843)	(2 366 205)	(2 721 136)	(3 129 306)
FCO	(20 990 740)	-	31 701 978	2 924 600	31 377 659	(94 900 705)	177 001 547	80 162 804	111 133 808	129 075 877	159 837 639	190 205 102
Inversiones												
(Compras de propiedad y equipos)	(271 682 498)	-	-	(222 187 605)	-	(886 058 322)	-	-	-	-	-	-
(Gastos PreOperativos y Proy. Complementarios)	(7 573 417)	(5 594 575)	-	(1 265 148)	-	(1 534 340)	-	-	-	-	-	-
Inversiones Total	(279 255 915)	(5 594 575)	-	(223 452 753)	-	(887 592 662)	-	-	-	-	-	-
FCI	(300 246 655)	(5 594 575)	31 701 978	(220 528 153)	31 377 659	(982 493 367)	177 001 547	80 162 804	111 133 808	129 075 877	159 837 639	190 205 102
Actividades de Financiamiento												
Aumento (reducción) Deuda L.P.	-	-	-	117 694 038	1 176 940	509 133 542	(12 375 383)	(12 685 691)	(37 740 491)	(38 555 595)	(91 798 094)	(93 686 721)
Dividendos Pagados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Emisión de Acciones Comunes	303 776 655	5 594 575	-	68 805 745	-	452 046 350	-	-	-	-	-	-
Actividades de Financiamiento Total	303 776 655	5 594 575	-	186 499 783	1 176 940	961 179 892	(12 375 383)	(12 685 691)	(37 740 491)	(38 555 595)	(91 798 094)	(93 686 721)
FCF	3 530 000	-	31 701 978	(34 028 370)	32 554 599	(21 313 475)	164 626 164	67 477 112	73 393 317	90 520 282	68 039 545	96 518 381
FLUJO DE CAJA DE INVERSIONES DEFLACTADO	(292 923 565)	(5 324 997)	29 438 438	(199 787 622)	27 733 278	(847 200 951)	148 905 248	65 793 346	88 987 992	100 833 869	121 819 423	141 428 123
	(292 923 565)	(5 324 997)	29 438 438	(199 787 622)	27 733 278	(847 200 951)	148 905 248	65 793 346	88 987 992	100 833 869	121 819 423	1 736 845 130
El año 2017 incluye el Valor de recuperación del proyecto.												
TIR ECONÓMICO	9,60%	(del flujo de caja de inversiones deflactado al año cero)										
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
WACC DE LA EMPRESA	10,8%	10,8%	10,8%	10,7%	10,8%	10,4%	10,6%	10,8%	11,0%	11,2%	11,6%	11,8%
WACC DEL PROYECTO	12,5%	12,5%	12,5%	11,3%	11,3%	10,2%	10,3%	10,3%	10,5%	10,7%	11,1%	11,5%

Elaboración propia

Anexo 16: Desarrollo de la evaluación económica y de los estados financieros de la empresa y del proyecto para la alternativa N° 5

Proyección del balance general de la empresa: 2005-2015

(En miles de Nuevos Soles)

Cuenta	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
ACTIVO											
Activo Corriente											
Caja y Bancos	5 493	43 921	78 111	136 047	121 771	129 855	99 070	232 760	282 510	323 862	418 587
Valores Negociables (neto de provisión acumulada)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cuentas por Cobrar Comerciales (neto de provisión acumulada)	26 226	26 881	22 243	26 368	27 386	32 864	32 091	41 913	42 594	45 211	48 688
Cuentas por Cobrar a Vinculadas	17	18	15	15	16	16	16	17	17	18	18
Otras Cuentas por Cobrar (neto de provisión acumulada)	1 796	1 841	1 523	1 561	1 600	1 640	1 681	1 723	1 766	1 810	1 856
Existencias (neto de provisión acumulada)	5 393	5 527	4 574	4 688	4 805	4 925	5 048	5 175	5 304	5 436	5 572
Activos por Instrumentos Financieros Derivados	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gastos Pagados por Anticipado	624	21 631	21 520	543	556	570	96 834	599	614	629	645
Total Activo Corriente	39 549	99 819	127 985	169 222	156 135	169 871	234 740	282 187	332 805	376 968	475 366
Activo No Corriente											
Cuentas por cobrar comerciales a largo plazo	621	621	621	621	621	621	621	621	621	621	621
Cuentas por Cobrar a Vinculadas a Largo Plazo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otras Cuentas por Cobrar a Largo Plazo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Existencias	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Inversiones Permanentes (neto de provisión acumulada)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Activos por Instrumentos Financieros Derivados	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Inversiones en Inmuebles	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Inmuebles, Maquinaria y Equipo (neto de depreciación y desvalorización acumulada)	497 447	763 342	757 555	742 801	950 234	928 073	1 791 971	1 740 275	1 688 580	1 636 884	1 585 188
Activos Intangibles (neto de amortización y desvalorización acumulada)	443 872	439 445	433 040	420 076	408 378	395 372	383 900	370 843	357 786	344 729	331 671
Impuesto a la Renta y Participaciones Diferidos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Activo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Crédito Mercantil	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otros Activos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Activo No Corriente	941 940	1 203 409	1 191 216	1 163 498	1 359 233	1 324 066	2 176 492	2 111 739	2 046 986	1 982 233	1 917 480
TOTAL ACTIVO	981 489	1 303 227	1 319 201	1 332 720	1 515 367	1 493 937	2 411 232	2 393 926	2 379 792	2 359 201	2 392 847

Continúa...

Anexo 16: Desarrollo de la evaluación económica y de los estados financieros de la empresa y del proyecto para la alternativa N° 5

Proyección del balance general de la empresa: 2005-2015 (En miles de Nuevos Soles)

... viene

Cuenta	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
PASIVO											
Pasivo Corriente											
Sobregiros Bancarios	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Préstamos Bancarios	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cuentas por Pagar Comerciales	6 619	6 785	5 614	5 754	5 898	6 046	6 197	6 352	6 511	6 673	6 840
Cuentas por Pagar a Vinculadas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otras Cuentas por Pagar	15 820	16 215	13 417	14 323	14 738	15 872	16 014	17 854	18 242	18 946	19 794
Parte Corriente de las Deudas a Largo Plazo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pasivos por Instrumentos Financieros Derivados	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Pasivo Corriente	22 439	23 000	19 031	20 077	20 636	21 917	22 211	24 206	24 753	25 619	26 635
Pasivo No Corriente											
Deudas a largo plazo	352 960	351 560	352 960	355 445	457 542	409 867	869 148	805 904	741 319	634 843	561 467
Cuentas por pagar a vinculadas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pasivos por Instrumentos Financieros Derivados	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ajuste por Diferencia de Tipo de Cambio	4 900	3 500	4 900	7 385	9 895	13 426	16 480	24 127	31 141	37 510	43 162
Impuesto a la Renta y Particip.Diferidos Pasivo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Pasivo No Corriente	357 860	355 060	357 860	362 830	467 437	423 293	885 628	830 031	772 460	672 353	604 629
TOTAL PASIVO	380 299	378 060	376 891	382 907	488 073	445 210	907 838	854 237	797 213	697 972	631 264

Continúa...

Anexo 16: Desarrollo de la evaluación económica y de los estados financieros de la empresa y del proyecto para la alternativa N° 5

Proyección del balance general de la empresa: 2005-2015 (En miles de Nuevos Soles)

... viene

Cuenta	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
PATRIMONIO											
Contingencias (Solo debe mostrarse cuando exista)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Interés minoritario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Patrimonio Neto											
Capital	547 182	850 959	856 553	856 553	925 359	925 359	1 377 405	1 377 405	1 377 405	1 377 405	1 377 405
Capital adicional	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Acciones de Inversión	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Resultados no realizados	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Excedente de Revaluación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Reservas Legales	12 051	15 724	17 824	19 521	21 373	24 613	26 141	31 062	36 801	46 293	58 115
Otras Reservas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Resultados Acumulados	41 956	58 484	67 932	73 739	80 562	98 754	99 847	131 221	168 372	237 530	326 062
Efecto acumulado por reexpresión a moneda extranjera	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL PATRIMONIO NETO	601 189	925 167	942 309	949 813	1 027 294	1 048 727	1 503 394	1 539 689	1 582 579	1 661 229	1 761 583
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO NETO	981 489	1 303 227	1 319 201	1 332 720	1 515 367	1 493 937	2 411 232	2 393 926	2 379 792	2 359 201	2 392 847

Elaboración propia

Anexo 16: Desarrollo de la evaluación económica y de los estados financieros de la empresa y del proyecto para la alternativa N° 5

Proyección del flujo de caja de la empresa: 2005-2015

(En miles de Nuevos Soles)

Rubro	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Utilidad Neta	30 723	36 729	20 996	16 970	18 524	32 402	15 281	49 209	57 387	94 923	118 219
Aumento (Reducción) de diferencia de Cambio	4 900	(1 400)	1 400	2 485	2 510	3 531	3 054	7 647	7 014	6 369	5 652
Depreciación y Amortizaciones	17 787	17 787	17 787	27 718	27 718	35 167	35 167	64 753	64 753	64 753	64 753
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
FGO	53 410	53 116	40 183	47 174	48 752	71 099	53 502	121 608	129 155	166 044	188 624
Cambios en el Activo y Pasivo Circulante											
(Aumento) Reducción de Cuentas por Cobrar	(684)	(701)	4 959	(4 164)	(1 058)	(5 518)	732	(9 865)	(724)	(2 662)	(3 522)
Reducción de Inventarios	(132)	(135)	954	(114)	(117)	(120)	(123)	(126)	(129)	(133)	(136)
Variación de Inventario de Insumos	(132)	(135)	954	(114)	(117)	(120)	(123)	(126)	(129)	(133)	(136)
Variación de Productos Terminados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reducción de Gastos Pagados por Adelantado	(15)	(21 006)	110	20 978	(14)	(14)	(96 263)	96 235	(15)	(15)	(16)
Aumento (Reducción) Cuentas por Pagar	378	561	(3 969)	1 046	559	1 281	293	1 995	546	867	1 015
Variación Capital de trabajo	(452)	(21 281)	2 055	17 745	(629)	(4 371)	(95 361)	88 239	(322)	(1 943)	(2 659)
FCO	52 957	31 835	42 238	64 918	48 123	66 728	(41 859)	209 847	128 833	164 101	185 965
Inversiones											
(Compras de propiedad y equipos)		(271 682)	-	-	(222 188)	-	(886 058)	-	-	-	-
(Pago de Gastos de Pre- Operación)		(7 573)	(5 595)	-	(1 265)	-	(1 534)	-	-	-	-
Inversiones Total	-	(279 256)	(5 595)	-	(223 453)	-	(887 593)	-	-	-	-
FCI	52 957	(247 421)	36 643	64 918	(175 330)	66 728	(929 452)	209 847	128 833	164 101	185 965
Actividades de Financiamiento											
Aumento (reducción) Deuda L.P.	(59 215)	(1 400)	1 400	2 485	102 097	(47 675)	459 281	(63 244)	(64 585)	(106 476)	(73 376)
Dividendos Pagados	(13 825)	(16 528)	(9 448)	(9 466)	(9 849)	(10 969)	(12 661)	(12 913)	(14 498)	(16 273)	(17 865)
Emisión de Acciones Comunes	-	303 777	5 595	-	68 806	-	452 046	-	-	-	-
Actividades de Financiamiento Total	(73 040)	285 849	(2 454)	(6 981)	161 054	(58 644)	898 667	(76 157)	(79 083)	(122 749)	(91 241)
FCF	(20 083)	38 428	34 190	57 937	(14 276)	8 084	(30 785)	133 690	49 750	41 352	94 725

Elaboración propia

**Anexo 16: Desarrollo de la evaluación económica y de los estados financieros de la empresa y del proyecto para la
alternativa N° 5**

Proyección del estado de pérdidas y ganancias de la empresa: 2005-2015

(En miles de Nuevos Soles)

Cuenta	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Ingresos Operacionales											
Ventas Netas (ingresos operacionales)	165 535	169 674	140 394	239 184	269 047	407 429	383 039	646 123	671 021	734 774	824 129
Otros Ingresos Operacionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total de Ingresos Brutos	165 535	169 674	140 394	239 184	269 047	407 429	383 039	646 123	671 021	734 774	824 129
Costo de Ventas (Operacionales)	(66 274)	(67 931)	(56 209)	(152 430)	(170 189)	(287 828)	(252 350)	(451 823)	(466 984)	(477 883)	(536 999)
Otros costos operacionales	-	-	-	(717)	(724)	(732)	(739)	(746)	(754)	(761)	(769)
Total Costos Operacionales	(66 274)	(67 931)	(56 209)	(153 147)	(170 913)	(288 560)	(253 089)	(452 569)	(467 738)	(478 644)	(537 768)
Utilidad Bruta	99 261	101 743	84 185	86 037	98 134	118 870	129 950	193 553	203 283	256 130	286 361
Gastos Operacionales											
Gastos de Ventas	(4 453)	(4 564)	(4 678)	(10 029)	(10 245)	(11 083)	(11 316)	(13 896)	(14 163)	(14 436)	(14 716)
Gastos de Administración	(26 183)	(26 837)	(27 508)	(28 196)	(28 901)	(29 623)	(30 364)	(31 123)	(31 901)	(32 698)	(33 516)
Provisión por pérdidas por desvalorización de activos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Utilidad Operativa	68 626	70 341	51 999	47 812	58 988	78 163	88 271	148 534	157 219	208 995	238 130
Otros Ingresos (gastos)											
Ingresos Financieros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gastos Financieros	(22 265)	(22 175)	(22 265)	(22 425)	(31 480)	(29 728)	(63 406)	(60 609)	(57 751)	(53 856)	(49 052)
Participación en los resultados de subsidiarias y afiliadas bajo el método de participación patrimonial	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganancia o pérdida por instrumentos financieros derivados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros Ingresos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros Gastos	-	-	-	-	-	(1 177)	(1 189)	(6 280)	(6 156)	(6 029)	(5 652)
Pérdida por Diferencia de tipo de Cambio	(4 900)	1 400	(1 400)	(2 485)	(2 510)	(3 531)	(3 054)	(7 647)	(7 014)	(6 369)	(5 652)
Resultado por Exposición a la Inflación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado antes de Gastos Extraordinarios,											
Participaciones y del Impuesto a la Renta	41 461	49 567	28 335	22 902	24 998	43 727	20 622	73 998	86 297	142 741	177 773
Participación de los trabajadores corrientes	(2 073)	(2 478)	(1 417)	(1 145)	(1 250)	(2 186)	(1 031)	(3 700)	(4 315)	(7 137)	(8 889)
Impuesto a la Renta corriente	(8 665)	(10 359)	(5 922)	(4 787)	(5 225)	(9 139)	(4 310)	(21 089)	(24 595)	(40 681)	(50 665)
Resultado antes de Gastos Extraordinarios	30 723	36 729	20 996	16 970	18 524	32 402	15 281	49 209	57 387	94 923	118 219
Gastos Extraordinarios (neto de participaciones e impuesto a la renta)											
Resultado antes de Interes Minoritario	30 723	36 729	20 996	16 970	18 524	32 402	15 281	49 209	57 387	94 923	118 219
Interés Minoritario											
Utilidad (Pérdida) Neta del Ejercicio	30 723	36 729	20 996	16 970	18 524	32 402	15 281	49 209	57 387	94 923	118 219

Elaboración propia

Anexo 16: Desarrollo de la evaluación económica y de los estados financieros de la empresa y del proyecto para la alternativa N° 5

Principales indicadores financieros de la empresa: 2002-2015

	Histórico	Histórico	Histórico	Proyección	Proyección	Proyección	Proyección	Proyección	Proyección	Proyección	Proyección	Proyección	Proyección	Proyección
PERSPECTIVA FINANCIERA	31/12/2002	31/12/2003	31/12/2004	31/12/2005	31/12/2006	31/12/2007	31/12/2008	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2015
1. ROE Rendimiento sobre el patrimonio Utilidad neta/Patrimonio	6,5%	9,3%	8,3%	5,1%	4,0%	2,2%	1,8%	1,8%	3,1%	1,0%	3,2%	3,6%	5,7%	6,7%
2. ROA Rendimiento de los activos totales Utilidad antes de part. E impuestos/activo total	5,4%	7,8%	6,9%	4,2%	3,8%	2,1%	1,7%	1,6%	2,9%	0,9%	3,1%	3,6%	6,1%	7,4%
3. EVA Economic Value Added U. Operación después Impuestos - [WACC x (Total Activos - Pasivos de Corto lazo)]	(1 196 491)	(33 826 054)	(43 132 847)	(37 754 226)	(78 132 209)	(94 424 078)	(98 839 260)	(105 720 040)	(90 648 616)	(165 319 282)	(123 506 802)	(120 716 441)	(89 052 633)	(78 623 530)
4. Participación del mercado en energía (Producción de energía/Demanda del mercado)	5,5%	5,7%	5,5%	5,3%	5,1%	4,7%	8,1%	8,3%	12,0%	9,7%	19,9%	19,0%	18,3%	18,5%

RESGUARDOS FINANCIEROS DEL PROGRAMA DE EMISIÓN DE BONOS														
1. Ratio de Apalancamiento Deuda Total neto de deuda subordinada/Patrimonio mas deuda subordinada	0,8717	0,8155	0,7432	0,6326	0,4086	0,4000	0,4031	0,4751	0,4245	0,6039	0,5548	0,5037	0,4202	0,3584
2. EBITDA Resultado de Operación + Depreciación + Amortización	97 222 000	110 152 000	93 475 000	94 978 133	96 693 778	78 351 652	84 095 078	95 271 692	121 894 699	132 002 383	221 852 027	230 536 991	282 313 051	311 447 734
3. Cobertura de Intereses (Resultado de Operación + Depreciación + Amortización)/Gastos Financieros	5,122	4,834	3,507	4,266	4,361	3,519	3,750	3,026	4,100	2,082	3,660	3,992	5,242	6,349
4. Ratio de Cobertura de Servicio de deuda EBITDA sobre servicio de deuda (Principal + intereses - otros recursos provenientes de emisiones de bonos o deuda garantizada)				4,27	4,36	3,52	3,75	1,93	1,51	0,99	1,69	1,79	1,59	2,22

Elaboración propia

**Anexo 17: Principales artículos del texto concordado de la ley general
del sistema financiero y del sistema de seguros y orgánica de la
Superintendencia de Banca y Seguros - Ley N° 26702 ⁹³**

- Artículo 198°.- Cálculo de límites operativos

Los límites para las operaciones de las empresas se determinan en función de su patrimonio efectivo.

- Artículo 199°.- Límite global

El monto de los activos y créditos contingentes de una empresa, ponderados por riesgo crediticio, en moneda nacional o extranjera, incluidas sus sucursales en el extranjero, no puede exceder de once veces (11) su patrimonio efectivo destinado a cubrir riesgo crediticio.

El monto de las posiciones afectas a los riesgos de mercado de una empresa, ponderadas por riesgo, en moneda nacional o extranjera, no puede exceder de once veces (11) su patrimonio efectivo destinado a cubrir riesgos de mercado.

- Artículo 200°.- Límites globales por operaciones

En las operaciones que efectúen con arreglo al artículo 221° las empresas a que se refiere el literal A del artículo 16° están sujetas a los siguientes límites globales, en función del patrimonio efectivo:

1. Para la adquisición de facturas a que se refiere el numeral 10: el quince por ciento (15%).
2. Para las tenencias de oro a que se contrae el numeral 40: el quince por ciento (15%).
3. Para las operaciones a que se contrae el numeral 42: el límite del diez por ciento (10%).

⁹³ Promulgada el 06.12.96 y publicada el 09.12.96.

4. Para las tenencias de acciones y bonos que tengan cotización en bolsa, emitidos por sociedades anónimas establecidas en el país, de que trata el numeral 17 así como los certificados de participación en fondos mutuos y fondos de inversión a que se refiere el numeral 19: el veinte por ciento (20%), con un sub-límite de quince por ciento (15%) para cada uno de esos rubros.
5. Para las tenencias de bonos y otros títulos emitidos por organismos multilaterales de crédito de los que el país sea miembro contempladas en el numeral 21: el veinte por ciento (20%).
6. Para la inversión en bienes muebles e inmuebles de que trata el numeral 28, con excepción de los dados en arrendamiento financiero y de los adjudicados que se rigen por lo dispuesto en el artículo 215º: el setenticinco por ciento (75%).
7. Para los préstamos, contingentes y operaciones de arrendamiento financiero a plazo mayor de un (1) año, excluidas las cuotas, amortizaciones o coberturas por debajo de ese plazo: cuatro (4) veces el patrimonio efectivo.
8. Otros límites globales que, por razones prudenciales, determine la Superintendencia, previa opinión del Banco Central.

El límite del numeral 7 puede ser superado siempre que el monto en demasía resulte de la aplicación de recursos captados por la vía de depósitos o bonos a más de dieciocho (18) meses, considerados sólo los cupones de los bonos que exceden ese plazo.

- Artículo 203º.- Criterios para determinar los límites individuales

A efectos de determinar los límites individuales, se tendrá en cuenta lo siguiente:

1. Evitar la concentración de riesgos, que se producen cuando diversas personas naturales o jurídicas conforman un mismo conglomerado financiero o mixto, y estén afectos por tanto, a un riesgo común o único.
2. Cuando se defina a las contra-partes relacionadas, no sólo deberá considerarse a los grupos que producen cuentas consolidadas, sino los criterios que se establecen para riesgo único o común.
3. Al determinar los límites individuales se considerará la concentración del riesgo en una contra-parte única o en un grupo de contra-partes relacionadas.

Se entiende por riesgo único o común, cuando dos o más personas naturales o jurídicas están asociadas mutuamente en el sentido que:

- a) Una de ellas ejerce control directo o indirecto sobre la otra.
- b) Sus créditos acumulados representan para la empresa del sistema financiero un riesgo único en la medida en que están interrelacionados con la probabilidad de que si una de ellas experimenta problemas financieros, es probable que la otra o todas ellas tengan que enfrentar dificultades de pago. Esto incluye interrelaciones basadas en la propiedad común, control o administración común, garantías recíprocas y/o interdependencia comercial directa que no puede ser sustituida a corto plazo.
- c) Presunciones fundadas de que los créditos otorgados a una serán usados en beneficio de otra.
- d) Presunciones fundadas de que diversas personas mantienen relaciones de tal naturaleza que conforman de hecho una unidad de intereses económicos.

El hecho de que sea deudora de una empresa, una sociedad constituida en el extranjero, entre cuyos socios o accionistas figuren otras sociedades o cuyas acciones sean al portador, hará presumir que se encuentra vinculada para los efectos a que se refiere el artículo anterior.

El riesgo único no se desvirtúa cuando el endeudamiento de dichas personas naturales o jurídicas con una misma empresa del sistema financiero o sus subsidiarias, es en forma separada.

Para los fines de la presente ley, las definiciones que, sobre grupo económico, empresas vinculadas o conglomerados, serán las que establezca mediante normas de carácter general, la Superintendencia, tomando en cuenta los criterios especificados en el presente artículo.

- Artículo 204°.- Financiamientos otorgados a otra empresa establecida en el país

Los financiamientos otorgados por una empresa del sistema financiero a otra establecida en el país y los depósitos constituidos en ella, sumados a los avales, fianzas y otras garantías que se haya recibido de dicha empresa, no pueden exceder del treinta por ciento (30%) de su patrimonio efectivo.

Una empresa del sistema financiero no puede recibir en garantía warrants emitidos por un solo Almacén General de Depósito por encima del sesenta por ciento (60%) de su patrimonio efectivo. Se exceptúa de lo dispuesto en este artículo a los almacenes generales de depósito de los que la empresa sea accionista mayoritaria.

Los límites individuales de las coberturas que otorgue un patrimonio autónomo de seguro de crédito en favor de una misma empresa del sistema financiero, y los límites globales de tales coberturas, serán establecidos por la Superintendencia.

- Artículo 206°.- Financiamientos a favor de una misma persona - límite del diez por ciento (10%)

Las empresas del sistema financiero no pueden conceder, en favor o por cuenta de una misma persona, natural o jurídica, directa o indirectamente, créditos, inversiones o contingentes que excedan el equivalente al diez por ciento (10%) de su patrimonio efectivo.

En el límite indicado en el párrafo anterior están comprendidas todas las modalidades de financiamiento e inversiones, con excepción de las fianzas que garanticen la suscripción de contratos derivados de los procesos de licitación pública, las que están sujetas a un límite de treinta por ciento (30%).

- Artículo 207°.- Límite del quince por ciento (15%)

De manera excepcional, las empresas del sistema financiero pueden exceder el límite a que se refiere el artículo anterior, hasta el equivalente al quince por ciento (15%) de su patrimonio efectivo, siempre que, cuando menos por una cantidad equivalente al exceso sobre el límite, se cuente con alguna de las siguientes garantías, a valor de realización:

1. Hipoteca.
2. Prenda con entrega jurídica o con entrega física, con excepción de las prendas a que se refieren los artículos 208° y 209°.
3. Warrants.
4. Conocimientos de embarque y cartas de porte que hayan sido objeto de endoso o cesión, sólo si la operación fuese de financiamiento de importaciones.
5. Fiducia en garantía constituida sobre los bienes a que se refiere este artículo.

Las garantías a que se contrae el numeral 4 pueden constar en documento aparte, siempre que se refieran a los bienes materia de la importación y obren en poder de la empresa los originales de los documentos correspondientes a ésta.

- Artículo 208°.- Límite del veinte por ciento (20%)

De manera excepcional estas empresas pueden exceder los límites a que se refieren los artículos anteriores, hasta el equivalente al veinte por ciento (20%) de su patrimonio efectivo, siempre que, cuando menos por una cantidad equivalente al exceso sobre dichos límites, se cuente con alguna de las siguientes garantías, a valor de realización:

1. Primera prenda sobre:

- a) Instrumentos representativos de deuda no subordinada, emitidos por cualesquiera una de las instituciones o empresas a que se refieren, respectivamente, los artículos 189° numeral 5 y 191° numerales 3 y 4, por el referido valor de mercado, actualizado una vez al mes.
- b) Valores mobiliarios que sirven de base para la determinación del índice selectivo de la Bolsa de Valores de Lima, también por el mencionado valor de mercado, actualizado una vez al mes.
- c) Acciones o bonos de gran liquidez, que tengan cotización en alguna bolsa extranjera de reconocido prestigio, por su correspondiente valor de mercado, actualizado una vez al mes.

Para que dichas prendas sean elegibles deben estar inscritas en el registro correspondiente.

- 2. Las operaciones de reporte con transferencia en favor de la empresa de cualesquiera de los activos precisados en el presente artículo.
- 3. Fiducia en garantía constituida sobre los bienes a que se refiere este artículo.

- Artículo 209°.- Límite del treinta por ciento (30%)⁹⁴

Igualmente, de manera excepcional, las empresas pueden exceder los límites a que se refieren los artículos anteriores, hasta el equivalente al treinta por ciento (30%) de su patrimonio efectivo, siempre que, cuando menos por una cantidad equivalente al exceso sobre dichos límites, se realicen operaciones de arrendamiento financiero o se cuente con alguna de las siguientes garantías, a valor de realización:

1. Prenda con entrega física sobre los depósitos en efectivo a que se refiere el numeral 4 del artículo 189°, por su importe nominal íntegro.
2. Primera prenda sobre instrumentos representativos de obligaciones del Banco Central, por su valor de mercado actualizado una vez al mes.
3. Las operaciones de reporte con transferencia en favor de la empresa de los instrumentos a que se refiere el numeral 2 del presente artículo⁹⁵.

- Artículo 241°.- Concepto de fideicomiso

El fideicomiso es una relación jurídica por la cual el fideicomitente transfiere bienes en fideicomiso a otra persona, denominada fiduciario, para la constitución de un patrimonio fideicometido, sujeto al dominio fiduciario de este último y afecto al cumplimiento de un fin específico en favor del fideicomitente o un tercero denominado fideicomisario.

El patrimonio fideicometido es distinto al patrimonio del fiduciario, del fideicomitente, o del fideicomisario y en su caso, del destinatario de los bienes remanentes.

Los activos que conforman el patrimonio autónomo fideicometido no generan cargos al patrimonio efectivo correspondiente de la empresa fiduciaria, salvo el caso que por resolución jurisdiccional se le hubiera

⁹⁴ Modificado por la Ley N° 28184 del 09-02-2004

⁹⁵ Modificado por la Ley N° 27102 del 05-05-99

asignado responsabilidad por mala administración, y por el importe de los correspondientes daños y perjuicios.

La parte líquida de los fondos que integran el fideicomiso no está afectada a encaje.

La Superintendencia dicta normas generales sobre los diversos tipos de negocios fiduciarios.

- Artículo 243°.- Validez del acto constitutivo

Para la validez del acto constitutivo del fideicomiso es exigible al fideicomitente la facultad de disponer de los bienes y derechos que transmita, sin perjuicio de los requisitos que la ley establece para el acto jurídico.

- Artículo 246°.- Formalidad

La constitución del fideicomiso se efectúa y perfecciona por contrato entre el fideicomitente y la empresa fiduciaria, formalizado mediante instrumento privado o protocolizado notarialmente.

Cuando el contrato comporta la transferencia fiduciaria de activos mobiliarios, debe ser inscrito en la Central de Riesgos de la Superintendencia, según lo considere el fideicomitente.

Tiene también lugar por voluntad unilateral del fideicomitente, expresada en testamento.

Para oponer el fideicomiso a terceros se requiere que la transmisión al fiduciario de los bienes y derechos inscribibles sea anotada en el registro público correspondiente y que la otra clase de bienes y derechos se perfeccione con la tradición, el endoso u otro requisito exigido por la ley.

Para los casos de fideicomiso en garantía, la inscripción en el registro respectivo le otorga el mismo orden de prelación que corresponde, en razón al tiempo de su inscripción.

- Artículo 248°.- Validez de fideicomiso en favor de personas indeterminadas

Es válido el fideicomiso establecido en favor de personas indeterminadas que reúnan ciertas condiciones o requisitos, o del público en general, siempre que consten en el instrumento constitutivo las calidades exigibles para disfrutar de los beneficios del fideicomiso o las reglas para otorgarlos.

Es válido el fideicomiso en beneficio del propio fideicomitente.

- Artículo 249°.- Fideicomiso en favor de varias personas

El fideicomiso puede constituirse en beneficio de varias personas que sucesivamente deban sustituirse, por la muerte de la anterior o por otro evento, siempre que la sustitución tenga lugar en favor de personas que existan cuando quede expedito el derecho del primer designado.

- Artículo 250°.- Fideicomisario que interviene en el contrato

Si el fideicomisario interviene como parte en el contrato, adquiere a título propio los derechos que en él se establezcan a su favor, los que no pueden ser alterados sin su consentimiento.

En los demás casos, el fideicomitente puede convenir con la empresa fiduciaria las modificaciones que estime adecuadas, y aún la resolución del fideicomiso, salvo que con ello se lesionen derechos adquiridos por terceros.

El fideicomitente puede también resolver el contrato de fideicomiso constituido a título gratuito, excepto en el caso previsto en el primer párrafo y, también, si hubiere renunciado a tal derecho. De crearse esa facultad, debe pagar a la empresa fiduciaria la pena convenida, o en su defecto, la que señale el juez especializado o el tribunal arbitral, respectivo.

Para modificar o resolver el contrato de fideicomiso, los causahabientes del fideicomitente requieren, en todo caso, el consentimiento unánime de los fideicomisarios o, si éstos fueren indeterminados, la aprobación del Superintendente.

- Artículo 251º.- Plazo máximo de duración

El plazo máximo de duración de un fideicomiso es de treinta (30) años, con las siguientes excepciones:

1. En el fideicomiso vitalicio, en beneficio de fideicomisarios determinados que hubieran nacido o estuviesen concebidos al momento de constituirse el fideicomiso, el plazo se extiende hasta la muerte del último de los fideicomisarios.
2. En el fideicomiso cultural, que tenga por objeto el establecimiento de museos, bibliotecas, institutos de investigación arqueológicos, históricos o artísticos, el plazo puede ser indefinido y el fideicomiso subsiste en tanto sea factible cumplir el propósito para el que hubiere sido constituido.
3. En el fideicomiso filantrópico, que tenga por objeto aliviar la situación de los privados de razón, los huérfanos, los ancianos abandonados y personas menesterosas, el plazo puede igualmente ser indefinido y el fideicomiso subsiste en tanto sea factible cumplir el propósito para el que se le hubiere constituido.

En los casos en los cuales el plazo del fideicomiso debe ser necesariamente extendido más allá del límite legal máximo, a fin de no perjudicar intereses de terceros, la Superintendencia podrá autorizar su vigencia por el término estrictamente necesario para la consecución de los fines previstos.

- Artículo 252°.- Facultades del fiduciario sobre bienes que recibe

El fiduciario ejerce sobre el patrimonio fideicometido, dominio fiduciario, el mismo que le confiere plenas potestades, incluidas las de administración, uso, disposición y reivindicación sobre los bienes que conforman el patrimonio fideicometido, las mismas que son ejercidas con arreglo a la finalidad para la que fue constituido el fideicomiso, y con observancia de las limitaciones que se hubieren establecido en el acto constitutivo.

Dependiendo de la naturaleza del fideicomiso, el fideicomitente y sus causahabientes son titulares de un derecho de crédito personal contra el patrimonio fiduciario.

La empresa fiduciaria sólo puede disponer de los bienes fideicometidos con arreglo a las estipulaciones contenidas en el instrumento constitutivo. Los actos de disposición que efectúe en contravención de lo pactado son anulables, si el adquirente no actuó de buena fe, salvo el caso de que la transferencia se hubiese efectuado en una bolsa de valores. La acción puede ser interpuesta por cualquiera de los fideicomisarios, el fideicomitente y aún por la propia empresa fiduciaria.

- Artículo 253°.- Patrimonio fideicometido

El patrimonio fideicometido no responde por las obligaciones del fiduciario o del fideicomitente ni de sus causahabientes y, tratándose de las obligaciones de los fideicomisarios, tal responsabilidad sólo es exigible sobre los frutos o las prestaciones que se encuentran a disposición de ellos, de ser el caso.

En caso que la empresa fiduciaria no se oponga a las medidas que afecten al patrimonio fideicometido, pueden hacerlo el fideicomitente o cualquier

fideicomisario. Uno y otros están facultados para coadyuvar en la defensa si la empresa fiduciaria hubiese hecho valer la oposición.

La empresa fiduciaria podrá delegar en el fideicomisario o el fideicomitente las facultades necesarias para que ejerzan las medidas de protección del patrimonio fideicometido, sin quedar liberado de responsabilidad.

- Artículo 256°.- Obligaciones de la empresa fiduciaria

Son obligaciones de la empresa fiduciaria:

1. Cuidar y administrar los bienes y derechos que constituyen el patrimonio del fideicomiso, con la diligencia y dedicación de un ordenado comerciante y leal administrador.
2. Defender el patrimonio del fideicomiso, preservándolo tanto de daños físicos cuanto de acciones judiciales o actos extrajudiciales que pudieran afectar o mermar su integridad.
3. Proteger con pólizas de seguro, los riesgos que corran los bienes fideicometidos, de acuerdo a lo pactado en el instrumento constitutivo.
4. Cumplir los encargos que constituyen la finalidad del fideicomiso, realizando para ello los actos, contratos, operaciones, inversiones o negocios que se requiera, con la misma diligencia que la propia empresa fiduciaria pone en sus asuntos.
5. Llevar el inventario y la contabilidad de cada fideicomiso con arreglo a ley, y cumplir conforme a la legislación de la materia las obligaciones tributarias del patrimonio fideicometido, tanto las sustantivas como las formales.
6. Preparar balances y estados financieros de cada fideicomiso, cuando menos una vez al semestre, así como un informe o memoria anual, y poner tales documentos a disposición de los fideicomitentes y fideicomisarios, sin perjuicio de su presentación a la Superintendencia.

7. Guardar reserva respecto de las operaciones, actos, contratos, documentos e información que se relacionen con los fideicomisos, con los mismos alcances que esta ley establece para el secreto bancario.
8. Notificar a los fideicomisarios de la existencia de bienes y servicios disponibles a su favor, dentro del término de diez días de que el beneficio esté expedito.
9. Devolver al fideicomitente o a sus causahabientes, al término del fideicomiso, los remanentes del patrimonio fideicometido, salvo que, atendida la finalidad de la transmisión fideicomisaria, corresponda la entrega a los fideicomisarios o a otras personas.
10. Transmitir a la nueva empresa fiduciaria, en los casos de subrogación, los recursos, bienes y derechos del fideicomiso.
11. Rendir cuenta a los fideicomitentes y a la Superintendencia al término del fideicomiso o de su intervención en él.

- Artículo 257º.- Prohibiciones de la empresa fiduciaria

Es prohibido a la empresa fiduciaria afianzar, avalar o garantizar en forma alguna ante el fideicomitente o los fideicomisarios los resultados del fideicomiso o de las operaciones, actos y contratos que realice con los bienes fideicometidos.

Son nulos el pacto en contrario así como las garantías y compromisos que se pacten en contravención a lo dispuesto en este artículo.

- Artículo 260º.- Emisión de valores mobiliarios

La emisión de valores mobiliarios con respaldo en un patrimonio fideicometido se sujeta a lo dispuesto en la Ley del Mercado de Valores.

- **Artículo 262°.- Obligación de fideicomitente**

Es obligación del fideicomitente o de sus causahabientes integrar en el patrimonio del fideicomiso los bienes y derechos señalados en el instrumento constitutivo, en el tiempo y el lugar estipulados.

- **Artículo 263°.- Derecho del fideicomisario de exigir los beneficios que se generen**

Los fideicomisarios tienen derecho a exigir a la empresa fiduciaria los beneficios que del patrimonio fideicometido se generen o del capital mismo, según se estipule en el instrumento constitutivo y figure en el certificado de participación. La acción puede ejercerla cualquiera de los interesados, por la parte que le corresponda en los beneficios y en pro del interés común.

Pueden también, en el caso del primer párrafo del artículo 259°, exigir al fideicomitente que integre en el patrimonio del fideicomiso los bienes que ofreció.

- **Artículo 264°.- Cesión de derechos**

Los fideicomisarios determinados, los fideicomitentes y sus respectivos sucesores, pueden ceder sus derechos a personas que no se encuentren impedidas por la ley o por el instrumento constitutivo del fideicomiso.

- **Artículo 265°.- Nulidad de fideicomiso**

El fideicomiso es nulo:

1. Si contraviene el requisito establecido en el artículo 243°.
2. Si su objeto fuese ilícito o imposible.
3. Si se designa como fideicomisario a la propia empresa, salvo en los casos de fideicomiso de titulización.

4. Si todos los fideicomisarios son personas legalmente impedidas de recibir los beneficios del fideicomiso.

5. Si todos los bienes que lo deben integrar están fuera del comercio.

Si el impedimento a que se refiere el numeral 4 sólo recae sobre parte de los fideicomisarios, el fideicomiso es válido respecto de los restantes.

- Artículo 270°.- Devolución de bienes al término del fideicomiso

Si el convenio constitutivo no contiene indicación de la persona a la que, al término del fideicomiso debe entregarse los bienes, se devuelve éstos al fideicomitente o a sus causahabientes y, en su defecto, se hace entrega de ellos al Fondo.

Se exceptúa de lo dispuesto en este artículo a los fideicomisos de que trata el artículo 244°, en los cuales los bienes, en la parte que afectó la legítima de algún heredero, se entregan a éste o a sus sucesores.

- Artículo 273°.- Contabilidad separada por cada fideicomiso

El patrimonio fideicometido es administrado por el fiduciario.

La empresa fiduciaria debe llevar contabilidad separada por cada patrimonio fideicometido bajo su dominio fiduciario en libros debidamente legalizados, sin perjuicio de las cuentas y registros que corresponden en los libros de la empresa, cuentas y registros que deben mantenerse conciliados con aquélla.

La empresa fiduciaria no tiene derecho de propiedad sobre los bienes que conforman el patrimonio fideicometido, siendo responsable de la administración del mismo.

- Artículo 274°.- Fideicomiso en garantía

La empresa que otorgue créditos con una garantía fiduciaria constituida con una tercera empresa fiduciaria se resarcirá del crédito incumplido con

el resultado que se obtenga de la ejecución del patrimonio fideicometido, en la forma prevista en el contrato o con el propio patrimonio fideicometido cuando éste se encuentre integrado por dinero, dando cuenta, en este último caso a la Superintendencia.

Son excluyentes la calidad de fiduciario y acreedor.

- Artículo 299°.- Patrimonio efectivo destinado a cubrir riesgos de seguros y/o reaseguros⁹⁶

1. El patrimonio efectivo de las empresas del sistema de seguros, destinado a cubrir las operaciones de seguros y/o de reaseguros, podrá estar constituido como sigue:
 - a) Capital pagado, reservas legales y facultativas y prima por la emisión de acciones.
 - b) La porción computable de la deuda subordinada que reúna los requisitos que, a tal efecto y con carácter general, establezca la Superintendencia, incluyendo en su caso, los bonos convertibles en acciones por exclusiva decisión del emisor.
2. Para la determinación del patrimonio efectivo elegible para cubrir riesgos de seguros y/o de reaseguros, ajustado por inflación en su momento, se sigue el siguiente procedimiento:
 - a) Se suma al capital pagado, la prima suplementaria de capital y la reserva legal y las facultativas, si las hubiere.
 - b) Se suma las utilidades de ejercicios anteriores y del ejercicio en curso, previa la declaración a que se refiere el artículo 187°.
 - c) Se detrae el monto de toda inversión en bonos subordinados y en acciones de diversa naturaleza hecha por las empresas de seguros en empresas de seguros dedicadas a otros ramos.

⁹⁶ Modificado por la Ley N° 28184 del 09-02-2004

- d) Se resta las pérdidas de ejercicios anteriores y del ejercicio en curso.
- e) Se detrae el monto de la plusvalía mercantil o crédito mercantil (goodwill) producto de la reorganización de la empresa, así como de la adquisición de inversiones.

- Artículo 305°.- Fondo de garantía

Las empresas del sistema de seguros deben mantener el equivalente al treinticinco por ciento (35%) de su patrimonio de solvencia como Fondo de Garantía. Este Fondo es distinto y complementario a las porciones del patrimonio destinadas, respectivamente a lo siguiente:

1. A constituir el margen de solvencia de los riesgos de seguros y/o reaseguros.
2. En su caso a soportar riesgos crediticios.

- Artículo 306°.- Reserva técnica

Las empresas de seguros y/o reaseguros deben constituir, mensualmente, las reservas técnicas siguientes:

1. De siniestros, incluyendo los ocurridos y no reportados, de capitales vencidos y de rentas o beneficios de los asegurados pendientes de liquidación o pago.
2. Matemáticas, sobre seguros de vida o renta.
3. De riesgos en curso o de primas no devengadas.
4. De riesgos catastróficos y de siniestralidad incierta.

- Artículo 311°.- Respaldo de su reserva técnica, patrimonio mínimo de solvencia y fondo de garantía

Las empresas de seguros y/o reaseguros deben respaldar en todo momento el íntegro de sus reservas técnicas, patrimonio mínimo de

solvencia y fondo de garantía con los activos que se indica seguidamente y dentro de los límites que igualmente se señala:

1. Caja: hasta el dos por ciento (2%).
2. Depósitos e imposiciones de cualquier naturaleza en empresas del sistema financiero del país y del exterior: hasta el veinte por ciento (20%).
3. Valores emitidos por el Gobierno Central o por el Banco Central: hasta el treinta por ciento (30%).
4. Títulos representativos de las captaciones que realizan las empresas del sistema financiero, incluidos los bonos: hasta el treinta por ciento (30%).
5. Letras, bonos, cédulas y otros instrumentos hipotecarios, emitidos por las empresas del sistema financiero: hasta el treinta por ciento (30%).
6. Bonos empresariales calificados: hasta el treinta por ciento (30%).
7. Acciones cotizadas en bolsas, excepto las de otras empresas de seguros que operan en un ramo de naturaleza distinta, y cuotas de fondos mutuos de inversión en valores: hasta el treinta por ciento (30%).
8. Instrumentos financieros emitidos o garantizados por otros Estados o por Bancos Centrales de países extranjeros, por instituciones multilaterales de crédito, o por bancos de primera categoría del exterior debidamente calificados por empresas clasificadoras de riesgo de prestigio internacional: hasta el treinta por ciento (30%).
9. Inmuebles urbanos situados en el territorio nacional: hasta el treinta por ciento (30%).
10. Primas por cobrar de seguros de invalidez y sobrevivencia correspondientes a los fondos recibidos por las Administradoras Privadas de Fondos de Pensiones y por el saldo de la cuenta individual

de afiliados siniestrados en dicho sistema previsional, con la sola restricción que deriva de sus límites operacionales.

11. Primas por cobrar no vencidas, por primas no devengadas, originadas en contratos de seguro con cláusula de resolución por falta de pago: hasta el diez por ciento (10%) para respaldar el patrimonio mínimo de solvencia y sin límite respecto de la reserva de riesgos en curso.
12. Préstamos con garantía de pólizas de seguro de vida, emitidas por la empresa de que se trate: sin límite.
13. Primas por cobrar no vencidas de las empresas de seguros generales cedentes, en virtud de contratos de reaseguro: sin límite cuando se trate de respaldar las reservas técnicas.
14. Otras inversiones que autorice la Superintendencia: hasta el treinta por ciento (30%).

La Superintendencia, de acuerdo a consideraciones técnicas, podrá variar los límites antes establecidos.

Para respaldar las reservas técnicas, el patrimonio mínimo de solvencia y el fondo de garantía, los activos indicados en los numerales 4, 6 y 7 precedentes, en su caso, deben ser clasificados de manera previa.

Los activos consistentes en valores mobiliarios deben estar inscritos en el Registro Público de Valores Mobiliarios que lleva CONASEV, excepto los indicados en los numerales 6, 7 y 8, en su caso, los que deberán estar inscritos en el Registro de Valores de sus respectivos países.

- Artículo 312º.- Límite de diversificación por emisor de activos

Sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo anterior, los numerales 2, 4, 5, 6, 7 y 8 del mismo se rigen por el límite de diversificación por emisor de los activos que respalden las reservas técnicas, el patrimonio mínimo de solvencia y el fondo de garantía, hasta un diez por ciento.

- Artículo 313°.- Calificación de las inversiones

Las categorías de calificación que establezca la Superintendencia para los activos señalados en el artículo 311° tienen los factores que se indica:

Categoría I o equivalentes: 1.0

Categoría II o equivalentes: 0.8

Categoría III o equivalentes: 0.4

Categoría IV o equivalentes: 0.2

Categoría V o equivalentes: 0.0

En ningún caso, las inversiones pueden efectuarse en activos calificados en las categorías IV y V o equivalentes.

- Artículo 314°.- Límite a activos emitidos por conglomerado financiero o por grupos económicos

El total de las inversiones en los activos comprendidos en los numerales 2, 4, 5, 6, 7 y 8 del artículo 311°, emitidos por una misma sociedad, o por sociedades que integran un mismo grupo económico o un conglomerado financiero y/o mixto, no puede exceder del veinte por ciento (20%) de las reservas técnicas, del patrimonio mínimo de solvencia y del fondo de garantía de la empresa de seguros. Dicho límite se reduce a la mitad cuando el emisor o emisores pertenecen al mismo conglomerado del que forma parte la empresa de seguros y/o reaseguros.

Anexo 18: Asignación de costos indirectos

Asignación de costos indirectos de la empresa al proyecto C.T. Las Arenas (En Nuevos Soles)

AÑO	2 004	2 005	2 006	2 007	2 008	2 009	2 010	2 011	2 012	2 013	2 014	2 015	2 016	2 017
CIF (de "La Empresa")			1 656 034	1 738 836	1 841 334	1 887 368	2 004 012	2 054 112	2 154 101	2 207 953	2 263 152	2 319 731	2 377 724	2 437 167

Elaboración propia

Anexo 18: Asignación de costos indirectos

Bases de asignación: 2008

Centro de Costo	Departamento	Número de personal	Costos Directos de cada área (Nuevos Soles)	Costo de los activos (Millones de Soles)	Capacidad de Producción (MW)	Unidades a producir MWh (estimado) 2004	Área (m2)
1	ADMINISTRACIÓN		5 110 233				
	Gerencia General	33	4 501 461	20,25			
	Subgerencia de Telecomunicaciones e Informática						
	Asesoría Legal						
	Subgerencia de Recursos Humanos						
	Subgerencia de Logística						
	Gerencia de Administración y Finanzas	7	431 345	6,75			
	Contabilidad						
	Finanzas						
	Gerencia de Operaciones						
	Oficina de Gerencia de Operaciones	2	34 239	2,42			
	Subgerencia de Seguridad y Medio Ambiente	2	143 189	3,37			
2	COMERCIAL	22	562 132	6,7			
	Subgerencia de Comercialización						
	Comercial						
	Análisis del Sistema						
	Operación del Sistema						
3	TRANSMISIÓN Y TRANSFORMACIÓN	34		114,7			
	Mantenimiento de Líneas de Transmisión						
	Mantenimiento de Subestaciones						
	Mantenimiento de Equipos de Medición y Protección						
4	GENERACIÓN	93		519,6	228,4	1079890	
	Subgerencia de Generación	15	0				
	CH Yaupi	32	33 060 171	306,00	143,0	765 060	1816
	CH Malpaso	17	5 020 451	154,14	64,4	204 330	906
	CH Pachachaca	14	1 528 790	34,00	12,0	40 029	1278
	CH Oroya	15	2 381 167	25,50	9,0	70 471	805
5	CENTRALES TÉRMICAS (Nuevo Centro de Costo)	33	58 043 999	190,0	119,0		35414
	C.T. Las Arenas	33	58 043 999	190,00	119,0	504 410	35414
	Total	226	105 706 942	674,86	347,40	1 079 890	40 219

Elaboración propia

Anexo 18: Asignación de costos indirectos

Sistema de asignación de costos indirectos: 2008 (En Nuevos Soles)

	DEPARTAMENTOS DE SOPORTE							DEPARTAMENTOS DE PRODUCCIÓN				C.T. LAS ARENAS	TOTAL
	Gerencia General	Gerencia Adm. y Finanzas	Oficina Gerencia Operaciones	Seguridad y Medio Ambiente	Comercial	Of. Subgerencia de Generación	Transmisión y Transformación	C.H. YAUPI	C.H. MALPASO	C.H. PACHACHACA	C.H. OROYA		
CIF Presupuestados	4 501 461	431 345	34 239	143 189	562 132	-	-						
Trabajos de soporte proporcionados:													
Por Número de Personal Cantidad de empleados %		7 4%	2 1%	2 1%	22 14%	15 9%	0 0%	32 20%	17 11%	14 9%	15 9%	33 21%	159
Costos Directos de Área Nuevos Soles %			34 239 0,0%	143 189 0,1%	562 132 0,6%	0 0,0%	0 0,0%	33 060 171 32,8%	5 020 451 5,0%	1 528 790 1,5%	2 381 167 2,4%	58 043 999 57,6%	100774137
Por Número de Personal Cantidad de empleados %				2 1%	22 15%	15 10%	0 0%	32 21%	17 11%	14 9%	15 10%	33 22%	150
Valor de Activo Proporción %						0 0,00%	0 0,00%	306,00 43,12%	154,14 21,72%	34,00 4,79%	25,50 3,59%	190,00 26,77%	709,64
Valor de Activo Proporción %								306 43%	154 22%	34 5%	26 4%	190 27%	710
Por Capacidad de producción MW %								143,0 41%	64,4 19%	12,0 3%	9,0 3%	119,0 34%	347
Por Capacidad de producción MW %								143 41%	64 19%	12 3%	9 3%	119 34%	347

Elaboración propia

Anexo 18: Asignación de costos indirectos

Asignación de costos indirectos de fabricación a los departamentos de producción: 2008 (En Nuevos Soles)

	DEPARTAMENTOS DE SOPORTE							DEPARTAMENTOS DE PRODUCCIÓN					TOTAL
	Gerencia General	Gerencia Adm. y Finanzas	Oficina Gerencia Operaciones	Seguridad y Medio Ambiente	Comercial	Of. Subgerencia de Generación	Transmisión y Transformación	C.H. YAUPI	C.H. MALPASO	C.H. PACHACHACA	C.H. OROYA	C.T. LAS ARENAS	
CIF Presupuestados	4 501 461	431 345	34 239	143 189	562 132	0	0						
Asignación de Gerencia General		198 178	56 622	56 622	622 844	424 666	0	905 954	481 288	396 355	424 666	934 266	4 501 461
Asignación de Gerencia de Administración y Finanzas		629 522											
			214	894	3 512	0	0	206 522	31 362	9 550	14 875	362 593	629 522
Asignación de Oficina Gerencia Operaciones			91 075										
				1 214	13 358	9 107	0	19 429	10 322	8 500	9 107	20 036	91 075
Asignación de Seguridad y Medio Ambiente				201 920									
					0	0	0	87 069	43 857	9 674	7 256	54 063	201 920
Asignación de Sub-Gerencia de Generación					1 201 845								
								518 244	261 042	57 583	43 187	321 789	1 201 845
Asignación de Comercial						433 774							
								178 554	80 412	14 984	11 238	148 587	433 774
Asignación T&T							0						
								0	0	0	0	0	0
TOTAL CIF								1 915 773	908 282	496 646	510 329	1 841 334	5 672 365
Capacidad de Producción (MW)								143	64	12	9	119	347
Tasa de aplicación CIF por Capacidad de Producción							S/L MW	13 397	14 104	41 387	56 703	15 473	16 328

Elaboración propia

Anexo 18: Asignación de costos indirectos

Bases de asignación: 2010

Centro de Costo	Departamento	Número de personal	Costos Directos de cada área (Nuevos Soles)	Costo de los activos (Millones de Soles)	Capacidad de Producción (MW)	Unidades a producir MWh (estimado) 2004	Área (m2)
1	ADMINISTRACIÓN		5 287 906				
	Gerencia General	33	4 657 968	20,25			
	Subgerencia de Telecomunicaciones e Informática						
	Asesoría Legal						
	Subgerencia de Recursos Humanos						
	Subgerencia de Logística						
	Gerencia de Administración y Finanzas	7	446 342	6,75			
	Contabilidad						
	Finanzas						
	Gerencia de Operaciones						
	Oficina de Gerencia de Operaciones	2	35 429	2,42			
	Subgerencia de Seguridad y Medio Ambiente	2	148 167	3,37			
2	COMERCIAL	22	581 676	6,7			
	Subgerencia de Comercialización						
	Comercial						
	Análisis del Sistema						
	Operación del Sistema						
3	TRANSMISIÓN Y TRANSFORMACIÓN	34		114,7			
	Mantenimiento de Líneas de Transmisión						
	Mantenimiento de Subestaciones						
	Mantenimiento de Equipos de Medición y Protección						
4	GENERACIÓN	78		519,6	228,4	1079890	
	Subgerencia de Generación	2	0				
	CH Yaupi	32	34 695 379	306,00	143,0	765 060	1816
	CH Malpaso	17	5 268 771	154,14	64,4	204 330	906
	CH Pachachaca	14	1 604 406	34,00	12,0	40 029	1278
	CH Oroya	15	2 498 943	25,50	9,0	70 471	805
5	CENTRALES TÉRMICAS (Nuevo Centro de Costo)						
		33	120 491 096	190,0	238,0		35414
	C.T. Las Arenas	33	120 491 096	190,00	238,0	1 087 000	35414
	Total	211	170 428 176	674,86	466,40	1 079 890	40 219

Elaboración propia

Anexo 18: Asignación de costos indirectos

Sistema de asignación de costos indirectos: 2010 (En Nuevos Soles)

	DEPARTAMENTOS DE SOPORTE							DEPARTAMENTOS DE PRODUCCIÓN				C.T. LAS ARENAS	TOTAL
	Gerencia General	Gerencia Adm. y Finanzas	Oficina Gerencia Operaciones	Seguridad y Medio Ambiente	Comercial	Of. Subgerencia de Generación	Transmisión y Transformación	C.H. YAUPI	C.H. MALPASO	C.H. PACHACHACA	C.H. OROYA		
CIF Presupuestados	4 657 968	446 342	35 429	148 167	581 676	-	-						
Trabajos de soporte proporcionados:													
Por Número de Personal Cantidad de empleados %		7 5%	2 1%	2 1%	22 15%	2 1%	0 0%	32 22%	17 12%	14 10%	15 10%	33 23%	146
Costos Directos de Área Nuevos Soles %			35 429 0,0%	148 167 0,1%	581 676 0,4%	0 0,0%	0 0,0%	34 695 379 21,0%	5 268 771 3,2%	1 604 406 1,0%	2 498 943 1,5%	120 491 096 72,9%	165323867
Por Número de Personal Cantidad de empleados %				2 1%	22 16%	2 1%	0 0%	32 23%	17 12%	14 10%	15 11%	33 24%	137
Valor de Activo Proporción %						0 0,00%	0 0,00%	306,00 43,12%	154,14 21,72%	34,00 4,79%	25,50 3,59%	190,00 26,77%	709,64
Valor de Activo Proporción %								306 43%	154 22%	34 5%	26 4%	190 27%	710
Por Capacidad de producción MW %								143,0 31%	64,4 14%	12,0 3%	9,0 2%	238,0 51%	466
Por Capacidad de producción MW %								143 31%	64 14%	12 3%	9 2%	238 51%	466

Elaboración propia

Anexo 18: Asignación de costos indirectos

Asignación de costos indirectos de fabricación a los departamentos de producción: 2010 (En Nuevos Soles)

	DEPARTAMENTOS DE SOPORTE							DEPARTAMENTOS DE PRODUCCIÓN					TOTAL
	Gerencia General	Gerencia Adm. y Finanzas	Oficina Gerencia Operaciones	Seguridad y Medio Ambiente	Comercial	Of. Subgerencia de Generación	Transmisión y Transformación	C.H. YAUPI	C.H. MALPASO	C.H. PACHACHACA	C.H. OROYA	C.T. LAS ARENAS	
CIF Presupuestados Asignación de Gerencia General	4 657 968	446 342	35 429	148 167	581 676	0	0						
		223 327	63 808	63 808	701 886	63 808	0	1 020 924	542 366	446 654	478 558	1 052 828	4 657 968
Asignación de Gerencia de Administración y Finanzas		669 669											
			144	600	2 356	0	0	140 539	21 342	6 499	10 122	488 067	669 669
Asignación de Oficina Gerencia Operaciones			99 380										
				1 451	15 959	1 451	0	23 213	12 332	10 156	10 881	23 938	99 380
Asignación de Seguridad y Medio Ambiente				214 026									
					0	0	0	92 290	46 487	10 254	7 691	57 305	214 026
Asignación de Sub-Gerencia de Generación					1 301 877								
								561 379	282 769	62 375	46 782	348 573	1 301 877
Asignación de Comercial						65 259							
								20 009	9 011	1 679	1 259	33 301	65 259
Asignación T&T							0						
								0	0	0	0	0	0
TOTAL								1 858 353	914 306	537 618	555 293	2 004 012	5 869 582
Capacidad de Producción (MW)								143	64	12	9	238	466
Tasa de aplicación CIF por Capacidad de Producción							S/L MW	12 995	14 197	44 801	61 699	8 420	12 585

Elaboración propia

Anexo 18: Asignación de costos indirectos

Bases de asignación: 2012

Centro de Costo	Departamento	Número de personal	Costos Directos de cada área (Nuevos Soles)	Costo de los activos (Millones de Soles)	Capacidad de Producción (MW)	Unidades a producir MWh (estimado) 2004	Área (m2)
1	ADMINISTRACIÓN		5 474 573				
	Gerencia General	33	4 822 398	20,25			
	Subgerencia de Telecomunicaciones e Informática						
	Asesoría Legal						
	Subgerencia de Recursos Humanos						
	Subgerencia de Logística						
	Gerencia de Administración y Finanzas	7	462 098	6,75			
	Contabilidad						
	Finanzas						
	Gerencia de Operaciones						
	Oficina de Gerencia de Operaciones	2	36 680	2,42			
	Subgerencia de Seguridad y Medio Ambiente	2	153 398	3,37			
2	COMERCIAL	22	602 210	6,7			
	Subgerencia de Comercialización						
	Comercial						
	Análisis del Sistema						
	Operación del Sistema						
3	TRANSMISIÓN Y TRANSFORMACIÓN	34		114,7			
	Mantenimiento de Líneas de Transmisión						
	Mantenimiento de Subestaciones						
	Mantenimiento de Equipos de Medición y Protección						
4	GENERACIÓN	78		519,6	228,4	1079890	
	Subgerencia de Generación	2	0				
	CH Yaupi	32	36 413 369	306,00	143,0	765 060	1816
	CH Malpaso	17	5 529 661	154,14	64,4	204 330	906
	CH Pachachaca	14	1 683 850	34,00	12,0	40 029	1278
	CH Oroya	15	2 622 682	25,50	9,0	70 471	805
5	CENTRALES TÉRMICAS (Nuevo Centro de Costo)						
		33	237 576 978	190,0	347,0		35414
	C.T. Las Arenas	33	237 576 978	190,00	347,0	2 988 176	35414
	Total	211	289 903 324	674,86	575,40	1 079 890	40 219

Elaboración propia

Anexo 18: Asignación de costos indirectos

Sistema de asignación de costos indirectos: 2012 (En Nuevos Soles)

	DEPARTAMENTOS DE SOPORTE							DEPARTAMENTOS DE PRODUCCIÓN				C.T. LAS ARENAS	TOTAL
	Gerencia General	Gerencia Adm. y Finanzas	Oficina Gerencia Operaciones	Seguridad y Medio Ambiente	Comercial	Of. Subgerencia de Generación	Transmisión y Transformación	C.H. YAUPI	C.H. MALPASO	C.H. PACHACHACA	C.H. OROYA		
CIF Presupuestados	4 822 398	462 098	36 680	153 398	602 210	-	-						
Trabajos de soporte proporcionados:													
Por Número de Personal Cantidad de empleados %		7 5%	2 1%	2 1%	22 15%	2 1%	0 0%	32 22%	17 12%	14 10%	15 10%	33 23%	146
Costos Directos de Área Nuevos Soles %			36 680 0,0%	153 398 0,1%	602 210 0,2%	0 0,0%	0 0,0%	36 413 369 12,8%	5 529 661 1,9%	1 683 850 0,6%	2 622 682 0,9%	237 576 978 83,5%	284618828
Por Número de Personal Cantidad de empleados %				2 1%	22 16%	2 1%	0 0%	32 23%	17 12%	14 10%	15 11%	33 24%	137
Valor de Activo Proporción %						0 0,00%	0 0,00%	306,00 43,12%	154,14 21,72%	34,00 4,79%	25,50 3,59%	190,00 26,77%	709,64
Valor de Activo Proporción %								306 43%	154 22%	34 5%	26 4%	190 27%	710
Por Capacidad de producción MW %								143,0 25%	64,4 11%	12,0 2%	9,0 2%	347,0 60%	575
Por Capacidad de producción MW %								143 25%	64 11%	12 2%	9 2%	347 60%	575

Elaboración propia

Anexo 18: Asignación de costos indirectos

Asignación de costos indirectos de fabricación a los departamentos de producción: 2012 (En Nuevos Soles)

	DEPARTAMENTOS DE SOPORTE							DEPARTAMENTOS DE PRODUCCIÓN					TOTAL
	Gerencia General	Gerencia Adm. y Finanzas	Oficina Gerencia Operaciones	Seguridad y Medio Ambiente	Comercial	Of. Subgerencia de Generación	Transmisión y Transformación	C.H. YAUPI	C.H. MALPASO	C.H. PACHACHACA	C.H. OROYA	C.T. LAS ARENAS	
CIF Presupuestados	4 822 398	462 098	36 680	153 398	602 210	0	0						
Asignación de Gerencia General		231 211	66 060	66 060	726 663	66 060	0	1 056 964	561 512	462 422	495 452	1 089 994	4 822 398
Asignación de Gerencia de Administración y Finanzas		693 309											
			89	374	1 467	0	0	88 700	13 470	4 102	6 389	578 718	693 309
Asignación de Oficina Gerencia Operaciones			102 829										
				1 501	16 513	1 501	0	24 019	12 760	10 508	11 259	24 769	102 829
Asignación de Seguridad y Medio Ambiente				221 333									
					0	0	0	95 440	48 074	10 604	7 953	59 261	221 333
Asignación de Sub-Gerencia de Generación					1 346 852								
								580 772	292 537	64 530	48 398	360 615	1 346 852
Asignación de Comercial						67 561							
								16 791	7 562	1 409	1 057	40 743	67 561
Asignación T&T							0						
								0	0	0	0	0	0
TOTAL								1 862 686	935 914	553 575	570 507	2 154 101	6 076 783
Capacidad de Producción (MW)								143	64	12	9	347	575
Tasa de aplicación CIF por Capacidad de Producción							S/L MW	13 026	14 533	46 131	63 390	6 208	10 561

Elaboración propia

Anexo 18: Asignación de costos indirectos

Gastos de gestión comercial y administrativo de la empresa: 2004-2017 (En Nuevos Soles)

GASTOS POR NATURALEZA	2 004	2 005	2 006	2 007	2 008	2 009	2 010	2 011	2 012	2 013	2 014	2 015	2 016	2 017
60. COMBUSTIBLES Y LUBRICANTES														
606. Suministros diversos	985 151	1 009 779	1 035 024	1 060 899	1 087 422	1 114 607	1 142 473	1 171 034	1 200 310	1 230 318	1 261 076	1 292 603	1 324 918	1 358 041
	985 151	1 009 779	1 035 024	1 060 899	1 087 422	1 114 607	1 142 473	1 171 034	1 200 310	1 230 318	1 261 076	1 292 603	1 324 918	1 358 041
607. COMPRA DE ENERGIA														
607.02. Compra Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
607.03. Uso de Sistema de Transmision	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
62. CARGAS DE PERSONAL														
621. Sueldos	1 776 721	1 776 721	1 776 721	1 776 721	1 776 721	1 776 721	1 776 721	1 776 721	1 776 721	1 776 721	1 776 721	1 776 721	1 776 721	1 776 721
622. Salarios	46 825	47 996	49 196	50 426	51 687	52 979	54 303	55 661	57 052	58 479	59 941	61 439	62 975	64 549
625. Otras remuneraciones	416 500	426 912	437 585	448 525	459 738	471 231	483 012	495 087	507 464	520 151	533 155	546 484	560 146	574 149
626. Vacaciones	127 475	130 662	133 928	137 277	140 709	144 226	147 832	151 528	155 316	159 199	163 179	167 258	171 440	175 726
627. Seguridad y provisión social	179 756	184 250	188 856	193 578	198 417	203 378	208 462	213 674	219 015	224 491	230 103	235 856	241 752	247 796
628. Remuneraciones del directorio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
629. Otras cargas del personal	197 722	202 666	207 732	212 925	218 249	223 705	229 297	235 030	240 906	246 928	253 101	259 429	265 915	272 563
	2 745 000	2 769 207	2 794 019	2 819 451	2 845 520	2 872 240	2 899 628	2 927 700	2 956 475	2 985 969	3 016 200	3 047 187	3 078 948	3 111 504
63. SERVICIOS PRESTADOS POR TERCEROS														
631. Correos y telecomunicaciones	378 700	388 168	397 872	407 819	418 014	428 464	439 176	450 155	461 409	472 945	484 768	496 887	509 310	522 042
632. Honorarios, comisiones y corretajes	4 939 557	5 063 046	5 189 622	5 319 363	5 452 347	5 588 656	5 728 372	5 871 581	6 018 371	6 168 830	6 323 051	6 481 127	6 643 155	6 809 234
634. Manto. Reparac. Activos	522 683	535 750	549 144	562 872	576 944	591 368	606 152	621 306	636 838	652 759	669 078	685 805	702 950	720 524
635. Alquileres	210 105	215 357	220 741	226 260	231 916	237 714	243 657	249 748	255 992	262 392	268 952	275 675	282 567	289 631
636. Electricidad y Agua	35 525	36 413	37 324	38 257	39 213	40 194	41 198	42 228	43 284	44 366	45 475	46 612	47 777	48 972
637. Publicidad, public, relac.públicas	268 920	275 643	282 534	289 597	296 837	304 258	311 864	319 661	327 652	335 844	344 240	352 846	361 667	370 709
638. Servicios de personal	2 161 313	2 215 346	2 270 729	2 327 498	2 385 685	2 445 327	2 506 460	2 569 122	2 633 350	2 699 184	2 766 663	2 835 830	2 906 726	2 979 394
639. Otros servicios	891 898	914 195	937 050	960 477	984 489	1 009 101	1 034 328	1 060 186	1 086 691	1 113 858	1 141 705	1 170 248	1 199 504	1 229 491
	9 408 701	9 643 918	9 885 016	10 132 141	10 385 445	10 645 081	10 911 208	11 183 988	11 463 588	11 750 178	12 043 932	12 345 031	12 653 656	12 969 998
64. TRIBUTOS														
643. Cánones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
646. Tributos a gobiernos locales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
647. Cotizaciones con carácter de tributos	44 849	45 971	47 120	48 298	49 505	50 743	52 011	53 312	54 645	56 011	57 411	58 846	60 317	61 825
649. Otros	1 219 735	1 250 229	1 281 484	1 313 521	1 346 359	1 380 018	1 414 519	1 449 882	1 486 129	1 523 282	1 561 364	1 600 398	1 640 408	1 681 418
	1 264 585	1 296 199	1 328 604	1 361 819	1 395 865	1 430 761	1 466 530	1 503 194	1 540 773	1 579 293	1 618 775	1 659 245	1 700 726	1 743 244
65. CARGAS DIVERSAS DE GESTION														
651. Seguros	1 039 239	1 065 220	1 091 850	1 119 146	1 147 125	1 175 803	1 205 198	1 235 328	1 266 211	1 297 867	1 330 313	1 363 571	1 397 660	1 432 602
653. Cotizaciones	196 624	201 540	206 578	211 743	217 036	222 462	228 024	233 724	239 568	245 557	251 696	257 988	264 438	271 049
654. Cotizaciones	6 653	6 819	6 990	7 165	7 344	7 527	7 715	7 908	8 106	8 309	8 516	8 729	8 948	9 171
659. Otros	527 708	540 901	554 423	568 284	582 491	597 053	611 980	627 279	642 961	659 035	675 511	692 399	709 709	727 451
	1 770 224	1 814 480	1 859 842	1 906 338	1 953 996	2 002 846	2 052 917	2 104 240	2 156 846	2 210 767	2 266 036	2 322 687	2 380 754	2 440 273
68. PROVISIONES DEL EJERCICIO														
681. Depreciación	730 698	748 966	767 690	786 882	806 554	826 718	847 386	868 570	890 285	912 542	935 355	958 739	982 708	1 007 275
681. Amortización	14 475 483	14 837 370	15 208 304	15 588 512	15 978 225	16 377 680	16 787 122	17 206 800	17 636 970	18 077 895	18 529 842	18 993 088	19 467 915	19 954 613
684. Cobranza dudosa	1 037	1 063	1 089	1 117	1 145	1 173	1 203	1 233	1 263	1 295	1 327	1 361	1 395	1 430
686. Compensación tiempo de servicios	250 106	256 359	262 768	269 337	276 070	282 972	290 046	297 297	304 730	312 348	320 157	328 161	336 365	344 774
689. Otras provisiones	48 418	49 628	50 869	52 141	53 444	54 780	56 150	57 554	58 992	60 467	61 979	63 528	65 117	66 745
	15 505 742	15 893 386	16 290 720	16 697 988	17 115 438	17 543 324	17 981 907	18 431 455	18 892 241	19 364 547	19 848 661	20 344 877	20 853 499	21 374 837
TOTAL	31 679 402	32 426 969	33 193 225	33 978 637	34 783 685	35 608 859	36 454 663	37 321 611	38 210 234	39 121 071	40 054 680	41 011 629	41 992 502	42 997 896
COSTOS DE LA EMPRESA (CON DEPURAC	5 305 982,12	5 394 213,64	5 484 650,96	5 577 349,20	5 672 364,90	5 769 756,00	5 869 581,87	5 971 903,38	6 076 782,94	6 184 284,48	6 294 473,57	6 407 417,38	6 523 184,78	6 641 846,37

Elaboración propia

Anexo 18: Asignación de costos indirectos

Gastos de gestión del área de generación de la empresa: 2004-2017 (En Nuevos Soles)

GASTOS POR NATURALEZA	2 004	2 005	2 006	2 007	2 008	2 009	2 010	2 011	2 012	2 013	2 014	2 015	2 016	2 017
60. COMBUSTIBLES Y LUBRICANTES														
606. Suministros diversos	1 020 149	1 045 652	1 071 794	1 098 589	1 126 053	1 154 205	1 183 060	1 212 636	1 242 952	1 274 026	1 305 877	1 338 524	1 371 987	1 406 286
	1 020 149	1 045 652	1 071 794	1 098 589	1 126 053	1 154 205	1 183 060	1 212 636	1 242 952	1 274 026	1 305 877	1 338 524	1 371 987	1 406 286
607. COMPRA DE ENERGIA														
607.02. Compra Otros	6 585 600	6 750 240	6 918 996	7 091 971	7 269 271	7 451 002	7 637 277	7 828 209	8 023 915	8 224 513	8 430 125	8 640 878	8 856 900	9 078 323
607.03. Uso de Sistema de Transmision	20 881 418	21 403 454	21 938 540	22 487 004	23 049 179	23 625 408	24 216 043	24 821 444	25 441 981	26 078 030	26 729 981	27 398 230	28 083 186	28 785 266
	27 467 019	28 153 694	28 857 537	29 578 975	30 318 449	31 076 411	31 853 321	32 649 654	33 465 895	34 302 543	35 160 106	36 039 109	36 940 087	37 863 589
62. CARGAS DE PERSONAL														
621. Sueldos	1 351 011	1 351 011	1 351 011	1 351 011	1 351 011	1 351 011	1 351 011	1 351 011	1 351 011	1 351 011	1 351 011	1 351 011	1 351 011	1 351 011
622. Salarios	956 714	980 632	1 005 148	1 030 277	1 056 034	1 082 434	1 109 495	1 137 233	1 165 663	1 194 805	1 224 675	1 255 292	1 286 674	1 318 841
625. Otras remuneraciones	1 091 724	1 119 017	1 146 993	1 175 667	1 205 059	1 235 186	1 266 065	1 297 717	1 330 160	1 363 414	1 397 499	1 432 437	1 468 247	1 504 954
626. Vacaciones	249 128	255 356	261 740	268 284	274 991	281 865	288 912	296 135	303 538	311 127	318 905	326 877	335 049	343 426
627. Seguridad y provisión social	381 625	391 165	400 944	410 968	421 242	431 773	442 567	453 632	464 972	476 597	488 512	500 724	513 243	526 074
628. Remuneraciones del directorio	29 231	29 962	30 711	31 479	32 266	33 072	33 899	34 747	35 615	36 506	37 418	38 354	39 313	40 295
629. Otras cargas del personal	95 026	97 402	99 837	102 333	104 891	107 514	110 201	112 957	115 780	118 675	121 642	124 683	127 800	130 995
	4 154 459	4 224 545	4 296 384	4 370 018	4 445 493	4 522 855	4 602 152	4 683 430	4 766 740	4 852 134	4 939 662	5 029 378	5 121 337	5 215 595
63. SERVICIOS PRESTADOS POR TERCEROS														
631. Correos y telecomunicaciones	122 927	126 000	129 150	132 379	135 688	139 080	142 557	146 121	149 774	153 519	157 357	161 291	165 323	169 456
632. Honorarios, comisiones y corretajes	1 271 230	1 303 010	1 335 586	1 368 975	1 403 200	1 438 280	1 474 237	1 511 093	1 548 870	1 587 592	1 627 282	1 667 964	1 709 663	1 752 404
634. Manto. Reparac. Activos	1 637 925	1 678 873	1 720 845	1 763 866	1 807 962	1 853 161	1 899 490	1 946 978	1 995 652	2 045 543	2 096 682	2 149 099	2 202 827	2 257 897
635. Alquileres	13 335	13 668	14 010	14 360	14 719	15 087	15 465	15 851	16 248	16 654	17 070	17 497	17 934	18 383
636. Electricidad y Agua	21 207	21 737	22 281	22 838	23 409	23 994	24 594	25 209	25 839	26 485	27 147	27 825	28 521	29 234
637. Publicidad, public, relac.públicas	35 648	36 539	37 453	38 389	39 349	40 332	41 341	42 374	43 434	44 519	45 632	46 773	47 943	49 141
638. Servicios de personal	378 878	388 349	398 058	408 010	418 210	428 665	439 382	450 366	461 626	473 166	484 995	497 120	509 548	522 287
639. Otros servicios	277 188	284 118	291 221	298 501	305 964	313 613	321 453	329 490	337 727	346 170	354 824	363 695	372 787	382 107
	3 758 337	3 852 295	3 948 603	4 047 318	4 148 501	4 252 213	4 358 519	4 467 482	4 579 169	4 693 648	4 810 989	4 931 264	5 054 545	5 180 909
64. TRIBUTOS														
643. Cánones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
646. Tributos a gobiernos locales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
647. Cotizaciones con carácter de tributos	81 374	83 408	85 493	87 631	89 821	92 067	94 369	96 728	99 146	101 625	104 165	106 769	109 439	112 175
649. Otros	2 258 090	2 314 543	2 372 406	2 431 716	2 492 509	2 554 822	2 618 692	2 684 160	2 751 264	2 820 045	2 890 547	2 962 810	3 036 880	3 112 802
	2 339 464	2 397 951	2 457 899	2 519 347	2 582 331	2 646 889	2 713 061	2 780 888	2 850 410	2 921 670	2 994 712	3 069 580	3 146 319	3 224 977
65. CARGAS DIVERSAS DE GESTION														
651. Seguros	3 650 172	3 741 426	3 834 962	3 930 836	4 029 107	4 129 834	4 233 080	4 338 907	4 447 380	4 558 564	4 672 529	4 789 342	4 909 075	5 031 802
653. Cotizaciones	6 255	6 411	6 572	6 736	6 904	7 077	7 254	7 435	7 621	7 812	8 007	8 207	8 412	8 623
654. Cotizaciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
659. Otros	87 337	89 521	91 759	94 053	96 404	98 814	101 285	103 817	106 412	109 072	111 799	114 594	117 459	120 396
	3 743 764	3 837 358	3 933 292	4 031 625	4 132 415	4 235 726	4 341 619	4 450 159	4 561 413	4 675 449	4 792 335	4 912 143	5 034 947	5 160 820
68. PROVISIONES DEL EJERCICIO														
681. Depreciación	10 628 121	10 893 824	11 166 169	11 445 323	11 731 456	12 024 743	12 325 361	12 633 495	12 949 333	13 273 066	13 604 893	13 945 015	14 293 641	14 650 982
681. Amortización	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
684. Cobranza dudosa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
686. Compensación tiempo de servicios	274 421	281 282	288 314	295 522	302 910	310 482	318 245	326 201	334 356	342 715	351 282	360 064	369 066	378 293
689. Otras provisiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	10 902 542	11 175 105	11 454 483	11 740 845	12 034 366	12 335 225	12 643 606	12 959 696	13 283 689	13 615 781	13 956 175	14 305 080	14 662 707	15 029 274
TOTAL	53 385 734	54 686 602	56 019 992	57 386 716	58 787 609	60 223 524	61 695 337	63 203 945	64 750 268	66 335 250	67 959 856	69 625 077	71 331 928	73 081 451
COSTOS DE LA EMPRESA (CON DEPURAC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Elaboración propia

Anexo 18: Asignación de costos indirectos

Gastos de gestión del área de transmisión y transformación de la empresa: 2004-2017

(En Nuevos Soles)

GASTOS POR NATURALEZA	2 004	2 005	2 006	2 007	2 008	2 009	2 010	2 011	2 012	2 013	2 014	2 015	2 016	2 017
60. COMBUSTIBLES Y LUBRICANTES														
606. Suministros diversos	467 946	479 645	491 636	503 927	516 525	529 438	542 674	556 241	570 147	584 400	599 010	613 986	629 335	645 069
	467 946	479 645	491 636	503 927	516 525	529 438	542 674	556 241	570 147	584 400	599 010	613 986	629 335	645 069
607. COMPRA DE ENERGIA														
607.02. Compra Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
607.03. Uso de Sistema de Transmision	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
62. CARGAS DE PERSONAL														
621. Sueldos	448 913	448 913	448 913	448 913	448 913	448 913	448 913	448 913	448 913	448 913	448 913	448 913	448 913	448 913
622. Salarios	413 488	423 825	434 421	445 282	456 414	467 824	479 520	491 508	503 795	516 390	529 300	542 532	556 096	569 998
625. Otras remuneraciones	363 910	373 008	382 333	391 891	401 688	411 731	422 024	432 575	443 389	454 474	465 835	477 481	489 418	501 654
626. Vacaciones	98 725	101 193	103 723	106 316	108 974	111 698	114 490	117 353	120 286	123 294	126 376	129 535	132 774	136 093
627. Seguridad y provisión social	148 107	151 810	155 605	159 495	163 482	167 569	171 759	176 053	180 454	184 965	189 589	194 329	199 187	204 167
628. Remuneraciones del directorio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
629. Otras cargas del personal	11 375	11 659	11 950	12 249	12 555	12 869	13 191	13 521	13 859	14 205	14 560	14 924	15 298	15 680
	1 484 518	1 510 408	1 536 945	1 564 146	1 592 027	1 620 605	1 649 897	1 679 921	1 710 697	1 742 241	1 774 574	1 807 716	1 841 686	1 876 505
63. SERVICIOS PRESTADOS POR TERCEROS														
631. Correos y telecomunicaciones	3 399	3 483	3 571	3 660	3 751	3 845	3 941	4 040	4 141	4 244	4 350	4 459	4 571	4 685
632. Honorarios, comisiones y corretajes	27 979	28 679	29 396	30 131	30 884	31 656	32 447	33 259	34 090	34 942	35 816	36 711	37 629	38 570
634. Mantto. Reparac. Activos	304 253	311 859	319 655	327 647	335 838	344 234	352 840	361 661	370 702	379 970	389 469	399 206	409 186	419 416
635. Alquileres	7 087	7 265	7 446	7 632	7 823	8 019	8 219	8 425	8 635	8 851	9 072	9 299	9 532	9 770
636. Electricidad y Agua	25 037	25 663	26 305	26 962	27 637	28 327	29 036	29 762	30 506	31 268	32 050	32 851	33 672	34 514
637. Publicidad, public, relac.públicas	952	975	1 000	1 025	1 050	1 077	1 104	1 131	1 160	1 189	1 218	1 249	1 280	1 312
638. Servicios de personal	201 910	206 957	212 131	217 434	222 870	228 442	234 153	240 007	246 007	252 157	258 461	264 923	271 546	278 335
639. Otros servicios	223 478	229 065	234 791	240 661	246 678	252 844	259 166	265 645	272 286	279 093	286 070	293 222	300 553	308 066
	794 094	813 946	834 295	855 152	876 531	898 444	920 905	943 928	967 526	991 714	1 016 507	1 041 920	1 067 968	1 094 667
64. TRIBUTOS														
643. Cánones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
646. Tributos a gobiernos locales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
647. Cotizaciones con carácter de tributos	13 489	13 826	14 171	14 526	14 889	15 261	15 643	16 034	16 434	16 845	17 266	17 698	18 141	18 594
649. Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	13 489	13 826	14 171	14 526	14 889	15 261	15 643	16 034	16 434	16 845	17 266	17 698	18 141	18 594
65. CARGAS DIVERSAS DE GESTION														
651. Seguros	50 321	51 579	52 868	54 190	55 544	56 933	58 356	59 815	61 311	62 843	64 415	66 025	67 676	69 367
653. Cotizaciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
654. Cotizaciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
659. Otros	93 628	95 969	98 368	100 827	103 348	105 932	108 580	111 294	114 077	116 929	119 852	122 848	125 919	129 067
	143 949	147 547	151 236	155 017	158 892	162 865	166 936	171 110	175 387	179 772	184 266	188 873	193 595	198 435
68. PROVISIONES DEL EJERCICIO														
681. Depreciación	3 063 391	3 139 976	3 218 475	3 298 937	3 381 410	3 465 946	3 552 594	3 641 409	3 732 444	3 825 756	3 921 399	4 019 434	4 119 920	4 222 918
681. Amortización	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
684. Cobranza dudosa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
686. Compensación tiempo de servicios	104 084	106 686	109 353	112 087	114 889	117 761	120 705	123 723	126 816	129 986	133 236	136 567	139 981	143 481
689. Otras provisiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	3 167 475	3 246 662	3 327 828	3 411 024	3 496 299	3 583 707	3 673 300	3 765 132	3 859 260	3 955 742	4 054 635	4 156 001	4 259 901	4 366 399
TOTAL	6 071 469	6 212 033	6 356 111	6 503 791	6 655 163	6 810 319	6 969 354	7 132 365	7 299 452	7 470 715	7 646 260	7 826 194	8 010 626	8 199 669
COSTOS DE LA EMPRESA (CON DEPURAC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Elaboración propia

Anexo 19: Análisis de costos de gestión personal

Análisis de costos personal

(En Nuevos Soles)

AREA : GERENCIA DE OPERACIONES						
CARGO/NIVEL	CANTIDAD	HABER MENSUAL	GRATIFICACIONES	BENEFIC. SOCIALES	TOTAL MENSUAL	TOTAL ANUAL
OFICINA DE SEGURIDAD INTEGRAL						
Supervisor de Seguridad Integral	1	5 216,4	869,4	1 671,0	7 756,8	93 081,2
UNIDAD GENERACIÓN						
Jefe de generación	1	6 226,2	1 037,7	1 994,4	9 258,3	111 099,8
UNIDAD COMERCIAL						
Analista	1	5 531,0	921,8	1 771,7	8 224,6	98 695,0
UNIDAD DE TRANSMISIÓN						
Supervisor	1	5 043,0	840,5	1 615,4	7 499,0	89 987,5
UNIDAD DE CENTRO DE CONTROL						
Jefe de centro de Control	1	6 226,2	1 037,7	1 994,4	9 258,3	111 099,8
Analista de red	1	5 531,0	921,8	1 771,7	8 224,6	98 695,0
Operadores	4	2 857,7	476,3	915,4	4 249,4	203 969,8
Técnico Mecánico	4	2 697,8	449,6	864,2	4 011,7	192 561,0
Técnico Electricista	4	2 697,8	449,6	864,2	4 011,7	192 561,0
UNIDAD DE TELECOMUNICACIONES						
Asistente en telecomunicaciones	1	5 043,0	840,5	1 615,4	7 499,0	89 987,5
Técnico	1	2 697,8	449,6	864,2	4 011,7	48 140,2
SUBTOTAL DEL AREA	20	74 528,3	12 421,4	23 873,5		1 329 878,0
AREA : SECCIÓN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN						
Supervisor de Mantenimiento	1	5 043,0	840,5	1 615,4	7 499,0	89 987,5
Técnico	1	3 635,8	606,0	1 164,6	5 406,3	64 876,1
SUBTOTAL DEL AREA	2	8 678,8	1 446,5	2 780,1		154 863,7
AREA : SECCIÓN SUBESTACIONES						
Supervisor de Mantenimiento	1	5 043,0	840,5	1 615,4	7 499,0	89 987,5
Técnico	2	3 635,8	606,0	1 164,6	5 406,3	129 752,3
SUBTOTAL DEL AREA	3	12 314,5	2 052,4	3 944,7		219 739,8
AREA : SECCIÓN PLANTA (Mantenimiento)						
Supervisor de Mantenimiento	1	2 857,7	476,3	915,4	4 249,4	50 992,4
Técnico	5	2 756,2	459,4	882,9	4 098,5	245 907,6
SUBTOTAL DEL AREA	6	16 638,7	2 773,1	5 329,8		296 900,0
AREA : MEDIO AMBIENTE						
Supervisor de Medio Ambiente	1	5 216,4	869,4	1 671,0	7 756,8	93 081,2
Asistente	1	3 823,5	637,3	1 224,8	5 685,5	68 226,3
SUBTOTAL DEL AREA	2	9 039,9	1 506,7	2 895,7		161 307,5

Elaboración propia

Anexo 19: Análisis de costos de gestión personal

Costos de gestión personal: 2006 – 2017

(En Nuevos Soles)

AREA : GERENCIA DE OPERACIONES						
CARGO/NIVEL	2006	2007	2008	2009	2010	2011
OFICINA DE SEGURIDAD INTEGRAL						
Supervisor de Seguridad Integral	95 408,2	97 793,4	100 238,3	102 744,2	105 312,8	107 945,6
UNIDAD GENERACIÓN						
Jefe de generación	113 877,3	116 724,3	119 642,4	122 633,4	125 699,3	128 841,7
UNIDAD COMERCIAL						
Analista	101 162,4	103 691,5	106 283,8	108 940,9	111 664,4	114 456,0
UNIDAD DE TRANSMISIÓN						
Supervisor	92 237,2	94 543,2	96 906,7	99 329,4	101 812,6	104 358,0
UNIDAD DE CENTRO DE CONTROL						
Jefe de centro de Control	113 877,3	116 724,3	119 642,4	122 633,4	125 699,3	128 841,7
Analista de red	101 162,4	103 691,5	106 283,8	108 940,9	111 664,4	114 456,0
Operadores	209 069,0	214 295,7	219 653,1	225 144,4	230 773,1	236 542,4
Técnico Mecánico	197 375,0	202 309,4	207 367,1	212 551,3	217 865,1	223 311,7
Técnico Electricista	197 375,0	202 309,4	207 367,1	212 551,3	217 865,1	223 311,7
UNIDAD DE TELECOMUNICACIONES						
Asistente en telecomunicaciones	92 237,2	94 543,2	96 906,7	99 329,4	101 812,6	104 358,0
Técnico	49 343,7	50 577,3	51 841,8	53 137,8	54 466,3	55 827,9
SUBTOTAL DEL AREA	1 363 124,9	1 397 203,0	1 432 133,1	1 467 936,4	1 504 634,8	1 542 250,7
AREA : SECCIÓN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN						
Supervisor de Mantenimiento	92 237,2	94 543,2	96 906,7	99 329,4	101 812,6	104 358,0
Técnico	66 498,0	68 160,5	69 864,5	71 611,1	73 401,4	75 236,4
SUBTOTAL DEL AREA	158 735,3	162 703,7	166 771,3	170 940,5	175 214,0	179 594,4
AREA : SECCIÓN SUBESTACIONES						
Supervisor de Mantenimiento	92 237,2	94 543,2	96 906,7	99 329,4	101 812,6	104 358,0
Técnico	132 996,1	136 321,0	139 729,0	143 222,2	146 802,8	150 472,9
SUBTOTAL DEL AREA	225 233,3	230 864,2	236 635,8	242 551,7	248 615,5	254 830,8
AREA : SECCIÓN PLANTA (Mantenimiento)						
Supervisor de Mantenimiento	52 267,2	53 573,9	54 913,3	56 286,1	57 693,3	59 135,6
Técnico	252 055,3	258 356,7	264 815,6	271 436,0	278 221,9	285 177,4
SUBTOTAL DEL AREA	304 322,5	311 930,6	319 728,9	327 722,1	335 915,1	344 313,0
AREA : MEDIO AMBIENTE						
Supervisor de Medio Ambiente	95 408,2	97 793,4	100 238,3	102 744,2	105 312,8	107 945,6
Asistente	69 932,0	71 680,3	73 472,3	75 309,1	77 191,8	79 121,6
SUBTOTAL DEL AREA	165 340,2	169 473,7	173 710,6	178 053,3	182 504,7	187 067,3

Continúa...

Costos de gestión personal: 2006 – 2017

(En Nuevos Soles)

... viene

AREA : GERENCIA DE OPERACIONES						
CARGO/NIVEL	2012	2013	2014	2015	2016	2017
OFICINA DE SEGURIDAD INTEGRAL						
Supervisor de Seguridad Integral	110 644,3	113 410,4	116 245,7	119 151,8	122 130,6	125 183,9
UNIDAD GENERACIÓN						
Jefe de generación	132 062,8	135 364,4	138 748,5	142 217,2	145 772,6	149 416,9
UNIDAD COMERCIAL						
Analista	117 317,4	120 250,3	123 256,6	126 338,0	129 496,4	132 733,9
UNIDAD DE TRANSMISIÓN						
Supervisor	106 966,9	109 641,1	112 382,1	115 191,7	118 071,5	121 023,2
UNIDAD DE CENTRO DE CONTROL						
Jefe de centro de Control	132 062,8	135 364,4	138 748,5	142 217,2	145 772,6	149 416,9
Analista de red	117 317,4	120 250,3	123 256,6	126 338,0	129 496,4	132 733,9
Operadores	242 455,9	248 517,3	254 730,3	261 098,5	267 626,0	274 316,6
Técnico Mecánico	228 894,5	234 616,8	240 482,3	246 494,3	252 656,7	258 973,1
Técnico Electricista	228 894,5	234 616,8	240 482,3	246 494,3	252 656,7	258 973,1
UNIDAD DE TELECOMUNICACIONES						
Asistente en telecomunicaciones	106 966,9	109 641,1	112 382,1	115 191,7	118 071,5	121 023,2
Técnico	57 223,6	58 654,2	60 120,6	61 623,6	63 164,2	64 743,3
SUBTOTAL DEL AREA	1 580 807,0	1 620 327,2	1 660 835,3	1 702 356,2	1 744 915,1	1 788 538,0
AREA : SECCIÓN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN						
Supervisor de Mantenimiento	106 966,9	109 641,1	112 382,1	115 191,7	118 071,5	121 023,2
Técnico	77 117,3	79 045,3	81 021,4	83 046,9	85 123,1	87 251,2
SUBTOTAL DEL AREA	184 084,3	188 686,4	193 403,5	198 238,6	203 194,6	208 274,4
AREA : SECCIÓN SUBESTACIONES						
Supervisor de Mantenimiento	106 966,9	109 641,1	112 382,1	115 191,7	118 071,5	121 023,2
Técnico	154 234,7	158 090,6	162 042,8	166 093,9	170 246,2	174 502,4
SUBTOTAL DEL AREA	261 201,6	267 731,6	274 424,9	281 285,6	288 317,7	295 525,6
AREA : SECCIÓN PLANTA (Mantenimiento)						
Supervisor de Mantenimiento	60 614,0	62 129,3	63 682,6	65 274,6	66 906,5	68 579,2
Técnico	292 306,9	299 614,5	307 104,9	314 782,5	322 652,1	330 718,4
SUBTOTAL DEL AREA	352 920,8	361 743,9	370 787,5	380 057,2	389 558,6	399 297,5
AREA : MEDIO AMBIENTE						
Supervisor de Medio Ambiente	110 644,3	113 410,4	116 245,7	119 151,8	122 130,6	125 183,9
Asistente	81 099,7	83 127,2	85 205,4	87 335,5	89 518,9	91 756,8
SUBTOTAL DEL AREA	191 744,0	196 537,6	201 451,0	206 487,3	211 649,5	216 940,7

Elaboración propia

Anexo 20: Modelo de encuestas

El proyecto que se plantea desarrollar consiste en la construcción de una planta de generación eléctrica en el Perú mediante el uso del gas natural, el cual tendrá fuerte impacto en las tarifas del mercado eléctrico peruano afectando favorablemente en los costos de producción de diversas empresas, en los cuales la participación de los costos provenientes por consumo de energía eléctrica son importantes.

Proyectos de esta envergadura son intensivos en capital, estimándose un periodo de vida de 30 años. Por ello con la información que usted nos proporcione, podremos establecer las estrategias de inversión y operación de la nueva planta, en función a las exigencias de los inversionistas y las condiciones establecidas en el mercado eléctrico actual.

Anexo 20: Modelo de encuestas

Modelo de encuesta de satisfacción del suministro de energía eléctrica

1 En que sector (es) se desarrollan las actividades de su empresa u organización:

- Minero ☐
- Fundición y refineries ☐
- Cementeras ☐
- Alimentos ☐
- Vidrios ☐
- Otros, especifique el sector

2 ¿Qué empresa le suministra energía eléctrica actualmente?
.....

3 ¿Qué factores valora más en el servicio que le prestan?

	Orden de prioridad	Nivel de importancia
- Precio		
- Servicio sin interrupciones		
- Solución inmediata de problemas en el suministro		
- Facturación		
- Forma de pago		
- Atención a reclamos		
- Otros.....		

Prioridad: (1) primero... (6) último
Importancia: (1) poco importante... (5) muy importante

¿Está su empresa satisfecha con el servicio prestado?

Plenamente satisfecho ☐

Satisfecho ☐

Indiferente ☐

Insatisfecho ☐

Totalmente insatisfecho ☐

4 Con referencia a los precios promedios del sector, los precios establecidos en su contrato de suministro de energía eléctrica son:

Muy Altos ☐

Altos ☐

Aceptable (promedio) ☐

Bajos ☐

Desconoce los precios del sector ☐

Explique

5 ¿Cuál es el periodo de vigencia de su contrato de suministro de energía eléctrica?
..... años

De no estar de acuerdo, que periodo preferiría usted?
..... años

6 El en caso hipotetico de firmar un nuevo contrato de suministro de energía eléctrica, ¿Qué tipo de contrato le sería mas conveniente?.

☐ Tarifa fija en dólares, actualizable con la inflación.

☐ Tarifa indexada¹ a la tarifa del mercado regulado²

☐ Tarifa indexada¹ a la tarifa que se vende en el COES³.

☐ Otro, explique

.....

.....

.....

1 Indexado: Precios que se ajustan de acuerdo a un índice de referencia
2 Tarifa del Mercado Regulado: Tarifa establecido por el Osinerg.
3 Tarifa de venta en el COES: Tarifa variable de acuerdo al despacho económico del Comité de Operación Económica del Sistema.

Continúa...

Anexo 20: Modelo de encuestas

Modelo de encuesta de satisfacción del suministro de energía eléctrica

... viene

- 7 Cuando realiza su contrato de suministro de energía eléctrica:
Investiga el tipo de empresa generadora que le prestará el servicio.**

SI ☐
NO ☐

¿Por qué?

¿Qué aspectos de su suministrador de energía son más relevantes para su empresa?:

- Medioambientales (Tipo de combustible, ubicación, etc)
- Reputación y credibilidad
- Precios
- Facilidades de pago
- Servicios complementarios
- Otros (nombrar.....)

Orden de prioridad	Nivel de importancia

Prioridad: (1) primero... (6) último

Importancia: (1) poco importante... (5) muy importante

Comentarios.....

- 8 ¿Que porcentaje de sus costos de producción le significa el consumo de electricidad?**

Menos del 10% ☐
Más del 10% y menos del 20% ☐
Más del 20% y menos del 30% ☐
Más del 30% y menos del 40% ☐
Más del 40% y menos del 50% ☐
Más del 50% y menos del 60% ☐
Más del 60% y menos del 70% ☐
Más del 70% y menos del 80% ☐
Más del 80% y menos del 90% ☐
Más del 90% ☐

- 9 ¿Considera usted que con la explotación del gas de camisea para la generación eléctrica, se reducirán las tarifas eléctricas?**

SI ☐
NO ☐

¿Por qué?

- 10 ¿Considera su empresa la posibilidad de utilizar el gas natural para algunos de sus procesos de producción?**

SI ☐
NO ☐

¿Qué proceso?

¿Cuál es el monto de la inversión?

¿Qué impacto espera?

Nota: especificarlo en unidades monetarias o porcentaje de costos de producción

- 11 ¿Qué ventajas le da mantener un contrato con su actual suministrador?**

- Ninguna ☐
- Periodo de pago apropiados a su empresa ☐

Continúa...

Modelo de encuesta de satisfacción del suministro de energía eléctrica

... viene

- Relación de confianza (buena coordinación)	☐
- Otros, especifique:.....	
12 La empresa suministradora del servicio eléctrico le presta servicios adicionales a su empresa.	
- Establecidos previamente en el contrato, sin pago adicional	☐
- Establecidos previamente en el contrato, con pago adicional	☐
- No establecidos en el contrato, a precio de costo	☐
- Otros, especifique:.....	
- No presta servicios adicionales	☐
¿Qué tipo de servicios?	
- Mantenimiento de instalaciones eléctricas	☐
- Apoyo en situaciones de emergencia	☐
- Asesoramiento técnico	☐
- Otros, especifique:.....	

Elaboración propia

Anexo 20: Modelo de encuestas

Encuesta expectativas de inversión (Grandes clientes)– Tipo 1

El objetivo de esta encuesta es obtener información acerca de las perspectivas y los requerimientos de los inversionistas para desarrollar proyectos de gran envergadura en el Perú.

1. En qué sector (es) se desarrollan las actividades de la empresa u organización:

- Minería ☐
- Generación eléctrica ☐
- Fundición y Refinerías ☐
- Cementeras ☐
- Alimentos ☐
- Vidrios ☐
- Otros, especifique _____

2. ¿Cuál es el Monto de Facturación anual de su empresa en el Perú?

- Menos de 5 millones de US\$ ☐
- Entre 5 y 10 millones de US\$ ☐
- Entre 10 y 50 millones de US\$ ☐
- Entre 50 y 100 millones de US\$ ☐
- Más de 100 millones de US\$ ☐

3. ¿Considera atractivo el mercado peruano para realizar inversiones?

- Sí ☐
- No ☐

¿Por qué?.....

¿Qué Sector (es) considera atractivo(s)?

- Minería ☐
- Electricidad ☐
- Industria ☐
- Sistema Financiero ☐
- Agricultura ☐
- Pesca ☐
- Otros _____

Explique las razones:.....

4. En su estructura de Costos de Producción, ¿qué tan relevante (%) es el costo originado por el consumo de energía eléctrica?

- Menos del 10% ☐
- Entre el 10% y 20% ☐
- Entre el 20% y 30% ☐
- Entre el 30% y 40% ☐
- Entre el 60% y 70% ☐
- Entre el 70% y 80% ☐
- Entre el 80% y 90% ☐
- Más del 90% ☐

Si utiliza otra referencia especifique:

.....

5. Si la empresa ha pensado o desarrollado Proyectos para la construcción de una Planta de Generación de Energía Eléctrica, ¿En qué etapa se encuentra el Proyecto?

- Idea ☐
- Estudio de Factibilidad ☐
- Construcción e implementación ☐
- Funcionamiento ☐
- No ha pensado/desarrollado esta idea ☐

¿Por qué?.....

.....

(Si su respuesta es negativa pasar a la pregunta 6)

¿Con qué fin?

- Autogeneración (*) ☐
- Ser parte del Mercado Eléctrico ☐
- Otros, especifique

.....

Nota: (*): Generación de energía eléctrica para consumo propio de la empresa.

6. Independientemente de la pregunta anterior, actualmente ¿Estaría dispuesto a invertir como socio en una Generadora Eléctrica?

- Sí ☐
- No ☐

¿Por qué?.....

7. De invertir en una Planta de Generación Eléctrica, ¿Qué Tasa de Retorno (TIR) sobre su capital le exigiría al Proyecto?

.....
 (Si usa otro indicador por favor especificar)

¿En cuanto tiempo espera recuperar inversión inicial?

- Menos de 05 años. ☐
- Entre 5 y 10 años. ☐
- Entre 10 y 20 años. ☐
- Entre 20 y 30 años. ☐
- Más de 30 años. ☐

8. ¿Qué otras condiciones exigiría para invertir como socio en una empresa de generación eléctrica?

	Orden de prioridad	Nivel de importancia
- Tener una demanda asegurada.		
- Estabilidad en los costos.		
- Estabilidad en el precio de venta.		
- Posibilidad de exportar energía.		
- Estabilidad y Equidad en Políticas Normativas y Regulatorias del Sector.		
- Estabilidad Jurídica.		
- Estabilidad Tributaria.		
- Otros, especificar		

Prioridad: (1) primero... (8) último

Importancia: (1) poco importante... (5) muy importante

9. Tiene algún tipo de restricción para invertir como accionista en una empresa de generación eléctrica:

- Por Política de la empresa. ☐
- Acuerdo de directorio. ☐
- No le parece atractivo. ☐

- Por restricciones legales. ☐
- Otros, especifique

Anexo 20: Modelo de encuestas

Encuesta de Expectativas de Inversión (Sistema Financiero) – tipo 2

El objetivo de esta encuesta es obtener información acerca de las perspectivas y los requerimientos de los inversionistas para desarrollar proyectos de gran envergadura en el Perú.

5. En qué sector (es) se desarrollan las actividades de la empresa u organización:

- AFP ☐
- Banca (Fondos Mutuos) ☐
- Banca de Fomento ☐
- Compañía de seguros ☐
- Otros, especifique

6. ¿Considera atractivo el mercado peruano para realizar inversiones?

- Sí ☐
- No ☐

¿Por qué?.....
.....

¿Qué Sector (es) considera atractivo(s)?

- Minería ☐
- Electricidad ☐
- Industria ☐
- Agricultura ☐
- Pesca ☐
- Sistema Financiero ☐
- Otros

Explique las razones:.....
.....

7. ¿La institución ha participado en Proyectos para la construcción de una Planta de Generación de Energía Eléctrica?

- Participó como Acreedor Financiero ☐
- Participó como Accionista ☐
- Participó como Tenedor de Bonos ☐
- No participó ☐

¿Por qué?.....

.....
(Si su respuesta es negativa pasar a la pregunta 4)

¿Cuál es el monto que ha aportado? (En Millones de Dólares Americanos)

¿Qué porcentaje del Total del Proyecto representaba?

- Menos de 25 millones US\$	☐	- Menos del 15 %	☐
- Entre 25 y 50 millones US\$	☐	- Entre 15% y 30%	☐
- Entre 50 y 75 millones US\$	☐	- Entre 30% y 50%	☐
- Entre 75 y 100 millones US\$	☐	- Entre 50% y 60%	☐
- Más de 100 millones US\$	☐	- Más del 60%	☐

¿Qué Tasa de Retorno (TIR) le exigió al capital invertido?

.....
(Si usa otro indicador por favor especificar)

8. Independientemente de la pregunta anterior, ¿Estaría dispuesto actualmente a participar en la ejecución de un Proyecto de Generación Eléctrica?

Como,

- Acreedor Financiero	☐
- Accionista	☐
- Tenedor de Bonos	☐
- No participaría	☐

¿Por qué?.....

.....

9. De invertir en una Planta de Generación Eléctrica, ¿Qué Tasa de Retorno (TIR) sobre su capital le exigiría al Proyecto?

.....
(Si usa otro indicador por favor especificar)

¿En cuanto tiempo espera recuperar la inversión inicial?

- Menos de 05 años.	☐
- Entre 5 y 10 años.	☐
- Entre 10 y 20 años.	☐

- entre 20 y 30 años. ☐
- Más de 30 años. ☐

10.¿Qué otras condiciones exigiría para invertir como socio en una empresa de generación eléctrica?

	Orden de prioridad	Nivel de importancia
- Tener una demanda asegurada.		
- Estabilidad en los costos.		
- Estabilidad en el precio de venta.		
- Posibilidad de exportar energía.		
- Estabilidad y Equidad en Políticas Normativas y Regulatorias del Sector.		
- Estabilidad Jurídica.		
- Estabilidad Tributaria.		
- Otros, especificar		

Prioridad: (1) primero... (8) último

Importancia: (1) poco importante... (5) muy importante

11.Tiene algún tipo de restricción para invertir como accionista en una empresa de generación eléctrica:

- Por Política de la empresa. ☐
- Acuerdo de directorio. ☐
- No le parece atractivo. ☐
- Por restricciones legales. ☐
- Otros, especifique

12.Enuncie los requisitos que exigiría para ingresar a este tipo de proyecto :

-
-
-
-

Glosario

En el presente Proyecto Gerencial Aplicado los términos que se presentan a continuación tienen los siguientes significados:

ASCR	Línea de transmisión compuesta por cables (conductores) de aleación de aluminio con alma de acero.
Barra	Punto del sistema eléctrico preparado para entregar o retirar energía eléctrica.
Bloques horarios	Son períodos horarios en los que los costos de generación son similares, determinados en función de las características técnicas y económicas del sistema.
BTU	Unidad de energía británica, British thermal unit (Unidad de energía).
CFC	Clorofluorocarbonos.
CH₄	Metano.

Ciclo combinado

El uso del gas se realiza en una turbina de gas y sus gases de escape (a diferencia de una unidad en ciclo simple, es decir, con solo turbina de gas, en la que los gases de escape son dirigidos directamente a la atmósfera) se hacen pasar a través de una caldera de recuperación de calor, generando vapor a varias presiones, el vapor generado es enviado a la turbina de vapor y al aprovechar el calor de estos gases aumenta considerablemente la eficiencia energética de la planta.

Ciclo simple

El uso del gas se realiza en una turbina de gas, en la que los gases de escape son dirigidos directamente a la atmósfera.

Clientes libres

Aquellos no comprendidos dentro del Servicio Público de Electricidad. Califica como Cliente Libre todo consumidor que tenga una demanda máxima de potencia superior a 1 MW.

Clientes regulados

Son los consumidores del Servicio

	Público de Electricidad.
CO₂	Dióxido de carbono.
COES	Comité de Operación Económica del Sistema.
CONASEV	Comisión nacional supervisora de empresas y valores.
Costo de racionamiento	Es el costo promedio incurrido por los usuarios, al no disponer energía, y tener que obtenerla de fuentes alternativas. Este costo se calculará como valor único y será representativo de los déficit más frecuentes que pueden presentarse en el sistema eléctrico.
Costo marginal de corto plazo	Es el costo en que se incurre para producir una unidad adicional de energía o, alternativamente, el ahorro obtenido al dejar de producir una unidad, considerando la demanda y el parque de generación disponible.
Costo medio	Son los costos totales correspondientes a la inversión,

operación y mantenimiento para un sistema eléctrico, en condiciones de eficiencia.

COYM

Costos de operación y mantenimiento

DGE

Dirección General de Electricidad del MEM.

Diagrama unificar

Diagrama eléctrico simplificado.

EMBI

Emerging Bond Index Plus, que mide el grado de “peligro” que entraña un país para las inversiones extranjeras.

Energía firme

Es la máxima producción esperada de energía eléctrica en condiciones de hidrología seca para las unidades de generación hidroeléctrica y de indisponibilidad esperadas para las unidades de generación térmica.

Factor de carga

Energía consumida por un cliente durante un período, dividida por el producto de su máxima demanda multiplicada por las horas del

período.

Factores de ponderación

Son los valores que representan la proporción de cada Sector Típico de Distribución en una concesión de distribución. La suma de los factores de ponderación para una concesión es igual a uno.

F.O.B.

Free on board. (libre a bordo).

F.P.

Factor de potencia eléctrica.

GNLC

Es la empresa Gas Natural de Lima y Callao S.R.L., ahora denominada Calidda SAC es el encargado de suministrar el gas en la zona de Lima y Callao.

GRP

Cargo por Garantía de Red Principal, el cual se adiciona a los cargos por transmisión eléctrica.

GWh

Gigavatio hora, unidad de medida de la energía, equivalente a un millón de kilovatios hora.

Hora fuera de punta

Definida desde las 00:00 hasta las 18:00 horas y desde las 23:00 hasta

	las 24:00 horas de lunes a sábado y domingo todo el día.
Hora punta	Definida desde las 18:00 hasta las 23:00 horas, de lunes a sábado.
Hz	Unidad de frecuencia eléctrica en Hertz.
INDECOPI	Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual.
KWh	Kilovatio hora, unidad de medida de la energía, equivalente a mil vatios hora.
La hidrología seca	Corresponde a una temporada, cuya probabilidad de excedencia será fijada en el Reglamento.
Ley de Concesiones Eléctricas	El Decreto Ley N° 25844, según ha sido modificado.
MEM	Ministerio de Energía y Minas.
Mercado no regulado	Corresponde a las transacciones de electricidad para los clientes que no sean de Servicio Público de

	Electricidad en condiciones de competencia, en los cuales la fijación de precios no se encuentra regulada o reglamentada por la Ley.
Mercado spot	Comprende las transferencias de potencia y energía, determinadas y valorizadas por el COES, como consecuencia de la operación económica del sistema.
MMPC	Unidad de volumen, Millones de pies cúbicos.
MVA	Megavoltio Amperio, unidad de medida de la potencia aparente.
MVAR	Megavoltio Amperio Reactivo, unidad de medida de la potencia reactiva.
MW	Megavatio, unidad de medida de la potencia, equivalente a mil kilovatios.
MWh	Megavatio hora, unidad de medida de la energía, equivalente a mil kilovatios hora.

m³/h	Unidad de caudal en metros cúbicos por hora
mT	Unidad de campos electromagnéticos en militeslas.
NO	Monóxido de nitrógeno.
NO_x	Óxidos de nitrógeno.
NO₂	Dióxido de nitrógeno.
OMS	Organización Mundial de la Salud.
OSINERG	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía.
OSINERG-GART	Gerencia adjunta de regulación tarifaria (Ex secretaría ejecutiva de la Comisión de Tarifas Eléctricas – CTE). La naturaleza, organización y funciones están reguladas en el Título II del D. Leg. 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y por el Artículo Segundo de la Ley 27116.
O₃	Ozono troposférico.
Pari passu	Se establece como una cláusula en

un contrato financiero para precisar que los créditos deberán de guardar las mismas igualdades de derechos y obligaciones en relación con otras deudas similares de un mismo emisor.

Pérdidas marginales de transmisión de energía

Son las pérdidas de energía que se producen en el sistema de transmisión por el retiro de una unidad adicional de energía, en una determinada Barra del Sistema de Transmisión Principal.

Pérdidas marginales de transmisión de potencia de punta

Son las pérdidas de potencia que se producen en el sistema de transmisión por el retiro de una unidad adicional de potencia, en una determinada Barra del Sistema de Transmisión Principal.

PERSEO

Modelo matemático utilizado por el COES y el Osinerg para resolver el problema del planeamiento de la operación de mediano plazo, que determina un plan óptimo que minimiza el costo total de

operación en bases mensuales. El modelo se concibió bajo las características de: multiembase, multinodo y multiescenario.

Plan referencial

Es el programa tentativo de estudios y obras de generación y transmisión a mínimo costo para cubrir el crecimiento de la demanda de energía en el mediano plazo.

Potencia firme

Es la potencia que puede suministrar cada unidad generadora en horas punta con alta seguridad, de acuerdo a lo que defina el reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

Precio de energía en barra

Precio regulado de la energía establecido por el OSINERG.

Precio de potencia de punta en barra

Precio regulado de la potencia establecido por el OSINERG.

Sector de distribución típico

Son instalaciones de distribución con características técnicas similares en la disposición geográfica de la carga,

características técnicas, así como los costos de inversión, operación y mantenimiento. Una concesión puede estar conformada por uno o más Sectores de Distribución Típicos.

SEIN

Sistema Interconectado Nacional formado a partir de la interconexión entre el SICN y el SIS. Las normas sobre la materia hacen referencia al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional indistintamente como SEIN o SINAC.

Servicio público de electricidad

El suministro regular de energía eléctrica para uso colectivo, hasta los límites de potencia que sean establecidos por el reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas. A la fecha de elaboración de este Prospecto Marco, dicho límite se encuentra fijado en 1.0 MW.

SICN

Sistema Interconectado Centro Norte.

SIS

Sistema Interconectado Sur.

Sistema económicamente adaptado Es aquel sistema eléctrico en el que existe una correspondencia de equilibrio entre la oferta y la demanda de energía, procurando el menor costo y manteniendo la calidad del servicio.

Sistema interconectado Conjunto de líneas de transmisión y sub-estaciones eléctricas conectadas entre sí, así como sus respectivos centros de despacho de carga, que permiten la transferencia de energía eléctrica entre dos o más sistemas de generación.

**Sistema principal de transmisión
o SPT**

Es la parte del sistema de transmisión común al conjunto de generadores de un sistema interconectado que permite el intercambio de electricidad y la libre comercialización de energía eléctrica. Califican como pertenecientes al SPT los sistemas de transmisión de alta y muy alta tensión que tienen

bidireccionalidad de flujos y múltiples usuarios, entendiéndose como usuario a la empresa en beneficio de quien se efectúa el transporte y/o transformación.

Sistema secundario de transmisión

o SST

Califican como pertenecientes al SST aquellos sistemas de transmisión con flujos preponderantes en una dirección, cuyo usuario, o excepcionalmente más de uno, se encuentra plenamente identificado.

SO₂

Dióxido de azufre.

SO_x

Óxidos de azufre.

Tarifas en barra

Precio de la electricidad (energía y potencia) fijado por el OSINERG para las ventas que realicen las empresas generadoras a las empresas distribuidoras para que éstas atiendan el Servicio Público de Electricidad.

Tasa libre de riesgo

Tasa de rentabilidad del capital para las operaciones en los

sistemas de intermediación financiera, para condiciones de bajo riesgo de capital.

TPC

Unidad de volumen, Trillones de pies cúbicos.

BIBLIOGRAFÍA

CONSULTORÍA MAXIMIZE. “Sector servicios”. En: **Caser: riesgos sectoriales**. (PE): may., 2005.

CORPORACIÓN GESTIÓN. “El riesgo país” En: **Gestión** (PE): 09/12/2004

ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA. “Por empresas concesionarias de electricidad”. En: **Boletín del mercado libre 2004** (PE): 2004

REFERENCIAS ELECTRÓNICAS

ALSTOM. **Gas turbines for simple and combined cycle.** [en línea]. Levallois-Perret: ALSTOM, 2005. [Citado 26 Mayo 2005]. Microsoft HTML.

http://www.power.alstom.com/home/equipment_systems/turbines/gas_turbines/7323.EN.php?

BANCO DE CRÉDITO DEL PERÚ. **Perspectivas y estrategias de inversión 1s05 del BCP.** [en línea]. Lima: BCP, 2004. [Citado 1 Diciembre 2004]. Microsoft HTML. Disponible en:

http://www.viabcp.com/inversiones/al_reportes/det_reportes3.asp

---. **Rendimiento mínimo esperado sin riesgo de los bonos del tesoro americano.** [en línea]. Lima: BCP, 2005. [Citado 20 enero 2005]. Microsoft HTML. Disponible en:

https://www.viabcp.com/inversiones/connect/br_rrhh/Anteriores%20Publicaciones%20BCP/Reportes%20Mensuales/Perspectivas%20de%20Tasas%20y%20Monedas/Perspectivas%20Tasas%20y%20Monedas%20Feb05.pdf

CAYO, Juan Miguel. [CD ROM]. **Gas Natural: perspectivas para el mercado nacional y exportación.** Lima: Ministerio de Energía y Minas, 2005. 1 disco compacto

COMISIÓN NACIONAL SUPERVISORA DE EMPRESAS Y VALORES. **Base de datos de fondos mutuos por empresa.** [en línea]. Lima: CONASEV, 2005. [citado 1 abril 2005]. Microsoft HTML. Disponible en: <http://www.conasev.gob.pe/fondos/fondos.asp>

---. **Información financiera Electroandes S.A.** [en línea]. Lima: CONASEV, 2005. [citado 17 junio 2005]. Microsoft HTML. Disponible en:

http://www.conasev.gob.pe/eeff/eeff_formato_bg.asp?p_codigo=111463&p_ejercicio=2005T01&p_tipoinf=I&p_eeff=1&p_origen=MV

COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL. **Estadística anual 2004.** [en línea], Lima: COES, 2005. [citado 20 junio 2005]. Microsoft HTML. Disponible en: <http://www.coes.org.pe/coes/Est2004/anual.htm>

---. **Estudio técnico económico de determinación de precios de potencia y energía en barras para la fijación tarifaria mayo 2005.** [en línea]. Lima: COES, 2005. [citado 1 junio 2005]. Adobe Acrobat. Disponible en:

<http://www.coes.org.pe/coes/estudios/Fijacion-May2005/informe.pdf>

DAMODARAN. **Beta desapalancada del sector eléctrico en E.E.U.U.** [en línea]. Nueva York: Damodaran, 2005. [Citado 10 enero 2005] Microsoft HTML. Disponible en: <http://www.damodaran.com>

DISENSA. **Cables eléctricos.** [en línea]. Quito: Disensa, 2005. [Citado 25 enero 2005]. Microsoft HTML. Disponible en:

<http://www.disensa.com/html/catalogo/cables/aluminio/ascr.asp>

EQUILIBRIUM. **Transportadora de gas del Perú S.A.** [en línea]. Lima. Equilibrium, 2004 [Citado 21 enero 2005]. Adobe Acrobat. Disponible en: <http://www.equilibrium.com.pe/Tgp.pdf>

ESPINOZA QUIÑONES, Luis. **Camisea: impacto en el sector energético**. [en línea]. Lima: OSINERG, Noviembre 2000. [citado 10 diciembre 2004]. Adobe Acrobat. Disponible en:

http://www2.osinerg.gob.pe/Infotec/GasNatural/pdf/CAMISEA_Impacto_Sector_Energetico.pdf

ESTRUCPLAN CONSULTORA. “Impactos ambientales y actividades productivas: centrales térmicas”. En: **Estrucplan on line**. [en línea]. Buenos Aires: Estrucplan Consultora, fecha de actualización: 2005. [citado 14 Junio 2005]. Microsoft HTML. Disponible en:

<http://www.estrucplan.com.ar/Producciones/entrega.asp?IdEntrega=297>

GAS NATURAL DE LIMA Y CALLAO. **Publicaciones**. [en línea]. Lima: GNLC, 2005. [citado 27 junio 2005]. Microsoft HTML. Disponible en: <http://www.gnlc.com.pe/publicaciones.htm>

GENERAL ELECTRIC. **Turbinas a gas**. [en línea]. Nueva York: GEpower, 2005. [Citado 2 enero 2005]. Microsoft HTML. Disponible en:

http://www.gepower.com/prod_serv/products/gas_turbines_cc/en/f_class/index.htm

INSTITUTO NACIONAL DE ESTADÍSTICA E INFORMÁTICA. **Cartografía nacional**. [en línea]. Lima: INEI, 2004. [Citado 22 mayo 2005]. Microsoft HTML. Disponible en:

<http://www.inei.gob.pe/mapas/peru/Authorize.htm>

MINISTERIO DE ECONOMÍA Y FINANZAS. **Marco macroeconómico multianual 2005-2007**. [en línea]. Lima: MEF, 2005. [Citado 19 abril 2005] Adobe Acrobat. Disponible en:
http://www.mef.gob.pe/propuesta/ESPEC/MMM2005_2007/MMM_2005_2007_RevisadoVFF.pdf

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS. **Estudio de impacto ambiental – proyecto EGECHILCA**. [en línea]. Lima: MINEM, 2005. [Citado 12 marzo 2005]. Microsoft HTML. Disponible en:
<http://www.minem.gob.pe/archivos/dgaee/publicaciones/resumen/Egechilca.pdf>

---. **Estudio de impacto ambiental central termoeléctrica de 380 MW -CHILCA**. [en línea]. Lima: MINEM, 2005. [Citado 12 marzo 2005]. Microsoft HTML. Disponible en:
<http://www.minem.gob.pe/archivos/dgaee/publicaciones/resumen/RE-ENERSUR-CHILCA.pdf>

---. **Ley de Concesiones Eléctricas**. [en línea]. Lima: MINEM, 2005 [citado 5 junio 2005]. Adobe Acrobat. Disponible en:
<http://www.minem.gob.pe/archivos/dge/publicaciones/compendio/dl25844.pdf>

---. **Plan referencial de electricidad 2003- 2012**. [en línea]. Lima: MINEM, 2005. [citado 5 junio 2005]. Adobe Acrobat. Disponible en:
http://www.minem.gob.pe/electricidad/pub_plananual2003.asp

---. **Proyecto de ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica.** [en línea]. Lima: MINEM, 2005. [Citado 1 marzo 2005]. Microsoft HTML. Disponible en:

<http://www.minem.gob.pe/archivos/dge/legislacion/proyectoley/Volume n1.pdf>

---. **Publicaciones.** [en línea]. Lima: MINEM, 2005. [citado 5 junio 2005]. Adobe Acrobat. Disponible en:

<http://www.minem.gob.pe/archivos/dgh/publicaciones/Preguntas/preguntasgasnatural.pdf>

---. **Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.** [en línea]. Lima: MINEM, 2005. [citado 5 junio 2005]. Adobe Acrobat. Disponible en:

<http://www.minem.gob.pe/archivos/dge/publicaciones/compendio/ds009-93.pdf>

---. **Ventajas del uso del gas natural en la industria.** [en línea]. Lima: MINEM, 2004. [Citado 16 diciembre 2004]. Microsoft HTML. Disponible en:

<http://www.minem.gob.pe/archivos/dgh/publicaciones/gasnatural/gasindustria.pdf>

ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA. **La industria del gas natural en el Perú.** [en línea]. Lima: OSINERG, 2004 [Citado 17 diciembre 2004]. Microsoft HTML. Disponible en:

http://www.osinerg.gob.pe/osinerg/investigacion/documentos/DT1_INDUSTRIA_GAS_OSINERG.pdf

---. **Mercado libre de electricidad.** [en línea]. Lima: OSINERG, 2004. [Citado 10 diciembre 2004]. Microsoft HTML. Disponible en: <http://www2.osinerg.gob.pe/gart.htm>

---. **Operación del sector eléctrico.** [en línea]. Lima: OSINERG, 2004. [Citado 10 diciembre 2004]. Microsoft HTML. Disponible en: <http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/OperSecElectrico/OSESE T2004.pdf>

---. **Operación de sector hidrocarburos.** [en línea]. Lima: OSINERG, 2004. [Citado 16 diciembre 2004]. Microsoft HTML. Disponible en: <http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/OperSecHidrocarburos/O SHOCT2004.pdf>

---. **Regulación tarifaria.** [en línea]. Lima: OSINERG, 2005 [citado 6 junio 2005]. Microsoft HTML. Disponible en: <http://www2.osinerg.gob.pe/gart.htm>

---. **Tarifas y mercado eléctrico.** [en línea]. Lima: OSINERG, 2004. [Citado 10 diciembre 2004]. Microsoft HTML. Disponible en: <http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/TarMercadoElectrico/Tar merelec-Sep04.pdf>

PRESIDENCIA DEL CONSEJO DE MINISTROS. **D. S. No. 085-2003-PCM - Reglamento de estándares nacionales de calidad ambiental para ruido.** [en línea]. Lima: Empresa Peruana de Servicios Editoriales, 2003. [citado 16 Junio 2005]. Adobe Acrobat. Disponible en: http://www.conam.gob.pe/documentos/N_ECAs_LMPs/DS-085-2003-PCM.zip

SIEMENS. **Power generation**. [en línea]. Berlin: Siemens, 2005. [Citado 10 enero 2005]. Microsoft HTML. Disponible en: <http://www.powergeneration.siemens.com/en/oilgas/drives/gt/sgt800/index.cfm>

SOCIEDAD DE COMERCIO EXTERIOR. **Petróleo y energía**. [en línea]. Lima: EDEGEL, 2004. [Citado 11 diciembre 2004]. Microsoft Power Point. Disponible en: http://www.comexperu.org.pe/archivos/foro/foro_26082004/JoséGriso.ppt

SUPERINTENDENCIA DE BANCA Y SEGUROS. **Boletín consolidado del sistema financiero al 31 de Diciembre del 2004**. [en línea]. Lima: SBS, 2004. [Citado 10 diciembre 2004]. Microsoft HTML. Disponible en: <http://www.sbs.gob.pe/PortalSBS/boletin/BoletinSPP/defaultbk.htm>

---. **Créditos directos por sector económico**. [en línea]. Lima: SBS, 2004. [Citado 10 diciembre 2004]. Microsoft HTML. Disponible en: <http://www.sbs.gob.pe/PortalSBs/Boletin/BoletinBM/defaultbk.htm>

TELLA, Antonio. [CD ROM]. **El gas natural y sus aplicaciones en la generación eléctrica y la industria**. Lima: Asociación Electrotécnica del Perú, 2005. 1 disco compacto.

TRANSPORTADORA DE GAS DEL PERÚ. [CD ROM]. **Primer programa de bonos corporativos TGP**. Lima: BCP, 2004. 1 disco compacto.

U.S. DEPARTMENT OF LABOR. **Bureau of Labor Statistics**. [en línea]. Washington: BLS, 2004. [citado 20 agosto 2004]. Microsoft HTML. Disponible en:

<http://data.bls.gov/cgi-bin/surveymost?cu>