

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERIA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**REVISIÓN Y EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LAS
ALTERNATIVAS DE PLANIFICACIÓN DEL ÁREA
SUR DEL SISTEMA ELÉCTRICO PERUANO**

INFORME DE SUFICIENCIA

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO ELECTRICISTA**

PRESENTADO POR:

CAROL JULIE RIVAS ZAVALA

**PROMOCIÓN
2003 – II**

**LIMA – PERÚ
2008**

**REVISIÓN Y EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LAS
ALTERNATIVAS DE PLANIFICACIÓN DEL ÁREA
SUR DEL SISTEMA ELÉCTRICO PERUANO.**

*A mis padres, familia
y amigos
Por
estar presentes en el desarrollo del proceso
renovando mis fuerzas
con apoyo, cariño
y principalmente con fé en los resultados.*

SUMARIO

En este informe se analiza la problemática del abastecimiento de la creciente demanda del suministro eléctrico en el área sur del país, debido a la insuficiente generación instalada, y a la falta de capacidad del sistema de transmisión del enlace entre el sistema centro-norte y sur. En el presente informe de suficiencia se han revisado y analizado las alternativas de solución planteadas en los estudios de planificación del sistema eléctrico peruano, se han seleccionado los proyectos de inversión en generación que aliviarían esta problemática y considerando diversos escenarios de expansión de la generación se han realizado las evaluaciones económicas para cada proyecto de inversión, asimismo se ha realizado un análisis de sensibilidad donde las principales variables de la evaluación económica han sido variadas a fin de obtener los indicadores económicos que nos permitan identificar la factibilidad económica de los proyectos de inversión, por último del resultado de estas evaluaciones económicas se presentan las conclusiones y recomendaciones derivadas para cada caso de estudio.

ÍNDICE

PRÓLOGO

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1. Antecedentes.....	3
1.1.1.Interconexión entre los sistemas, Sistema Interconectado Centro Norte (SICN) y el Sistema Interconectado Sur (SIS).....	3
1.1.2.Inclusión del gas natural en la matriz energética del país.	4
1.1.3.Incremento esperado de la demanda eléctrica del Área Sur.	4
1.2. Planteamiento del problema.	4
1.3. Objetivo del Informe de Suficiencia.....	5
1.4. Justificación.....	5
1.5. Alcances	6

CAPÍTULO II

INFORMACIÓN BASE, PROBLEMÁTICA Y SELECCIÓN DE PROYECTOS DE GENERACIÓN

2.1 Proyección de la demanda del SEIN y proyectos de generación y transmisión.....	7
2.1.1Grandes cargas de proyectos mineros y crecimiento de la demanda.	7
2.1.2Parque de generación proyectado y proyectos de expansión de la transmisión.	9
2.2 Problemática de expansión en el Área Sur.	11
2.3 Selección de las alternativas de expansión en el Área Sur.	12
2.3.1Escenario con Gas en el Sur: Instalación de una Central a Térmica a Gas Natural (510 MW) en el área sur.	12
2.3.2Escenario sin Gas en el Sur: Instalación de una Central a Térmica a Carbón (4x 142 MW) en el área sur.	12

CAPÍTULO III

ESTUDIOS ENERGÉTICOS

3.1. Metodología y criterios para la evaluación económica.	14
3.1.1.Indicadores para la decisión de inversiones.	14
3.1.2.Procedimiento para la evaluación económica.	15
3.1.3.VARIABLES para la evaluación económica.	16
3.2. Evaluación económica de las alternativas propuestas.	21
3.2.1.Plan de expansión de generación.	22
3.2.2.Costos Marginales	25
3.2.3.Energía producida por las centrales propuestas.....	27
3.2.4.Resultado de la evaluación económica de las centrales térmicas propuestas.....	28
3.3. Análisis de Sensibilidad	31
3.3.1. Adelanto y retraso de inversiones.....	32
3.3.2. Variación en el precio de los combustibles de Gas Natural.	39

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 Conclusiones.....	40
4.2 Recomendaciones	42

ANEXO A	43
----------------------	----

BIBLIOGRAFÍA	65
---------------------------	----

PRÓLOGO

El propósito del presente informe es evaluar la factibilidad económica de los proyectos de inversión en generación eléctrica en el área sur del país, que están previstos en los estudios de planificación del sistema eléctrico peruano, los proyectos a evaluar han sido seleccionados como las mejores alternativas de solución para aliviar la problemática del desabastecimiento de la demanda de suministro eléctrico en el área sur, como consecuencia de la insuficiente capacidad de generación instalada en esa área y por la falta de capacidad de transmisión del enlace Mantaro-Socabaya, que une el sistema eléctrico centro-norte con el sur, esta problemática se acrecienta con el incremento de la demanda eléctrica de los proyectos mineros recientemente consolidados.

Del resultado de la evaluación económica de estos proyectos de inversión en generación se espera obtener los índices económicos que permitan la selección de la mejor alternativa de expansión eléctrica. El procedimiento seguido ha sido el siguiente, seleccionar los proyectos de inversión, determinar diversos escenarios de expansión de la generación y red de transmisión, recoger los datos del sistema eléctrico que se consideran en los estudios del sector eléctrico nacional, simular la operación del sistema utilizando modelos computacionales reconocidos en el sector eléctrico, determinar los despachos de los proyectos de generación y los precios de la energía para todo el horizonte de estudio, obtener los ingresos por energía y potencia de cada proyecto de inversión en generación con los cuales se realizarán la evaluación económica y el análisis de sensibilidad respectivo.

A continuación se detalla el contenido de los capítulos del informe.

1. Capítulo I

En el presente capítulo, se exponen los antecedentes relevantes con el tema de estudio la interconexión de los sistemas centro – norte y sur, incorporación del gas natural en la matriz energética, el crecimiento de la demanda en el área sur. Se identifica la problemática a tratar, asimismo se definirán los objetivos, justificación y delimitación de los alcances del presente informe.

2. Capítulo II

En el presente capítulo, se revisará las proyecciones de demanda de grandes cargas de proyectos mineros y el parque de generación previsto que están presentes en los estudios de planificación del sistema eléctrico peruano, asimismo se definirá la problemática planteada en el Área Sur y se seleccionará los proyectos de inversión y los escenarios de expansión de generación, los cuales serán considerados en cada evaluación económica.

3. Capítulo III

En el presente capítulo, se realiza la evaluación económica de los proyectos de inversión seleccionados, se considera la información de crecimiento de demanda y parque generador presentada en los estudios de planificación del sistema eléctrico peruano, los cuales serán utilizados para las simulaciones de la operación del sistema para la determinación de los ingresos económicos por concepto de energía y potencia para cada plan de expansión de generación proyectado. Asimismo se presenta el análisis de sensibilidad de los planes de inversión, tomando en cuenta las principales incertidumbres de las evaluaciones.

4. Conclusiones y Recomendaciones

Se presenta las conclusiones y recomendaciones generales del estudio y aquellas derivadas del resultado de las evaluaciones económicas de los proyectos de inversión considerados.

CAPÍTULO I INTRODUCCIÓN

En el presente capítulo, se expondrán los antecedentes relevantes con el tema de estudio, se identificará la problemática a tratar, asimismo se definirán los objetivos, justificación y alcances del presente informe.

1.1. Antecedentes.

1.1.1. Interconexión entre los sistemas, Sistema Interconectado Centro Norte (SICN) y el Sistema Interconectado Sur (SIS)

Hasta setiembre del año 2000 el sistema eléctrico peruano estaba separado en el Sistema Interconectado Centro Norte (SICN) y el Sistema Interconectado Sur (SIS), realizándose en cada uno de ellos la planificación de la expansión de generación en forma independiente. En octubre del 2000, entró en operación la línea Mantaro – Socabaya (doble terna, nivel de tensión de 220KV, con una capacidad máxima de transmisión de 300MW), que permitió la interconexión entre ambos sistemas, e hizo posible que la generación y la demanda de ambos sistemas sea compartida, haciendo un uso más eficiente de los recursos y mejorando la confiabilidad de los sistemas.

El SICN y el SIS se pusieron en paralelo a las 01:35 horas del día 18.09.2000, con resultados satisfactorios. A partir de esta fecha se dispuso la operación de la línea Mantaro-Socabaya, sin restricciones en el Sistema Interconectado Nacional (SINAC).

A diciembre del 2000, la demanda de potencia en el SICN ascendió a 2162.81 MW (82%) y en el SIS a 473,62 MW (18%).

A diciembre 2007 la demanda de potencia en el SICN asciende a 2840 MW (72%) y en el SIS a 1130 MW (28%).

1.1.2. Inclusión del gas natural en la matriz energética del país.

La inclusión del gas natural en el país se ha dado con la ejecución de los proyectos de Aguaytía, Talara y Camisea que constituyen las fuentes más importantes a escala nacional de este recurso.

Cabe resaltar que el uso para generación de electricidad del gas natural de Camisea se dio con la entrada en operación comercial de la unidad TG3 de Ventanilla con gas natural el 08 de setiembre de 2004.

A diciembre 2007 la capacidad efectiva de las unidades que operan con gas natural asciende a 1540 MW, siendo el 30 % de la capacidad efectiva total del SINAC.

1.1.3. Incremento esperado de la demanda eléctrica del Área Sur. (^{1.1})

El Área Sur del SEIN, desde el año 2006 ha tenido un importante crecimiento de la demanda eléctrica del orden de los 150MW (Minera Cerro Verde y ampliación de la refinería de SPCC) (^{1.2}), asimismo se prevé un crecimiento del orden de los 100MW (Proyecto las Bambas) a partir del año 2013(^{1.3}). Ante este crecimiento el Ministerio de Energía y Minas propone en el Plan Referencial de Electricidad 2006-2015 que el crecimiento de demanda proyectada del Área Sur, será cubierta por una central hidroeléctrica, de 71 MW (año 2009) y por el refuerzo de la Línea de Interconexión Mantaro –Socabaya (año 2010).

1.2. Planteamiento del problema.

Del resultado de la expansión de la generación en los últimos años, se tiene que la generación en el país ha venido concentrándose en el Área Centro del SEIN con la

^{1.1} Para el presente informe se considera Área Sur al conjunto de las áreas costa sur y sierra sur, delimitadas en el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión de REP 2006.

^{1.2} Demanda de cargas especiales, “Fijación de Tarifas en Barra Mayo 2007- Abril 2008”, OSINERG-GART.

^{1.3} En el Informe OSINERG-GART/DGT N° 084-2006. “Observaciones al Plan de Expansión Propuesto por Red Energía del Perú S.A. - 2006”, se considera dentro de los proyectos específicos, la ubicación del proyecto minero Las Bambas en el punto intermedio entre la Línea 220kV Machupicchu-Cotaruse.

instalación de plantas térmicas que utilizan el gas natural de Camisea, de la ejecución de estas inversiones se esperaría en el mediano plazo que los costos marginales del sistema disminuyan, sin embargo del resultado de los estudios del sistema eléctrico de transmisión realizados por el operador del sistema^(1.4), se observa que la doble terna Mantaro – Socabaya viene alcanzando los límites máximos de transmisión y se agravará en los siguientes años y ante el crecimiento de demanda esperado en el Área Sur se espera racionamiento de energía y elevados costos marginales en esta área, lo que llevaría a que la operación y los precios de electricidad en el Área Sur sean insostenibles en el tiempo, si no se dan las inversiones adecuadas de generación y/o transmisión para esta área.

1.3. Objetivo del Informe de Suficiencia.

Analizar, evaluar, seleccionar y plantear alternativas para la planificación de la expansión de la generación en el Área Sur, bajo lineamientos de libre mercado y dentro del actual esquema regulatorio del sector eléctrico.

1.4. Justificación

Actualmente el sector eléctrico en el país se rige bajo políticas que promueven la eficiencia en el sector eléctrico, basados en gran parte, en el papel de los mercados competitivos para la gestación descentralizada de los proyectos energéticos y para la determinación los precios de la electricidad.

Es en este contexto que las últimas reformas a la ley eléctrica, Ley 28832, introducen elementos que ayudarían al desarrollo de la competencia efectiva en el sector eléctrico.

Considerando entonces el carácter competitivo para las inversiones de generación del sector eléctrico, el presente informe se orienta en evaluar económicamente los proyectos de inversión para identificar a aquellos que son factibles de realizarse bajo lineamientos de libre mercado y que solucionan la problemática del área sur planteada. Para la selección de los proyectos a ser evaluados se consideran los

^{1.4} En el estudio, COES-SINAC/DEV-186-2006, “Estudio de Estabilidad del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional”, 2006, se considera 246 MW como la capacidad limitada de la Línea Mantaro-Cotaruse-Socabaya, por Estabilidad Dinámica, bajo la actual configuración.

estudios de los planes de expansión de generación y transmisión planteados en los estudios de planeamiento del sistema eléctrico peruano, enfocando el estudio para la Planificación de la Expansión del Área Sur.

1.5. Alcances

En el presente informe se tomará como información base el Plan Referencial de Electricidad 2006-2015 del MEM, a partir de ello se analizará, seleccionarán, y revisarán las propuestas de expansión de generación y transmisión, del resultado de estos análisis se seleccionarán las mejores alternativas o se plantearan nuevas alternativas a las propuestas.

Para la evaluación económica de las alternativas analizadas se utilizará la información del Plan Referencial de Electricidad, los últimos estudios para la fijación de tarifas y estudios diversos de planificación del sistema peruano; para determinar los costos marginales de energía previstos se utilizará el Modelo Perseo. Para las propuestas que consideren a la expansión de la generación se determinarán, los costos de inversión y operación, los ingresos económicos por energía generada y los ingresos por potencia.

CAPÍTULO II

INFORMACIÓN BASE, PROBLEMÁTICA Y SELECCIÓN DE PROYECTOS DE GENERACIÓN

En el presente capítulo, se revisarán las proyecciones de demanda del sistema, de las grandes cargas de proyectos mineros y del parque de generación previsto, asimismo se definirá la problemática planteada en el Área Sur y se seleccionaran los proyectos de inversión y los escenarios de expansión de generación, los cuales serán considerados en cada evaluación económica.

2.1 Proyección de la demanda del SEIN y proyectos de generación y transmisión.

Para los años 2007-2017 se ha tomado en cuenta la demanda proyectada del SEIN, realizada por los estudios de planificación que figuran en el Plan Referencial de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas (MEM) y la propuesta de Fijación de Tarifas de Barra Mayo 2008 – Abril 2009, así como otros estudios relacionados con el tema. Los mismos que se exponen a continuación:

2.1.1 Grandes cargas de proyectos mineros y crecimiento de la demanda.

Se considera que las grandes cargas de proyectos mineros serán aquellos previstos en el Plan Referencial de Electricidad 2006-2015 del MEM y aquellos considerados en la propuesta de Fijación Tarifaria de mayo 2008 – abril 2009.

Tabla 2.1: Proyecciones de Demanda de Energía Eléctrica de las Cargas Especiales 2006-2015

Nº	Zona	Empresa	2 005	2 006	2 007	2 008	2 009	2 010	2 011	2 012	2 013	2 014	2 015
1	IV	BHP Tintaya	259,6	259,6	259,6	259,6	259,6	259,6	259,6	259,6	259,6	259,6	259,6
2	III	DOE - RUN PERU S.R.L.	511,3	564,6	621,5	675,8	674,5	718,2	724,8	724,8	724,8	724,8	724,8
3	III	Minas Huaron	49,3	49,4	50,4	54,6	54,6	54,6	54,6	54,6	54,6	54,6	54,6
4	III	Compañía Minera Antamina S.A.	663,3	666,9	707,1	737,5	744,5	760,9	775,2	776,5	791,8	791,8	791,8
5	II	Minera Barrick Misquichilca S.A.	67,9	113,4	122,0	121,1	123,5	101,5	101,4	101,4	107,5	107,5	67,1
6	IV	Compañía Minera Ares S.A.C.	76,5	76,5	76,5	76,5	76,5	76,5	76,5	76,5	76,5	76,5	76,5
7	III	Cia Minera Casapalca S.A.	37,3	46,0	56,1	64,0	70,2	70,2	70,2	70,6	71,3	71,6	71,6
8	IV	Sociedad Minera Cerro Verde S.A.	368,0	375,6	362,0	359,6	336,2	343,1	281,0	268,7	284,8	264,0	256,4
9	III	Compañía Minera Raura S.A.	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5
10	IV	Cemento Yura	68,2	70,3	75,1	84,2	77,8	86,2	92,7	88,2	92,9	90,7	111,1
11	II	Minera Yanacocha S.R.L.	335,1	357,4	345,3	338,2	274,3	288,4	252,1	240,8	200,9	188,0	148,3
12	IV	Minsur	82,2	105,2	109,2	110,4	119,6	119,0	119,0	119,0	119,0	119,0	119,0
13	III	Shougang Hierro Perú	416,9	435,1	456,8	469,6	474,7	490,7	553,6	593,7	591,9	592,6	592,4
14	IV	Southern Perú Cooper Corporation	1 495,0	1 482,2	1 521,0	1 521,0	1 521,0	1 521,0	1 521,0	1 521,0	1 521,0	1 521,0	1 521,0
15	III	Volcan Compañía Minera S.A.A.	324,1	324,1	324,1	324,1	324,1	324,1	324,1	324,1	324,1	324,1	324,1
16	III	Empresa Minera Yauliyacu	67,2	67,2	67,2	67,2	67,2	67,2	67,2	67,2	67,2	67,2	67,2
17	III	Sociedad Minera Corona	24,4	24,4	24,4	24,4	24,4	24,4	24,4	24,4	24,4	24,4	24,4
I	Sub Total Zona Norte		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
II	Sub Total Zona Norte Medio		423,0	471,2	467,8	469,2	397,8	399,9	363,6	342,1	308,4	295,6	215,8
III	Sub Total Zona Centro		2 128,2	2 214,2	2 321,5	2 430,9	2 446,7	2 623,8	2 608,6	2 650,4	2 664,6	2 665,6	2 665,4
IV	Sub Total Zona Sur		2 399,8	2 369,4	2 402,5	2 411,3	2 392,1	2 405,5	2 348,9	2 331,1	2 333,7	2 339,9	2 343,7
Total Cargas Especiales			4 910,7	5 054,8	5 191,4	5 301,5	5 238,6	5 319,2	5 312,0	5 323,6	5 306,6	5 301,0	5 224,6

Nota: Reportes de Demanda de Energía Eléctrica según las cartas remitidas por las propias empresas o sus suministradoras.

Fuente: Plan Referencial de Electricidad 2006-2015 MEM

Tabla 2.2: Proyecciones de Demanda de Potencia Eléctrica de las Cargas Especiales 2006-2015

Nº	Empresa	2 005	2 006	2 007	2 008	2 009	2 010	2 011	2 012	2 013	2 014	2 015	
1	IV	BHP Tintaya	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	
2	III	DOE - RUN PERU S.R.L.	67,5	69,5	69,5	69,5	72,7	73,5	73,5	73,5	73,5	73,5	
3	III	Minas Huaron	7,0	7,0	7,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	
4	III	Compañía Minera Antamina S.A.	93,9	92,1	93,2	97,2	97,8	99,9	101,9	102,9	105,0	105,0	
5	II	Minera Barrick Misquichilca S.A.	15,6	17,7	17,4	17,5	18,6	15,6	15,3	16,2	16,2	10,2	
6	IV	Compañía Minera Ares S.A.C.	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	
7	III	Cia Minera Casapalca S.A.	5,2	7,8	8,0	9,8	9,8	9,8	9,8	10,0	10,1	10,1	
8	IV	Sociedad Minera Cerro Verde S.A.	48,6	50,5	46,0	46,0	46,0	46,0	40,0	40,0	40,0	40,0	
9	III	Compañía Minera Raura S.A.	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	
10	IV	Cemento Yura	11,1	13,1	13,1	13,1	15,0	17,9	18,2	18,2	18,2	18,2	
11	II	Minera Yanacocha S.R.L.	40,3	49,2	47,0	45,4	33,8	31,1	29,8	24,8	23,2	18,3	
12	IV	Minsur	13,0	14,1	14,1	14,1	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	
13	III	Shougang Hierro Perú	58,9	56,6	71,2	71,4	72,8	77,0	90,2	88,3	88,4	88,6	
14	IV	Southern Perú Cooper Corporation	161,9	165,8	161,9	161,9	161,9	161,9	161,9	161,9	161,9	161,9	
15	III	Volcan Compañía Minera S.A.A.	52,9	52,9	52,9	52,9	52,9	52,9	52,9	52,9	52,9	52,9	
16	III	Empresa Minera Yauliyacu	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	
17	III	Sociedad Minera Corona	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
I	Sub Total Zona Norte		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
II	Sub Total Zona Norte Medio		64,9	66,9	64,4	63,0	52,4	51,2	46,4	45,8	44,0	39,4	28,5
III	Sub Total Zona Centro		303,9	306,4	320,3	327,4	332,6	339,6	354,9	354,2	356,4	356,5	357,0
IV	Sub Total Zona Sur		276,9	294,7	276,3	276,3	279,0	281,5	276,2	276,2	276,2	276,2	276,2
Total Cargas Especiales			644,7	668,1	661,1	666,7	663,9	672,3	677,4	676,2	673,6	672,1	661,7

Nota: Reportes de Demanda de Potencia Eléctrica según las cartas remitidas por las propias empresas o sus suministradoras.

Fuente: Plan Referencial de Electricidad 2006-2015 MEM

Se observa que la demanda proyectada de las cargas especiales para el Área Sur, asciende al orden de 280 MW según los datos proyectados en el Plan Referencial 2006 – 2015 manteniéndose constante a lo largo de los años 2006- 2015.

Para el presente informe, el horizonte de estudio que comprende desde el 2007 al 2010 se ha considerado la demanda presentada para la regulación Tarifaria de Mayo del 2008 (Propuesta de Fijación Tarifaria del COES-SINAC y Estudio de Fijación de Tarifas en Barra OSINERGMIN-GART) del SEIN, la misma que considera el

incremento de demanda de las cargas especiales en el área sur del orden de 70 MW tal como se muestra en la Tabla A.01 del Anexo A. En el siguiente Tabla 2.3, se muestra el resumen de la proyección de la demanda la misma que estará en el ámbito de producción.

**Tabla 2.3: Proyección de la demanda-OSINERGMIN-GART período 2007 – 2010
Propuesta de Fijación de los Precios en Barra Período Mayo 2008 – Abril 2009**

Año	Máx. Demanda (MW)	Consumo Anual (GW h)	F.C. %	Tasa de Crecimiento	
				Potencia	Energía
2007	3 998	27 377	78,2		
2008	4 219	29 680	80,3	5,5%	8,4%
2009	4 507	31 749	80,4	6,8%	7,0%
2010	4 922	35 241	81,7	9,2%	11,9%

Fuente: Informe OSINERGMIN

Para el horizonte de estudio a partir del 2011 al 2017 se consideró el escenario medio de las tasas de crecimiento de la proyección de la demanda estimada por el MEM para el Plan Referencial de Electricidad 2006-2015, siendo estas tasas de crecimiento promedio anual del orden de .7.04%.

Tabla 2.4: Proyección de Demanda de Energía

AÑO	MINEM 2011 - 2015
2011	6.26%
2012	6.28%
2013	7.89%
2014	9.79%
2015	4.98%

2.1.2 Parque de generación proyectado y proyectos de expansión de la transmisión.

Para el corto plazo los proyectos de generación son aquellos que figuran en la propuesta de Fijación de los Precios en Barra Período Mayo 2008 – Abril 2009. En la Tabla 2.5 se muestran los proyectos y probables fechas de operación en el sistema.

Se ha considerado además la operación de la segunda unidad de la Central Kallpa, que entraría en operación a finales del año 2009.

Tabla 2.5: Proyectos De Generación De Corto Plazo

Fecha	Proyecto
Abr-08	C.H. La Joya 9.6 MW - GEPISA
Jun-08	C.H. Carhuaquero 5.5 MW - EGENOR
Ago-08	Traslado de las TG-CT Mollendo-gas natural 73MW - EGASA
Oct-08	Traslado de las TG-CT Calana-gas natural 26MW - EGESUR
Jun-09	C.H. Pochos II 10 MW SINERSA
Jun-09	Repotenciamiento C.H. Pariac CH 5 y CH 6 7.7 MW CAHUA
Nov-09	C.T. Chilca I - TG3 176MW - ENERSUR
Nov-09	C.H. Platana 220 MW - CELEPSA
Nov-09	C.T. Kallpa I - TG2 176MW - KALLPA

Fuente: COES-Fijación Tarifaria Mayo 2008

Para el mediano y largo plazo, los proyectos de expansión de generación y transmisión considerados para el área sur son aquellos que están planteados en el Plan Referencial de Electricidad del MEM. En las siguientes Tablas 2.6 al 2.7 se muestran dichos planes para el área sur y las inversiones que involucran, cabe resaltar que los planes de expansión que han sido utilizados en el presente informe tiene en cuenta los diferentes escenarios predominantes en el área sur, “Sin Gas en el Sur”, “Con Gas en el Sur”.

Tabla 2.6: Plan de Expansión de la Generación 2006 – 2015 Escenario de Oferta: Base

ESCENARIO DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA	AÑO DE OPERACIÓN	TIPO	PROYECTO	POTENCIA (MW)	INVERSIÓN (millones US \$)
Demanda Medio	2010	Hidro	C.H. Machu Picchu II - Cuzco	71	41
	2011	Hidro	C.H. Tarucani - Arequipa	49	56
	2012	Hidro	C.H. Santa Teresa - Cuzco	110	72

Fuente: Plan Referencial de Electricidad 2006-2015

Elaboración: Propia

Tabla 2.7: Plan de Expansión de la Transmisión 2006 – 2015 Escenario de Oferta: Base

ESCENARIO DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA	AÑO DE OPERACIÓN	PROYECTO	DISTANCIA (Km)	INVERSION (miles US\$)
Demanda Medio	2010	LT 220kV Cotaruse - Machu Picchu	170	54256
	2012	Refuerzo del Enlace Mantaro-Cotaruse-Socabaya ^(1,2) (600MW)		85000

(1) Estación convertidora CA/CC/CA "back-to-back" o Compensación Serie FACTS en S.E. Cotaruse

(2) Enlace en Ejecución Conjunta con la C.H. Santa Teresa

Fuente: Plan Referencial de Electricidad 2006-2015

Elaboración: Propia

2.2 Problemática de expansión en el Área Sur.

El sistema eléctrico peruano esta constituido por los sistemas centro – norte y sur, los mismos que están interconectados por el enlace Mantaro-Cotaruse-Socabaya, en 220KV de 610 Km de longitud y capacidad de 300MW, de acuerdo a los estudios realizado por el operador del sistema los limites de transmisión de este enlace estarán siendo alcanzados en los próximos años (^{2.1}) debido al crecimiento de la demanda por el desarrollo del sector minero y la insuficiente capacidad de generación instalada en esta área.

Cabe resaltar que estos últimos años en contraposición al sistema sur, el sistema centro – norte viene concentrando el ingreso de nueva capacidad instalada que usa el combustible de gas natural de Camisea, el cual es transportado a través de un ducto y permite su disponibilidad solo al sistema centro – norte, por esta falta de disponibilidad de dicho combustible en el área sur no ha tenido el crecimiento de capacidad instalada necesaria.

Estos factores con llevarían a un incremento sostenido de los costos marginales en esa área y el consecuente aumento de las tarifas de electricidad los cuales serían económicamente insostenibles en el tiempo si no se dan las inversiones adecuadas de generación y/o transmisión.

^{2.1} Estudio COES-SINAC/DEV-186-2006, “Estudio de Estabilidad del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional”.

2.3 Selección de las alternativas de expansión en el Área Sur.

En el presente informe se plantean dos alternativas de expansión de generación en el área sur:

2.3.1 Escenario con Gas en el Sur: Instalación de una Central a Térmica a Gas Natural (510 MW) en el área sur.

El Escenario con Gas en el Área Sur, considerará los siguientes planes de expansión de generación y transmisión.

Caso A01:

Periodo 2008 en adelante:

- Incorporación de TG GAS en el área centro
- Refuerzo de la Línea de Interconexión Centro Norte- Sur.

Periodo 2013 en adelante:

- Incorporación de TG GAS en el área sur.

Caso A02:

Periodo 2009 en adelante:

- Incorporación de TG GAS en el área centro.

Periodo 2013 en adelante:

- Incorporación de TG GAS en el área sur.

2.3.2 Escenario sin Gas en el Sur: Instalación de una Central a Térmica a Carbón (4x 142 MW) en el área sur.

El Escenario sin Gas en el Área Sur, considerará los siguientes planes de expansión de generación y transmisión.

Caso B01:

Periodo 2008 en adelante:

- Incorporación de TG GAS en el área centro

- Refuerzo de la Línea de Interconexión.

Periodo 2013 en adelante:

- Incorporación de TV Carbón en el área sur.

Caso B02:

Periodo 2008 en adelante:

- Incorporación de TG GAS en el área centro.

Periodo 2013 en adelante:

- Incorporación de TV Carbón en el área sur.

CAPÍTULO III

ESTUDIOS ENERGÉTICOS

En el presente capítulo, se realizará la evaluación económica de los proyectos de inversión seleccionados considerando para ello diferentes planes de expansión de generación para cada caso, se considerará la información de crecimiento de demanda y parque generador presentada en los estudios de planificación del sistema eléctrico peruano, los cuales serán utilizados para las simulaciones de la operación del sistema para la determinación de los ingresos económicos por concepto de energía y potencia para cada plan de expansión de generación propuesto. Asimismo se presenta el análisis de sensibilidad de los planes de inversión, tomando en cuenta las incertidumbres de las principales variables de mercado.

3.1. Metodología y criterios para la evaluación económica.

3.1.1. Indicadores para la decisión de inversiones.

La metodología utilizada para la evaluación económica es la técnica matemático financiera a través de la cual se determinan los beneficios económicos en los que se puede incurrir al pretender realizar la inversión, dicho indicador se conoce como el Valor Presente Neto (VAN), el mismo que sobre los Flujos de Fondos proyectados contemplados en un horizonte de 20 años (dicho valor representa la vida útil de las unidades generadoras) realiza su actualización al presente utilizando para ello una cierta tasa de descuento, asimismo al analizar los resultados de la evaluación económica sobre los proyectos de inversión se busca determinar los costos de oportunidad en que se incurre al invertir en dichos proyectos, el TIR permite obtener los costos de oportunidad de los proyectos expresados en la rentabilidad de los mismos.

3.1.2. Procedimiento para la evaluación económica.

A continuación se describe brevemente el procedimiento seguido para la evaluación económica de cada proyecto planteado.

- (a) Determinación de los escenarios de evaluación (establecimiento de las principales variables del mercado, demanda, parque generador, etc.) para cada proyecto de inversión a ser evaluado.
- (b) Simulación de la operación del proyecto propuesto considerando los escenarios definidos para cada caso, para ello se utilizó el modelo PERSEO^(3.1), el cual permite determinar la operación de los sistemas eléctricos de potencia con características hidrotérmicas considerando el efecto de la red de transmisión eléctrica y la incertidumbre de los caudales afluentes en todos los puntos de interés de las cuencas hidrográficas dispuestas en el Sistema Interconectado Nacional. (SINAC). Del resultado de esta simulación se determinó la energía a ser suministrada por la unidad de generación proyectada y los precios de energía para todo el horizonte de análisis.
- (c) Con la proyección de energía suministrada por la puesta en operación del proyecto y los precios de energía estimados se obtienen los ingresos por energía, asimismo con dicha energía se obtiene una parte de los ingresos por potencia, como son los Ingresos Adicionales por Potencia Generada (IAPG), la parte complementaria de los ingresos por potencia, denominados Ingresos Garantizados por Potencia Firme, se obtiene de valorizar la potencia efectiva de la unidad generadora propuesta por los precios de potencia regulados considerando los factores de ajuste que son consecuencia del margen de reserva considerado.
- (d) Finalmente con los flujos de caja, que consideran los ingresos por energía y potencia y los todos los costos de inversión y operativos, se calculan los indicadores económicos VAN y TIR para establecer la viabilidad del proyecto indicado.

^{3.1} Programa computacional elaborado por el OSINERGMIN que simula la operación de sistemas interconectados hidrotérmicos con características multiembalse y multinodal, que simula la operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SICN). Dicho programa es utilizado para los estudios energéticos del sector eléctrico peruano y fijación de tarifas.

3.1.3. Variables para la evaluación económica.

(a) Ingresos:

Los Ingresos por Energía. Resultan de valorizar la cantidad de energía a despachar por las unidades generadoras proyectadas a precios de energía (o Costos Marginales) que resultaron de la simulación de la operación en el sistema del plan de expansión seleccionado utilizando el Modelo PERSEO.

Los Ingresos por Potencia. Se calcularon teniendo en cuenta la normatividad vigente, que establece que las empresas generadoras transfieren el dinero de ventas a clientes por concepto de potencia a una bolsa de dinero común y que es repartido entre todos los generadores mediante dos mecanismos de pago: Por disponibilidad (Ingresos Garantizados por Potencia Firme) y por despacho (Ingresos Adicionales por Potencia Generada).

El mecanismo de pago por disponibilidad significa que se paga la potencia firme de las unidades cuyos costos variables la ubiquen en el ranking de despacho por debajo del límite de reserva definido por el MEM (32%). El dinero disponible para el pago de disponibilidad representa el 70% del total de la bolsa.

Considerando el reducido costo variable de las unidades que operan con gas natural, y a carbón y de los reportes estadísticos del COES, se ha considerado que las unidades proyectadas remuneran por Ingresos Garantizados por Potencia Firme durante todo el periodo de análisis.

$$\text{IGPF mensual} = \text{Potencia Firme} * \text{PrecioPot} * 0.7 / 1.32$$

$$\text{IGPF mensual} = \text{Potencia Firme} * \text{PrecioPot} * 0.53$$

Esta remuneración tiene una característica de pago a firme, no considera el despacho de la unidad de generación.

El mecanismo de pago por despacho asigna el dinero disponible anual de acuerdo a precios (^{3.2}) por MW.h de tal forma que el pago a una central se hace multiplicando estos precios por la energía horaria producida. El dinero disponible para el pago por despacho representa el 30% del total de la bolsa. Esta remuneración tiene una

^{3.2} Los precios son proporcionales a la probabilidad de falla, considerándose para ello diferencias entre las horas de despacho y los meses de avenida, estiaje y días laborales y no laborales.

característica variable que depende del despacho de las unidades, tanto por estacionalidad como del periodo horario en que se despacha.

Para este cálculo se ha considerado la producción de potencia obtenida de las simulaciones para todo el periodo de análisis.

(b) Precios de los combustibles:

Los precios de todos los energéticos, carbón y gas son aquellos presentados en el Estudio Técnico Económico de Determinación del Precio de Potencia y Energía en Barras para la Fijación Tarifaria de Mayo 2008.

b.1.Petróleo Crudo y sus derivados

Se han considerado los precios de combustibles diesel y residual declarados al COES, la Tabla 3.1, muestra los precios de dichos combustibles.

Tabla 3.1: Precio Ex planta Locales de Combustibles Líquidos

Lugar	Diesel N° 2 (US\$/Ton)	Residual N° 6 (US\$/Ton)	Residual N° 500 (US\$/Ton)
Lima (Callao)	692.5		392.1
Chimbote	698.5		
Trujillo (Salaverry)	692.5	419.3	
Chiclayo (Eten)	689.4		
Piura (Talara)	683.2	412.8	
Arequipa (Mollendo)	698.6		397.5
Moquegua (Ilo)	698.6	419.3	

Fuente: COES-Fijación Tarifaria Mayo 2008

b.2.Carbón

El precio determinado para el carbón, es el considerado en los precios de combustibles declarados por el COES para el informe de la Fijación Tarifaria Mayo 2008 a Abril 2009, el mismo que asciende a 76,18 US \$-Ton.

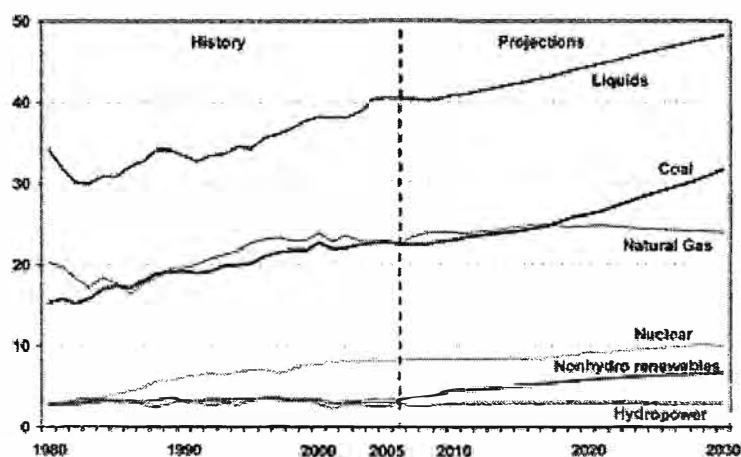
Cabe resaltar que el precio del carbón para la Fijación Tarifaria es determinado de acuerdo al artículo 124° inciso c) del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas^{3.3}, el mismo que establece que OSINERGMIN publica el precio de

^{3.3} Art. N° 124 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

referencia de importación del carbón, el mismo debe ser considerado como precio del mercado interno, para la determinación del precio de referencia OSINERGMIN aplica el “Procedimiento para la Determinación de los Precios de Referencia de Energéticos usados en Generación Eléctrica”, donde se detalla la metodología de cálculo para establecer el precio referencial. De esta metodología se desprende que el precio del carbón se encuentra expuesto a las volatilidades de los precios internacionales.

Sin embargo el precio que se aplicaría para las unidades de generación proyectadas podría ser controlado con el establecimiento de contratos de abastecimiento de largo plazo.

La mayor parte del carbón utilizado en el Perú es destinado a la generación de electricidad en la termoeléctrica a carbón Ilo 2, para asegurar una oferta de potencia de 140 MW..



Fuente: EIA

Ref: <http://www.eia.doe.gov/oiaf/forecasting.html>

Figura 3.1: Proyección del consumo del Carbón

La Agencia Internacional de Energía, espera que la demanda de carbón térmico se incremente en 2,2% por año -más que el petróleo o que el gas natural (^{3.4}).

c. El costo de los combustibles será determinado utilizando los precios y condiciones que se señalan en el Art. 50° de la Ley y se tomará los precios del mercado interno. Para el caso de los combustibles líquidos se tomará el que resulte menor entre el precio del mercado interno y el precio de referencia ponderado que publique OSINERG. Para el caso del carbón, el precio de referencia de importación que publique OSINERG será considerado como precio del mercado interno.

^{3.4} <http://www.sustainablebusiness.com/index.cfm/go/news.display/id/11716>

b.3. Gas Natural

La Tabla 3.3 muestra los precios de gas aplicados a las centrales térmicas que actualmente operan en el sistema utilizando gas natural.

Tabla 3.3: Precio Del Gas Natural

Combustible	S/./MMBTU ¹	US\$/MMBTU
C.T: Aguaytia	3.512	1.1714
C.T: Malacas	6.222	2.0754
C.T: Malacas 2	4.493	1.4987
C.T: Ventanilla ²	6.248	2.0841
C.T: Santa Rosa ²	6.451	2.1518
C.T: Chilca ²	6.093	2.0324
C.T: Kallpa ²	6.21	2.0714
C.T: Mollendo ²	6.366	2.1234
C.T: Calana ²	6.442	2.1488

Fuente: COES-Fijación Tarifaria Mayo 2008

Nota

¹ Tasa de cambio: 2.998 S/./US\$ al 31.10.2007

² Centrales que usan gas de Camisea

En el informe, el precio de los combustibles en el largo plazo será escalonado siguiendo los parámetros y criterios adoptados en el Plan Referencial de Electricidad 2006–2015. La Tabla 3.4 muestra, en resumen, los porcentajes de incremento para los combustibles para el período 2007-2020.

Tabla 3.4: Incremento de los precios de los combustibles

Periodo	Combustibles Líquidos	Gas Natural	Carbón
2007-2010	-	-	-
2011-2015	7.69%	10%	-
2016-2020	14.29%	-	-

(c) Inversión:

Para estimar los costos de inversión en generación considerados en el presente informe se han utilizado valores unitarios que tomen en cuenta aquellas tecnologías que

responderán a las exigencias de potencia debido al crecimiento de la demanda esperado. Los mismos que se muestran a continuación:

Tabla 3.5: Parámetros de Inversión C.T. a Gas Natural

PARAMETROS	UNIDAD	TG CS	TG CC
Capacidad Efectiva	MW	170	510
Capacidad Garantizada	MW	163.2	489.6
Costo de capital	US\$/kW	500.00	553.00
Tiempo de Construcción	años	1.50	2.00
Vida útil de la unidad	años	20.00	20.00
Costo Fijo de Operación	US\$/kW-año	10.00	20.00
Costo Variable no Combustible	US\$/MWh	3.76	2.79
Poder calorífico del Gas PCI	BTU/PC	982.78	982.78
Poder calorífico del Gas PCS	BTU/PC	1 088.32	1 088.32
Tasa de descuento	%	12%	12%
Costo de Operación y Mantenimiento	US\$/KW-año	16.3	18
Eficiencia Térmica LHV	kBTU/kW.h	9.49	6.31

TGCS: unidad turbo gas operando con gas natural en ciclo simple

TGCC: unidad turbo gas operando con gas natural en ciclo combinado

Fuente: Fijación Tarifaria 2008-2009, Informe OSINERG-GART/DGT-009-2006.

Elaboración propia

Tabla 3.6: Parámetros de Inversión C.T. a Carbón

PARAMETROS	UNIDAD	TV
Capacidad Efectiva	MW	142
Capacidad Garantizada	MW	147
Costo de capital	US\$/kW	1 000.00
Tiempo de Construcción	años	3.00
Vida útil de la unidad	años	20.00
Costo Fijo de Operación	US\$/kW-año	30
Costo Variable no Combustible	US\$/MWh	1.00
Poder calorífico del Carbón	(Kcal. PCI/kg)	6 000.00
Consumo de calor	Kcal. PCI/kWh neto	2 270.00
Tasa de descuento	%	12%
Costo de Operación y Mantenimiento	US\$/KW-año	16.3
Eficiencia Térmica	Kg/MWh	0.38

TV: unidad turbo vapor operando con carbón

Fuente: Fijación Tarifaria 2008-2009, Coal Utilization Research Council, CURC/EPRI Technology Roadmap Update, September 20, 2006, page 10 <http://coal.org/PDFs/jointroadmap2006.pdf>

Elaboración propia

3.2. Evaluación económica de las alternativas propuestas.

En cada proyecto de generación propuesto se realizó la simulación de la operación en el Sistema Interconectado Nacional, con sus respectivos escenarios de operación, empleando el modelo computacional PERSEO. A continuación se detallan los escenarios de operación considerados en cada evaluación:

- Evaluación de instalar una Central a Térmica a Gas Natural (510 MW) en el área sur del país:

Escenarios

Caso A01:

Periodo 2008 en adelante:

- Incorporación de TG GAS en el área centro
- Refuerzo de la Línea de Interconexión Centro Norte- Sur.

Periodo 2013 en adelante:

- Incorporación de TG GAS en el área sur.

Caso A02:

Periodo 2009 en adelante:

- Incorporación de TG GAS en el área centro.

Periodo 2013 en adelante:

- Incorporación de TG GAS en el área sur.

- Evaluación de instalar una Central a Térmica a Carbón (4x 142 MW) en el área sur del país:

Escenarios

Caso B01:

Periodo 2008 en adelante:

- Incorporación de TG GAS en el área centro
- Refuerzo de la Línea de Interconexión.

Periodo 2013 en adelante:

- Incorporación de TV Carbón en el área sur.

Caso B02:

Periodo 2008 en adelante:

Incorporación de TG GAS en el área centro.

Periodo 2013 en adelante:

Incorporación de TV Carbón en el área sur.

3.2.1. Plan de expansión de generación.

Considerando que los agentes que participan en el mercado actúan bajo una racionalidad económica, donde los precios de energía muy bajos no alientan la inversión en nuevos proyectos y precios elevados afectan a la demanda, se ha considerado para el estudio que el parque generador aplicado garantice que en el largo plazo el precio de energía tienda a valores próximos a los 30 US\$/MWh, lo cual permitiría rentabilizar los proyectos de generación hidrotérmicos bajo condiciones de competencia, en las Tablas sucesivas del 3.7 al 3.8 se muestran los planes de expansión analizados para cada alternativa evaluada.

Tabla 3.7: Plan de Expansión Hidrotérmico y Plan de Transmisión para los Caso A01, A02

ESCENARIOS CONSIDERADOS			EXPANSIÓN DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN
A01	2008-2013	Operación de TG GAS en el área centro, más reforzamiento de la Línea de Interconexión.	2009 C.T. Kallpa TG2 - Lima Chilca (176MW)
			2010 C.H. Machu Picchu II - Cuzco (71MW)
			2010 C.T. TG-N Santa Rosa - Lima (186 MW)
			2010, 2012 C.T.0: 2 TG (175)+ 1 TV (220) - Lima Chilca
			2011, 2012, 2013 C.T.1: 2 TG (170 MW) + 1 TV (170 MW)
			2013,2014 C.T.2: 2 TG (170 MW)
			2013 C.H. Tarucani - Arequipa (49MW)
			2015 C.H. Santa Teresa - Cuzco (110MW)
			2010, 2012 LT 220kV Chilca-Planicie-Zapallal
			2010 LT 220kV Cotaruse - Machu Picchu
	2010 LT Mantaro-Callali-Montalvo(300MW)		
2013-2017	Operación de TG GAS en el área sur (considerando que la construcción del ducto es de 5 años)	2013, 2015 C.T.1 SUR: 2 TG (170 MW) + 1 TV (170 MW)	
		2014, 2015, 2016 C.T.2 SUR: 2 TG (170 MW) + 1 TV (170 MW)	
		2017 C.T.1 SUR: 1 TG (170 MW)	
A02	2009-2012	Operación de TG GAS en el área centro.	2009 C.T. Kallpa TG2 - Lima Chilca (176MW)
			2010 C.H. Machu Picchu II - Cuzco (71MW)
			2010 C.T. TG-N Santa Rosa - Lima (186 MW)
			2010, 2012 C.T.0: 2 TG (175)+ 1 TV (170) - Lima Chilca
			2011, 2012, 2013 C.T.1: 2 TG (170 MW) + 1 TV (170 MW)
			2013, 2014, 2015 C.T.2: 2 TG (170 MW) + 1 TV (170 MW)
			2016 C.T.3: 1 TG (170 MW)
			2013 C.H. Tarucani - Arequipa (49MW)
			2015 C.H. Santa Teresa - Cuzco (110MW)
			2010, 2012 LT 220kV Chilca-Planicie-Zapallal
	2010 LT 220kV Cotaruse - Machu Picchu		
	2013-2017	Operación de TG GAS en el área sur (considerando que la construcción del ducto es de 5 años)	2013 C.T.1 SUR: 2 TG (170 MW)
			2013, 2015 C.T.1 SUR: 2 TG (170 MW) + 1 TV (170 MW)
			2014, 2015, 2016 C.T.2 SUR: 2 TG (170 MW) + 1 TV (170 MW)
2017 C.T.1 SUR: 1 TG (170 MW)			

Tabla 3.8: Plan de Expansión Hidrotérmico y Plan de Transmisión para los Caso B01, B02

ESCENARIOS CONSIDERADOS			EXPANSIÓN DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN
B01	2009-2012	Operación de TG GAS en el área centro, más reforzamiento de la Línea de Interconexión.	2009 C.T. Kallpa TG2 - Lima Chilca (176MW)
			2010 C.H. Machu Picchu II - Cuzco (71MW)
			2010 C.T. TG-N Santa Rosa - Lima (186 MW)
			2010, 2012 C.T.0: 2 TG (175)+ 1 TV (220) - Lima Chilca
			2011, 2012, 2013 C.T.1: 2 TG (170 MW) + 1 TV (170 MW)
			2013, 2014, 2015 C.T.2: 2 TG (170 MW) + 1 TV (170 MW)
			2016 C.T.3: 1 TG (170 MW)
			2013 C.H. Tarucani - Arequipa (49MW)
			2015 C.H. Santa Teresa - Cuzco (110MW)
			2010, 2012 LT 220kV Chilca-Planicie-Zapallal
			2010 LT 220kV Cotaruse - Machu Picchu
	2010 Refuerzo del Enlace Mantaro-Callali-Montalvo(300MW)		
	2013-2018	Operación de TV CARBON en el área sur.	2011 C.T.1 SUR: 1 TV (142 MW)
			2012 C.T.1 SUR: 2 TV (142 MW)
2013 C.T.2 SUR: 1 TV (142 MW)			
2014 C.T.2 SUR: 2 TV (142 MW)			
2015 C.T.3 SUR: 1 TV (142 MW)			
2015 C.T.3 SUR: 2 TV (142 MW)			
B02	2009-2012	Operación de TG GAS en el área centro.	2009 C.T. Kallpa TG2 - Lima Chilca (176MW)
			2010 C.H. Machu Picchu II - Cuzco (71MW)
			2010 C.T. TG-N Santa Rosa - Lima (186 MW)
			2010, 2012 C.T.0: 2 TG (175)+ 1 TV (220) - Lima Chilca
			2011, 2012, 2013 C.T.1: 2 TG (170 MW) + 1 TV (170 MW)
			2013, 2014, 2015 C.T.2: 2 TG (170 MW) + 1 TV (170 MW)
			2016 C.T.3: 1 TG (170 MW)
			2013 C.H. Tarucani - Arequipa (49MW)
			2015 C.H. Santa Teresa - Cuzco (110MW)
			2010, 2012 LT 220kV Chilca-Planicie-Zapallal
			2010 LT 220kV Cotaruse - Machu Picchu
	2013-2018	Operación de TV CARBON en el área sur.	2011 C.T.1 SUR: 1 TV (142 MW)
			2012 C.T.1 SUR: 2 TV (142 MW)
			2013 C.T.2 SUR: 1 TV (142 MW)
2014 C.T.2 SUR: 2 TV (142 MW)			
2015 C.T.3 SUR: 1 TV (142 MW)			
2016 C.T.3 SUR: 2 TV (142 MW)			

3.2.2. Costos Marginales

De la simulación de la operación de los proyectos evaluados considerando sus respectivos escenarios o planes de expansión seleccionados utilizando el Modelo PERSEO, se tienen los Costos Marginales proyectados que se muestran en las Figuras sucesivas del 3.2 al 3.5 para el horizonte de estudio.

Se observa que en todos los casos, los costos marginales del área sur del país para los próximos años 2010-2012, se obtienen valores próximos o superiores a 100 US \$/MW.h siendo superiores a los costos marginales del centro-norte, esto debido a que en dicho periodo se alcanza el límite de transmisión de la línea de interconexión.

Asimismo se observa que los precios de energía (o costos marginales) se muestran menos variables con la incorporación de unidades en el sur, los resultados en el área sur muestran resultados similares al centro-norte por lo que son reflejo de la ausencia de congestión del enlace de interconexión, siendo estos resultados favorables para establecer los precios a usuarios finales en el área sur del país.

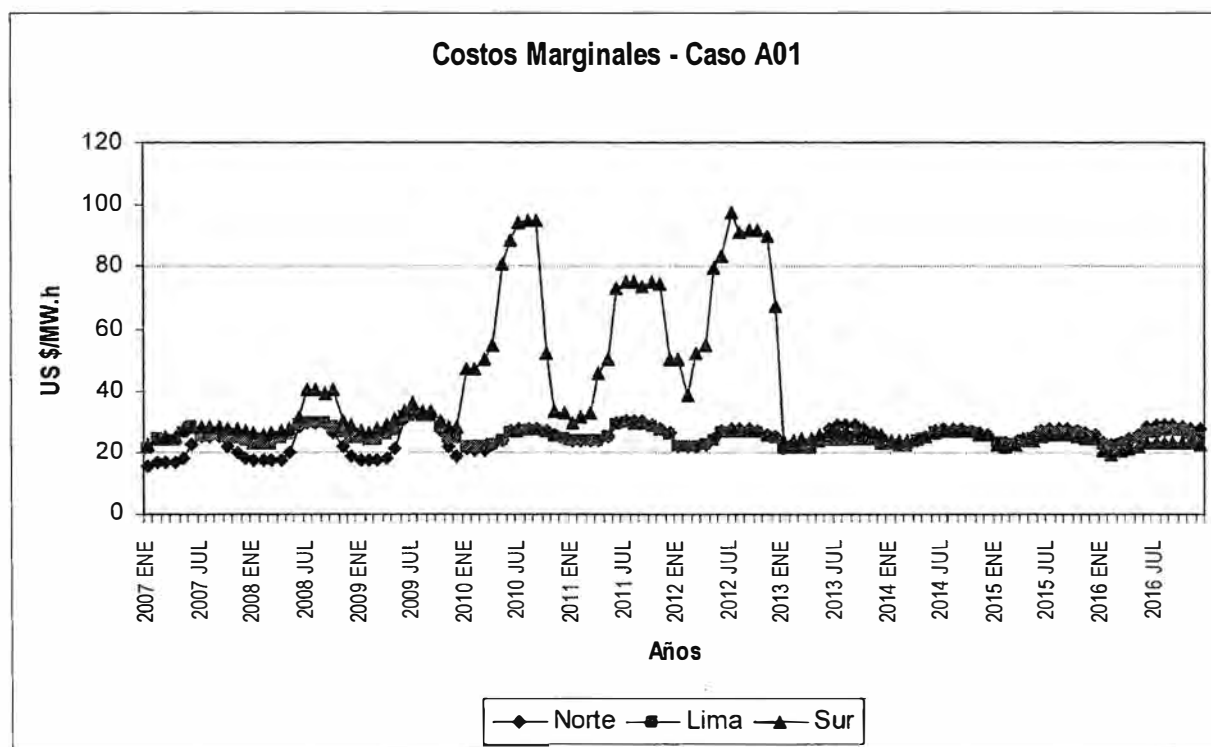


Figura 3.2: Costos Marginales de la simulación del Caso A01

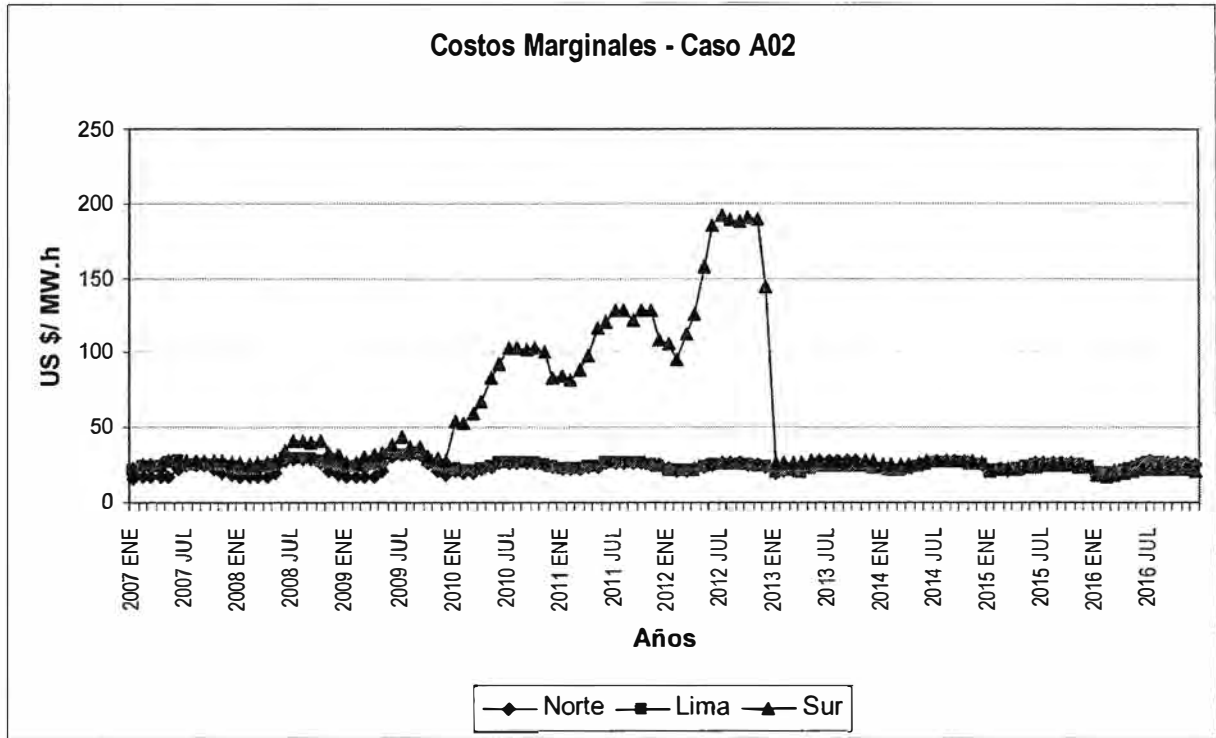


Figura 3.3: Costos Marginales de la simulación del Caso A02

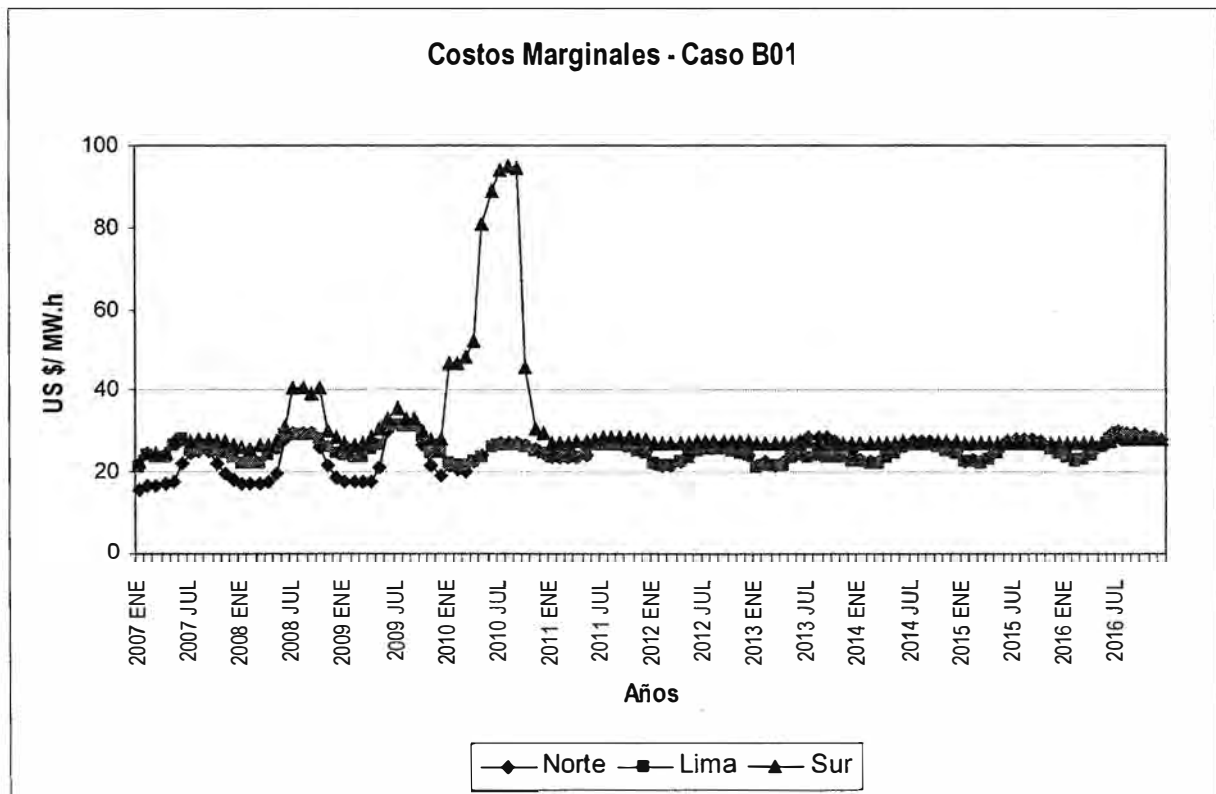


Figura 3.4: Costos Marginales de la simulación del Caso B01

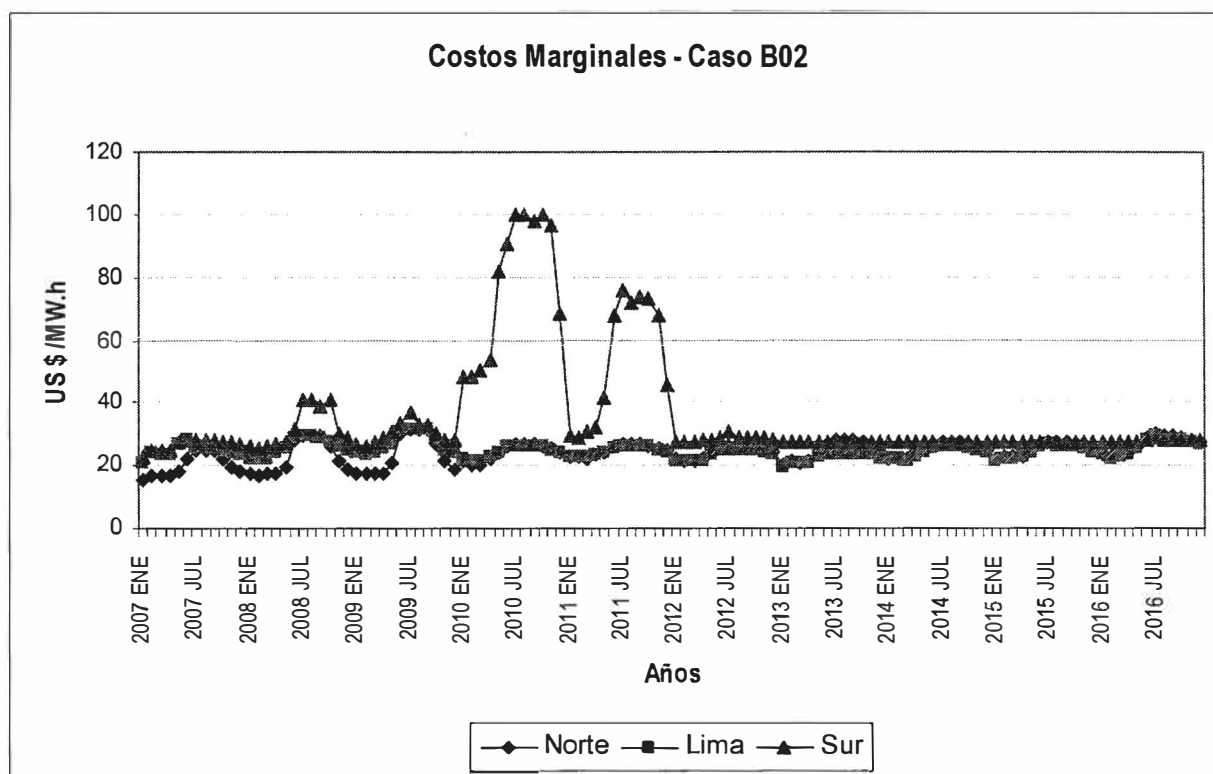


Figura 3.5: Costos Marginales de la simulación del Caso B02

3.2.3. Energía producida por las centrales propuestas

En las Tablas del 3.9 al 3.10, se muestra la energía generada por la central TG – Gas (510MW) asimismo por la central TV – Carbón (4x 142 MW), para cada plan de generación propuesto.

Asimismo se observa que una central térmica a gas natural obtiene un mayor factor de planta que una central térmica a carbón, debido a la mayor eficiencia y menor costo variable de las unidades a gas que a carbón, constituyendo que esta unidad a gas operen como unidades de base para el sistema.

Tabla 3.9: Energía Generada por la Central TG – Gas (510 MW)

AÑO	CASO A01				CASO A02			
	ENERGÍA (GW.h)			FACTOR DE PLANTA	ENERGÍA (GW.h)			FACTOR DE PLANTA
	HP	HFP	TOTAL	%	HP	HFP	TOTAL	%
2008	-	-	-	-	-	-	-	-
2009	-	-	-	-	-	-	-	-
2010	-	-	-	-	-	-	-	-
2011	-	-	-	-	-	-	-	-
2012	-	-	-	-	-	-	-	-
2013	491.23	2 231.61	2 722.84	0.91	491.23	2 355.85	2 847.09	0.96
2014	491.23	2 262.77	2 754.01	0.92	491.23	2 332.80	2 824.03	0.95
2015	736.85	3 552.05	4 288.90	0.96	736.85	3 552.05	4 288.90	0.96
2016	739.30	3 557.16	4 296.46	0.96	739.30	3 431.90	4 171.19	0.93

Tabla 3.10: Energía Generada por la Central TV – Carbón (4x142 MW)

AÑO	CASO B01				CASO B02			
	ENERGÍA (GW.h)			FACTOR DE PLANTA	ENERGÍA (GW.h)			FACTOR DE PLANTA
	HP	HFP	TOTAL	%	HP	HFP	TOTAL	%
2008	-	-	-	-	-	-	-	-
2009	-	-	-	-	-	-	-	-
2010	-	-	-	-	-	-	-	-
2011	181.79	672.49	854.28	0.66	192.11	925.38	1 117.49	0.87
2012	351.02	1 290.77	1 641.79	0.64	384.28	1 732.89	2 117.17	0.82
2013	439.51	1 598.61	2 038.13	0.53	520.53	2 302.74	2 823.27	0.73
2014	649.27	2 493.77	3 143.04	0.61	704.94	3 007.34	3 712.28	0.72
2015	602.81	1991.44	2594.25	0.34	616.95	2339.04	2955.99	0.38
2016	740.77	2421.10	3161.88	0.41	752.31	2740.83	3493.13	0.45

3.2.4. Resultado de la evaluación económica de las centrales térmicas propuestas.

De las simulaciones realizadas se puede mencionar lo siguiente:

Para el caso A01 (Unidad de Gas en el Sur con reforzamiento del enlace de interconexión Sur-Centro Norte) se obtuvo un TIR de 9.99% y para el caso A02 (Sólo unidad de Gas en el Sur) se obtuvo un TIR de 14.32%, tal y como se muestra en las Tablas 3.11 y 3.12.

- Para el caso B01 (Unidad de Carbón en el Sur con reforzamiento del enlace de interconexión Sur-Centro Norte) se obtuvo un TIR de 10.38% y para el caso B02 (Sólo unidad de Carbón en el Sur) se obtuvo un TIR de 11.53%, tal y como se muestra en las Tablas 3.13 y 3.14.

Tabla 3.11: Resumen de Indicadores económicos Caso A01

VAN	Miles US \$
VAN (6%) :	90 331.46
VAN (7%) :	62 543.74
VAN (8%) :	38 554.00
VAN (9%) :	17 798.18
VAN (10%) :	(195.32)
VAN (11%) :	(15 822.12)
VAN (12%) :	(29 415.13)
TIR (%) :	9.99%

(Ver Anexo A)

Tabla 3.12: Resumen de Indicadores económicos Caso A02

VAN	Miles US \$
VAN (6%) :	217 230.17
VAN (7%) :	175 952.69
VAN (8%) :	140 235.09
VAN (9%) :	109 248.40
VAN (10%) :	82 300.18
VAN (11%) :	58 810.13
VAN (12%) :	38 290.41
TIR (%) :	14.32%

(Ver Anexo A)

Tabla 3.13: Resumen de Indicadores económicos Caso B01

VAN	Miles US \$
VAN (6%) :	245 702.26
VAN (7%) :	173 428.06
VAN (8%) :	111 976.85
VAN (9%) :	59 649.31
VAN (10%) :	15 035.82
VAN (11%) :	(23 036.71)
VAN (12%) :	(55 547.62)
TIR (%) :	10.38%

(Ver Anexo A)

Tabla 3.14: Resumen de Indicadores económicos Caso B02

VAN	Miles US \$
VAN (6%) :	312 230.58
VAN (7%) :	233 903.95
VAN (8%) :	167 147.05
VAN (9%) :	110 148.40
VAN (10%) :	61 405.29
VAN (11%) :	19 667.11
VAN (12%) :	(16 110.30)
TIR (%) :	11.53%

(Ver Anexo A)

Tabla 3.15: Resumen de los resultados de la evaluación económica de cada proyecto

Indicadores Económicos	C.T. CC-GAS NATURAL (510 MW)		C.T. TV-CARBÓN (4x142 MW)	
	CASO A01	CASO A02	CASO B01	CASO B02
	Ingreso 2013	Ingreso 2013	Ingreso 2011	Ingreso 2011
VAN (6%)	90 331.46	217 230.17	245 702.26	312 230.58
VAN (7%)	62 543.74	175 952.69	173 428.06	233 903.95
VAN (8%)	38 554.00	140 235.09	111 976.85	167 147.05
VAN (9%)	17 798.18	109 248.40	59 649.31	110 148.40
VAN (10%)	(195.32)	82 300.18	15 035.82	61 405.29
VAN (11%)	(15 822.12)	58 810.13	(23 036.71)	19 667.11
VAN (12%)	(29 415.13)	38 290.41	(55 547.62)	(16 110.30)
TIR (%)	9.99%	14.32%	10.38%	11.53%

De la Tabla comparativa se puede observar que:

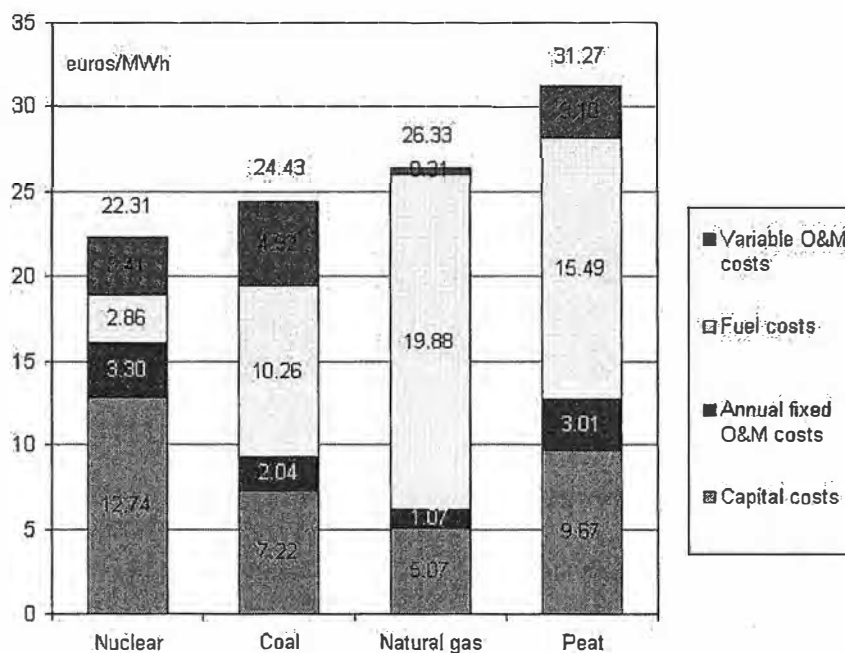
Se muestra conveniente invertir en unidades a Gas o Carbón en el área sur, siendo más rentable el escenario que no considera el reforzamiento del enlace de interconexión o implementación de una nueva línea de interconexión.

3.3. Análisis de Sensibilidad

A partir de la liberalización del mercado eléctrico entre los problemas más notorios del sector se tiene el de atraer inversiones eficientes, debido a que estas inversiones están sujetas a grandes incertidumbres en torno a los cambios de las variables del mercado.

El presente análisis de sensibilidad involucra cálculos de flujo de caja bajo variaciones en los datos variables de entrada.

El objetivo de este análisis es de evaluar la vulnerabilidad de los proyectos bajo la probable desviación futura de los datos de ingreso estimados. Para el presente informe se considero relevante analizar la opción de diferir el tiempo de ejecución de una inversión en un plazo determinado, debido a que posibilita la obtención de más información o en caso contrario la inversión adelanta los flujos de ingreso proyectados, asimismo es relevante analizar los efectos de la variación de los precios de combustible específicamente de Gas Natural los mismos que constituyen el 75% de los costos de una TG – Gas Natural, tal como se aprecia en la siguiente Figura 3.6.



Fuente: The Uranium Institute (<http://www.world-nuclear.org/sym/2000/tarjanne.htm#fig4>)

Figura 3.6: Costo de las Plantas de Generación eléctrica

3.3.1. Adelanto y retraso de inversiones.

De la simulación de diferir el tiempo de ejecución de las inversiones se tienen los siguientes resultados.

(a). Costos Marginales

En las Figuras sucesivas del 3.7 al 3.10 se presentan la comparación entre los Costos Marginales en la barra sur, ante adelantos o atrasos en la ejecución de las inversiones.

Se puede observar que para todos los casos evaluados el atraso de las inversiones trae consigo un incremento muy significativo en los costos marginales, los mismos que afectarían directamente a los precios aplicados a la demanda del área sur del país.

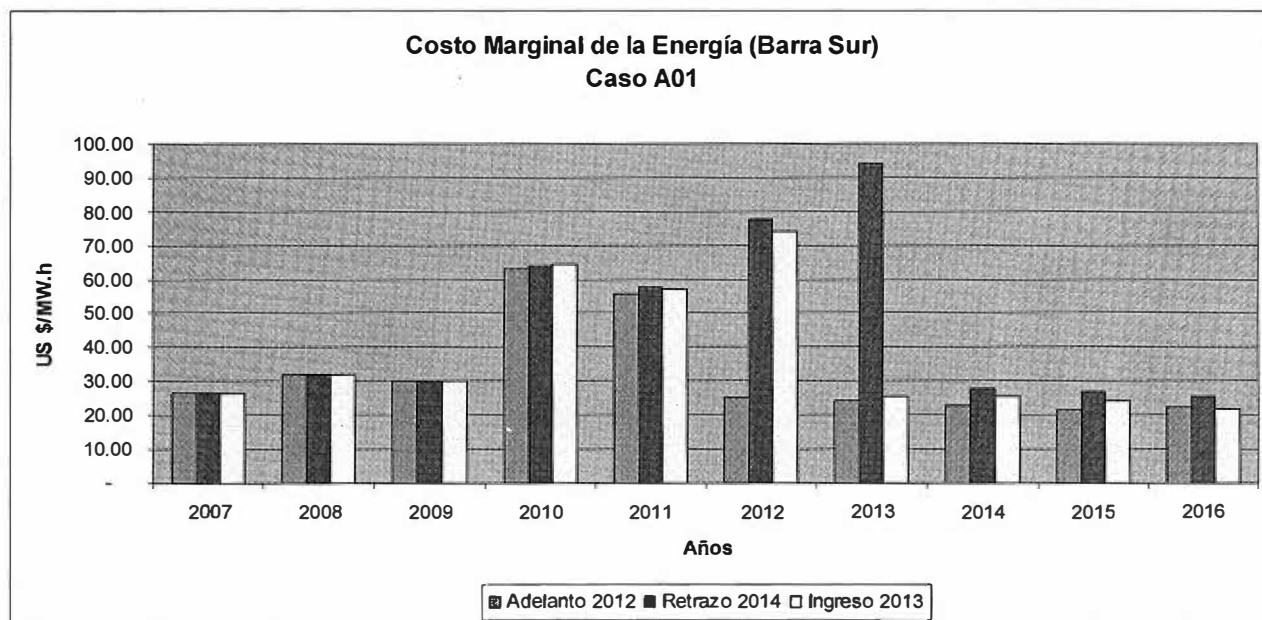


Figura 3.7: Costos Marginales con adelanto y atraso de inversiones – Caso A01

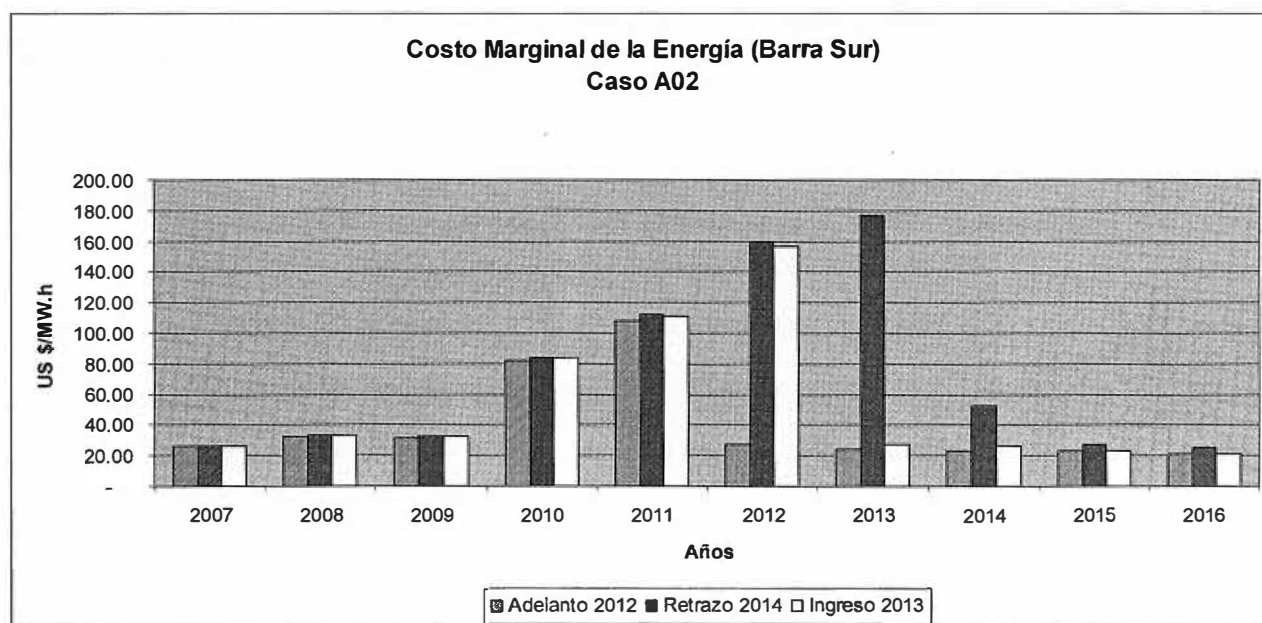


Figura 3.8: Costos Marginales con adelanto y atraso de inversiones – Caso A02

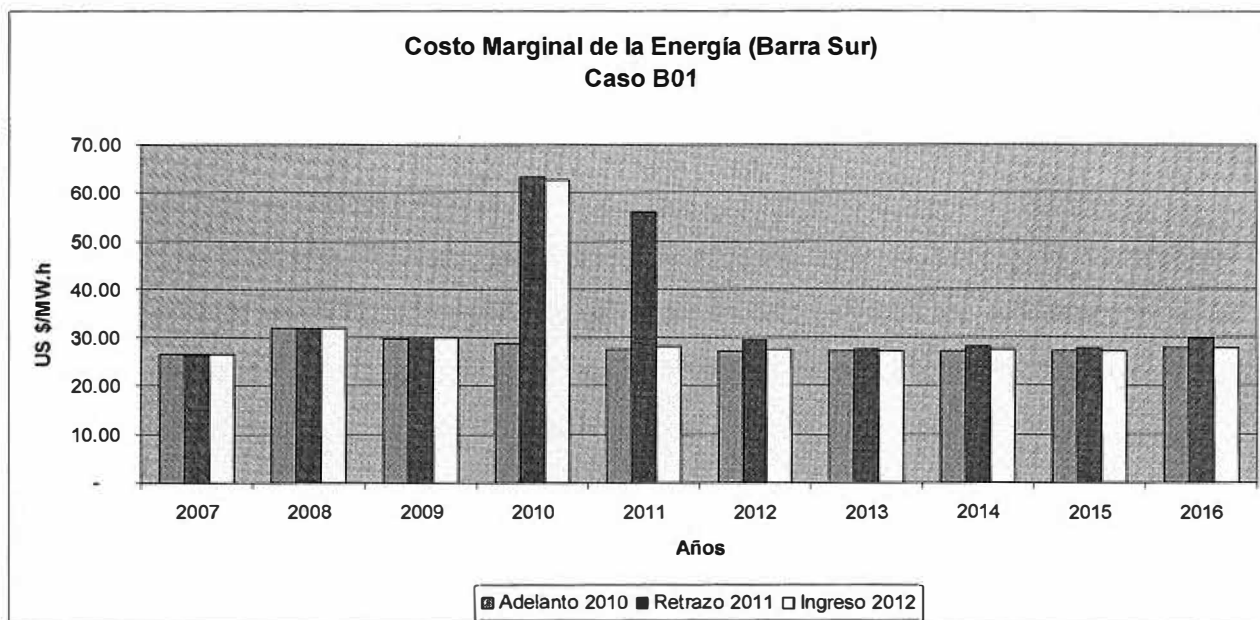


Figura 3.9: Costos Marginales con adelanto y atraso de inversiones – Caso B01

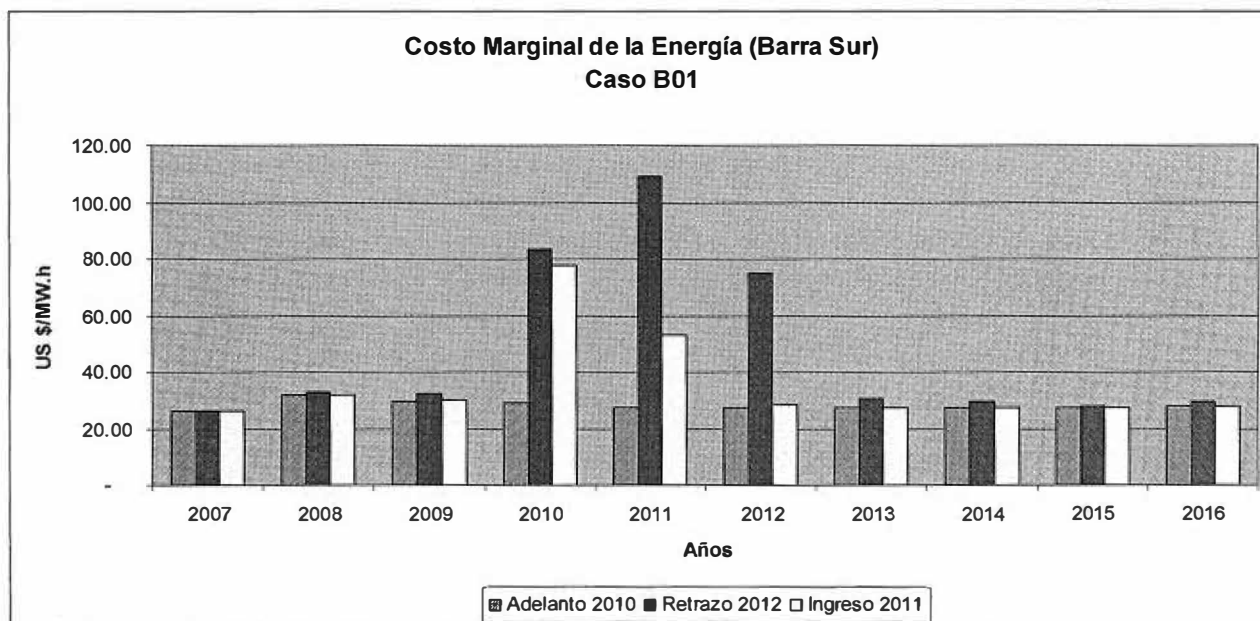


Figura 3.10: Costos Marginales con adelanto y atraso de inversiones – Caso B02

(b). Indicadores Económicos

En las Tablas del 3.16 al 3.17 se tiene un resumen de los indicadores económicos calculados para cada evaluación (^{3.5}).

De las Tablas se puede observar que solo para el Caso A02 se tiene un decremento considerable de la rentabilidad cuando se adelanta un año la ejecución del proyecto, para los demás casos no afecta en gran medida la rentabilidad de los proyectos cuando se adelanta o atrasa un año la ejecución de inversiones.

^{3.5} Cabe resaltar que no se ha simulado el caso del adelanto de la ejecución de la Central Térmica a Carbón (4x 142 MW) en el área sur, porque no se cumple con el tiempo mínimo de construcción que es de al menos 3 años.

Tabla 3.16: Resumen de Indicadores Económicos considerando diferido el tiempo de Inversión.
(Evaluación económica de TG – Gas 510 MW)

Indicadores Económicos	CASO A01			CASO A02		
	Adelanto 2012	Ingreso 2013	Retrazo 2014	Adelanto 2012	Ingreso 2013	Retrazo 2014
VAN (6%)	83 808.99	90 331.46	79 979.04	63 174.34	217 230.17	195 945.71
VAN (7%)	56 270.01	62 543.74	52 271.94	38 560.38	175 952.69	159 647.19
VAN (8%)	32 516.99	38 554.00	28 372.55	17 314.81	140 235.09	128 156.43
VAN (9%)	11 986.60	17 798.18	7 715.48	(1 060.81)	109 248.40	100 762.26
VAN (10%)	(5 792.14)	(195.32)	(10 172.05)	(16 983.50)	82 300.18	76 870.15
VAN (11%)	(21 214.22)	(15 822.12)	(25 686.73)	(30 803.29)	58 810.13	55 981.46
VAN (12%)	(34 611.99)	(29 415.13)	(39 162.41)	(42 814.90)	38 290.41	37 676.62
TIR (%)	9.66%	9.99%	9.41%	8.94%	14.32%	14.58%

Tabla 3.17: Resumen de Indicadores Económicos considerando diferido el tiempo de Inversión.
(Evaluación económica de TV – Carbón 4x 142 MW)

Indicadores Económicos	CASO B01		CASO B02	
	Ingreso 2011	Retrazo 2012	Ingreso 2011	Retrazo 2012
VAN (6%)	245,702.26	288,314.44	312,230.58	386,874.18
VAN (7%)	173,428.06	212,280.71	233,903.95	302,891.75
VAN (8%)	111,976.85	147,479.40	167,147.05	231,083.09
VAN (9%)	59,649.31	92,157.38	110,148.40	169,554.59
VAN (10%)	15,035.82	40,781.33	61,405.29	106,122.36
VAN (11%)	(23,036.71)	3,940.37	19,667.11	64,247.08
VAN (12%)	(55,547.62)	(27,064.30)	(16,110.30)	28,750.11
TIR (%)	10.38%	11.12%	11.53%	12.95%

(c). Factor de Planta de las Centrales evaluadas

En las Figuras del 3.11 al 3.14, se muestra los factores de planta de la central TG – Gas (510MW) y de la central TV – Carbón (4x 142 MW), considerando adelantos y atrasos en la ejecución de las inversiones.

De las Figuras mostradas se puede observar que la central TV – Carbón (4x 142 MW), mejora los resultados de factor de planta si la ejecución de esta inversión se atrasa un año comparado con el factor de planta si la ejecución de la inversión se diera en el año propuesto.

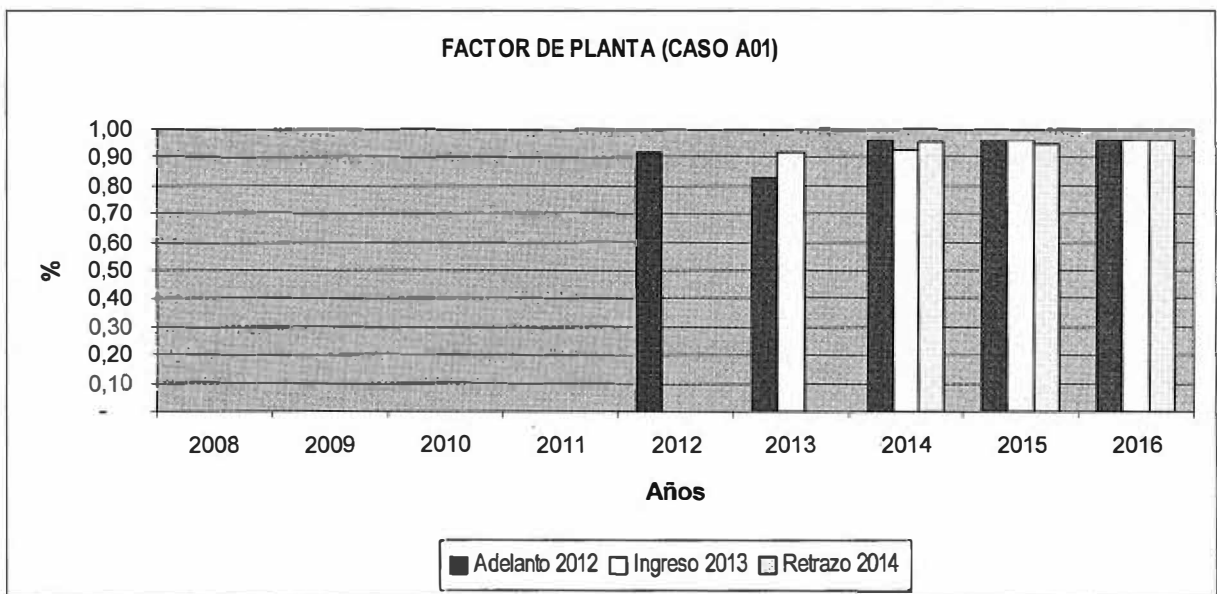


Figura 3.11: Factor de Planta de la TG-GAS (510 MW) – Escenario: Caso A01

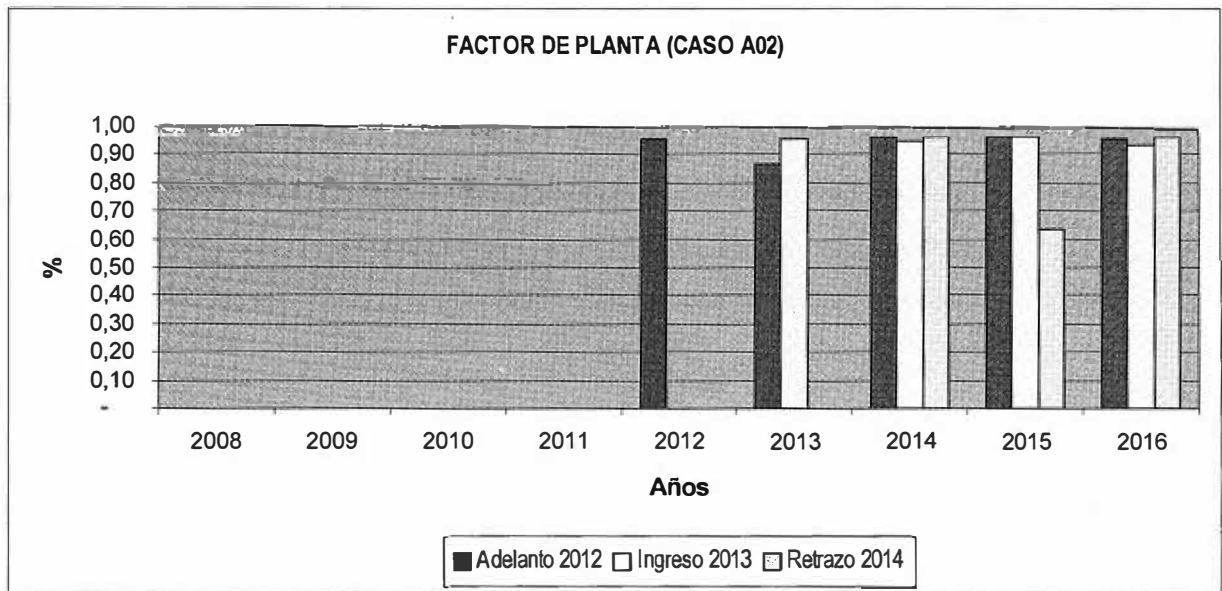


Figura 3.12: Factor de Planta de la TG-GÁS (510 MW) – Escenario: Caso A02

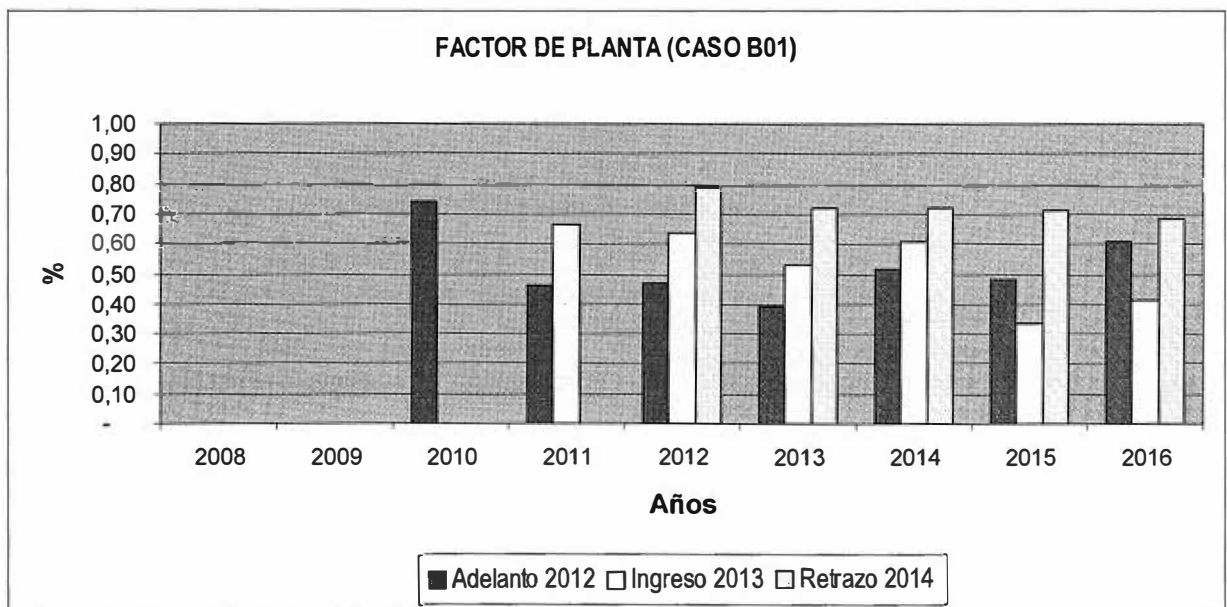


Figura 3.13: Factor de Planta de la TV-CARBÓN (4x142 MW) – Escenario: Caso B01

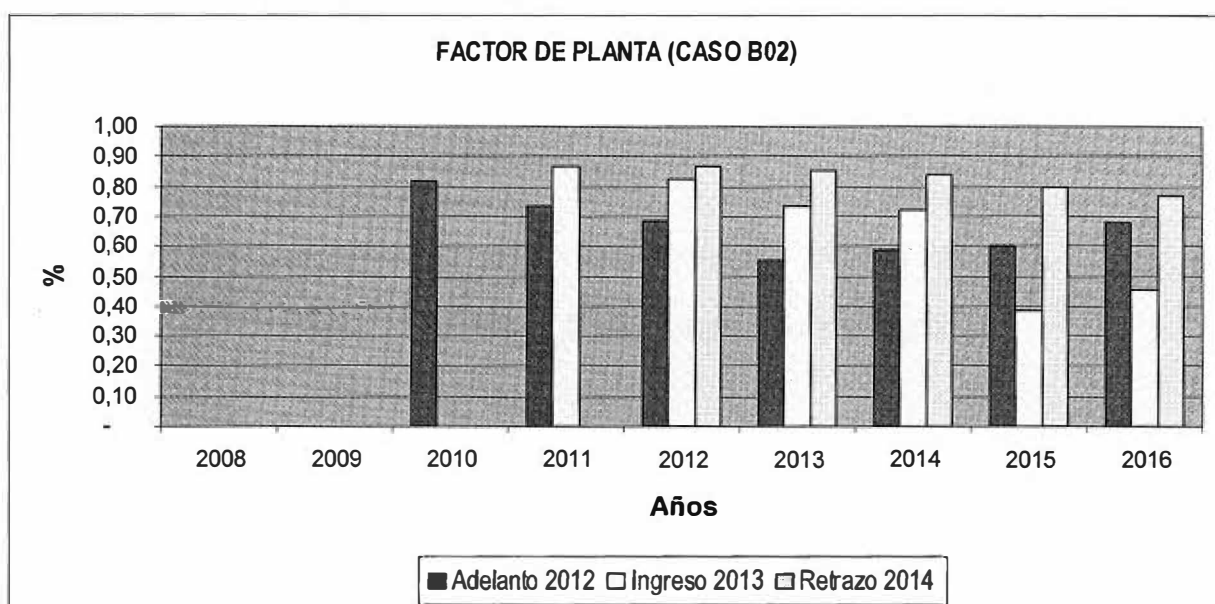


Figura 3.14: Factor de Planta de la TV-CARBÓN (4x142 MW) – Escenario: Caso B02

3.3.2. Variación en el precio de los combustibles de Gas Natural.

Se trazó como objetivo establecer como mínima rentabilidad esperada por el inversionista el valor del 9% (es el mínimo TIR de todas las evaluaciones realizadas), y se procedió a variar el precio de combustible para cada alternativa evaluada.

Tabla 3.18: Variación del Precio del Gas Natural

Caso de Evaluación	Fecha de Ingreso	Precio Inicial del Gas Natural	Máxima Variación del precio
		US \$	US \$
A01	Adelanto 2012	2.39	0.08
	Ingreso 2013	2.39	0.12
	Retrazo 2014	2.39	0.06
A02	Adelanto 2012	2.39	-
	Ingreso 2013	2.39	0.40
	Retrazo 2014	2.39	0.73

Los resultados de estas evaluaciones muestran que la máxima variación de estos precios para la alternativa con mayor rentabilidad (A02) es de US \$ 0.73, lo que muestra que el margen de variación de estos precios es muy baja.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

A continuación se presentan las conclusiones y recomendaciones generales del estudio y aquellas derivadas del resultado de las evaluaciones económicas de los proyectos de inversión considerados.

4.1 Conclusiones.

- 4.1.1 En el presente estudio se ha confirmado que el enlace de interconexión de los sistemas Centro-Norte y Sur alcanzaran sus límites máximos de transmisión a finales de 2009, teniéndose como consecuencias precios de energía diferentes para ambos sistemas y con altos valores en el área sur. La puesta en operación de un nuevo enlace de interconexión entre ambos sistemas o el refuerzo del existente y repotenciamientos de centrales hidráulicas resultan ser sólo una solución de corto plazo, siendo la solución viable la puesta en operación de nuevas unidades en el área sur, ya sea unidades térmicas de Gas o Carbón.
- 4.1.2 Del resultado de la evaluación económica de todos los proyectos de inversión seleccionados, el proyecto de una Central a Térmica a Gas Natural (510 MW) en el Sur, con las consideraciones que no se refuerce la línea de interconexión entre los sistemas centro - norte y sur es la que obtuvo el mayor indicador de inversiones VAN del orden de miles US \$ 38290,41 con una rentabilidad de 14,32%. Dicho proyecto resulta ser poco vulnerable económicamente a las desviaciones de datos estimados o a variaciones en las variables críticas.

- 4.1.3 De acuerdo al análisis de sensibilidad realizado se tiene que, para todas las alternativas evaluadas, el atraso o adelanto de las inversiones no afecta en mayor medida la rentabilidad de los proyectos.
- 4.1.4 De todas las evaluaciones económicas realizadas se puede observar que es más rentable invertir en unidades que utilicen Gas que Carbón, esto debido a los altos costos de capital de las unidades a Carbón frente a la alternativa de menor costo de las unidades de ciclo combinado Gas.
- 4.1.5 Los precios de energía o costos marginales se muestran menos variables con la incorporación de unidades en el área sur, siendo precios similares a los obtenidos para el Centro Norte, este resultado es debido a la descongestión del enlace de interconexión entre ambos sistemas. Dichos precios resultan favorables para la ausencia de diferenciación de precios entre usuarios finales del área sur con el centro-norte.
- 4.1.6 En caso de implementarse el proyecto de refuerzo o implementación de la línea de interconexión entre el sistema centro - norte y sur del país, se observa que las alternativas evaluadas de instalar unidades a Gas o Carbón en el sur que consideran este caso, presentan rentabilidades similares del orden del 9 al 10%, por tanto para la toma de decisiones respecto al combustible a ser utilizado en la inversión de generación se debería considerar otras variables como la disponibilidad de los combustibles, precios de los mismos y posibilidad de establecer contratos de largo plazo de abastecimiento.
- 4.1.7 El ejercicio de realizar las evaluaciones económicas se convierte en instrumento esencial al servicio de instancias administrativas y de operadores económicos que facilitan tanto la toma de decisiones de inversión por parte de la iniciativa privada como las decisiones de política energética.

4.2 Recomendaciones

- 4.2.1 Del análisis de sensibilidad en lo referente a la variación de los precios del gas natural, se obtuvo un margen muy estrecho para el incremento de los precios de este combustible para asegurar un TIR de 9% a los proyectos de inversión. Se recomienda que el costo de llevar el gas al sur del país no sea incorporado al precio de este combustible, sino plantearse otras alternativas para financiar estos costos como es la prolongación de la vigencia de la Garantía de la Red Principal (GRP) u otros.
- 4.2.2 Debido a los plazos para la construcción de unidades térmicas y a la problemática de límites de transmisión, precios altos y posible racionamiento en el área sur, es necesario tomar las decisiones del caso para lograr promover las inversiones de unidades térmicas en dicho sistema en el corto plazo.
- 4.2.3 Es relevante destacar que las unidades generadoras que utilizan el gas natural de Camisea constituyen el 24% de la potencia efectiva total del sistema interconectado nacional, por lo tanto ante la falta de suministro de este combustible, gran parte de la demanda sería racionada, por lo que es necesario contar con una matriz energética ampliamente diversificada, que permita disminuir la dependencia de dicho suministro.
- 4.2.4 El incremento de costos marginales en el área sur no permite incentivar contratos entre las empresas distribuidoras y generadoras originando retiros de distribuidoras sin contratos, ello debido a que las empresas generadoras tendrían que cobrar a precios menores a los costos marginales, situación que lleva a pérdidas económicas por parte del generador. Esta problemática lleva al rompimiento de la cadena de pagos en el sector eléctrico y viene siendo solucionado por el estado mediante medidas temporales y con carácter de urgencia lo mismo que no es sostenible en el largo plazo, por lo tanto se recomienda se implemente las medidas necesarias para incentivar las inversiones necesarias en el área sur a fin de evitar que se agrave esta problemática.

ANEXO A

A1. Demanda de cargas especiales propuestos por el COES para la Fijación Tarifaria Abril 2008 – Mayo 2009.

Tabla A.01: Demanda de Cargas Especiales para la Fijación Tarifaria Abril 2008 – Mayo 2009
Incremento de la Potencia Esperado (MW)

	2007	2008	2009	2010	F. Probabilidad			
					2007	2008	2009	2010
Expansión de la concentradora Cuajone	0	0	0	17				100%
Expansión de la concentradora Toquepala	0.00	0.00	0.00	35				100%
Expansión de la Fundición de Ilo y refinería de cobre	0	0	0	18				100%
Proyecto Tia Maria	0	0	0	70				100%
	0	0	0	0				
Cajamarquilla (2ra Etapa Ampliación) (1)	0	0	40	40			90%	90%
Quellaveco	0	0	0	0				100%
Ampliación Quimpac	0	0	20	20			100%	100%
Antapacay	0	0	0	47				100%
Bayovar	0.00	0	0	15		100%	100%	100%
Marcobre (Mina Justa)	0	0	28	28			100%	100%
Suma Proyectos	0	0	88	290				
Suma Total Esperada	0	0	84	286				

Tabla A.02: Demanda de Cargas Especiales para la Fijación Tarifaria Abril 2008 – Mayo 2009
Incremento de la Energía Esperado (GW.h)

	2007	2008	2009	2010	F. Carga			
					2007	2008	2009	2010
Expansión de la concentradora Cuajone	0	0	0	136				91%
Expansión de la concentradora Toquepala	0.00	0.00	0.00	279				91%
Expansión de la Fundición de Ilo y refinería de cobre	0	0	0	144				91%
Proyecto Tia Maria	0	0	0	557				91%
	0	0	0	0				
Cajamarquilla (2ra Etapa Ampliación) (1)	0	135	360	653			90%	90%
Quellaveco	0	0	0	0				
Ampliación Quimpac	0	0	69	139			39%	79%
Antapacay	0	0	0	362				88%
Bayovar	0.00	0	0	54				41%
Marcobre (Mina Justa)	0	0	138	187			56%	75%
Suma Total Esperada	0	135	567	2511				

A.3. Modelamiento y aplicación del Modelo Perseo, para la determinación de los Precios de Energía.

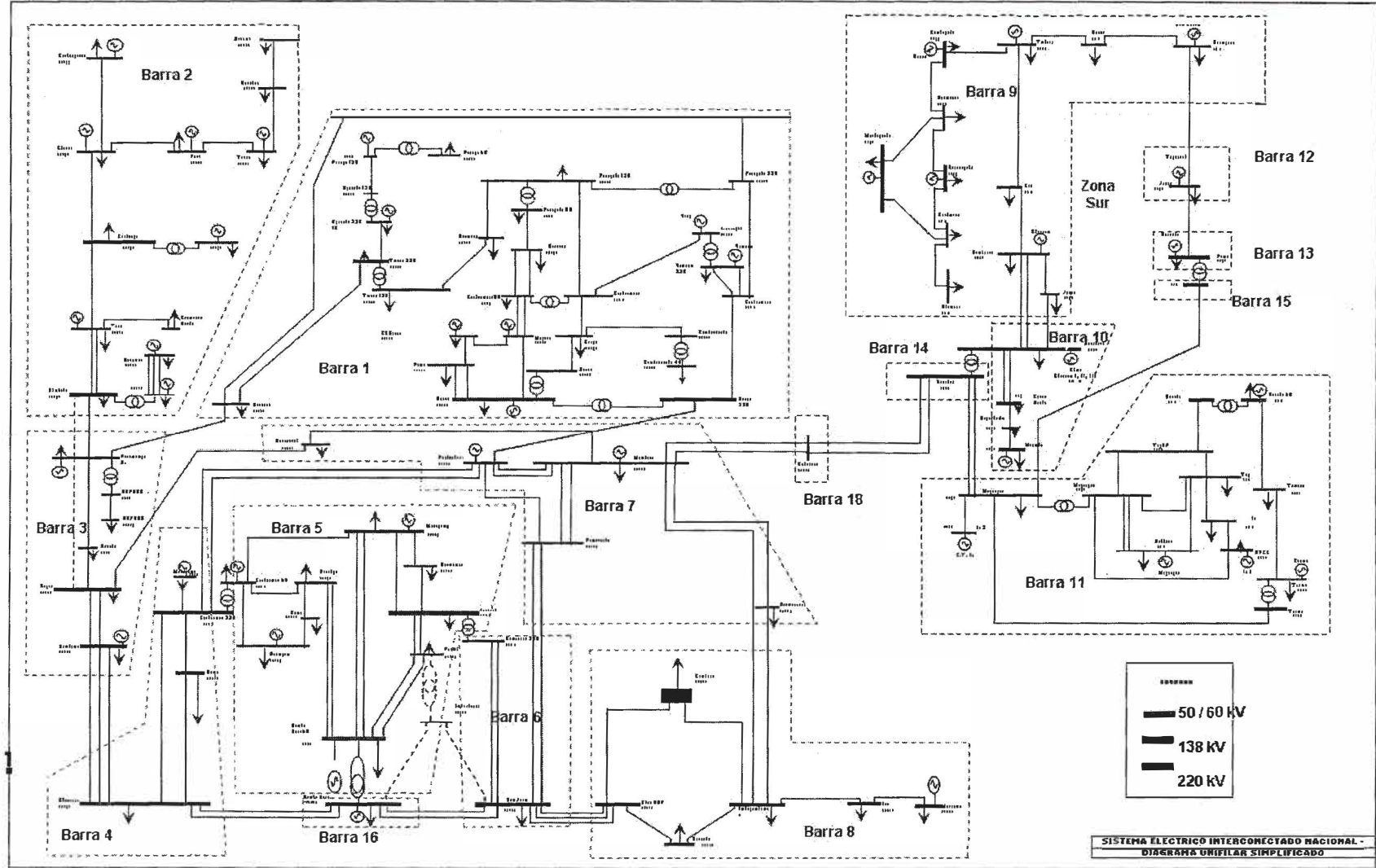


Figura A.01: Diagrama Unifilar del Sistema Eléctrico considerado en el Modelo Perseo

A.4. Evaluación Económica y Análisis de Sensibilidades.

Tabla A.07: Variables de entrada para la Evaluación Económica Caso A01

EVALUACIÓN DE LA C.T. A GAS NATURAL DE TG (510 MW)		2013 TG1,TG2	2015 TV
Capacidad Efectiva	MW	340.00	510.00
Capacidad Garantizada	MW	326.40	489.60
Inversión	US\$	170 000 000	94 027 471
Tiempo de Construcción	Años	1.5	2.0
Vida Promedio	Años	20	20
Pérdidas Transmisión	%	3%	3%
Energía media anual	GWh	2738.4	4293.9
Energía anual neta	GWh	2656.3	4165.1
Capacidad Remunerable	MW	326.4	489.6
Pot. Remunerada neta	MW	316.6	474.9
Costo OyM Fijo (Personal)	US\$/MW-año	20.00	20.00
Costo OyM Variable No Comb.	US\$/MWh	3.76	2.79
Precio Gas Natural	US\$/MMBTU	2.2624	2.2624
Eficiencia	MMBTU/MWh	9.492	6.306
Costo Variable Combustible	US\$/MWh	21.474	14.267
Repuestos	Miles US\$	6000	6000
Seg. y Adm (0.5% de Inversión) (miles US\$):	US\$/KW	2500.0000	2588.5046
Aporte al MEM	%	1%	1%
Aporte COES	US\$/KW	0.098	0.098
Canon agua (miles US \$(US\$/MWh)):	US\$/MWh	0.000	0.000
Comp.Transm. G-D (miles US \$/mes)	US\$/KW-mes	0.050	0.050
Comp.Trans.Mant-Lima (miles US \$/mes)	US\$/KW-mes	0.000	0.000
Precio Basico Pot. Punta Barra Lima	(US\$/KW-mes)	5.187	5.187
Tarifa en Barra Energía en Punta	US\$/MWh		
Tarifa en Barra Energía Fuera de Punta	US\$/MWh		
Peaje Unitario de Conexión SPT	US\$/KW-mes		
Ingreso Garantizado por Pot. Firme - IGPF	Miles US\$/mes	934.53	1401.79
IGV	%	19%	19%
Tasa de Impuesto a las ganancias	%	33.5%	33.5%
Costo de Capital	US \$/KW	500	553

Tabla A.08: Variables de entrada para la Evaluación Económica Caso A01 Adelanto de Inversión

EVALUACIÓN DE LA C.T. A GAS NATURAL DE TG (510 MW)		2012 TG1,TG2	2014 TV
Capacidad Efectiva	MW	340,00	510,00
Capacidad Garantizada	MW	326,40	489,60
Inversión	US\$	170 000 000	94 027 471
Tiempo de Construcción	Años	1,5	2,0
Vida Promedio	Años	20	20
Pérdidas Transmisión	%	3%	3%
Energía media anual	GWh	3381,8	4293,4
Energía anual neta	GWh	3280,3	4164,6
Capacidad Remunerable	MW	326,4	489,6
Pot. Remunerada neta	MW	316,6	474,9
Costo OyM Fijo (Personal)	US\$/MW-año	20,00	20,00
Costo OyM Variable No Comb.	US\$/MWh	3,76	2,79
Precio Gas Natural	US\$/MMBTU	2,2624	2,2624
Eficiencia	MMBTU/MWh	9,492	6,306
Costo Variable Combustible	US\$/MWh	21,474	14,267
Repuestos	Miles US\$	6000	6000
Seg. y Adm (0.5% de Inversión) (miles US\$):	US\$/KW	2500,0000	2588,5046
Aporte al MEM	%	1%	1%
Aporte COES	US\$/KW	0,098	0,098
Canon agua (miles US \$(US\$/MWh)):	US\$/MWh	0,000	0,000
Comp.Transm. G-D (miles US \$/mes)	US\$/KW-mes	0,050	0,050
Comp.Trans.Mant-Lima (miles US \$/mes)	US\$/KW-mes	0,000	0,000
Precio Basico Pot. Punta Barra Lima	(US\$/KW-mes)	5,187	5,187
Tarifa en Barra Energía en Punta	US\$/MWh		
Tarifa en Barra Energía Fuera de Punta	US\$/MWh		
Peaje Unitario de Conexión SPT	US\$/KW-mes		
Ingreso Garantizado por Pot. Firme - IGPF	Miles US\$/mes	934,53	1401,79
IGV	%	19%	19%
Tasa de Impuesto a las ganancias	%	33,5%	33,5%
Costo de Capital	US \$/KW	500	553

**Tabla A.09: Variables de entrada para la Evaluación Económica Caso A01 Atraso Inversión
(1 Año)**

EVALUACIÓN DE LA C.T. A GAS NATURAL DE TG (510 MW)

		2014 TG1,TG2	2016 TV
Capacidad Efectiva	MW	340.00	510.00
Capacidad Garantizada	MW	326.40	489.60
Inversión	US\$	170 000 000	94 027 471
Tiempo de Construcción	Años	1.5	2.0
Vida Promedio	Años	20	20
Pérdidas Transmisión	%	3%	3%
Energía media anual	GWh	1421.1	3806.4
Energía anual neta	GWh	1378.5	3692.2
Capacidad Remunerable	MW	326.4	489.6
Pot. Remunerada neta	MW	316.6	474.9
Costo OyM Fijo (Personal)	US\$/kW-año	20.00	20.00
Costo OyM Variable No Comb.	US\$/MWh	3.76	2.79
Precio Gas Natural	US\$/MMBTU	2.2624	2.2624
Eficiencia	MMBTU/MWh	9.492	6.306
Costo Variable Combustible	US\$/MWh	21.474	14.267
Repuestos	Miles US\$	6000	6000
Seg. y Adm (0.5% de Inversión) (miles US\$):	US\$/kW	2500.0000	2588.5046
Aporte al MEM	%	1%	1%
Aporte COES	US\$/kW	0.098	0.098
Canon agua (miles US \$(US\$/MWh)):	US\$/MWh	0.000	0.000
Comp.Transm. G-D (miles US \$/mes)	US\$/kW-mes	0.050	0.050
Comp.Trans.Mant-Lima (miles US \$/mes)	US\$/kW-mes	0.000	0.000
Precio Basico Pot. Punta Barra Lima	(US\$/kW-mes)	5.187	5.187
Tarifa en Barra Energía en Punta	US\$/MWh		
Tarifa en Barra Energía Fuera de Punta	US\$/MWh		
Peaje Unitario de Conexión SPT	US\$/kW-mes		
Ingreso Garantizado por Pot. Firme - IGPF	Miles US\$/mes	934.53	1401.79
IGV	%	19%	19%
Tasa de Impuesto a las ganancias	%	33.5%	33.5%
Costo de Capital	US \$/kW	500	553

Tabla A.10: Variables de entrada en la Evaluación Económica para el Caso A02

EVALUACIÓN DE LA C.T. A GAS NATURAL DE TG (510 MW)

		2013 TG1,TG2	2015 TV
Capacidad Efectiva	MW	340.00	510.00
Capacidad Garantizada	MW	326.40	489.60
Inversión	Miles US\$	170 000 000	94 027 471
Tiempo de Construcción	Años	1.5	2.0
Vida Promedio	Años	20	20
Pérdidas Transmisión	%	3%	3%
Energía media anual	GWh	2060.6	8302.5
Energía anual neta	GWh	1998.8	8053.5
Capacidad Remunerable	MW	326.4	489.6
Pot. Remunerada neta	MW	316.6	474.9
Costo OyM Fijo (Personal)	US\$/kW-año	20.00	20.00
Costo OyM Variable No Comb.	US\$/MWh	3.76	2.79
Precio Gas Natural	US\$/MMBTU	2.2624	2.2624
Eficiencia	MMBTU/MWh	9.492	6.306
Costo Variable Combustible	US\$/MWh	21.474	14.267
Repuestos	Miles US\$	6000	6000
Seg. y Adm (0.5% de Inversión) (miles US\$):	US\$/kW	2500.0000	2588.5046
Aporte al MEM	%	1%	1%
Aporte COES	US\$/kW	0.098	0.098
Canon agua (miles US \$(US\$/MWh)):	US\$/MWh	0.000	0.000
Comp.Transm. G-D (miles US \$/mes)	US\$/kW-mes	0.050	0.050
Comp.Trans.Mant-Lima (miles US \$/mes)	US\$/kW-mes	0.000	0.000
Precio Basico Pot. Punta Barra Lima	(US\$/kW-mes)	5.187	5.187
Tarifa en Barra Energía en Punta	US\$/MWh		
Tarifa en Barra Energía Fuera de Punta	US\$/MWh		
Peaje Unitario de Conexión SPT	US\$/kW-mes		
Ingreso Garantizado por Pot. Firme - IGPF	Miles US\$/mes	934.53	1401.79
IGV	%	19%	19%
Tasa de Impuesto a las ganancias	%	33.5%	33.5%
Costo de Capital	US \$/kW	500	553

Tabla A.11: Variables de entrada para la Evaluación Económica Caso A02 Adelanto de Inversión

(1 año)

EVALUACIÓN DE LA C.T. A GAS NATURAL DE TG (510 MW)

2012
TG1,TG22014
TV

Capacidad Efectiva	MW	340.00	510.00
Capacidad Garantizada	MW	326.40	489.60
Inversión	Miles US\$	170 000 000	94 027 471
Tiempo de Construcción	Años	1.5	2.0
Vida Promedio	Años	20	20
Pérdidas Transmisión	%	3%	3%
Energía media anual	GWh	3430.8	4273.8
Energía anual neta	GWh	3327.8	4145.5
Capacidad Remunerable	MW	326.4	489.6
Pot. Remunerada neta	MW	316.6	474.9
Costo OyM Fijo (Personal)	US\$/kW-año	20.00	20.00
Costo OyM Variable No Comb.	US\$/MWh	3.76	2.79
Precio Gas Natural	US\$/MMBTU	2.2624	2.2624
Eficiencia	MMBTU/MWh	9.492	6.306
Costo Variable Combustible	US\$/MWh	21.474	14.267
Repuestos	Miles US\$	6000	6000
Seg. y Adm (0.5% de Inversión) (miles US\$):	US\$/kW	2500.0000	2588.5046
Aporte al MEM	%	1%	1%
Aporte COES	US\$/kW	0.098	0.098
Canon agua (miles US \$(US\$/MWh)):	US\$/MWh	0.000	0.000
Comp.Transm. G-D (miles US \$/mes)	US\$/kW-mes	0.050	0.050
Comp.Trans.Mant-Lima (miles US \$/mes)	US\$/kW-mes	0.000	0.000
Precio Basico Pot. Punta Barra Lima	(US\$/kW-mes)	5.187	5.187
Tarifa en Barra Energía en Punta	US\$/MWh		
Tarifa en Barra Energía Fuera de Punta	US\$/MWh		
Peaje Unitario de Conexión SPT	US\$/kW-mes		
Ingreso Garantizado por Pot. Firme - IGPF	Miles US\$/mes	934.53	1401.79
IGV	%	19%	19%
Tasa de Impuesto a las ganancias	%	33.5%	33.5%
Costo de Capital	US \$/kW	500	553

Tabla A.12: Variables de entrada para la Evaluación Económica Caso A02 Atraso de Inversión

(1 año)

EVALUACIÓN DE LA C.T. A GAS NATURAL DE TG (510 MW)

2014
TG1,TG22016
TV

Capacidad Efectiva	MW	340.00	510.00
Capacidad Garantizada	MW	326.40	489.60
Inversión	Miles US\$	170 000 000	94 027 471
Tiempo de Construcción	Años	1.5	2.0
Vida Promedio	Años	20	20
Pérdidas Transmisión	%	3%	3%
Energía media anual	GWh	1429.6	3816.9
Energía anual neta	GWh	1386.7	3702.4
Capacidad Remunerable	MW	326.4	489.6
Pot. Remunerada neta	MW	316.6	474.9
Costo OyM Fijo (Personal)	US\$/kW-año	20.00	20.00
Costo OyM Variable No Comb.	US\$/MWh	3.76	2.79
Precio Gas Natural	US\$/MMBTU	2.2624	2.2624
Eficiencia	MMBTU/MWh	9.492	6.306
Costo Variable Combustible	US\$/MWh	21.474	14.267
Repuestos	Miles US\$	6000	6000
Seg. y Adm (0.5% de Inversión) (miles US\$):	US\$/kW	2500.0000	2588.5046
Aporte al MEM	%	1%	1%
Aporte COES	US\$/kW	0.098	0.098
Canon agua (miles US \$(US\$/MWh)):	US\$/MWh	0.000	0.000
Comp.Transm. G-D (miles US \$/mes)	US\$/kW-mes	0.050	0.050
Comp.Trans.Mant-Lima (miles US \$/mes)	US\$/kW-mes	0.000	0.000
Precio Basico Pot. Punta Barra Lima	(US\$/kW-mes)	5.187	5.187
Tarifa en Barra Energía en Punta	US\$/MWh		
Tarifa en Barra Energía Fuera de Punta	US\$/MWh		
Peaje Unitario de Conexión SPT	US\$/kW-mes		
Ingreso Garantizado por Pot. Firme - IGPF	Miles US\$/mes	934.53	1401.79
IGV	%	19%	19%
Tasa de Impuesto a las ganancias	%	33.5%	33.5%
Costo de Capital	US \$/kW	500	553

Tabla A.13: Variables de entrada en la Evaluación Económica para el Caso B01

EVALUACIÓN DE LA C.T. A CARBON (4x142 MW)

2011,2012,2013, 2014
TV1

Capacidad Efectiva	MW	142.00	568.00
Capacidad Garantizada	MW		136.32
Inversión	US\$	142 000 000	568 000 000
Tiempo de Construcción	Años		3.0
Vida Promedio	Años		40
Pérdidas Transmisión	%		3%
Energía media anual	GWh		2038.1
Energía anual neta	GWh		1977.0
Capacidad Remunerable	MW		136.3
Pot. Remunerada neta	MW		132.2
Costo OyM Fijo (Personal)	US\$/KW-año		30.49
Costo OyM Variable No Comb. (US\$)	US\$/MWh		1.00
Precio Carbon	US\$/Kg		0.075
Eficiencia	Kg/MWh		0.378
Costo Variable Combustible (US\$/MWh)	US\$/MWh		0.028
Repuestos	US\$		6000
Seg. y Adm (0.5% de Inversión) (miles US\$):	US\$/KW		5000.0000
Aporte al MEM (miles US\$)	%		1%
Aporte COES(miles US\$):	US\$/KW		0.098
Canon agua (miles US \$(US\$/MWh)):	US\$/MWh		0.000
Comp.Transm. G-D (miles US \$/mes)	US\$/KW-mes		0.050
Comp.Trans.Mant-Lima (miles US \$/mes)	US\$/KW-mes		0.000
Precio Basico Pot. Punta Barra Lima	(US\$/KW-mes)		5.187
Tarifa en Barra Energía en Punta	US\$/MWh		
Tarifa en Barra Energía Fuera de Punta	US\$/MWh		
Peaje Unitario de Conexión SPT	US\$/KW-mes		
Ingreso Garantizado por Pot. Firme - IGPF	Miles US\$/mes		390.30
IGV	%		19%
Tasa de Impuesto a las ganancias	%		33.5%
Costo de Capital	US \$/KW		1000

Tabla A.14: Variables de entrada para la Evaluación Económica Caso B01 Atraso de Inversión

EVALUACIÓN DE LA C.T. A CARBON (4x142 MW)

2012,2013,2014,2015
TV1

Capacidad Efectiva	MW	142.00	568.00
Capacidad Garantizada	MW		136.32
Inversión	Miles US\$	142 000 000	568 000 000
Tiempo de Construcción	Años		3.0
Vida Promedio	Años		40
Pérdidas Transmisión	%		3%
Energía media anual	GWh		1855.8
Energía anual neta	GWh		1800.1
Capacidad Remunerable	MW		136.3
Pot. Remunerada neta	MW		132.2
Costo OyM Fijo (Personal)	US\$/KW-año		30.49
Costo OyM Variable No Comb. (US\$)	US\$/MWh		1.00
Precio Carbon	US\$/Kg		0.075
Eficiencia	Kg/MWh		0.378
Costo Variable Combustible (US\$/MWh)	US\$/MWh		0.028
Repuestos	Miles US\$		6000
Seg. y Adm (0.5% de Inversión) (miles US\$):	US\$/KW		5000.0000
Aporte al MEM (miles US\$)	%		1%
Aporte COES(miles US\$):	US\$/KW		0.098
Canon agua (miles US \$(US\$/MWh)):	US\$/MWh		0.000
Comp.Transm. G-D (miles US \$/mes)	US\$/KW-mes		0.050
Comp.Trans.Mant-Lima (miles US \$/mes)	US\$/KW-mes		0.000
Precio Basico Pot. Punta Barra Lima	(US\$/KW-mes)		5.187
Tarifa en Barra Energía en Punta	US\$/MWh		
Tarifa en Barra Energía Fuera de Punta	US\$/MWh		
Peaje Unitario de Conexión SPT	US\$/KW-mes		
Ingreso Garantizado por Pot. Firme - IGPF	Miles US\$/mes		390.30
IGV	%		19%
Tasa de Impuesto a las ganancias	%		33.5%
Costo de Capital	US \$/KW		1000

Tabla A.15: Variables de entrada en la Evaluación Económica para el Caso B02

EVALUACIÓN DE LA C.T. A CARBÓN (4x142 MW)

2011,2012,2013, 2014
TV1

Capacidad Efectiva	MW	142,00	568,00
Capacidad Garantizada	MW		136,32
Inversión	Miles US\$	142 000 000	568 000 000
Tiempo de Construcción	Años		3,0
Vida Promedio	Años		40
Pérdidas Transmisión	%		3%
Energía media anual	GWh		2823,3
Energía anual neta	GWh		2738,6
Capacidad Remunerable	MW		136,3
Pot. Remunerada neta	MW		132,2
Costo OyM Fijo (Personal)	US\$/MW-año		30,49
Costo OyM Variable No Comb. (US\$)	US\$/MWh		1,00
Precio Carbon	US\$/Kg		0,075
Eficiencia	Kg/MWh		0,378
Costo Variable Combustible (US\$/MWh)	US\$/MWh		0,028
Repuestos	US\$		6000
Seg. y Adm (0.5% de Inversión) (miles US\$):	US\$/MW		5000,0000
Aporte al MEM (miles US\$)	%		1%
Aporte COES(miles US\$):	US\$/MW		0,098
Canon agua (miles US \$(US\$/MWh)):	US\$/MWh		0,000
Comp.Transm. G-D (miles US \$/mes)	US\$/MW-mes		0,050
Comp.Trans.Mant-Lima (miles US \$/mes)	US\$/MW-mes		0,000
Precio Basico Pot. Punta Barra Lima	(US\$/MW-mes)		5,187
Tarifa en Barra Energía en Punta	US\$/MWh		
Tarifa en Barra Energía Fuera de Punta	US\$/MWh		
Peaje Unitario de Conexión SPT	US\$/MW-mes		
Ingreso Garantizado por Pot. Firme - IGPF	Miles US\$/mes		390,30
IGV	%		19%
Tasa de Impuesto a las ganancias	%		33,5%
Costo de Capital	US \$/MW		1000

Tabla A.16: Variables de entrada para la Evaluación Económica Caso B02 Atraso de Inversión

EVALUACIÓN DE LA C.T. A CARBÓN (4x142 MW)

2012,2013, 2014,2015
TV1

Capacidad Efectiva	MW	142.00	568.00
Capacidad Garantizada	MW		136.32
Inversión	Miles US\$	142 000 000	568 000 000
Tiempo de Construcción	Años		3.0
Vida Promedio	Años		40
Pérdidas Transmisión	%		3%
Energía media anual	GWh		2188.7
Energía anual neta	GWh		2123.1
Capacidad Remunerable	MW		136.3
Pot. Remunerada neta	MW		132.2
Costo OyM Fijo (Personal)	US\$/MW-año		30.49
Costo OyM Variable No Comb. (US\$)	US\$/MWh		1.00
Precio Carbon	US\$/Kg		0.075
Eficiencia	Kg/MWh		0.378
Costo Variable Combustible (US\$/MWh)	US\$/MWh		0.028
Repuestos	Miles US\$		6000
Seg. y Adm (0.5% de Inversión) (miles US\$):	US\$/MW		5000.0000
Aporte al MEM (miles US\$)	%		1%
Aporte COES(miles US\$):	US\$/MW		0.098
Canon agua (miles US \$(US\$/MWh)):	US\$/MWh		0.000
Comp.Transm. G-D (miles US \$/mes)	US\$/MW-mes		0.050
Comp.Trans.Mant-Lima (miles US \$/mes)	US\$/MW-mes		0.000
Precio Basico Pot. Punta Barra Lima	(US\$/MW-mes)		5.187
Tarifa en Barra Energía en Punta	US\$/MWh		
Tarifa en Barra Energía Fuera de Punta	US\$/MWh		
Peaje Unitario de Conexión SPT	US\$/MW-mes		
Ingreso Garantizado por Pot. Firme - IGPF	Miles US\$/mes		390.30
IGV	%		19%
Tasa de Impuesto a las ganancias	%		33.5%
Costo de Capital	US \$/MW		1000

Tabla A.17: Ingresos y Egresos del Flujo de Caja para el Caso A01

	Año	INGRESOS US \$			EGRESOS US \$									
		Ingresos Potencia		Ingr. Energía	Costo de Operación			Seguros y Adm	Aporte MEM	Aporte COES	Canon Agua	Comp. Transmisión		
		IAPG	IGPF		OyM Fijo	CVNC	Comb.					G-D	Mant-Lima	
-1	2011	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0	0.0
0	2012	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0	0.0
1	2013	6 605 541.93	11 214 310.20	69 602 754.45	6 800.00	10 237 883.02	58 471 172.74	850 000.00	874 226.07	33.32	-	-	204.0	0.0
2	2014	6 413 024.68	11 214 310.20	70 013 788.48	6 800.00	10 355 063.50	59 140 420.45	850 000.00	876 411.23	33.32	-	-	204.0	0.0
3	2015	9 577 352.23	16 821 465.30	102 768 634.00	10 200.00	11 966 020.51	61 189 819.41	1 320 137.36	1 291 674.52	49.98	-	-	306.0	0.0
4	2016	9 669 241.64	16 821 465.30	93 690 167.03	10 200.00	11 987 113.02	61 297 678.74	1 320 137.36	1 201 808.74	49.98	-	-	306.0	0.0
5	2017	10 176 796.07	16 821 465.30	93 690 167.03	10 200.00	11 987 113.02	61 297 678.74	1 320 137.36	1 206 884.28	49.98	-	-	306.0	0.0
6	2018	10 176 796.07	16 821 465.30	93 690 167.03	10 200.00	11 987 113.02	61 297 678.74	1 320 137.36	1 206 884.28	49.98	-	-	306.0	0.0
7	2019	10 176 796.07	16 821 465.30	93 690 167.03	10 200.00	11 987 113.02	61 297 678.74	1 320 137.36	1 206 884.28	49.98	-	-	306.0	0.0
8	2020	10 176 796.07	16 821 465.30	93 690 167.03	10 200.00	11 987 113.02	61 297 678.74	1 320 137.36	1 206 884.28	49.98	-	-	306.0	0.0
9	2021	10 176 796.07	16 821 465.30	93 690 167.03	10 200.00	11 987 113.02	61 297 678.74	1 320 137.36	1 206 884.28	49.98	-	-	306.0	0.0
10	2022	10 176 796.07	16 821 465.30	93 690 167.03	10 200.00	11 987 113.02	61 297 678.74	1 320 137.36	1 206 884.28	49.98	-	-	306.0	0.0
11	2023	10 176 796.07	16 821 465.30	93 690 167.03	10 200.00	11 987 113.02	61 297 678.74	1 320 137.36	1 206 884.28	49.98	-	-	306.0	0.0
12	2024	10 176 796.07	16 821 465.30	93 690 167.03	10 200.00	11 987 113.02	61 297 678.74	1 320 137.36	1 206 884.28	49.98	-	-	306.0	0.0
13	2025	10 176 796.07	16 821 465.30	93 690 167.03	10 200.00	11 987 113.02	61 297 678.74	1 320 137.36	1 206 884.28	49.98	-	-	306.0	0.0
14	2026	10 176 796.07	16 821 465.30	93 690 167.03	10 200.00	11 987 113.02	61 297 678.74	1 320 137.36	1 206 884.28	49.98	-	-	306.0	0.0
15	2027	10 176 796.07	16 821 465.30	93 690 167.03	10 200.00	11 987 113.02	61 297 678.74	1 320 137.36	1 206 884.28	49.98	-	-	306.0	0.0
16	2028	10 176 796.07	16 821 465.30	93 690 167.03	10 200.00	11 987 113.02	61 297 678.74	1 320 137.36	1 206 884.28	49.98	-	-	306.0	0.0
17	2029	10 176 796.07	16 821 465.30	93 690 167.03	10 200.00	11 987 113.02	61 297 678.74	1 320 137.36	1 206 884.28	49.98	-	-	306.0	0.0
18	2030	10 176 796.07	16 821 465.30	93 690 167.03	10 200.00	11 987 113.02	61 297 678.74	1 320 137.36	1 206 884.28	49.98	-	-	306.0	0.0
19	2031	10 176 796.07	16 821 465.30	93 690 167.03	10 200.00	11 987 113.02	61 297 678.74	1 320 137.36	1 206 884.28	49.98	-	-	306.0	0.0
20	2032	10 176 796.07	16 821 465.30	93 690 167.03	10 200.00	11 987 113.02	61 297 678.74	1 320 137.36	1 206 884.28	49.98	-	-	306.0	0.0

Tabla A18: Ingresos y Egresos del Flujo de Caja para el Caso A01 Adelanto de Inversión (1 año)

	Año	INGRESOS US \$			EGRESOS US \$									
		Ingresos Potencia		Ingr. Energía	Costo de Operación			Seguros y Adm	Aporte MEM	Aporte COES	Canon Agua	Comp. Transmisión		
		IAPG	IGPF		OyM Fijo	CVNC	Comb.					G-D	Mant-Lima	
-1	2010	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0	0.0
0	2011	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0	0.0
1	2012	6 700 532.62	11 214 310.20	68 013 900.06	6 800.00	10 253 588.58	58 560 871.20	850 000.00	859 287.43	33.32	-	-	204.0	0.0
2	2013	6 544 059.66	11 214 310.20	59 883 604.13	6 800.00	9 304 728.63	53 141 688.94	850 000.00	776 419.74	33.32	-	-	204.0	0.0
3	2014	9 619 832.17	16 821 465.30	97 202 432.26	10 200.00	11 966 020.51	61 189 819.41	1 320 137.36	1 236 437.30	49.98	-	-	306.0	0.0
4	2015	9 577 352.23	16 821 465.30	92 039 763.06	10 200.00	11 966 020.51	61 189 819.41	1 320 137.36	1 184 985.81	49.98	-	-	306.0	0.0
5	2016	9 671 792.55	16 821 465.30	94 653 901.42	10 200.00	11 984 905.46	61 286 390.10	1 320 137.36	1 211 471.59	49.98	-	-	306.0	0.0
6	2017	10 179 373.79	16 821 465.30	93 671 569.70	10 200.00	11 984 905.46	61 286 390.10	1 320 137.36	1 206 724.09	49.98	-	-	306.0	0.0
7	2018	10 179 373.79	16 821 465.30	93 671 569.70	10 200.00	11 984 905.46	61 286 390.10	1 320 137.36	1 206 724.09	49.98	-	-	306.0	0.0
8	2019	10 179 373.79	16 821 465.30	93 671 569.70	10 200.00	11 984 905.46	61 286 390.10	1 320 137.36	1 206 724.09	49.98	-	-	306.0	0.0
9	2020	10 179 373.79	16 821 465.30	93 671 569.70	10 200.00	11 984 905.46	61 286 390.10	1 320 137.36	1 206 724.09	49.98	-	-	306.0	0.0
10	2021	10 179 373.79	16 821 465.30	93 671 569.70	10 200.00	11 984 905.46	61 286 390.10	1 320 137.36	1 206 724.09	49.98	-	-	306.0	0.0
11	2022	10 179 373.79	16 821 465.30	93 671 569.70	10 200.00	11 984 905.46	61 286 390.10	1 320 137.36	1 206 724.09	49.98	-	-	306.0	0.0
12	2023	10 179 373.79	16 821 465.30	93 671 569.70	10 200.00	11 984 905.46	61 286 390.10	1 320 137.36	1 206 724.09	49.98	-	-	306.0	0.0
13	2024	10 179 373.79	16 821 465.30	93 671 569.70	10 200.00	11 984 905.46	61 286 390.10	1 320 137.36	1 206 724.09	49.98	-	-	306.0	0.0
14	2025	10 179 373.79	16 821 465.30	93 671 569.70	10 200.00	11 984 905.46	61 286 390.10	1 320 137.36	1 206 724.09	49.98	-	-	306.0	0.0
15	2026	10 179 373.79	16 821 465.30	93 671 569.70	10 200.00	11 984 905.46	61 286 390.10	1 320 137.36	1 206 724.09	49.98	-	-	306.0	0.0
16	2027	10 179 373.79	16 821 465.30	93 671 569.70	10 200.00	11 984 905.46	61 286 390.10	1 320 137.36	1 206 724.09	49.98	-	-	306.0	0.0
17	2028	10 179 373.79	16 821 465.30	93 671 569.70	10 200.00	11 984 905.46	61 286 390.10	1 320 137.36	1 206 724.09	49.98	-	-	306.0	0.0
18	2029	10 179 373.79	16 821 465.30	93 671 569.70	10 200.00	11 984 905.46	61 286 390.10	1 320 137.36	1 206 724.09	49.98	-	-	306.0	0.0
19	2030	10 179 373.79	16 821 465.30	93 671 569.70	10 200.00	11 984 905.46	61 286 390.10	1 320 137.36	1 206 724.09	49.98	-	-	306.0	0.0
20	2031	10 179 373.79	16 821 465.30	93 671 569.70	10 200.00	11 984 905.46	61 286 390.10	1 320 137.36	1 206 724.09	49.98	-	-	306.0	0.0

Tabla A.19: Ingresos y Egresos del Flujo de Caja para el Caso A01 Atraso de Inversión (1 año)

Año	INGRESOS US \$						EGRESOS US \$						
	Ingresos Potencia		Ingr. Energía	Costo de Operación			Seguros y Adm	Aporte MEM	Aporte COES	Canon Agua	Comp. Transmisión		
	IAPG	IGPF		OyM Fijo	CVNC	Comb.					G-D	Mant-Lima	
-1	2012	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0	0.0	
0	2013	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0	0.0	
1	2014	6 412 772.65	11 214 310.20	72 080 966.23	6 800.00	10 686 570.78	61 033 743.46	850 000.00	897 080.49	33.32	-	204.0	0.0
2	2015	6 384 678.22	16 821 465.30	67 604 313.93	6 800.00	10 595 756.63	60 515 080.57	850 000.00	908 104.57	33.32	-	204.0	0.0
3	2016	9 671 819.47	16 821 465.30	93 769 685.60	10 200.00	11 998 804.13	61 357 462.74	1 320 137.36	1 202 629.70	49.98	-	306.0	0.0
4	2017	10 179 400.97	16 821 465.30	93 769 685.60	10 200.00	11 998 804.13	61 357 462.74	1 320 137.36	1 207 705.52	49.98	-	306.0	0.0
5	2018	10 179 400.97	16 821 465.30	93 769 685.60	10 200.00	11 998 804.13	61 357 462.74	1 320 137.36	1 207 705.52	49.98	-	306.0	0.0
6	2019	10 179 400.97	16 821 465.30	93 769 685.60	10 200.00	11 998 804.13	61 357 462.74	1 320 137.36	1 207 705.52	49.98	-	306.0	0.0
7	2020	10 179 400.97	16 821 465.30	93 769 685.60	10 200.00	11 998 804.13	61 357 462.74	1 320 137.36	1 207 705.52	49.98	-	306.0	0.0
8	2021	10 179 400.97	16 821 465.30	93 769 685.60	10 200.00	11 998 804.13	61 357 462.74	1 320 137.36	1 207 705.52	49.98	-	306.0	0.0
9	2022	10 179 400.97	16 821 465.30	93 769 685.60	10 200.00	11 998 804.13	61 357 462.74	1 320 137.36	1 207 705.52	49.98	-	306.0	0.0
10	2023	10 179 400.97	16 821 465.30	93 769 685.60	10 200.00	11 998 804.13	61 357 462.74	1 320 137.36	1 207 705.52	49.98	-	306.0	0.0
11	2024	10 179 400.97	16 821 465.30	93 769 685.60	10 200.00	11 998 804.13	61 357 462.74	1 320 137.36	1 207 705.52	49.98	-	306.0	0.0
12	2025	10 179 400.97	16 821 465.30	93 769 685.60	10 200.00	11 998 804.13	61 357 462.74	1 320 137.36	1 207 705.52	49.98	-	306.0	0.0
13	2026	10 179 400.97	16 821 465.30	93 769 685.60	10 200.00	11 998 804.13	61 357 462.74	1 320 137.36	1 207 705.52	49.98	-	306.0	0.0
14	2027	10 179 400.97	16 821 465.30	93 769 685.60	10 200.00	11 998 804.13	61 357 462.74	1 320 137.36	1 207 705.52	49.98	-	306.0	0.0
15	2028	10 179 400.97	16 821 465.30	93 769 685.60	10 200.00	11 998 804.13	61 357 462.74	1 320 137.36	1 207 705.52	49.98	-	306.0	0.0
16	2029	10 179 400.97	16 821 465.30	93 769 685.60	10 200.00	11 998 804.13	61 357 462.74	1 320 137.36	1 207 705.52	49.98	-	306.0	0.0
17	2030	10 179 400.97	16 821 465.30	93 769 685.60	10 200.00	11 998 804.13	61 357 462.74	1 320 137.36	1 207 705.52	49.98	-	306.0	0.0
18	2031	10 179 400.97	16 821 465.30	93 769 685.60	10 200.00	11 998 804.13	61 357 462.74	1 320 137.36	1 207 705.52	49.98	-	306.0	0.0
19	2032	10 179 400.97	16 821 465.30	93 769 685.60	10 200.00	11 998 804.13	61 357 462.74	1 320 137.36	1 207 705.52	49.98	-	306.0	0.0
20	2033	10 179 400.97	16 821 465.30	93 769 685.60	10 200.00	11 998 804.13	61 357 462.74	1 320 137.36	1 207 705.52	49.98	-	306.0	0.0

Tabla A.20: Ingresos y Egresos del Flujo de Caja para el Caso A02

Año	INGRESOS US \$						EGRESOS US \$						
	Ingresos Potencia		Ingr. Energía	Costo de Operación			Seguros y Adm	Aporte MEM	Aporte COES	Canon Agua	Comp. Transmisión		
	IAPG	IGPF		OyM Fijo	CVNC	Comb.					G-D	Mant-Lima	
-1	2011	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0	0.0	
0	2012	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0	0.0	
1	2013	6 605 541.93	11 214 310.20	69 602 756.50	6 800.00	10 237 883.36	58 471 174.67	850 000.00	874 226.09	33.32	-	204.0	0.0
2	2014	6 413 024.68	11 214 310.20	104 798 904.09	6 800.00	15 495 927.15	88 501 209.75	850 000.00	1 224 282.39	33.32	-	204.0	0.0
3	2015	9 577 352.23	16 821 465.30	158 547 447.84	10 200.00	18 369 731.29	93 936 036.60	1 320 137.36	1 849 462.65	49.98	-	306.0	0.0
4	2016	9 869 241.64	16 821 465.30	200 538 327.16	10 200.00	25 561 244.89	130 710 787.06	1 320 137.36	2 270 290.34	49.98	-	306.0	0.0
5	2017	10 176 796.07	16 821 465.30	200 538 327.16	10 200.00	25 561 244.89	130 710 787.06	1 320 137.36	2 275 365.89	49.98	-	306.0	0.0
6	2018	10 176 796.07	16 821 465.30	200 538 327.16	10 200.00	25 561 244.89	130 710 787.06	1 320 137.36	2 275 365.89	49.98	-	306.0	0.0
7	2019	10 176 796.07	16 821 465.30	200 538 327.16	10 200.00	25 561 244.89	130 710 787.06	1 320 137.36	2 275 365.89	49.98	-	306.0	0.0
8	2020	10 176 796.07	16 821 465.30	200 538 327.16	10 200.00	25 561 244.89	130 710 787.06	1 320 137.36	2 275 365.89	49.98	-	306.0	0.0
9	2021	10 176 796.07	16 821 465.30	200 538 327.16	10 200.00	25 561 244.89	130 710 787.06	1 320 137.36	2 275 365.89	49.98	-	306.0	0.0
10	2022	10 176 796.07	16 821 465.30	200 538 327.16	10 200.00	25 561 244.89	130 710 787.06	1 320 137.36	2 275 365.89	49.98	-	306.0	0.0
11	2023	10 176 796.07	16 821 465.30	200 538 327.16	10 200.00	25 561 244.89	130 710 787.06	1 320 137.36	2 275 365.89	49.98	-	306.0	0.0
12	2024	10 176 796.07	16 821 465.30	200 538 327.16	10 200.00	25 561 244.89	130 710 787.06	1 320 137.36	2 275 365.89	49.98	-	306.0	0.0
13	2025	10 176 796.07	16 821 465.30	200 538 327.16	10 200.00	25 561 244.89	130 710 787.06	1 320 137.36	2 275 365.89	49.98	-	306.0	0.0
14	2026	10 176 796.07	16 821 465.30	200 538 327.16	10 200.00	25 561 244.89	130 710 787.06	1 320 137.36	2 275 365.89	49.98	-	306.0	0.0
15	2027	10 176 796.07	16 821 465.30	200 538 327.16	10 200.00	25 561 244.89	130 710 787.06	1 320 137.36	2 275 365.89	49.98	-	306.0	0.0
16	2028	10 176 796.07	16 821 465.30	200 538 327.16	10 200.00	25 561 244.89	130 710 787.06	1 320 137.36	2 275 365.89	49.98	-	306.0	0.0
17	2029	10 176 796.07	16 821 465.30	200 538 327.16	10 200.00	25 561 244.89	130 710 787.06	1 320 137.36	2 275 365.89	49.98	-	306.0	0.0
18	2030	10 176 796.07	16 821 465.30	200 538 327.16	10 200.00	25 561 244.89	130 710 787.06	1 320 137.36	2 275 365.89	49.98	-	306.0	0.0
19	2031	10 176 796.07	16 821 465.30	200 538 327.16	10 200.00	25 561 244.89	130 710 787.06	1 320 137.36	2 275 365.89	49.98	-	306.0	0.0
20	2032	10 176 796.07	16 821 465.30	200 538 327.16	10 200.00	25 561 244.89	130 710 787.06	1 320 137.36	2 275 365.89	49.98	-	306.0	0.0

Tabla A.21: Ingresos y Egresos del Flujo de Caja para el Caso A02 Adelanto de Inversión (1 año)

	Año	INGRESOS US \$			EGRESOS US \$									
		Ingresos Potencia		Ingr. Energía	Costo de Operación			Seguros y Adm	Aporte MEM	Aporte COES	Canon Agua	Comp. Transmisión		
		IAPG	IGPF		OyM/Fijo	CVNC	Comb.					G-D	Mant-Lima	
-1	2010	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
0	2011	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0	0.0
1	2012	6 707 162.26	11 214 310.20	76 047 817.43	6 800.00	10 680 231.08	60 997 535.82	850 000.00	939 692.90	33.32	-	-	204.0	0.0
2	2013	6 564 750.18	11 214 310.20	63 039 373.73	6 800.00	9 673 033.23	55 245 170.84	850 000.00	808 184.34	33.32	-	-	204.0	0.0
3	2014	9 619 832.17	16 821 465.30	98 527 619.44	10 200.00	11 966 020.51	61 189 819.41	1 320 137.36	1 249 689.17	49.98	-	-	306.0	0.0
4	2015	9 577 352.23	16 821 465.30	97 801 440.47	10 200.00	11 966 020.51	61 189 819.41	1 320 137.36	1 242 002.58	49.98	-	-	306.0	0.0
5	2016	9 670 950.50	16 821 465.30	87 391 403.04	10 200.00	11 902 663.21	60 865 833.52	1 320 137.36	1 138 836.19	49.98	-	-	306.0	0.0
6	2017	10 178 522.10	16 821 465.30	87 391 403.04	10 200.00	11 902 663.21	60 865 833.52	1 320 137.36	1 143 913.90	49.98	-	-	306.0	0.0
7	2018	10 178 522.10	16 821 465.30	87 391 403.04	10 200.00	11 902 663.21	60 865 833.52	1 320 137.36	1 143 913.90	49.98	-	-	306.0	0.0
8	2019	10 178 522.10	16 821 465.30	87 391 403.04	10 200.00	11 902 663.21	60 865 833.52	1 320 137.36	1 143 913.90	49.98	-	-	306.0	0.0
9	2020	10 178 522.10	16 821 465.30	87 391 403.04	10 200.00	11 902 663.21	60 865 833.52	1 320 137.36	1 143 913.90	49.98	-	-	306.0	0.0
10	2021	10 178 522.10	16 821 465.30	87 391 403.04	10 200.00	11 902 663.21	60 865 833.52	1 320 137.36	1 143 913.90	49.98	-	-	306.0	0.0
11	2022	10 178 522.10	16 821 465.30	87 391 403.04	10 200.00	11 902 663.21	60 865 833.52	1 320 137.36	1 143 913.90	49.98	-	-	306.0	0.0
12	2023	10 178 522.10	16 821 465.30	87 391 403.04	10 200.00	11 902 663.21	60 865 833.52	1 320 137.36	1 143 913.90	49.98	-	-	306.0	0.0
13	2024	10 178 522.10	16 821 465.30	87 391 403.04	10 200.00	11 902 663.21	60 865 833.52	1 320 137.36	1 143 913.90	49.98	-	-	306.0	0.0
14	2025	10 178 522.10	16 821 465.30	87 391 403.04	10 200.00	11 902 663.21	60 865 833.52	1 320 137.36	1 143 913.90	49.98	-	-	306.0	0.0
15	2026	10 178 522.10	16 821 465.30	87 391 403.04	10 200.00	11 902 663.21	60 865 833.52	1 320 137.36	1 143 913.90	49.98	-	-	306.0	0.0
16	2027	10 178 522.10	16 821 465.30	87 391 403.04	10 200.00	11 902 663.21	60 865 833.52	1 320 137.36	1 143 913.90	49.98	-	-	306.0	0.0
17	2028	10 178 522.10	16 821 465.30	87 391 403.04	10 200.00	11 902 663.21	60 865 833.52	1 320 137.36	1 143 913.90	49.98	-	-	306.0	0.0
18	2029	10 178 522.10	16 821 465.30	87 391 403.04	10 200.00	11 902 663.21	60 865 833.52	1 320 137.36	1 143 913.90	49.98	-	-	306.0	0.0
19	2030	10 178 522.10	16 821 465.30	87 391 403.04	10 200.00	11 902 663.21	60 865 833.52	1 320 137.36	1 143 913.90	49.98	-	-	306.0	0.0
20	2031	10 178 522.10	16 821 465.30	87 391 403.04	10 200.00	11 902 663.21	60 865 833.52	1 320 137.36	1 143 913.90	49.98	-	-	306.0	0.0

Tabla A.22: Ingresos y Egresos del Flujo de Caja para el Caso A02 Atraso de Inversión (1 año)

	Año	INGRESOS US \$			EGRESOS US \$									
		Ingresos Potencia		Ingr. Energía	Costo de Operación			Seguros y Adm	Aporte MEM	Aporte COES	Canon Agua	Comp. Transmisión		
		IAPG	IGPF		OyM/Fijo	CVNC	Comb.					G-D	Mant-Lima	
-1	2012	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0	0.0
0	2013	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0	0.0
1	2014	6 413 221.21	11 214 310.20	142 771 762.19	6 800.00	10 750 833.54	61 400 764.56	850 000.00	1 603 992.94	33.32	-	-	204.0	0.0
2	2015	6 3 8438.134	16 821 465.30	77 844 856.82	6 800.00	10 7 13623.27	61 188 247.14	850 000.00	1 010 507.03	33.32	-	-	204.0	0.0
3	2016	9 671 819.47	16 821 465.30	106 336 444.02	10 200.00	11 998 804.13	61 357 462.74	1 320 137.36	1 328 297.29	49.98	-	-	306.0	0.0
4	2017	10 179 400.97	16 821 465.30	106 336 444.02	10 200.00	11 998 804.13	61 357 462.74	1 320 137.36	1 333 373.10	49.98	-	-	306.0	0.0
5	2018	10 179 400.97	16 821 465.30	106 336 444.02	10 200.00	11 998 804.13	61 357 462.74	1 320 137.36	1 333 373.10	49.98	-	-	306.0	0.0
6	2019	10 179 400.97	16 821 465.30	106 336 444.02	10 200.00	11 998 804.13	61 357 462.74	1 320 137.36	1 333 373.10	49.98	-	-	306.0	0.0
7	2020	10 179 400.97	16 821 465.30	106 336 444.02	10 200.00	11 998 804.13	61 357 462.74	1 320 137.36	1 333 373.10	49.98	-	-	306.0	0.0
8	2021	10 179 400.97	16 821 465.30	106 336 444.02	10 200.00	11 998 804.13	61 357 462.74	1 320 137.36	1 333 373.10	49.98	-	-	306.0	0.0
9	2022	10 179 400.97	16 821 465.30	106 336 444.02	10 200.00	11 998 804.13	61 357 462.74	1 320 137.36	1 333 373.10	49.98	-	-	306.0	0.0
10	2023	10 179 400.97	16 821 465.30	106 336 444.02	10 200.00	11 998 804.13	61 357 462.74	1 320 137.36	1 333 373.10	49.98	-	-	306.0	0.0
11	2024	10 179 400.97	16 821 465.30	106 336 444.02	10 200.00	11 998 804.13	61 357 462.74	1 320 137.36	1 333 373.10	49.98	-	-	306.0	0.0
12	2025	10 179 400.97	16 821 465.30	106 336 444.02	10 200.00	11 998 804.13	61 357 462.74	1 320 137.36	1 333 373.10	49.98	-	-	306.0	0.0
13	2026	10 179 400.97	16 821 465.30	106 336 444.02	10 200.00	11 998 804.13	61 357 462.74	1 320 137.36	1 333 373.10	49.98	-	-	306.0	0.0
14	2027	10 179 400.97	16 821 465.30	106 336 444.02	10 200.00	11 998 804.13	61 357 462.74	1 320 137.36	1 333 373.10	49.98	-	-	306.0	0.0
15	2028	10 179 400.97	16 821 465.30	106 336 444.02	10 200.00	11 998 804.13	61 357 462.74	1 320 137.36	1 333 373.10	49.98	-	-	306.0	0.0
16	2029	10 179 400.97	16 821 465.30	106 336 444.02	10 200.00	11 998 804.13	61 357 462.74	1 320 137.36	1 333 373.10	49.98	-	-	306.0	0.0
17	2030	10 179 400.97	16 821 465.30	106 336 444.02	10 200.00	11 998 804.13	61 357 462.74	1 320 137.36	1 333 373.10	49.98	-	-	306.0	0.0
18	2031	10 179 400.97	16 821 465.30	106 336 444.02	10 200.00	11 998 804.13	61 357 462.74	1 320 137.36	1 333 373.10	49.98	-	-	306.0	0.0
19	2032	10 179 400.97	16 821 465.30	106 336 444.02	10 200.00	11 998 804.13	61 357 462.74	1 320 137.36	1 333 373.10	49.98	-	-	306.0	0.0
20	2033	10 179 400.97	16 821 465.30	106 336 44 4.02	10 200.00	11 998 804.13	61 357 462.74	1 320 137.36	1 333 373.10	49.98	-	-	306.0	0.0

Tabla A.23: Ingresos y Egresos del Flujo de Caja para el Caso B01

	Año	INGRESOS			EGRESOS									
		Ingresos Potencia		Ingr. Energía	Costo de Operación			Seguros y Adm	Aporte MEM	Aporte COES	Canon Agua	Comp. Transmisión		
		IAPG	IGPF		OyM Fijo	CVNC	Comb.					G-D	Mant-Lima	
-1	2008	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0	0.0
0	2009	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0	0.0
0	2010	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0	0.0
1	2011	2 416 005.17	4 683 623.67	24 023 363.58	4 329.61	854 275.54	-	24 240.07	710 000.00	311 229.92	13.92	-	85.2	0.0
2	2012	4 627 532.01	9 367 247.34	45 050 466.15	8 659.22	1 641 789.89	-	46 585.79	1 420 000.00	590 452.46	27.83	-	170.4	0.0
3	2013	5 748 294.23	14 050 871.01	55 675 518.47	12 988.82	2 038 126.19	-	57 831.83	2 130 000.00	754 746.84	41.75	-	255.6	0.0
4	2014	8 190 858.51	18 734 494.69	86 194 485.05	17 318.43	3 143 035.28	-	89 183.63	2 840 000.00	1 131 198.38	55.66	-	340.8	0.0
5	2015	11 008 756.95	28 101 742.03	70 773 598.28	25 977.65	2 594 252.66	-	73 611.92	2 840 000.00	1 098 840.97	55.66	-	340.8	0.0
6	2016	13 251 662.38	28 101 742.03	87 687 422.51	25 977.65	3 161 876.11	-	89 718.23	2 840 000.00	1 290 408.27	55.66	-	340.8	0.0
7	2017	13 251 662.38	28 101 742.03	87 687 422.51	25 977.65	3 161 876.11	-	89 718.23	2 840 000.00	1 290 408.27	55.66	-	340.8	0.0
8	2018	13 251 662.38	28 101 742.03	87 687 422.51	25 977.65	3 161 876.11	-	89 718.23	2 840 000.00	1 290 408.27	55.66	-	340.8	0.0
9	2019	13 251 662.38	28 101 742.03	87 687 422.51	25 977.65	3 161 876.11	-	89 718.23	2 840 000.00	1 290 408.27	55.66	-	340.8	0.0
10	2020	13 251 662.38	28 101 742.03	87 687 422.51	25 977.65	3 161 876.11	-	89 718.23	2 840 000.00	1 290 408.27	55.66	-	340.8	0.0
11	2021	13 251 662.38	28 101 742.03	87 687 422.51	25 977.65	3 161 876.11	-	89 718.23	2 840 000.00	1 290 408.27	55.66	-	340.8	0.0
12	2022	13 251 662.38	28 101 742.03	87 687 422.51	25 977.65	3 161 876.11	-	89 718.23	2 840 000.00	1 290 408.27	55.66	-	340.8	0.0
13	2023	13 251 662.38	28 101 742.03	87 687 422.51	25 977.65	3 161 876.11	-	89 718.23	2 840 000.00	1 290 408.27	55.66	-	340.8	0.0
14	2024	13 251 662.38	28 101 742.03	87 687 422.51	25 977.65	3 161 876.11	-	89 718.23	2 840 000.00	1 290 408.27	55.66	-	340.8	0.0
15	2025	13 251 662.38	28 101 742.03	87 687 422.51	25 977.65	3 161 876.11	-	89 718.23	2 840 000.00	1 290 408.27	55.66	-	340.8	0.0
16	2026	13 251 662.38	28 101 742.03	87 687 422.51	25 977.65	3 161 876.11	-	89 718.23	2 840 000.00	1 290 408.27	55.66	-	340.8	0.0
17	2027	13 251 662.38	28 101 742.03	87 687 422.51	25 977.65	3 161 876.11	-	89 718.23	2 840 000.00	1 290 408.27	55.66	-	340.8	0.0
18	2028	13 251 662.38	28 101 742.03	87 687 422.51	25 977.65	3 161 876.11	-	89 718.23	2 840 000.00	1 290 408.27	55.66	-	340.8	0.0
19	2029	13 251 662.38	28 101 742.03	87 687 422.51	25 977.65	3 161 876.11	-	89 718.23	2 840 000.00	1 290 408.27	55.66	-	340.8	0.0
20	2030	13 251 662.38	28 101 742.03	87 687 422.51	25 977.65	3 161 876.11	-	89 718.23	2 840 000.00	1 290 408.27	55.66	-	340.8	0.0

Tabla A.24: Ingresos y Egresos del Flujo de Caja para el Caso B01 Atraso de Inversión (1 año)

	Año	INGRESOS			EGRESOS									
		Ingresos Potencia		Ingr. Energía	Costo de Operación			Seguros y Adm	Aporte MEM	Aporte COES	Canon Agua	Comp. Transmisión		
		IAPG	IGPF		OyM Fijo	CVNC	Comb.					G-D	Mant-Lima	
-1	2008	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0	0.0
0	2009	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0	0.0
0	2010	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0	0.0
1	2011	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0	0.0
2	2012	2 606 735.96	4 683 623.67	29 611 733.12	4 329.61	1 017 018.46	-	28 857.90	710 000.00	369 020.93	13.92	-	85.2	0.0
3	2013	4 882 021.10	9 367 247.34	51 106 965.71	8 659.22	1 855 775.70	-	52 657.64	1 420 000.00	653 562.34	27.83	-	170.4	0.0
4	2014	7 041 802.66	14 050 871.01	77 581 784.81	12 988.82	2 769 026.35	-	78 571.18	2 130 000.00	986 744.59	41.75	-	511.2	0.0
5	2015	9 236 048.38	18 734 494.69	102 573 801.30	17 318.43	3 673 547.16	-	104 236.90	2 840 000.00	1 305 443.42	55.66	-	681.6	0.0
6	2016	9 429 999.90	18 734 494.69	104 346 874.01	17 318.43	3 535 210.59	-	100 311.60	2 840 000.00	1 325 113.69	55.66	-	681.6	0.0
7	2017	9 429 999.90	18 734 494.69	104 346 874.01	17 318.43	3 535 210.59	-	100 311.60	2 840 000.00	1 325 113.69	55.66	-	681.6	0.0
8	2018	9 429 999.90	18 734 494.69	104 346 874.01	17 318.43	3 535 210.59	-	100 311.60	2 840 000.00	1 325 113.69	55.66	-	681.6	0.0
9	2019	9 429 999.90	18 734 494.69	104 346 874.01	17 318.43	3 535 210.59	-	100 311.60	2 840 000.00	1 325 113.69	55.66	-	681.6	0.0
10	2020	9 429 999.90	18 734 494.69	104 346 874.01	17 318.43	3 535 210.59	-	100 311.60	2 840 000.00	1 325 113.69	55.66	-	681.6	0.0
11	2021	9 429 999.90	18 734 494.69	104 346 874.01	17 318.43	3 535 210.59	-	100 311.60	2 840 000.00	1 325 113.69	55.66	-	681.6	0.0
12	2022	9 429 999.90	18 734 494.69	104 346 874.01	17 318.43	3 535 210.59	-	100 311.60	2 840 000.00	1 325 113.69	55.66	-	681.6	0.0
13	2023	9 429 999.90	18 734 494.69	104 346 874.01	17 318.43	3 535 210.59	-	100 311.60	2 840 000.00	1 325 113.69	55.66	-	681.6	0.0
14	2024	9 429 999.90	18 734 494.69	104 346 874.01	17 318.43	3 535 210.59	-	100 311.60	2 840 000.00	1 325 113.69	55.66	-	681.6	0.0
15	2025	9 429 999.90	18 734 494.69	104 346 874.01	17 318.43	3 535 210.59	-	100 311.60	2 840 000.00	1 325 113.69	55.66	-	681.6	0.0
16	2026	9 429 999.90	18 734 494.69	104 346 874.01	17 318.43	3 535 210.59	-	100 311.60	2 840 000.00	1 325 113.69	55.66	-	681.6	0.0
17	2027	9 429 999.90	18 734 494.69	104 346 874.01	17 318.43	3 535 210.59	-	100 311.6	2 840 000.00	1 325 113.69	55.66	-	681.6	0.0
18	2028	9 429 999.90	18 734 494.69	104 346 874.01	17 318.43	3 535 210.59	-	100 311.60	2 840 000.00	1 325 113.69	55.66	-	681.6	0.0
19	2029	9 429 999.90	18 734 494.69	104 346 874.01	17 318.43	3 535 210.59	-	100 311.60	2 840 000.00	1 325 113.69	55.66	-	681.6	0.0
20	2030	9 429 999.90	18 734 494.69	104 346 874.01	17 318.43	3 535 210.59	-	100 311.60	2 840 000.00	1 325 113.69	55.66	-	681.6	0.0
21	2031	9 429 999.90	18 734 494.69	104 346 874.01	17 318.43	3 535 210.59	-	100 311.60	2 840 000.00	1 325 113.69	55.66	-	681.6	0.0

Tabla A.25: Ingresos y Egresos del Flujo de Caja para el Caso B02

Año	INGRESOS				EGRESOS								
	Ingresos Potencia		Ingr. Energía	Costo de Operación			Seguros y Adm	Aporte MEM	Aporte COES	Canon Agua	Comp. Transmisión		
	IAPG	IGPF		OyM Fijo	CVNC	Comb.					G-D	Mant-Lima	
-1	2008	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0	0.0
0	2009	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0	0.0
0	2010	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0	0.0
1	2011	2 416 005.17	4 683 623.67	31 242 668.46	4 329.61	1 117 490.34	31 708.79	710 000.00	383 422.97	13.92	-	85.2	0.0
2	2012	4 627 532.01	9 367 247.34	58 054 800.69	8 659.22	2 117 174.66	60 074.83	1 420 000.00	720 495.80	27.83	-	170.4	0.0
3	2013	5 748 294.23	14 050 871.01	77 103 753.27	12 988.82	2 823 268.84	80 110.25	2 130 000.00	969 029.19	41.75	-	255.6	0.0
4	2014	8 190 858.51	18 734 494.69	101 771 913.98	17 316.43	3 712 283.41	105 336.04	2 840 000.00	1 286 972.67	55.66	-	340.8	0.0
5	2015	11 008 756.95	28 101 742.03	80 640 621.17	25 977.65	2 955 987.06	83 876.13	2 840 000.00	1 197 511.20	55.66	-	340.8	0.0
6	2016	13 251 662.38	28 101 742.03	96 751 175.06	25 977.65	3 493 133.17	99 117.65	2 840 000.00	1 381 045.79	55.66	-	340.8	0.0
7	2017	13 251 662.38	28 101 742.03	96 751 175.06	25 977.65	3 493 133.17	99 117.65	2 840 000.00	1 381 045.79	55.66	-	340.8	0.0
8	2018	13 251 662.38	28 101 742.03	96 751 175.06	25 977.65	3 493 133.17	99 117.65	2 840 000.00	1 381 045.79	55.66	-	340.8	0.0
9	2019	13 251 662.38	28 101 742.03	96 751 175.06	25 977.65	3 493 133.17	99 117.65	2 840 000.00	1 381 045.79	55.66	-	340.8	0.0
10	2020	13 251 662.38	28 101 742.03	96 751 175.06	25 977.65	3 493 133.17	99 117.65	2 840 000.00	1 381 045.79	55.66	-	340.8	0.0
11	2021	13 251 662.38	28 101 742.03	96 751 175.06	25 977.65	3 493 133.17	99 117.65	2 840 000.00	1 381 045.79	55.66	-	340.8	0.0
12	2022	13 251 662.38	28 101 742.03	96 751 175.06	25 977.65	3 493 133.17	99 117.65	2 840 000.00	1 381 045.79	55.66	-	340.8	0.0
13	2023	13 251 662.38	28 101 742.03	96 751 175.06	25 977.65	3 493 133.17	99 117.65	2 840 000.00	1 381 045.79	55.66	-	340.8	0.0
14	2024	13 251 662.38	28 101 742.03	96 751 175.06	25 977.65	3 493 133.17	99 117.65	2 840 000.00	1 381 045.79	55.66	-	340.8	0.0
15	2025	13 251 662.38	28 101 742.03	96 751 175.06	25 977.65	3 493 133.17	99 117.65	2 840 000.00	1 381 045.79	55.66	-	340.8	0.0
16	2026	13 251 662.38	28 101 742.03	96 751 175.06	25 977.65	3 493 133.17	99 117.65	2 840 000.00	1 381 045.79	55.66	-	340.8	0.0
17	2027	13 251 662.38	28 101 742.03	96 751 175.06	25 977.65	3 493 133.17	99 117.65	2 840 000.00	1 381 045.79	55.66	-	340.8	0.0
18	2028	13 251 662.38	28 101 742.03	96 751 175.06	25 977.65	3 493 133.17	99 117.65	2 840 000.00	1 381 045.79	55.66	-	340.8	0.0
19	2029	13 251 662.38	28 101 742.03	96 751 175.06	25 977.65	3 493 133.17	99 117.65	2 840 000.00	1 381 045.79	55.66	-	340.8	0.0
20	2030	13 251 662.38	28 101 742.03	96 751 175.06	25 977.65	3 493 133.17	99 117.65	2 840 000.00	1 381 045.79	55.66	-	340.8	0.0

Tabla A.26: Ingresos y Egresos del Flujo de Caja para el Caso B02 Atraso de Inversión (1 año)

Año	INGRESOS				EGRESOS								
	Ingresos Potencia		Ingr. Energía	Costo de Operación			Seguros y Adm	Aporte MEM	Aporte COES	Canon Agua	Comp. Transmisión		
	IAPG	IGPF		OyM Fijo	CVNC	Comb.					G-D	Mant-Lima	
-2	2008	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0	0.0
-1	2009	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0	0.0
0	2010	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0	0.0
1	2011	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0	0.0
2	2012	2 623 311.89	4 683 623.67	81 450 525.92	4 329.61	1 118 874.91	31 748.08	710 000.00	887 574.61	13.92	-	85.2	0.0
3	2013	5 158 046.39	9 367 247.34	65 065 588.76	8 659.22	2 188 728.13	62 105.16	1 420 000.00	795 908.82	27.83	-	170.4	0.0
4	2014	7 499 288.72	14 050 871.01	93 944 514.33	12 988.82	3 224 466.45	81 494.24	2 130 000.00	1 154 946.74	41.75	-	511.2	0.0
5	2015	9 788 646.51	18 734 494.69	114 618 166.20	17 316.43	4 093 827.72	116 162.36	2 840 000.00	1 431 413.07	55.66	-	681.6	0.0
6	2016	9 628 968.21	18 734 494.69	115 645 730.91	17 316.43	3 940 535.67	111 812.70	2 840 000.00	1 440 091.94	55.66	-	681.6	0.0
7	2017	9 628 968.21	18 734 494.69	115 645 730.91	17 316.43	3 940 535.67	111 812.70	2 840 000.00	1 440 091.94	55.66	-	681.6	0.0
8	2018	9 628 968.21	18 734 494.69	115 645 730.91	17 316.43	3 940 535.67	111 812.70	2 840 000.00	1 440 091.94	55.66	-	681.6	0.0
9	2019	9 628 968.21	18 734 494.69	115 645 730.91	17 316.43	3 940 535.67	111 812.70	2 840 000.00	1 440 091.94	55.66	-	681.6	0.0
10	2020	9 628 968.21	18 734 494.69	115 645 730.91	17 316.43	3 940 535.67	111 812.70	2 840 000.00	1 440 091.94	55.66	-	681.6	0.0
11	2021	9 628 968.21	18 734 494.69	115 645 730.91	17 316.43	3 940 535.67	111 812.70	2 840 000.00	1 440 091.94	55.66	-	681.6	0.0
12	2022	9 628 968.21	18 734 494.69	115 645 730.91	17 316.43	3 940 535.67	111 812.70	2 840 000.00	1 440 091.94	55.66	-	681.6	0.0
13	2023	9 628 968.21	18 734 494.69	115 645 730.91	17 316.43	3 940 535.67	111 812.70	2 840 000.00	1 440 091.94	55.66	-	681.6	0.0
14	2024	9 628 968.21	18 734 494.69	115 645 730.91	17 316.43	3 940 535.67	111 812.70	2 840 000.00	1 440 091.94	55.66	-	681.6	0.0
15	2025	9 628 968.21	18 734 494.69	115 645 730.91	17 316.43	3 940 535.67	111 812.70	2 840 000.00	1 440 091.94	55.66	-	681.6	0.0
16	2026	9 628 968.21	18 734 494.69	115 645 730.91	17 316.43	3 940 535.67	111 812.70	2 840 000.00	1 440 091.94	55.66	-	681.6	0.0
17	2027	9 628 968.21	18 734 494.69	115 645 730.91	17 316.43	3 940 535.67	111 812.70	2 840 000.00	1 440 091.94	55.66	-	681.6	0.0
18	2028	9 628 968.21	18 734 494.69	115 645 730.91	17 316.43	3 940 535.67	111 812.70	2 840 000.00	1 440 091.94	55.66	-	681.6	0.0
19	2029	9 628 968.21	18 734 494.69	115 645 730.91	17 316.43	3 940 535.67	111 812.70	2 840 000.00	1 440 091.94	55.66	-	681.6	0.0
20	2030	9 628 968.21	18 734 494.69	115 645 730.91	17 316.43	3 940 535.67	111 812.70	2 840 000.00	1 440 091.94	55.66	-	681.6	0.0
21	2031	9 628 968.21	18 734 494.69	115 645 730.91	17 316.43	3 940 535.67	111 812.70	2 840 000.00	1 440 091.94	55.66	-	681.6	0.0

BIBLIOGRAFÍA

1. Dirección Gestión Red – Isa, Gerencia De Operación Del Sistema - REP, “Plan De Expansión Del Sistema De Transmisión De REP”, Documento TE-2140-915-2006, 2006.
2. OSINERGMIN, “Estudio para la Fijación de Tarifas en Barra Mayo 2007- Abril 2008”, 2007.
3. OSINERGMIN, “Observaciones al Plan de Expansión Propuesto por Red Energía del Perú S.A. - 2006”, Informe OSINERG-GART/DGT N° 084-2006, 2006.
4. COES-SINAC, “Estudio de Estabilidad del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional”, COES-SINAC/DEV-186-2006, 2006.
5. Ministerio de Energía y Minas – Dirección General de Electricidad, “Plan Referencial de Electricidad 2006-2015”, 2006.
6. COES-SINAC, “Propuesta de Fijación de los Precios en Barra Período Mayo 2008 – Abril 2009”, 2008.
7. COES-SINAC, “Procedimiento N° 10: Valorización de Las Transferencias De Energía Activa Entre Generadores Integrantes Del Coes”, Modificado según RM N° 232-2001-EM/VME del 29 de mayo del 2001, 2001.
8. COES-SINAC, “Procedimiento N° 28: Ingresos Garantizados Por Potencia Firme”, Aprobado según RM N° 322-2001 EM/VME del 17 de julio de 2001, 2001.
9. COES-SINAC, “Procedimiento N° 29: Ingresos Adicionales Por Potencia Generada En El Sistema”, Aprobado según RM N° 322-2001 EM/VME del 17 de julio de 2001, 2001.
10. Estado Peruano, “Reglamento De La Ley De Concesiones Eléctricas”, DECRETO SUPREMO N° 009-93-EM, 1993
11. OSINERGMIN, “Procedimiento para la Determinación de los Precios de Referencia de Energéticos usados en Generación Eléctrica”, OSINERG N° 0363-2005-OS/CD, 2005.
12. OSINERGMIN, “Escenarios de crecimiento del consumo de gas natural en generación de electricidad”, Informe OSINERG-GART/DGT N° 009-2006, 2006.