

PÚBLICO

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

## **ECUADOR**

### **PROYECTO HIDROELÉCTRICO COCA-CODO SINCLAIR**

#### **ESTUDIOS DE FACTIBILIDAD**

(EC0123)

#### **ANEXO R EVALUACIONES ECONÓMICAS**

**MAYO 1992**



**INECEL**

**REPUBLICA DEL ECUADOR**

**MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS**

**INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION**

---

**PROYECTO HIDROELECTRICO COCA-CODO SINCLAIR**

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD**

**ANEXO R**  
**EVALUACIONES ECONOMICAS**

**BORRADOR**

---

**ESTUDIOS REALIZADOS POR INECEL Y LA ASOCIACION DE FIRMAS CONSULTORAS**

**ELECTROCONSULT - TRACTIONEL - RODIO**  
**ASTEC - INELIN - INGECONSULT - CAMINOS Y CANALES**

---

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD

ANEXO R

EVALUACIONES ECONOMICAS

Borrador

Mayo de 1992

---

El presente Anexo forma parte de los documentos que constituyen el Informe Final del Estudio de Factibilidad del Proyecto Hidroeléctrico Coca-Codo Sinclair.

La documentación completa se compone de los siguientes informes:

0209-B-150      INFORME GENERAL

0209-B-151	ANEXO A:	Topografía, Cartografía y Caminos
0209-B-152	ANEXO B:	Hidrología y Sedimentología
0209-B-153	ANEXO C:	Impacto Ambiental del Proyecto
0209-B-154	ANEXO D:	Geología
0209-B-155	ANEXO E:	Geofísica
0209-B-156	ANEXO F:	Perforaciones y Galerías Exploratorias
0209-B-157	ANEXO G:	Vulcanología
0209-B-158	ANEXO H:	Sismología y Tectónica
0209-B-159	ANEXO I:	Mecánica de Suelos
0209-B-160	ANEXO J:	Mecánica de Rocas
0209-B-161	ANEXO K:	Selección de Alternativas del Factor de Planta
0209-B-162	ANEXO L:	Selección de Alternativas de Obras Componentes
0209-B-163	ANEXO M:	Equipos Electromecánicos
0209-B-164	ANEXO N:	Metodología Constructiva y Presupuesto del Proyecto
0209-B-165	ANEXO O:	Obras Subterráneas
0209-B-166	ANEXO P:	Análisis Geotécnicos, Hidráulicos y Estructurales
0209-B-167	ANEXO Q:	Modelos Hidráulicos
0209-B-168	ANEXO R:	Evaluaciones Económicas



---

El presente volumen constituye el Anexo R del Estudio de Factibilidad del Proyecto Hidroeléctrico Coca-Codo Sinclair.

El volumen se compone de dos partes: la primera fue elaborada por el Departamento de Planificación de INECCEL, mientras la segunda estuvo a cargo de los Consultores.

Parte A: Optimización del factor de instalación del proyecto en el S.N.I.

Parte B: Evaluaciones económicas del proyecto aislado

## INDICE

Página

PARTE A OPTIMIZACION DEL FACTOR DE INSTALACION DEL PROYECTO  
EN EL S.N.I.

1.	ANTECEDENTES	1
2.	OBJETIVO	3
3.	METODOLOGIA	4
4.	INFORMACION UTILIZADA Y PROCESAMIENTOS ADICIONALES	9
5.	RESULTADOS	17
6.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	21

## APENDICES

Apéndice A	Producción energética neta
Apéndice B	Resultados del Modelo DSIG
Apéndice B1	Plan de expansión considerando que el proyecto Coca-Codo Sinclair entra con sus dos etapas Tasa de actualización: 10%
Apéndice B2	Plan de expansión considerando que el proyecto Coca-Codo Sinclair entra con su primera etapa Tasa de actualización: 10%
Apéndice C	Evaluación económica en el S.N.I. de la alternativa seleccionada

## INDICE

Página

## PARTE B EVALUACIONES ECONOMICAS DEL PROYECTO AISLADO

1.	INTRODUCCION	1
2.	METODOLOGIA ADOPTADA E HIPOTESIS ASUMIDAS	2
3.	COSTOS Y BENEFICIOS	3
	3.1 Costos	3
	3.2 Beneficios	3
4.	CASOS ANALIZADOS	4
5.	RESULTADOS OBTENIDOS	5

## APENDICES

Apéndice A	Análisis Económico Caso A Con líneas de transmisión y sin EIA
Apéndice B	Análisis Económico Caso B Sin líneas de transmisión y sin EIA
Apéndice C	Análisis Económico Caso C Con líneas de transmisión y con EIA
Apéndice D	Análisis Económico Caso D Sin líneas de transmisión y con EIA
Apéndice E	Análisis Económico Caso E Con líneas de transmisión y con EIA con reducción de producción energética
Apéndice F	Análisis Económico Caso F Sin líneas de transmisión y sin EIA con reducción de producción energética

## 1. ANTECEDENTES

- En el año de 1986, el INECEL contrata con el Consorcio de firmas internacionales Electroconsult-Tractionel-Rodio y las firmas nacionales Astec-Inelín-Ingeconsult-Caminos y Canales, los estudios de Factibilidad del proyecto hidroeléctrico Coca-Codo Sinclair.

Los estudios contratados contemplan dos fases:

Fase A: cuyo objetivo fue determinar la capacidad total del aprovechamiento y definir las etapas óptimas de su ejecución y,

Fase B: abarca el estudio de la factibilidad técnica-económica de la primera etapa del proyecto, seleccionada entre las alternativas definidas en la Fase A.

- La selección de la primera etapa del proyecto Coca-Codo Sinclair que mejor se adapte en una secuencia óptima de inversiones del Sistema, fue una responsabilidad de la Dirección de Planificación del INECEL, estudio que se presentó oportunamente a la Administración del proyecto. Estos estudios fueron luego incluidos como Anexo O del Informe Final del estudio de Selección de Alternativas del proyecto hidroeléctrico Coca-Codo Sinclair, de mayo de 1988.
- El estudio efectuado por la Dirección de Planificación determinó que la mejor alternativa del proyecto Coca-Codo Sinclair considerada dentro del S.N.I., correspondía a la identificada como 2S en sus dos primeras etapas. La potencia instalada en cada etapa es de 491,5 MW, con un factor de instalación de 0,70.

Con estos resultados, la Dirección de Planificación recomendó la continuación del estudio a nivel de factibilidad en su Fase B, de la alternativa 2S del proyecto Coca-Codo Sinclair en su primera etapa de desarrollo. Esto es, para un factor de instalación de 0,70 y una potencia instalada de 491,5 MW. Se recomendó además que la Fase B debería prever el desarrollo de la segunda etapa de esta alternativa seleccionada.

- Mediante memorando No. DEIC-6518 del 16 de julio de 1991, la Administración del proyecto solicita a la Dirección de Planificación del Instituto, la ejecución del estudio de optimización del factor de instalación del proyecto Coca-Codo Sinclair; para lo cual, se entregó el informe "Estudio de Alternativas del Factor de Planta" que contenía los presupuestos y producciones energéti-



cas brutas de 9 nueve alternativas de desarrollo del proyecto. En el anexo de ese memorando se señala que a más de las 4 alternativas correspondientes a los factores de instalación de 0,65 a 0,80 indicados por la Dirección de Planificación del INECEL con memorando No. DP-0293 del 15 de marzo de 1991, se han preparado los datos de 5 nuevas alternativas, cuatro de las cuales incluyen esquemas con chimenea de equilibrio.

- La Dirección de Planificación del INECEL mediante memorando No. DP-1148 del 3 de octubre de 1991, hace conocer oficialmente a la Administración del proyecto Coca-Codo Sinclair, los resultados del estudio de optimización del factor de instalación del proyecto incorporado al S.N.I.

---

## 2. OBJETIVO

El objetivo de la Parte A del presente informe es mostrar los análisis y los resultados técnico-económicos a los que se llegaron en los estudios de optimización del factor de instalación del proyecto hidroeléctrico Coca-Codo Sinclair, en una o dos etapas, dentro del Sistema Nacional Interconectado. Este estudio de optimización del factor de instalación del proyecto se concluyó en septiembre de 1991.

### 3. METODOLOGIA

El estudio técnico y económico de un proyecto hidroeléctrico dentro del Sistema Nacional, permite conocer si el mismo puede ejecutarse en forma tal que su desarrollo sea compatible con las dimensiones del Mercado Eléctrico y que, la puesta en operación de una y/o más etapas sea técnica y económicamente viable dentro del Programa de Expansión del Sistema Ecuatoriano en un período de corto, mediano y largo plazos.

Se ha hecho la hipótesis conservadora que el proyecto hidroeléctrico Coca-Codo Sinclair tenga definida como fecha más temprana posible de entrada en operación en octubre del 2004. Fecha determinada considerando al mes de enero de 1991, como referencia para la tramitación, contratación de estudios, ejecución de los mismos, búsqueda de financiamiento y construcción del proyecto.

Luego, el trabajo fue efectuado en dos partes: la primera consistió en definir el Plan Referencial de Equipamiento de Generación del S.N.I. de mínimo costo para el período de mediano y largo plazos (2000-2014), considerando la presencia y la no inclusión del proyecto hidroeléctrico Coca-Codo Sinclair dentro del plan de expansión. La segunda parte del estudio consistió en definir la oportunidad de ejecución de las dos etapas de cada una de las 9 alternativas de desarrollo del proyecto, identificadas por los Consultores, en cada plan de expansión. Es decir, se procedió a la optimización del factor de instalación del proyecto incorporado al S.N.I.

En este punto cabe anotar que, si bien se definió el plan referencial de mínimo costo sin la inclusión del proyecto Coca-Codo Sinclair, se decidió incorporar en este plan la primera etapa de este proyecto prefijando su entrada en el Sistema, con el propósito de verificar la oportunidad de ejecución de esta etapa en cada una de las nueve alternativas y optimizar su correspondiente factor de instalación.

En los Cuadros 3/1, 3/2 y 3/3 al final del capítulo, se muestran las secuencias de equipamiento de generación del Sistema para el período 2000-2014 y, para las hipótesis siguientes: no inclusión del proyecto Coca-Codo Sinclair, ejecución de la primera etapa del proyecto Coca-Codo Sinclair (entrada en operación prefijada o forzada), y el desarrollo de las dos etapas de este proyecto, respectivamente. Cabe anotar que en esta parte del estudio se incluyó en el catálogo de proyectos disponibles, a la versión del proyecto Coca-Codo Sinclair seleccionada en la Fase A del estudio de factibilidad: alter-

nativa 2S, en dos etapas, potencia instalada de 491,5 MW cada etapa y factor de instalación de 0,70.

El análisis se concretó en reemplazar en cada uno de los dos planes de equipamiento referenciales, las producciones energéticas netas, costos de inversión y operación-mantenimiento del proyecto Coca-Codo Sinclair (alternativa 2S), por las correspondientes a cada una de las 9 alternativas planteadas para el desarrollo del proyecto (se prefija la entrada en operación de cada alternativa por etapas).

El criterio económico utilizado para el análisis de las alternativas, considerando el desarrollo en una etapa o en dos etapas, fue el de comparar el valor presente de los planes de expansión, actualizado a octubre de 1999, para las tasas de actualización del 8%, 10% y 12% y, aplicando en la evaluación los precios de mercado (evaluación empresarial)

Para la definición de las secuencias de equipamiento de generación del S.N.I. se empleó el modelo computacional "Modelo de Definición de Secuencias de Instalaciones de Generación" - DSIG.

El objetivo del modelo DSIG es simular un sistema eléctrico de modo que la oferta del sistema cubra la demanda de potencia y de energía en un determinado período de expansión y, seleccionar de las distintas simulaciones planteadas, las secuencias de instalaciones de generación cuyo valor presente sea el mínimo, tomando en cuenta todos los costos comprometidos (costos de inversión, costos fijos y variables de operación y mantenimiento y costos de déficit).



## Cuadro 3/1

EQUIPAMIENTO DE GENERACION DEL S.N.I.  
 PLAN REFERENCIAL SIN EL PROYECTO COCA-CODO SINCLAIR  
 PERIODO: OCT/1999-SEP/2014 (1)

Proyecto	Potencia instalada (MW)	Fecha de entrada en operación
- Corto Plazo (2)		
Rehabilitación Térmica	134	Oct/1993
T. Vapor-Bunker	70	Oct/1995
Daule-Peripa	130	Oct/1996
San Francisco	230	Oct/1997
Chespi	167	Oct/1999
- Mediano y Largo Plazos		
Apaquí	36	Oct/2000
Nuevo Mazar	180	Oct/2001
Cardenillo 2-6-1	631	Oct/2003
Cascabel	200	Oct/2010
T. Vapor-Bunker	125	Oct/2012

VALOR PRESENTE A OCTUBRE DE 1999

(en millones de dólares)

TASA DE ACTUALIZACION

8%	10%	12%
2077.980	1880.274	1740.871

1. Se incluye como un parque generador existente a los proyectos de corto plazo que deberán entrar en operación en el período 1993-1999.
2. Proyectos definidos en el Plan Maestro de Electrificación aprobado en febrero de 1991, con excepción de la T. Vapor-Bunker que entraría por el retraso de la central Daule-Peripa.

## Cuadro 3/2

EQUIPAMIENTO DE GENERACION DEL S.N.I.  
 PLAN REFERENCIAL CON EL PROYECTO COCA-CODO SINCLAIR  
 (EL PROYECTO COCA-CODO SINCLAIR ENTRA CON SU PRIMERA ETAPA)  
 PERIODO: OCT/1999-SEP/2014 (1)

Proyecto	Potencia instalada (MW)	Fecha de entrada en operación
- Corto Plazo (2)		
Rehabilitación Térmica	134	Oct/1993
T. Vapor-Bunker	70	Oct/1995
Daule-Peripa	130	Oct/1996
San Francisco	230	Oct/1997
Chespi	167	Oct/1999
- Mediano y Largo Plazos		
Apaquí	36	Oct/2000
Nuevo Mazar (3)	180	Oct/2001
Cardenillo 2-6-1	631	Oct/2003
Coca-Codo Sinclair 2S,E1 (4)	491,5	Oct/2010

1. Se incluye como un parque generador existente a los proyectos de corto plazo que deberán entrar en operación en el período 1993-1999.
2. Proyectos definidos en el Plan Maestro de Electrificación aprobado en febrero de 1991, con excepción de la T. Vapor-Bunker que entraría por el retraso de la central Daule-Peripa.
3. Proyecto en la versión nueva del tipo de presa.
4. El plan referencial de mínimo costo contempla en esta fecha al proyecto Cascabel (200 MW) y a una T. Vapor-Bunker (125 MW) en oct/2012. Se reemplaza por ende una de las alternativas planteadas por los Consultores

## Cuadro 3/3

EQUIPAMIENTO DE GENERACION DEL S.N.I.  
 PLAN REFERENCIAL CON EL PROYECTO COCA-CODO SINCLAIR  
 (EL PROYECTO COCA-CODO SINCLAIR ENTRA CON SUS DOS ETAPAS)  
 PERIODO: OCT/1999-SEP/2014 (1)

Proyecto	Potencia instalada (MW)	Fecha de entrada en operación
- Corto Plazo (2)		
Rehabilitación Térmica	134	Oct/1993
T. Vapor-Bunker	70	Oct/1995
Daule-Peripa	130	Oct/1996
San Francisco	230	Oct/1997
Chespi	167	Oct/1999
- Mediano y Largo Plazos		
Apaquí	36	Oct/2000
Cardenillo 2-1	420	Oct/2001
T. Gas-Diesel	25	Oct/2005
Coca-Codo Sinclair 2S, E1(3)	491,5	Oct/2006
Coca-Codo Sinclair 2S, E2(3)	491,5	Oct/2010

1. Se incluye como un parque generador existente a los proyectos de corto plazo que deberán entrar en operación en el periodo 1993-1999.
2. Proyectos definidos en el Plan Maestro de Electrificación aprobado en febrero de 1991, con excepción de la T. Vapor-Bunker que entraría por el retraso de la central Daule-Peripa.
3. Se reemplaza por cada una de las alternativas planteadas por los Consultores.

## 4. INFORMACION UTILIZADA Y PROCESAMIENTOS ADICIONALES

- Los Consultores facilitaron la información básica necesaria para el análisis y que consistió en las producciones energéticas brutas (ver Cuadro 4/1 al final del capítulo) y presupuestos y calendario de inversiones de las nueve alternativas del sistema de generación (ver Cuadro 4/2). Las características principales de las nueve alternativas analizadas son:

Alternativa No.	Etapas No.	Potencia instalada (MW)	Factor de instalación
1	1	521,6	0,65
	2	518,3	0,65
	T	1.039,9	0,65
2	1	484,0	0,70
	2	480,9	0,70
	T	964,9	0,70
3	1	453,6	0,75
	2	448,6	0,75
	T	902,2	0,75
4	1	424,6	0,80
	2	419,9	0,80
	T	844,5	0,80
5	1A,1B	484,3	0,70/0,80
	2	359,1	0,80
	T	843,4	0,80
6	1A,1B	476,3/478,0	0,70/0,80
	2	364,9	0,80
	T	842,9	0,80
7	1A,1B	417,5/419,0	0,80/0,80
	2	424,6	0,80
	T	843,6	0,80
8	1	346,4	1,00
	2	346,4	1,00
	T	692,8	1,00



---

9	1A,1B	428,6	0,80/1,00
	2	256,0	1,00
	T	684,6	1,00

---

- La evaluación económica utilizada corresponde al criterio empresarial (precios de mercado).
- El período de análisis va desde octubre de 1999 a septiembre de 2014.
- Las tasas de actualización empleadas fueron: 8%, 10% y 12%.
- El nivel de precios utilizado corresponde a enero de 1991; por lo tanto fue necesario escalar los presupuestos proporcionados por los Consultores de enero/90 a enero/91.
- Los costos de los combustibles están referidos a enero de 1991 y se someten a un escalamiento relativo anual del 2%.
- La tasa de escalamiento aplicada fue definida por la Superintendencia de Estudios Económicos y Mercado de Planificación.
- Sobre los calendarios de inversión disponibles, cabe anotar que los Consultores proporcionaron los correspondientes al sistema de generación solamente. Para el sistema de transmisión asociado se adoptó la misma distribución empleada en los estudios de la Fase A del proyecto (ver Cuadro 4/3).
- El valor presente está referido a octubre de 1999.
- Debido a que el modelo DSIG analiza un número grande de combinaciones y secuencias de proyectos, no puede simular detalladamente series de afluencias hídricas históricas o sintéticas a nivel mensual o semanal. Por lo dicho, es necesario que la hidrología deba presentarse en forma global a través de un conjunto de "Estados de Afluencia Anual" (EAA)<sup>1</sup> con sus respectivas probabilidades asociadas (PA) y sus distribuciones estacionales representado en cada EAA.

Ahora, como en el estudio de equipamiento de generación intervienen proyectos hidroeléctricos de distintas cuencas (y con distintos regímenes hidrológicos consecuentemente), la definición de los EAA corresponde a un problema estocástico multivariado.

Como no se dispone del modelo estocástico y multivariado, para definir los EAA se emplea un modelo empírico que represente la

---

<sup>1</sup> EAA: Estados relacionados con los años que pueden identificarse desde uno lluvioso a uno seco (3 a 7 estados generalmente).

hidrología de cada proyecto o de un sistema (determinada configuración).

Por lo anotado, para el presente estudio (y para otros similares) fue necesario ejecutar varias actividades antes de definir las disponibilidades energéticas del proyecto:

- a. Cálculo de las disponibilidades energéticas brutas del proyecto, mediante la aplicación del modelo Regulación Energética de Cuencas Hidrográficas (RECH). El RECH da como resultado la producción energética bruta (PG, EP, ES y EM), así como define las matrices de disponibilidades medias mensuales de energía y potencia para el período de caudales disponible (1964-1989).
- b. Definición de los EAA y sus características a nivel del proyecto: garantías (límites de las fajas y garantía media), probabilidades y disponibilidades, (afluencias anuales y energías anuales). Para esto, se aplica el modelo computacional ESTADOS.
- c. Definición de los factores de estacionalidad mensual para cada EAA. Para esto se utiliza el modelo computacional GARFEST, el mismo que dispone como información de entrada las afluencias anuales de energía correspondientes a cada EAA.
- d. Determinar las disponibilidades estacionales (mensuales o trimestrales), para cada EAA. Para esto se multiplican los factores de estacionalidad mensual por el valor de la disponibilidad (energía anual) definida antes por el modelo ESTADOS.

Con la matriz de disponibilidades estacionales (EAA vs disponibilidades de energía) se pasa a definir la matriz de disponibilidades de potencia del proyecto. Para esto, se identifica en la serie de energías medias mensuales del RECH, el valor anual medio correspondiente a cada EAA. Se identifica el año histórico respectivo y en la serie de potencias medias disponibles del RECH se obtiene los correspondientes 12 valores mensuales para cada EAA. Estas dos matrices (mensuales o trimestrales) pasan a constituirse en datos de entrada del modelo DSIG (previamente se deben transformar en valores netos).

- Para el presente estudio y con el propósito de disminuir el tiempo de procesamiento del modelo DSIG, se elaboraron las matrices de disponibilidades (energía y potencia) a nivel trimestral y para 3 estados de afluencia anual: lluvioso, medio y seco.
- Las producciones energéticas netas se obtuvieron luego de aplicar el modelo computacional PRODUC a los valores brutos definidos por el modelo RECH. Para la utilización del PRODUC fue necesario definir los siguientes parámetros:

---

. Tasa de mantenimiento anual	15 días/grupo
. Salidas forzadas	5%
. Pérdidas de transmisión de potencia	3%
. Pérdidas de transmisión de energía	2,5%
. Consumos propios de la central	0,7%
. Número medio días trabajo	365,25
. Potencia mínima obligatoria	20% de PI
. Relación base/punta	1,00
. Número de horas punta	3
. Tipo de central	de pasada
. Volumen de regulación (GWh)	para c/alternativa

En el Cuadro 4/4 se muestra un resumen de las producciones energéticas netas de las 9 alternativas de generación estudiadas. En el Apéndice A se detallan los resultados de las producciones energéticas netas para cada alternativa.

Cuadro 4/1

ALTERNATIVAS DEL PROYECTO HIDROELECTRICO COCA-CODO SINCLAIR  
PRODUCCIONES ENERGETICAS BRUTAS

Alternativa	Etapas	Potencia instalada (MW)	Potencia primaria (GWh/año)	Energía secundaria (GWh/año)	Energía media (GWh/año)
1	1	521,6	2.958,1	23,8	2.981,9
	2	518,3	2.939,3	24,3	2.963,6
	Total	1.039,9	5.897,4	48,1	5.945,5
2	1	484,0	2.956,0	23,8	2.979,8
	2	480,9	2.937,4	24,1	2.961,5
	Total	964,9	5.893,4	47,9	5.941,3
3	1	453,6	2.968,3	23,9	2.992,2
	2	448,6	2.935,6	24,4	2.960,0
	Total	902,2	5.903,9	48,3	5.952,2
4	1	424,6	2.962,6	23,8	2.986,4
	2	419,9	2.930,5	24,4	2.954,9
	Total	844,5	5.893,1	48,2	5.941,3
5	1A	484,3	2.957,2	24,1	2.981,3
	1B	484,3	3.377,5	23,5	3.401,0
	2	359,1	2.509,6	24,1	2.533,7
	Total	843,4	5.887,1	47,6	5.934,7
6	1A	476,3	2.920,2	2,1	2.922,3
	1B	478,0	3.349,7	2,2	3.351,9
	2	364,9	2.549,1	23,5	2.572,6
	Total	842,9	5.898,8	25,7	5.924,5
7	1A	417,5	2.925,3	2,1	2.927,4
	1B	419,0	2.936,2	2,1	2.938,3
	2	424,6	2.963,5	23,9	2.987,4
	Total	843,6	5.899,7	26,0	5.925,7
8	1	346,4	3.034,1	2,2	3.036,3
	2	346,4	3.034,1	2,2	3.036,3
	Total	692,8	6.068,2	4,4	6.072,6
9	1A	428,6	3.002,4	2,2	3.005,6
	1B	428,6	3.754,5	1,0	3.755,5
	2	256,0	2.242,2	1,6	2.243,8
	Total	684,6	5.996,7	2,6	5.999,3



Cuadro 4/2

ALTERNATIVAS DEL PROYECTO HIDROELECTRICO COCA-CODO SINCLAIR  
 PRESUPUESTO Y CALENDARIO DE INVERSIONES DEL SISTEMA DE GENERACION  
 NIVEL DE PRECIOS: ENERO DE 1991 (1)

Alternativa	Presupuesto (10 <sup>6</sup> US\$)	Calendario de inversiones (10 <sup>6</sup> US\$)						
		Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7
1-1	470.875	15.539	57.918	47.558	100.296	85.228	145.030	19.306
1-2	337.141	21.240	66.754	86.982	151.039	11.126	-	-
2-1	462.672	15.268	57.371	47.193	99.012	83.744	141.114	18.970
2-2	327.278	20.946	65.456	84.765	145.638	10.473	-	-
3-1	459.466	15.162	57.893	47.325	98.326	84.542	136.920	19.298
3-2	301.569	21.411	63.028	76.599	131.785	8.746	-	-
4-1	448.292	15.242	57.381	46.622	96.831	82.037	131.799	18.380
4-2	294.194	21.476	62.075	75.314	127.092	8.237	-	-
5-1	461.700	15.236	57.251	47.093	98.804	83.568	140.818	18.930
5-2	281.835	21.419	60.595	73.841	118.370	7.610	-	-
6-1	513.103	15.393	62.599	65.677	116.987	88.254	146.747	17.446
6-2	259.216	14.775	51.066	64.545	120.017	8.813	-	-
7-1	478.875	15.318	59.836	60.315	111.056	82.335	133.554	16.275
7-2	291.941	17.516	58.096	72.401	134.654	9.634	-	-
8-1	477.322	15.274	60.143	55.847	108.352	81.208	139.314	17.184
8-2	317.105	29.174	71.983	78.642	129.061	8.245	-	-
9-1	501.181	15.537	63.650	65.154	113.768	86.704	139.328	17.040
9-2	290.747	22.097	65.418	73.559	122.111	7.559	-	-

1) Presupuesto escalado de enero/90 a enero/91

Cuadro 4/3

ALTERNATIVAS DEL PROYECTO HIDROELECTRICO COCA-CODO SINCLAIR  
 PRESUPUESTO Y CALENDARIO DE INVERSIONES DEL SISTEMA DE TRANSMISION  
 NIVEL DE PRECIOS: ENERO DE 1991 (1)

Alternativa	Presupuesto (10 <sup>6</sup> US\$)	Calendario de inversiones (10 <sup>6</sup> US\$)			
		Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
1-1	72.684	5.088	39.249	14.537	13.810
1-2	10.519	0.736	5.680	2.104	1.999
2-1	72.198	5.054	38.987	14.440	13.718
2-2	9.910	0.694	5.351	1.982	1.883
3-1	71.711	5.020	38.724	14.342	13.625
3-2	9.546	0.668	5.155	1.909	1.814
4-1	71.345	4.994	38.526	14.269	13.556
4-2	9.180	0.643	4.957	1.836	1.744
5-1	72.198	5.054	38.987	14.440	13.718
5-2	8.330	0.583	4.498	1.666	1.583
6-1	72.075	5.045	38.921	14.415	13.694
6-2	8.450	0.592	4.563	1.690	1.606
7-1	71.224	4.986	38.461	14.245	13.533
7-2	9.180	0.643	4.957	1.836	1.744
8-1	71.831	5.028	38.789	14.366	13.648
8-2	8.085	0.566	4.366	1.617	1.536
9-1	71.468	5.003	38.593	14.294	13.579
9-2	8.694	0.609	4.695	1.739	1.652

1) Presupuesto escalado de enero/90 a enero/91

Cuadro 4/4

ALTERNATIVAS DEL PROYECTO HIDROELECTRICO COCA-CODO SINCLAIR  
RESUMEN DE LA PRODUCCION ENERGETICA  
VALORES NETOS

Alternativa	PI (MW)	FE	PG (MW)	EP (GWh/año)	ES (GWh/año)	ET (GWh/año)
1-1	521,6	0,65	457,7	2.864,0	23,0	2.887,0
1-2	518,3	0,65	454,8	2.846,0	23,3	2.869,3
1-T	1.039,9	0,65	883,4	5.710,0	46,3	5.756,3
2-1	484,0	0,70	424,7	2.861,9	23,0	2.884,9
2-2	480,9	0,70	422,0	2.843,9	23,3	2.867,2
2-T	964,9	0,70	846,7	5.705,8	46,4	5.752,2
3-1	453,6	0,75	398,0	2.873,8	23,1	2.896,9
3-2	448,6	0,75	393,6	2.842,2	23,6	2.865,8
3-T	902,2	0,75	791,6	5.716,0	46,7	5.762,8
4-1	424,6	0,80	372,6	2.868,3	23,0	2.835,4
4-2	419,9	0,80	368,5	2.837,2	23,6	2.860,9
4-T	844,5	0,80	741,1	5.705,6	46,7	5.752,2
5-1A	484,3	0,70	424,9	2.863,4	23,0	2.886,4
5-1B	484,3	0,80	424,9	3.270,0	22,8	3.292,8
5-2	359,1	0,80	315,1	2.429,7	23,3	2.453,0
5-T	843,4	0,80	740,1	5.699,7	46,1	5.745,8
6-1A	476,3	0,70	320,9	2.827,3	2,0	2.829,3
6-1B	478,0	0,80	368,1	3.243,1	2,1	3.245,2
6-2	364,9	0,80	320,2	2.468,0	22,8	2.490,8
6-T	842,9	0,80	739,6	5.711,1	24,9	5.736,0
7-1A	417,5	0,80	321,4	2.832,2	2,0	2.834,0
7-1B	419,0	0,80	322,6	2.842,8	2,0	2.844,8
7-2	424,6	0,80	372,6	2.869,2	23,1	2.892,3
7-T	843,6	0,80	740,2	5.711,9	25,2	5.737,1
8-1	346,4	1,00	304,0	2.678,2	0,0	2.678,2
8-2	346,4	1,00	304,0	2.678,2	0,0	2.678,2
8-T	692,8	1,00	607,9	5.356,4	0,0	5.356,4
9-1A	428,6	0,80	330,0	2.907,8	2,1	2.909,9
9-AB	428,6	1,00	376,1	3.313,7	0,0	3.313,7
9-2	256,0	1,00	224,6	1.979,3	0,0	1.979,3
9-T	684,6	1,00	600,7	5.293,0	0,0	5.293,0

## 5. RESULTADOS

En los Cuadros 5/1 y 5/2 se indican los valores presentes del sistema de generación, el mismo que incluye en su secuencia de equipamiento a cada alternativa de desarrollo del proyecto Coca-Codo Sinclair.

Así se tiene que, el Cuadro 5/1 contiene los resultados considerando la inclusión de las 2 etapas del proyecto Coca-Codo Sinclair, en el Plan de Equipamiento Referencial de mínimo costo; y en el Cuadro 5/2 se incluyen los resultados bajo la hipótesis de desarrollo de sola la primera etapa del proyecto Coca-Codo Sinclair.

Del análisis de los resultados se puede observar lo siguiente:

1. Las fechas de entrada en operación de las etapas del proyecto Coca-Codo Sinclair son:

- a. En plan de expansión que contempla el desarrollo de las dos etapas:<sup>1</sup>

Etapas 1	octubre/2006
Etapas 2	octubre/2010

- b. En plan de expansión que contempla el desarrollo de la primera etapa: (1)

Etapas 1	octubre/2010
----------	--------------

2. Para las 2 hipótesis de desarrollo del proyecto Coca-Codo Sinclair (en una o en dos etapas), la alternativa que provoca el valor presente de mínimo costo para el Sistema, en el periodo de oct/1999-sep/2014, es la 4, cuyas características son:

---

<sup>1</sup> El periodo de expansión va de oct/1999 a sep/2014.

Alternativa No.	Etapas	Potencia instalada (MW)	Factor de instalación
Plan con dos etapas			
4	1	424,6	0,80
	2	419,9	0,80
	Total	844,5	0,80
Plan con una etapa			
4	1	424,6	0,80
	Total	424,6	0,80

3. Cuando el proyecto Coca-Codo Sinclair se desarrolla en sus 2 etapas, el sistema de generación registra los valores presentes más bajos. Es decir, para el Sistema aparecería como más conveniente económicamente el desarrollo de las dos etapas (una que entre en oct/2006 y la segunda en oct/2010).
4. El Plan de Equipamiento Referencial de mínimo costo que no contempla la operación del proyecto Coca-Codo Sinclair, incluye en su secuencia al proyecto hidroeléctrico Mazar. Este plan registra con tasas de actualización del 10 y 12% un menor valor presente que el plan que considera la ejecución de la primera etapa del proyecto Coca-Codo Sinclair, pero un valor presente mayor con todas las tasas de interés consideradas que el plan que considera la ejecución de ambas etapas del proyecto Coca-Codo Sinclair.

En el Anexo B se muestran los listados de computador con los resultados del procesamiento del modelo DSIG, para la tasa de actualización del 10%, y para los dos planes referenciales de expansión planteados para el presente estudio.

Posteriormente en abril de 1992 una vez optimizadas las obras componentes del proyecto y definidos, tanto el presupuesto como el calendario de inversiones de la solución escogida, se ha hecho una evaluación económica de la misma en el S.N.I. (ver Apéndice C).

Cuadro 5/1

ALTERNATIVAS DEL PROYECTO HIDROELECTRICO COCA-CODO SINCLAIR  
 VALOR PRESENTE DEL PLAN DE EXPANSION ACTUALIZADO A OCT/1999  
 EL PROYECTO COCA-CODO SINCLAIR ENTRA CON SUS DOS ETAPAS

Alternativa	Potencia Instalada (MW)	Valor presente (10 <sup>6</sup> US\$)		
		8%	10%	12%
1-1	521,6	2028.938	1860.276	1738.827
1-2	518,3			
2-1	484,0	2016.821	1849.748	1729.617
2-2	480,9			
3-1	453,6	2000.370	1835.983	1718.051
3-2	448,6			
4-1	424,6	1989.240	1825.940	1709.013
4-2	419,9			
5-1(A,B)	484,3/484,3	1993.042	1829.663	1712.644
5-2	359,1			
6-1(A,B)	476,3/478,0	2025.049	1859.378	1740.503
6-2	364,9			
7-1(A,B)	417,5/419,0	2016.567	1850.408	1731.251
7-2	424,6			
8-1	346,4	2017.406	1852.259	1733.515
8-2	346,4			
9-1(A,B)	428,6/428,6	2033.167	1859.290	1740.217
9-2	256,0			

Cuadro 5/1

ALTERNATIVAS DEL PROYECTO HIDROELECTRICO COCA-CODO SINCLAIR  
VALOR PRESENTE DEL PLAN DE EXPANSION ACTUALIZADO A OCT/1999  
EL PROYECTO COCA-CODO SINCLAIR ENTRA CON SU PRIMERA ETAPA

Alternativa	Potencia Instalada (MW)	Valor presente (10 <sup>6</sup> US\$)		
		8%	10%	12%
1-1	521,6	2088.515	1911.759	1782.584
2-1	484,0	2084.255	1908.076	1779.409
3-1	453,6	2082.932	1906.895	1778.382
4-1	424,6	2077.341	1902.104	1774.286
5-1A	484,3	2083.641	1907.565	1778.981
6-1A	476,3	2121.706	1938.850	1805.121
7-1A	417,5	2101.814	1922.064	1790.881
8-1	346,4	2090.642	1914.096	1784.999
9-1A	428,6	2112.089	1931.371	1799.194

## 6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El factor de instalación óptimo del proyecto Coca-Codo Sinclair dentro del S.N.I. es de 0,80 y, corresponde a la alternativa de generación No. 4, definida por los Consultores en el documento "Estudio de Alternativas del Factor de Planta".

El factor de instalación de 0,80 se mantiene para el caso de ejecutarse la primera etapa del proyecto (424,6 MW instalados), así como también para el caso de desarrollarse la segunda etapa (419,9 MW instalado).

La presencia en el equipamiento de mediano plazo del proyecto hidroeléctrico Mazar, desplaza más allá del año escenario del estudio (2014) a la oportunidad de entrada en operación de la segunda etapa del proyecto Coca-Codo Sinclair.

La conveniencia para el sistema y para el país, de desarrollar una o dos etapas de la alternativa seleccionada del proyecto Coca-Codo Sinclair, se establecerá una vez que se efectúen los estudios oficiales de actualización del Plan Maestro de Electrificación. Estos estudios permitirán conocer los planes de expansión de generación de mínimo costo para el mediano y largo plazos (2000-2014).

La Dirección de Planificación recomienda continuar los estudios de factibilidad de la Alternativa 4 del proyecto hidroeléctrico Coca-Codo Sinclair presentada por los Consultores y, cuyas características principales son:

Alternativa No.	Etapas	Potencia instalada (MW)	Factor de instalación
4	1	424,6	0,80
	2	419,9	0,80
	Total	844,5	0,80



APENDICES

APENDICE A

PRODUCCIONES ENERGETICAS NETAS

## PRODUCCIONES ANUALES NETAS

---

PROYECTO HIDROELECTRICO: CODO SINCLAIR 1 - 1

### DATOS GENERALES DEL PROYECTO

#### 1.- INDISPONIBILIDADES

TASA DE MANTENIMIENTO -Dias/Años/Grupos	:	15.00
SALIDAS FORZADAS	en -%-	5.00
PERDIDAS DE TRANSMISION DE POTENCIA	en -%-	3.00
PERDIDAS DE TRANSMISION DE ENERGIA	en -%-	2.50
CONSUMOS PROPIOS DE LA CENTRAL	en -%-	.70
NUMERO DE DIAS MEDIOS DE TRABAJO	:	365.25

#### 2.- PRODUCCIONES BRUTAS

Potencia Instalada	en Mw	: 521.60
Energia Firme Anual	en Gwh	: 2958.10
Energia Media Anual	en Gwh	: 2981.90

#### 3.- DATOS OPERATIVOS

Potencia Minima Obligatoria	en Mw	: 104.32
Relacion Base Maxima/Punta	:	1.00
Tipo de Central	:	DE PASADA
Volumen de Regulacion	en Mwh	: 733.24
Numero de Horas de Punta	:	3.00

## R E S U L T A D O S

---

### PRODUCCIONES PADRONIZADAS NETAS

Potencia Garantizada	en Mw.	: 457.69
Energia Primaria de Base	en Gwh.	: 2696.98
Energia Primaria de Punta	en Gwh.	: 166.97
Energia Primaria Total	en Gwh.	: 2863.96
Energia Media de Base	en Gwh.	: 2723.32
Energia Media de Punta	en Gwh.	: 163.68
Energia Media Total	en Gwh.	: 2887.00
Energia Secundaria Total	en Gwh.	: 23.04
Energia Excedente Firme	en Gwh.	: .00
Energia Excedente Media	en Gwh.	: .00

## PRODUCCIONES ANUALES NETAS

---

PROYECTO HIDROELECTRICO: CODO SINCLAIR 1 - 2

### DATOS GENERALES DEL PROYECTO

#### 1.- INDISPONIBILIDADES

TASA DE MANTENIMIENTO -Dias/Años/Grupos	:	15.00
SALIDAS FORZADAS	en -%-	5.00
PERDIDAS DE TRANSMISION DE POTENCIA	en -%-	3.00
PERDIDAS DE TRANSMISION DE ENERGIA	en -%-	2.50
CONSUMOS PROPIOS DE LA CENTRAL	en -%-	.70
NUMERO DE DIAS MEDIOS DE TRABAJO	:	365.25

#### 2.- PRODUCCIONES BRUTAS

Potencia Instalada	en Mw	: 518.30
Energia Firme Anual	en Gwh	: 2939.50
Energia Media Anual	en Gwh	: 2963.60

#### 3.- DATOS OPERATIVOS

Potencia Minima Obligatoria	en Mw	: 103.66
Relacion Base Maxima/Punta	:	1.00
Tipo de Central	:	DE PASADA
Volumen de Regulacion	en Mwh	: 733.06
Numero de Horas de Punta	:	3.00

## R E S U L T A D O S

---

### PRODUCCIONES PADRONIZADAS NETAS

Potencia Garantizada	en Mw.	: 454.79
Energia Primaria de Base	en Gwh.	: 2680.05
Energia Primaria de Punta	en Gwh.	: 165.90
Energia Primaria Total	en Gwh.	: 2845.95
Energia Media de Base	en Gwh.	: 2706.71
Energia Media de Punta	en Gwh.	: 162.57
Energia Media Total	en Gwh.	: 2869.28
Energia Secundaria Total	en Gwh.	: 23.33
Energia Excedente Firme	en Gwh.	: .00
Energia Excedente Media	en Gwh.	: .00

## PRODUCCIONES ANUALES NETAS

---

PROYECTO HIDROELECTRICO: CODO SINCLAIR - 1T

### DATOS GENERALES DEL PROYECTO

#### 1.- INDISPONIBILIDADES

TASA DE MANTENIMIENTO -Dias/Años/Grupos	:	15.00
SALIDAS FORZADAS	en -%-	: 5.00
PERDIDAS DE TRANSMISION DE POTENCIA	en -%-	: 3.00
PERDIDAS DE TRANSMISION DE ENERGIA	en -%-	: 2.50
CONSUMOS PROPIOS DE LA CENTRAL	en -%-	: .70
NUMERO DE DIAS MEDIOS DE TRABAJO	:	365.25

#### 2.- PRODUCCIONES BRUTAS

Potencia Instalada	en Mw	: 1039.90
Energia Firme Anual	en Gwh	: 5897.60
Energia Media Anual	en Gwh	: 5945.50

#### 3.- DATOS OPERATIVOS

Potencia Minima Obligatoria	en Mw	: 207.95
Relacion Base Maxima/Punta	:	1.00
Tipo de Central	:	DE PASADA
Volumen de Regulacion	en Mwh	: 733.15
Numero de Horas de Punta	:	3.00

## R E S U L T A D O S

---

### PRODUCCIONES PADRONIZADAS NETAS

Potencia Garantizada	en Mw.	: 383.42
Energia Primaria de Base	en Gwh.	: 5413.61
Energia Primaria de Punta	en Gwh.	: 296.30
Energia Primaria Total	en Gwh.	: 5709.91
Energia Media de Base	en Gwh.	: 5459.99
Energia Media de Punta	en Gwh.	: 296.30
Energia Media Total	en Gwh.	: 5756.28
Energia Secundaria Total	en Gwh.	: 46.38
Energia Excedente Firme	en Gwh.	: .00
Energia Excedente Media	en Gwh.	: .00

## PRODUCCIONES ANUALES NETAS

---

### PROYECTO HIDROELECTRICO: CODO SINCLAIR 2 - 1

#### DATOS GENERALES DEL PROYECTO

##### 1.- INDISPONIBILIDADES

TASA DE MANTENIMIENTO -Dias/Años/Grupos	:	15.00
SALIDAS FORZADAS	en -%-	5.00
PERDIDAS DE TRANSMISION DE POTENCIA	en -%-	3.00
PERDIDAS DE TRANSMISION DE ENERGIA	en -%-	2.50
CONSUMOS PROPIOS DE LA CENTRAL	en -%-	.70
NUMERO DE DIAS MEDIOS DE TRABAJO	:	365.25

##### 2.- PRODUCCIONES BRUTAS

Potencia Instalada	en Mw	: 484.00
Energia Firme Anual	en Gwh	: 2956.00
Energia Media Anual	en Gwh	: 2979.80

##### 3.- DATOS OPERATIVOS

Potencia Minima Obligatoria	en Mw	: 96.80
Relacion Base Maxima/Funta	:	1.00
Tipo de Central	:	DE PASADA
Volumen de Regulacion	en Mwh	: 733.07
Numero de Horas de Punta	:	3.00

## R E S U L T A D O S

---

#### PRODUCCIONES PADRONIZADAS NETAS

Potencia Garantizada	en Mw.	: 424.70
Energia Primaria de Base	en Gwh.	: 2736.19
Energia Primaria de Punta	en Gwh.	: 125.74
Energia Primaria Total	en Gwh.	: 2861.93
Energia Media de Base	en Gwh.	: 2762.52
Energia Media de Punta	en Gwh.	: 172.44
Energia Media Total	en Gwh.	: 2884.97
Energia Secundaria Total	en Gwh.	: 23.04
Energia Excedente Firme	en Gwh.	: .00
Energia Excedente Media	en Gwh.	: .00

## PRODUCCIONES ANUALES NETAS

PROYECTO HIDROELECTRICO: CODO SINCLAIR 2 - 2

### DATOS GENERALES DEL PROYECTO

#### 1.- INDISPONIBILIDADES

TASA DE MANTENIMIENTO -Dias/Años/Grupos	:	15.00
SALIDAS FORZADAS	en -%-	5.00
PERDIDAS DE TRANSMISION DE POTENCIA	en -%-	3.00
PERDIDAS DE TRANSMISION DE ENERGIA	en -%-	2.50
CONSUMOS PROPIOS DE LA CENTRAL	en -%-	.70
NUMERO DE DIAS MEDIOS DE TRABAJO	:	365.25

#### 2.- PRODUCCIONES BRUTAS

Potencia Instalada	en Mw	: 480.90
Energia Firme Anual	en Gwh	: 2937.40
Energia Media Anual	en Gwh	: 2961.50

#### 3.- DATOS OPERATIVOS

Potencia Minima Obligatoria	en Mw	: 96.16
Relacion Base Maxima/Punta	:	1.00
Tipo de Central	:	DE PASADA
Volumen de Regulacion	en Mwh	: 733.17
Numero de Horas de Punta	:	3.00

## R E S U L T A D O S

### PRODUCCIONES PAIFONIZADAS NETAS

Potencia Garantizada	en Mw.	:	421.98
Energia Primaria de Base	en Gwh.	:	2719.03
Energia Primaria de Punta	en Gwh.	:	124.88
Energia Primaria Total	en Gwh.	:	2843.92
Energia Media de Base	en Gwh.	:	2745.70
Energia Media de Punta	en Gwh.	:	121.55
Energia Media Total	en Gwh.	:	2867.25
Energia Secundaria Total	en Gwh.	:	23.33
Energia Excedente Firme	en Gwh.	:	.00
Energia Excedente Medio	en Gwh.	:	.00

## PRODUCCIONES ANUALES NETAS

---

PROYECTO HIDROELECTRICO: CODO SINCLAIR 2 - T

### DATOS GENERALES DEL PROYECTO

#### 1.- INDISPONIBILIDADES

TASA DE MANTENIMIENTO -Dias/Años/Grupos	:	15.00
SALIDAS FORZADAS	en -%-	5.00
PERDIDAS DE TRANSMISION DE POTENCIA	en -%-	3.00
PERDIDAS DE TRANSMISION DE ENERGIA	en -%-	2.50
CONSUMOS PROPIOS DE LA CENTRAL	en -%-	.70
NUMERO DE DIAS MEDIOS DE TRABAJO	:	365.25

#### 2.- PRODUCCIONES BRUTAS

Potencia Instalada	en Mw	: 964.90
Energia Firme Anual	en Gwh	: 5893.40
Energia Media Anual	en Gwh	: 5941.30

#### 3.- DATOS OPERATIVOS

Potencia Minima Obligatoria	en Mw	: 192.96
Relacion Base Maxima/Punta	:	1.00
Tipo de Central	:	DE PASADA
Volumen de Regulacion	en Mwh	: 733.12
Numero de Horas de Punta	:	3.00

## R E S U L T A D O S

---

### PRODUCCIONES PATRONIZADAS NETAS

Potencia Garantizada	en Mw.	:	846.67
Energia Primaria de Base	en Gwh.	:	5455.22
Energia Primaria de Punta	en Gwh.	:	250.67
Energia Primaria Total	en Gwh.	:	5705.84
Energia Media de Base	en Gwh.	:	5508.73
Energia Media de Punta	en Gwh.	:	243.99
Energia Media Total	en Gwh.	:	5752.22
Energia Secundaria Total	en Gwh.	:	46.38
Energia Excedente Firme	en Gwh.	:	.00
Energia Excedente Media	en Gwh.	:	.00



## PRODUCCIONES ANUALES NETAS

---

PROYECTO HIDROELECTRICO:CODD SINCLAIR 3 - 1

### DATOS GENERALES DEL PROYECTO

#### 1.- INDISPONIBILIDADES

TASA DE MANTENIMIENTO -Dias/Años/Grupos	:	15.00
SALIDAS FORZADAS	en -%- :	5.00
PERDIDAS DE TRANSMISION DE POTENCIA	en -%- :	3.00
PERDIDAS DE TRANSMISION DE ENERGIA	en -%- :	2.50
CONSUMOS PROPIOS DE LA CENTRAL	en -%- :	.70
NUMERO DE DIAS MEDIOS DE TRABAJO	:	365.25

#### 2.- PRODUCCIONES BRUTAS

Potencia Instalada	en Mw	: 453.60
Energia Firme Anual	en Gwh	:2968.30
Energia Media Anual	en Gwh	:2992.20

#### 3.- DATOS OPERATIVOS

Potencia Minima Obligatoria	en Mw	: 90.72
Relacion Base Maxima/Punta	:	1.00
Tipo de Central	:	DE PASADA
Volumen de Regulacion	en Mwh	: 735.98
Numero de Horas de Punta	:	3.00

## R E S U L T A D O S

---

### PRODUCCIONES PADRONIZADAS NETAS

Potencia Garantizada	en Mw.	:	398.02
Energia Primaria de Base	en Gwh.	:	2783.38
Energia Primaria de Punta	en Gwh.	:	90.46
Energia Primaria Total	en Gwh.	:	2873.83
Energia Media de Base	en Gwh.	:	2809.82
Energia Media de Punta	en Gwh.	:	87.15
Energia Media Total	en Gwh.	:	2896.97
Energia Secundaria Total	en Gwh.	:	23.14
Energia Excedente Firme	en Gwh.	:	.00
Energia Excedente Media	en Gwh.	:	.00

## PRODUCCIONES ANUALES NETAS

---

PROYECTO HIDROELECTRICO: CDDO SINCLAIR 3 - 2

### DATOS GENERALES DEL PROYECTO

#### 1.- INDISPONIBILIDADES

TASA DE MANTENIMIENTO -Dias/Años/Grupos	:	15.00
SALIDAS FORZADAS	en -%-	5.00
PERDIDAS DE TRANSMISION DE POTENCIA	en -%-	3.00
PERDIDAS DE TRANSMISION DE ENERGIA	en -%-	2.50
CONSUMOS PROPIOS DE LA CENTRAL	en -%-	.70
NUMERO DE DIAS MEDIOS DE TRABAJO	:	365.25

#### 2.- PRODUCCIONES BRUTAS

Potencia Instalada	en Mw	: 448.60
Energia Firme Anual	en Gwh	: 2935.60
Energia Media Anual	en Gwh	: 2960.00

#### 3.- DATOS OPERATIVOS

Potencia Minima Obligatoria	en Mw	: 89.72
Relacion Base Maxima/Punta	:	1.00
Tipo de Central	:	DE PASADA
Volumen de Regulacion	en Mwh	: 735.60
Numero de Horas de Punta	:	3.00

## R E S U L T A D O S

---

### PRODUCCIONES PADRONIZADAS NETAS

Potencia Garantizada	en Mw.	:	393.63
Energia Primaria de Base	en Gwh.	:	2752.72
Energia Primaria de Punta	en Gwh.	:	89.46
Energia Primaria Total	en Gwh.	:	2842.17
Energia Media de Base	en Gwh.	:	2779.72
Energia Media de Punta	en Gwh.	:	86.08
Energia Media Total	en Gwh.	:	2865.80
Energia Secundaria Total	en Gwh.	:	23.62
Energia Excedente Firme	en Gwh.	:	.00
Energia Excedente Media	en Gwh.	:	.00

## PRODUCCIONES ANUALES NETAS

---

PROYECTO HIDROELECTRICO: CODO SINCLAIR 3-1

### DATOS GENERALES DEL PROYECTO

#### 1.- INDISPONIBILIDADES

TASA DE MANTENIMIENTO -Dias/Años/Grupos	:	15.00
SALIDAS FORZADAS	en -%-	5.00
PERDIDAS DE TRANSMISION DE POTENCIA	en -%-	3.00
PERDIDAS DE TRANSMISION DE ENERGIA	en -%-	2.50
CONSUMOS PROPIOS DE LA CENTRAL	en -%-	1.70
NUMERO DE DIAS MEDIOS DE TRABAJO	:	365.25

#### 2.- PRODUCCIONES BRUTAS

Potencia Instalada	en Mw	: 902.20
Energia Firme Anual	en Gwh	: 5903.90
Energia Media Anual	en Gwh	: 5952.20

#### 3.- DATOS OPERATIVOS

Potencia Minima Obligatoria	en Mw	: 180.44
Relacion Base Maxima/Punta	:	1.00
Tipo de Central	:	DE PASADA
Volumen de Regulacion	en Mwh	: 735.79
Numero de Horas de Punta	:	3.00

## RESULTADOS

---

### PRODUCCIONES PADRONIZADAS NETAS

Potencia Garantizada	en Mw.	: 791.65
Energia Primaria de Base	en Gwh.	: 5536.09
Energia Primaria de Punta	en Gwh.	: 179.91
Energia Primaria Total	en Gwh.	: 5716.01
Energia Media de Base	en Gwh.	: 5589.54
Energia Media de Punta	en Gwh.	: 173.23
Energia Media Total	en Gwh.	: 5762.77
Energia Secundaria Total	en Gwh.	: 46.76
Energia Excedente Firme	en Gwh.	: .00
Energia Excedente Media	en Gwh.	: .00

## PRODUCCIONES ANUALES NETAS

---

PROYECTO HIDROELECTRICO: COCA CODO SINCLAIR 4 - 1

### DATOS GENERALES DEL PROYECTO

#### 1.- INDISPONIBILIDADES

TASA DE MANTENIMIENTO -Dias/Años/Grupos	:	15.00
SALIDAS FORZADAS	en -%-	5.00
PERDIDAS DE TRANSMISION DE POTENCIA	en -%-	3.00
PERDIDAS DE TRANSMISION DE ENERGIA	en -%-	2.50
CONSUMOS PROPIOS DE LA CENTRAL	en -%-	.70
NUMERO DE DIAS MEDIOS DE TRABAJO	:	365.25

#### 2.- PRODUCCIONES BRUTAS

Potencia Instalada	en Mw	: 424.60
Energia Firme Anual	en Gwh	: 2962.60
Energia Media Anual	en Gwh	: 2986.40

#### 3.- DATOS OPERATIVOS

Potencia Minima Obligatoria	en Mw	: 84.92
Relacion Base Maxima/Punta	:	1.00
Tipo de Central	:	DE PASADA
Volumen de Regulacion	en Mwh	: 734.66
Numero de Horas de Punta	:	3.00

## R E S U L T A D O S

---

### PRODUCCIONES PADRONIZADAS NETAS

Potencia Garantizada	en Mw.	: 372.57
Energia Primaria de Base	en Gwh.	: 2809.10
Energia Primaria de Punta	en Gwh.	: 59.21
Energia Primaria Total	en Gwh.	: 2868.32
Energia Media de Base	en Gwh.	: 2835.44
Energia Media de Punta	en Gwh.	: 55.92
Energia Media Total	en Gwh.	: 2891.36
Energia Secundaria Total	en Gwh.	: 23.04
Energia Excedente Firme	en Gwh.	: .00
Energia Excedente Media	en Gwh.	: .00

## PRODUCCIONES ANUALES NETAS

---

PROYECTO HIDROELECTRICO: COCA CODO SINCLAIR 4 - 2

### DATOS GENERALES DEL PROYECTO

#### 1.- INDISPONIBILIDADES

TASA DE MANTENIMIENTO -Dias/Anos/Grupos	:	15.00
SALIDAS FORZADAS	en -%- :	5.00
PERDIDAS DE TRANSMISION DE POTENCIA	en -%- :	3.00
PERDIDAS DE TRANSMISION DE ENERGIA	en -%- :	2.50
CONSUMOS PROPIOS DE LA CENTRAL	en -%- :	.70
NUMERO DE DIAS MEDIOS DE TRABAJO	:	365.25

#### 2.- PRODUCCIONES BRUTAS

Potencia Instalada	en Mw	: 419.90
Energia Firme Anual	en Gwh	: 2930.50
Energia Media Anual	en Gwh	: 2954.90

#### 3.- DATOS OPERATIVOS

Potencia Minima Obligatoria	en Mw	: 83.98
Relacion Base Maxima/Punta	:	1.00
Tipo de Central	:	DE PASADA
Volumen de Regulacion	en Mwh	: 734.78
Numero de Horas de Punta	:	3.00

## R E S U L T A D O S

---

### PRODUCCIONES PADRONIZADAS NETAS

Potencia Garantizada	en Mw.	:	368.45
Energia Primaria de Base	en Gwh.	:	2778.77
Energia Primaria de Punta	en Gwh.	:	58.46
Energia Primaria Total	en Gwh.	:	2837.24
Energia Media de Base	en Gwh.	:	2805.77
Energia Media de Punta	en Gwh.	:	55.09
Energia Media Total	en Gwh.	:	2860.86
Energia Secundaria Total	en Gwh.	:	23.62
Energia Excedente Firme	en Gwh.	:	.00
Energia Excedente Media	en Gwh.	:	.00

## PRODUCCIONES ANUALES NETAS

---

PROYECTO HIDROELECTRICO: COCA CODO SINCLAIR 4 - T

### DATOS GENERALES DEL PROYECTO

#### 1.- INDISPONIBILIDADES

TASA DE MANTENIMIENTO -Dias/Anos/Grupos	:	15.00
SALIDAS FORZADAS	en -%-	5.00
PERDIDAS DE TRANSMISION DE POTENCIA	en -%-	3.00
PERDIDAS DE TRANSMISION DE ENERGIA	en -%-	2.50
CONSUMOS PROPIOS DE LA CENTRAL	en -%-	.70
NUMERO DE DIAS MEDIOS DE TRABAJO	:	365.25

#### 2.- PRODUCCIONES BRUTAS

Potencia Instalada	en Mw	: 844.50
Energia Firme Anual	en Gwh	: 5893.10
Energia Media Anual	en Gwh	: 5941.30

#### 3.- DATOS OPERATIVOS

Potencia Minima Obligatoria	en Mw	: 168.90
Relacion Base Maxima/Punta	:	1.00
Tipo de Central	:	DE PASADA
Volumen de Regulacion	en Mwh	: 734.77
Numero de Horas de Punta	:	3.00

## R E S U L T A D O S

---

### PRODUCCIONES PADRONIZADAS NETAS

Potencia Garantizada	en Mw.	:	741.02
Energia Primaria de Base	en Gwh.	:	5587.87
Energia Primaria de Punta	en Gwh.	:	117.68
Energia Primaria Total	en Gwh.	:	5705.55
Energia Media de Base	en Gwh.	:	5641.21
Energia Media de Punta	en Gwh.	:	111.01
Energia Media Total	en Gwh.	:	5752.22
Energia Secundaria Total	en Gwh.	:	46.67
Energia Excedente Firme	en Gwh.	:	.00
Energia Excedente Media	en Gwh.	:	.00

## PRODUCCIONES ANUALES NETAS

PROYECTO HIDROELECTRICO: COCA CODO SINCLAIR 5-1A

### DATOS GENERALES DEL PROYECTO

#### 1.- INDISPONIBILIDADES

TASA DE MANTENIMIENTO -Dias/Anos/Grupos	:	15.00
SALIDAS FORZADAS	en -%-	5.00
PERDIDAS DE TRANSMISION DE POTENCIA	en -%-	3.00
PERDIDAS DE TRANSMISION DE ENERGIA	en -%-	2.50
CONSUMOS PROPIOS DE LA CENTRAL	en -%-	.70
NUMERO DE DIAS MEDIOS DE TRABAJO	:	365.25

#### 2.- PRODUCCIONES BRUTAS

Potencia Instalada	en Mw	: 484.25
Energia Firme Anual	en Gwh	: 2957.50
Energia Media Anual	en Gwh	: 2981.30

#### 3.- DATOS OPERATIVOS

Potencia Minima Obligatoria	en Mw	: 96.85
Relacion Base Maxima/Punta	:	1.00
Tipo de Central	:	DE PASADA
Volumen de Regulacion	en Mwh	: 733.37
Numero de Horas de Punta	:	3.00

## R E S U L T A D O S

### PRODUCCIONES PADRONIZADAS NETAS

Potencia Garantizada	en Mw.	: 424.92
Energia Primaria de Base	en Gwh.	: 2737.57
Energia Primaria de Punta	en Gwh.	: 125.80
Energia Primaria Total	en Gwh.	: 2863.38
Energia Media de Base	en Gwh.	: 2763.91
Energia Media de Punta	en Gwh.	: 122.51
Energia Media Total	en Gwh.	: 2886.42
Energia Secundaria Total	en Gwh.	: 23.04
Energia Excedente Firme	en Gwh.	: .00
Energia Excedente Media	en Gwh.	: .00

## PRODUCCIONES ANUALES NETAS

---

PROYECTO HIDROELECTRICO: COCA CODO SINCLAIR 5 - 1B

### DATOS GENERALES DEL PROYECTO

#### 1.- INDISPONIBILIDADES

TASA DE MANTENIMIENTO -Dias/Años/Grupos	:	15.00
SALIDAS FORZADAS	en -%- :	5.00
PERDIDAS DE TRANSMISION DE POTENCIA	en -%- :	3.00
PERDIDAS DE TRANSMISION DE ENERGIA	en -%- :	2.50
CONSUMOS PROPIOS DE LA CENTRAL	en -%- :	.70
NUMERO DE DIAS MEDIOS DE TRABAJO	:	365.25

#### 2.- PRODUCCIONES BRUTAS

Potencia Instalada	en Mw	: 484.25
Energia Firme Anual	en Gwh	: 3377.50
Energia Media Anual	en Gwh	: 3401.00

#### 3.- DATOS OPERATIVOS

Potencia Minima Obligatoria	en Mw	: 96.85
Relacion Base Maxima/Punta	:	1.00
Tipo de Central	:	DE PASADA
Volumen de Regulacion	en Mwh	: 733.37
Numero de Horas de Punta	:	3.00

## R E S U L T A D O S

---

### PRODUCCIONES PADRONIZADAS NETAS

Potencia Garantizada	en Mw.	: 424.92
Energia Primaria de Base	en Gwh.	: 3202.30
Energia Primaria de Punta	en Gwh.	: 67.71
Energia Primaria Total	en Gwh.	: 3270.01
Energia Media de Base	en Gwh.	: 3228.30
Energia Media de Punta	en Gwh.	: 64.46
Energia Media Total	en Gwh.	: 3292.76
Energia Secundaria Total	en Gwh.	: 22.75
Energia Excedente Firme	en Gwh.	: .00
Energia Excedente Media	en Gwh.	: .00



## PRODUCCIONES ANUALES NETAS

---

PROYECTO HIDROELECTRICO: COCA CODO SINCLAIR 5 - 2

### DATOS GENERALES DEL PROYECTO

#### 1.- INDISPONIBILIDADES

TASA DE MANTENIMIENTO -Dias/Años/Grupos	:	15.00
SALIDAS FORZADAS	en -%-	5.00
PERDIDAS DE TRANSMISION DE POTENCIA	en -%-	3.00
PERDIDAS DE TRANSMISION DE ENERGIA	en -%-	2.50
CONSUMOS PROPIOS DE LA CENTRAL	en -%-	.70
NUMERO DE DIAS MEDIOS DE TRABAJO	:	365.25

#### 2.- PRODUCCIONES BRUTAS

Potencia Instalada	en Mw	: 359.14
Energia Firme Anual	en Gwh	: 2509.60
Energia Media Anual	en Gwh	: 2533.70

#### 3.- DATOS OPERATIVOS

Potencia Minima Obligatoria	en Mw	: 71.83
Relacion Base Maxima/Punta	:	1.00
Tipo de Central	:	DE PASADA
Volumen de Regulacion	en Mwh	: 734.51
Numero de Horas de Punta	:	3.00

## R E S U L T A D O S

---

### PRODUCCIONES PADRONIZADAS NETAS

Potencia Garantizada	en Mw.	: 315.13
Energia Primaria de Base	en Gwh.	: 2320.16
Energia Primaria de Punta	en Gwh.	: 49.57
Energia Primaria Total	en Gwh.	: 2409.73
Energia Media de Base	en Gwh.	: 2406.83
Energia Media de Punta	en Gwh.	: 46.24
Energia Media Total	en Gwh.	: 2453.06
Energia Secundaria Total	en Gwh.	: 23.33
Energia Excedente Firme	en Gwh.	: .00
Energia Excedente Media	en Gwh.	: .00

## PRODUCCIONES ANUALES NETAS

---

PROYECTO HIDROELECTRICO: COCA CODO SINCLAIR 5 - T

### DATOS GENERALES DEL PROYECTO

#### 1.- INDISPONIBILIDADES

TASA DE MANTENIMIENTO -Dias/Años/Grupos	:	15.00
SALIDAS FORZADAS	en -%-	: 5.00
PERDIDAS DE TRANSMISION DE POTENCIA	en -%-	: 3.00
PERDIDAS DE TRANSMISION DE ENERGIA	en -%-	: 2.50
CONSUMOS PROPIOS DE LA CENTRAL	en -%-	: .70
NUMERO DE DIAS MEDIOS DE TRABAJO	:	365.25

#### 2.- PRODUCCIONES BRUTAS

Potencia Instalada	en Mw	: 843.39
Energia Firme Anual	en Gwh	: 5887.10
Energia Media Anual	en Gwh	: 5934.70

#### 3.- DATOS OPERATIVOS

Potencia Minima Obligatoria	en Mw	: 168.68
Relacion Base Maxima/Punta	:	1.00
Tipo de Central	:	DE PASADA
Volumen de Regulacion	en Mwh	: 733.81
Numero de Horas de Punta	:	3.00

## RESULTADOS

---

### PRODUCCIONES PADRONIZADAS NETAS

Potencia Garantizada	en Mw.	: 740.05
Energia Primaria de Base	en Gwh.	: 5582.46
Energia Primaria de Punta	en Gwh.	: 117.28
Energia Primaria Total	en Gwh.	: 5699.74
Energia Media de Base	en Gwh.	: 5635.13
Energia Media de Punta	en Gwh.	: 110.70
Energia Media Total	en Gwh.	: 5745.83
Energia Secundaria Total	en Gwh.	: 46.09
Energia Excedente Firme	en Gwh.	: .00
Energia Excedente Media	en Gwh.	: .00

## PRODUCCIONES ANUALES NETAS

---

PROYECTO HIDROELECTRICO: CODO SINCLAIR - 6 - 1A

### DATOS GENERALES DEL PROYECTO

#### 1.- INDISPONIBILIDADES

TASA DE MANTENIMIENTO -Dias/Años/Grupos	:	15.00
SALIDAS FORZADAS	en -%-	5.00
PERDIDAS DE TRANSMISION DE POTENCIA	en -%-	3.00
PERDIDAS DE TRANSMISION DE ENERGIA	en -%-	2.50
CONSUMOS PROPIOS DE LA CENTRAL	en -%-	.70
NUMERO DE DIAS MEDIOS DE TRABAJO	:	365.25

#### 2.- PRODUCCIONES BRUTAS

Potencia Instalada	en Mw	: 476.30
Energia Firme Anual	en Gwh	: 2920.20
Energia Media Anual	en Gwh	: 2922.30

#### 3.- DATOS OPERATIVOS

Potencia Minima Obligatoria	en Mw	: 95.26
Relacion Base Maxima/Punta	:	1.00
Tipo de Central	:	DE PASADA
Volumen de Regulacion	en Mwh	: .00
Numero de Horas de Punta	:	3.00

## RESULTADOS

---

### PRODUCCIONES PADRONIZADAS NETAS

Potencia Garantizada	en Mw.	:	320.87
Energia Primaria de Base	en Gwh.	:	1917.16
Energia Primaria de Punta	en Gwh.	:	.00
Energia Primaria Total	en Gwh.	:	2827.26
Energia Media de Base	en Gwh.	:	2829.30
Energia Media de Punta	en Gwh.	:	.00
Energia Media Total	en Gwh.	:	2829.30
Energia Secundaria Total	en Gwh.	:	2.03
Energia Excedente Firme	en Gwh.	:	.00
Energia Excedente Media	en Gwh.	:	.00

## PRODUCCIONES ANUALES NETAS

-----

PROYECTO HIDROELECTRICO: CODO SINCLAIR - 6 - 1B

### DATOS GENERALES DEL PROYECTO

#### 1.- INDISPONIBILIDADES

TASA DE MANTENIMIENTO -Dias/Años/Grupos	:	15.00
SALIDAS FORZADAS	en -%-	5.00
PERDIDAS DE TRANSMISION DE POTENCIA	en -%-	3.00
PERDIDAS DE TRANSMISION DE ENERGIA	en -%-	2.50
CONSUMOS PROPIOS DE LA CENTRAL	en -%-	.70
NUMERO DE DIAS MEDIOS DE TRABAJO	:	365.25

#### 2.- PRODUCCIONES BRUTAS

Potencia Instalada	en Mw	: 478.04
Energia Firme Anual	en Gwh	: 3349.70
Energia Media Anual	en Gwh	: 3351.90

#### 3.- DATOS OPERATIVOS

Potencia Minima Obligatoria	en Mw	: 95.61
Relacion Base Maxima/Punta	:	1.00
Tipo de Central	:	DE PASADA
Volumen de Regulacion	en Mwh	: .00
Numero de Horas de Punta	:	3.00

## R E S U L T A D O S

-----

### PRODUCCIONES PADRONIZADAS NETAS

Potencia Garantizada	en Mw.	:	368.07
Energia Primaria de Base	en Gwh.	:	3243.10
Energia Primaria de Punta	en Gwh.	:	.00
Energia Primaria Total	en Gwh.	:	3243.10
Energia Media de Base	en Gwh.	:	3245.23
Energia Media de Punta	en Gwh.	:	.00
Energia Media Total	en Gwh.	:	3245.23
Energia Secundaria Total	en Gwh.	:	2.13
Energia Excedente Firme	en Gwh.	:	.00
Energia Excedente Media	en Gwh.	:	.00

## PRODUCCIONES ANUALES NETAS

---

PROYECTO HIDROELECTRICO: CODO SINCLAIR - 6 - 2

### DATOS GENERALES DEL PROYECTO

#### 1.- INDISPONIBILIDADES

TASA DE MANTENIMIENTO -Dias/Años/Grupos	:	15.00
SALIDAS FORZADAS	en -%-	5.00
PERDIDAS DE TRANSMISION DE POTENCIA	en -%-	3.00
PERDIDAS DE TRANSMISION DE ENERGIA	en -%-	2.50
CONSUMOS PROPIOS DE LA CENTRAL	en -%-	.70
NUMERO DE DIAS MEDIOS DE TRABAJO	:	365.25

#### 2.- PRODUCCIONES BRUTAS

Potencia Instalada	en Mw	: 364.85
Energia Firme Anual	en Gwh	: 2549.10
Energia Media Anual	en Gwh	: 2572.60

#### 3.- DATOS OPERATIVOS

Potencia Minima Obligatoria	en Mw	: 72.97
Relacion Base Maxima/Punta	:	1.00
Tipo de Central	:	DE PASADA
Volumen de Regulacion	en Mwh	: 735.47
Numero de Horas de Punta	:	3.00

## R E S U L T A D O S

---

### PRODUCCIONES PADRONIZADAS NETAS

Potencia Garantizada	en Mw.	: 320.15
Energia Primaria de Base	en Gwh.	: 2417.56
Energia Primaria de Punta	en Gwh.	: 50.41
Energia Primaria Total	en Gwh.	: 2467.97
Energia Media de Base	en Gwh.	: 2443.57
Energia Media de Punta	en Gwh.	: 47.16
Energia Media Total	en Gwh.	: 2490.73
Energia Secundaria Total	en Gwh.	: 22.75
Energia Excedente Firme	en Gwh.	: .00
Energia Excedente Media	en Gwh.	: .00

## PRODUCCIONES ANUALES NETAS

---

PROYECTO HIDROELECTRICO: CODO SINCLAIR - 6 - T -

### DATOS GENERALES DEL PROYECTO

#### 1.- INDISPONIBILIDADES

TASA DE MANTENIMIENTO -Dias/Años/Grupos	:	15.00
SALIDAS FORZADAS	en -%-	5.00
PERDIDAS DE TRANSMISION DE POTENCIA	en -%-	3.00
PERDIDAS DE TRANSMISION DE ENERGIA	en -%-	2.50
CONSUMOS PROPIOS DE LA CENTRAL	en -%-	.70
NUMERO DE DIAS MEDIOS DE TRABAJO	:	365.25

#### 2.- PRODUCCIONES BRUTAS

Potencia Instalada	en Mw	: 842.89
Energia Firme Anual	en Gwh	: 5898.80
Energia Media Anual	en Gwh	: 5924.50

#### 3.- DATOS OPERATIVOS

Potencia Minima Obligatoria	en Mw	: 168.58
Relacion Base Maxima/Punta	:	1.00
Tipo de Central	:	DE PASADA
Volumen de Regulacion	en Mwh	: 733.51
Numero de Horas de Punta	:	3.00

## RESULTADOS

---

### PRODUCCIONES PADRONIZADAS NETAS

Potencia Garantizada	en Mw.	: 739.61
Energia Primaria de Base	en Gwh.	: 5595.96
Energia Primaria de Punta	en Gwh.	: 115.11
Energia Primaria Total	en Gwh.	: 5711.07
Energia Media de Base	en Gwh.	: 5624.40
Energia Media de Punta	en Gwh.	: 111.56
Energia Media Total	en Gwh.	: 5735.95
Energia Secundaria Total	en Gwh.	: 24.88
Energia Excedente Firme	en Gwh.	: .00
Energia Excedente Media	en Gwh.	: .00

## PRODUCCIONES ANUALES NETAS

---

PROYECTO HIDROELECTRICO: CODO SINCLAIR 7 - 10

### DATOS GENERALES DEL PROYECTO

#### 1.- INDISPONIBILIDADES

TASA DE MANTENIMIENTO -Dias/Años/Grupos	:	15.00
SALIDAS FORZADAS	en -%-	5.00
PERDIDAS DE TRANSMISION DE POTENCIA	en -%-	3.00
PERDIDAS DE TRANSMISION DE ENERGIA	en -%-	2.50
CONSUMOS PROPIOS DE LA CENTRAL	en -%-	.70
NUMERO DE DIAS MEDIOS DE TRABAJO	:	365.25

#### 2.- PRODUCCIONES BRUTAS

Potencia Instalada	en Mw	: 417.50
Energia Firme Anual	en Gwh	: 2925.30
Energia Media Anual	en Gwh	: 2927.40

#### 3.- DATOS OPERATIVOS

Potencia Minima Obligatoria	en Mw	: 83.50
Relacion Base Maxima/Punta	:	1.00
Tipo de Central	:	DE PASADA
Volumen de Regulacion	en Mwh	: .00
Numero de Horas de Punta	:	3.00

## RESULTADOS

---

### PRODUCCIONES PADRONIZADAS NETAS

Potencia Garantizada	en Mw.	: 321.43
Energia Primaria de Base	en Gwh.	: 2832.20
Energia Primaria de Punta	en Gwh.	: .00
Energia Primaria Total	en Gwh.	: 2832.20
Energia Media de Base	en Gwh.	: 2834.24
Energia Media de Punta	en Gwh.	: .00
Energia Media Total	en Gwh.	: 2834.24
Energia Secundaria Total	en Gwh.	: 2.03
Energia Excedente Firme	en Gwh.	: .00
Energia Excedente Media	en Gwh.	: .00

## PRODUCCIONES ANUALES NETAS

---

PROYECTO HIDROELECTRICO: CODO SINCLAIR - 7 - 1B.

### DATOS GENERALES DEL PROYECTO

#### 1.- INDISPONIBILIDADES

TASA DE MANTENIMIENTO -Dias/Años/Grupos	:	15.00
SALIDAS FORZADAS	en -%-	: 5.00
PERDIDAS DE TRANSMISION DE POTENCIA	en -%-	: 3.00
PERDIDAS DE TRANSMISION DE ENERGIA	en -%-	: 2.50
CONSUMOS PROPIOS DE LA CENTRAL	en -%-	: .70
NUMERO DE DIAS MEDIOS DE TRABAJO	:	365.25

#### 2.- PRODUCCIONES BRUTAS

Potencia Instalada	en Mw	: 419.00
Energia Firme Anual	en Gwh	: 2936.20
Energia Media Anual	en Gwh	: 2938.30

#### 3.- DATOS OPERATIVOS

Potencia Minima Obligatoria	en Mw	: 83.80
Relacion Base Maxima/Punta	:	1.00
Tipo de Central	:	DE PASADA
Volumen de Regulacion	en Mwh	: .00
Numero de Horas de Punta	:	3.00

## R E S U L T A D O S

---

### PRODUCCIONES PADRONIZADAS NETAS

Potencia Garantizada	en Mw.	: 322.63
Energia Primaria de Base	en Gwh.	: 2842.76
Energia Primaria de Punta	en Gwh.	: .00
Energia Primaria Total	en Gwh.	: 2842.76
Energia Media de Base	en Gwh.	: 2844.79
Energia Media de Punta	en Gwh.	: .00
Energia Media Total	en Gwh.	: 2844.79
Energia Secundaria Total	en Gwh.	: 2.03
Energia Excedente Firme	en Gwh.	: .00
Energia Excedente Media	en Gwh.	: .00



## PRODUCCIONES ANUALES NETAS

---

PROYECTO\_HIDROELECTRICO:CODO SINCLAIR - 7T

### DATOS GENERALES DEL PROYECTO

#### 1.- INDISPONIBILIDADES

TASA DE MANTENIMIENTO -Dias/Años/Grupos	:	15.00
SALIDAS FORZADAS	en -%-	5.00
PERDIDAS DE TRANSMISION DE POTENCIA	en -%-	3.00
PERDIDAS DE TRANSMISION DE ENERGIA	en -%-	2.50
CONSUMOS PROPIOS DE LA CENTRAL	en -%-	.70
NUMERO DE DIAS MEDIOS DE TRABAJO	:	365.25

#### 2.- PRODUCCIONES BRUTAS

Potencia Instalada	en Mw	: 843.60
Energia Firme Anual	en Gwh	: 5899.70
Energia Media Anual	en Gwh	: 5925.70

#### 3.- DATOS OPERATIVOS

Potencia Minima Obligatoria	en Mw	: 168.72
Relacion Base Maxima/Punta	:	1.00
Tipo de Central	:	DE PASADA
Volumen de Regulacion	en Mwh	: 733.67
Numero de Horas de Punta	:	3.00

## R E S U L T A D O S

---

### PRODUCCIONES PADRONIZADAS NETAS

Potencia Garantizada	en Mw.	:	740.53
Energia Primaria de Base	en Gwh.	:	5596.17
Energia Primaria de Punta	en Gwh.	:	115.77
Energia Primaria Total	en Gwh.	:	5711.94
Energia Media de Base	en Gwh.	:	5624.94
Energia Media de Punta	en Gwh.	:	112.17
Energia Media Total	en Gwh.	:	5737.11
Energia Secundaria Total	en Gwh.	:	25.17
Energia Excedente Firme	en Gwh.	:	.00
Energia Excedente Media	en Gwh.	:	.00

## PRODUCCIONES ANUALES NETAS

---

PROYECTO HIDROELECTRICO: CODO SINCLAIR - 8 - 1

### DATOS GENERALES DEL PROYECTO

#### 1.- INDISPONIBILIDADES

TASA DE MANTENIMIENTO -Dias/Años/Grupos	:	15.00
SALIDAS FORZADAS	en -%-	5.00
PERDIDAS DE TRANSMISION DE POTENCIA	en -%-	3.00
PERDIDAS DE TRANSMISION DE ENERGIA	en -%-	2.50
CONSUMOS PROPIOS DE LA CENTRAL	en -%-	.70
NUMERO DE DIAS MEDIOS DE TRABAJO	:	365.25

#### 2.- PRODUCCIONES BRUTAS

Potencia Instalada	en Mw	: 346.40
Energia Firme Anual	en Gwh	: 3034.10
Energia Media Anual	en Gwh	: 3036.30

#### 3.- DATOS OPERATIVOS

Potencia Minima Obligatoria	en Mw	: 69.28
Relacion Base Maxima/Punta	:	1.00
Tipo de Central	:	DE PASADA
Volumen de Regulacion	en Mwh	: .00
Numero de Horas de Punta	:	3.00

## R E S U L T A D O S

---

### PRODUCCIONES PADRONIZADAS NETAS

Potencia Garantizada	en Mw.	: 303.96
Energia Primaria de Base	en Gwh.	: 2678.21
Energia Primaria de Punta	en Gwh.	: .00
Energia Primaria Total	en Gwh.	: 2678.21
Energia Media de Base	en Gwh.	: 2678.21
Energia Media de Punta	en Gwh.	: .00
Energia Media Total	en Gwh.	: 2678.21
Energia Secundaria Total	en Gwh.	: .00
Energia Excedente Firme	en Gwh.	: 259.33
Energia Excedente Media	en Gwh.	: 261.46

## PRODUCCIONES ANUALES NETAS

---

PROYECTO HIDROELECTRICO: CODO SINCLAIR - 8 - 2

### DATOS GENERALES DEL PROYECTO

#### 1.- INDISPONIBILIDADES

TASA DE MANTENIMIENTO -Dias/Años/Grupos	:	15.00
SALIDAS FORZADAS	en -%-	5.00
PERDIDAS DE TRANSMISION DE POTENCIA	en -%-	3.00
PERDIDAS DE TRANSMISION DE ENERGIA	en -%-	2.50
CONSUMOS PROPIOS DE LA CENTRAL	en -%-	.70
NUMERO DE DIAS MEDIOS DE TRABAJO	:	365.25

#### 2.- PRODUCCIONES BRUTAS

Potencia Instalada	en	Mw	:	346.40
Energia Firme Anual	en	Gwh	:	3034.10
Energia Media Anual	en	Gwh	:	3036.30

#### 3.- DATOS OPERATIVOS

Potencia Minima Obligatoria	en	Mw	:	69.28
Relacion Base Maxima/Punta	:			1.00
Tipo de Central	:			DE PASADA
Volumen de Regulacion	en	Mwh	:	.00
Numero de Horas de Punta	:			3.00

## R E S U L T A D O S

---

### PRODUCCIONES PADRONIZADAS NETAS

Potencia Garantizada	en	Mw.	:	303.95
Energia Primaria de Base	en	Gwh.	:	2678.21
Energia Primaria de Punta	en	Gwh.	:	.00
Energia Primaria Total	en	Gwh.	:	2678.21
Energia Media de Base	en	Gwh.	:	2678.21
Energia Media de Punta	en	Gwh.	:	.00
Energia Media Total	en	Gwh.	:	2678.21
Energia Secundaria Total	en	Gwh.	:	.00
Energia Excedente Firme	en	Gwh.	:	259.33
Energia Excedente Media	en	Gwh.	:	261.46

## PRODUCCIONES ANUALES NETAS

---

PROYECTO HIDROELECTRICO: CODO SINCLAIR - 8 - 7

### DATOS GENERALES DEL PROYECTO

#### 1.- INDISPONIBILIDADES

TASA DE MANTENIMIENTO -Dias/Años/Grupos	:	15.00
SALIDAS FORZADAS	en -%- :	5.00
PERDIDAS DE TRANSMISION DE POTENCIA	en -%- :	3.00
PERDIDAS DE TRANSMISION DE ENERGIA	en -%- :	2.50
CONSUMOS PROPIOS DE LA CENTRAL	en -%- :	.70
NUMERO DE DIAS MEDIOS DE TRABAJO	:	365.25

#### 2.- PRODUCCIONES BRUTAS

Potencia Instalada	en Mw	: 692.80
Energia Firme Anual	en Gwh	: 6068.20
Energia Media Anual	en Gwh	: 6072.60

#### 3.- DATOS OPERATIVOS

Potencia Minima Obligatoria	en Mw	: 138.56
Relacion Base Maxima/Punta	:	1.00
Tipo de Central	:	DE PASADA
Volumen de Regulacion	en Mwh	: .00
Numero de Horas de Punta	:	3.00

## RESULTADOS

---

### PRODUCCIONES PADRONIZADAS NETAS

Potencia Garantizada	en Mw.	: 607.91
Energia Primaria de Base	en Gwh.	: 5356.42
Energia Primaria de Punta	en Gwh.	: .00
Energia Primaria Total	en Gwh.	: 5356.42
Energia Media de Base	en Gwh.	: 5356.42
Energia Media de Punta	en Gwh.	: .00
Energia Media Total	en Gwh.	: 5356.42
Energia Secundaria Total	en Gwh.	: .00
Energia Excedente Firme	en Gwh.	: 518.66
Energia Excedente Media	en Gwh.	: 522.92

## PRODUCCIONES ANUALES NETAS

---

PROYECTO HIDROELECTRICO: CODO SINCLAIR - 9 - 1A

### DATOS GENERALES DEL PROYECTO

#### 1.- INDISPONIBILIDADES

TASA DE MANTENIMIENTO -Dias/Años/Grupos	:	15.00
SALIDAS FORZADAS	en -%-	5.00
PERDIDAS DE TRANSMISION DE POTENCIA	en -%-	3.00
PERDIDAS DE TRANSMISION DE ENERGIA	en -%-	2.50
CONSUMOS PROPIOS DE LA CENTRAL	en -%-	.70
NUMERO DE DIAS MEDIOS DE TRABAJO	:	365.25

#### 2.- PRODUCCIONES BRUTAS

Potencia Instalada	en Mw	: 428.60
Energia Firme Anual	en Gwh	: 3003.40
Energia Media Anual	en Gwh	: 3005.60

#### 3.- DATOS OPERATIVOS

Potencia Minima Obligatoria	en Mw	: 85.72
Relacion Base Maxima/Punta	:	1.00
Tipo de Central	:	DE PASADA
Volumen de Regulacion	en Mwh	: .00
Numero de Horas de Punta	:	3.00

## R E S U L T A D O S

---

### PRODUCCIONES PADRONIZADAS NETAS

Potencia Garantizada	en Mw.	: 330.01
Energia Primaria de Base	en Gwh.	: 2907.87
Energia Primaria de Punta	en Gwh.	: .00
Energia Primaria Total	en Gwh.	: 2907.87
Energia Media de Base	en Gwh.	: 2909.95
Energia Media de Punta	en Gwh.	: .00
Energia Media Total	en Gwh.	: 2909.95
Energia Secundaria Total	en Gwh.	: 2.13
Energia Excedente Firme	en Gwh.	: .00
Energia Excedente Media	en Gwh.	: .00

## PRODUCCIONES ANUALES NETAS

---

PROYECTO HIDROELECTRICO: CODG SINCLAIR - 9 - 18

### DATOS GENERALES DEL PROYECTO

#### 1.- INDISPONIBILIDADES

TASA DE MANTENIMIENTO -Dias/Años/Grupos	:	15.00
SALIDAS FORZADAS	en -%-	5.00
PERDIDAS DE TRANSMISION DE POTENCIA	en -%-	3.00
PERDIDAS DE TRANSMISION DE ENERGIA	en -%-	2.50
CONSUMOS PROPIOS DE LA CENTRAL	en -%-	.70
NUMERO DE DIAS MEDIOS DE TRABAJO	:	365.25

#### 2.- PRODUCCIONES BRUTAS

Potencia Instalada	en Mw	: 428.60
Energia Firme Anual	en Gwh	: 3754.50
Energia Media Anual	en Gwh	: 3755.50

#### 3.- DATOS OPERATIVOS

Potencia Minima Obligatoria	en Mw	: 85.70
Relacion Base Maxima/Punta	:	1.00
Tipo de Central	:	DE PASADA
Volumen de Regulacion	en Mwh	: .00
Numero de Horas de Punta	:	3.00

## R E S U L T A D O S

---

### PRODUCCIONES PADRONIZADAS NETAS

Potencia Garantizada	en Mw.	: 376.08
Energia Primaria de Base	en Gwh.	: 3313.74
Energia Primaria de Punta	en Gwh.	: .00
Energia Primaria Total	en Gwh.	: 3313.74
Energia Media de Base	en Gwh.	: 3313.74
Energia Media de Punta	en Gwh.	: .00
Energia Media Total	en Gwh.	: 3313.74
Energia Secundaria Total	en Gwh.	: .00
Energia Excedente Firme	en Gwh.	: 321.27
Energia Excedente Media	en Gwh.	: 320.24

## PRODUCCIONES ANUALES NETAS

---

PROYECTO HIDROELECTRICO: CODO SINCLAIR 9 - 2

### DATOS GENERALES DEL PROYECTO

#### 1.- INDISPONIBILIDADES

TASA DE MANTENIMIENTO -Dias/Años/Grupos	:	15.00
SALIDAS FORZADAS	en -%-	5.00
PERDIDAS DE TRANSMISION DE POTENCIA	en -%-	3.00
PERDIDAS DE TRANSMISION DE ENERGIA	en -%-	2.50
CONSUMOS PROPIOS DE LA CENTRAL	en -%-	.70
NUMERO DE DIAS MEDIOS DE TRABAJO	:	365.25

#### 2.- PRODUCCIONES BRUTAS

Potencia Instalada	en Mw	: 256.00
Energia Firme Anual	en Gwh	: 2242.20
Energia Media Anual	en Gwh	: 2243.80

#### 3.- DATOS OPERATIVOS

Potencia Minima Obligatoria	en Mw	: 51.20
Relacion Base Maxima/Punta	:	1.00
Tipo de Central	:	DE PASADA
Volumen de Regulacion	en Mwh	: .00
Numero de Horas de Punta	:	3.00

## R E S U L T A D O S

---

### PRODUCCIONES PADRONIZADAS NETAS

Potencia Garantizada	en Mw.	: 224.63
Energia Primaria de Base	en Gwh.	: 1979.28
Energia Primaria de Punta	en Gwh.	: .00
Energia Primaria Total	en Gwh.	: 1979.28
Energia Media de Base	en Gwh.	: 1979.28
Energia Media de Punta	en Gwh.	: .00
Energia Media Total	en Gwh.	: 1979.28
Energia Secundaria Total	en Gwh.	: .00
Energia Excedente Firme	en Gwh.	: 191.56
Energia Excedente Media	en Gwh.	: 193.11

## PRODUCCIONES ANUALES NETAS

---

PROYECTO HIDROELECTRICO: CODO SINCLAIR - 9 - T

### DATOS GENERALES DEL PROYECTO

#### 1.- INDISPONIBILIDADES

TASA DE MANTENIMIENTO -Dias/Años/Grupos	:	15.00
SALIDAS FORZADAS	en -%-	5.00
PERDIDAS DE TRANSMISION DE POTENCIA	en -%-	3.00
PERDIDAS DE TRANSMISION DE ENERGIA	en -%-	2.50
CONSUMOS PROPIOS DE LA CENTRAL	en -%-	.70
NUMERO DE DIAS MEDIOS DE TRABAJO	:	365.25

#### 2.- PRODUCCIONES BRUTAS

Potencia Instalada	en Mw	: 684.60
Energia Firme Anual	en Gwh	: 5996.70
Energia Media Anual	en Gwh	: 5999.30

#### 3.- DATOS OPERATIVOS

Potencia Minima Obligatoria	en Mw	: 136.92
Relacion Base Maxima/Punta	:	1.00
Tipo de Central	:	DE PASADA
Volumen de Regulacion	en Mwh	: .00
Numero de Horas de Punta	:	3.00

## R E S U L T A D O S

---

### PRODUCCIONES PATRONIZADAS NETAS

Potencia Garantizada	en Mw.	:	600.72
Energia Primaria de Base	en Gwh.	:	5293.02
Energia Primaria de Punta	en Gwh.	:	.00
Energia Primaria Total	en Gwh.	:	5293.02
Energia Media de Base	en Gwh.	:	5293.02
Energia Media de Punta	en Gwh.	:	.00
Energia Media Total	en Gwh.	:	5293.02
Energia Secundaria Total	en Gwh.	:	.00
Energia Excedente Firme	en Gwh.	:	512.83
Energia Excedente Media	en Gwh.	:	515.35



APENDICE B

APENDICE B1

RESULTADOS DEL MODELO "DSIG"

PLAN DE EXPANSION CONSIDERANDO QUE  
EL PROYECTO CODO-SINCLAIR ENTRA CON SUS DOS ETAPAS  
TASA DE ACTUALIZACION: 10%

```

: : : : :
: I N E C E L - DIRECCION DE PLANIFICACION :
: ESTUDIOS DE EXPANSION DEL SISTEMA DE GENERACION :
: EVALUACION DEL PROY. CODO SINCLAIR EN EL S.N.I.-OPTIMIZACION FACTOR INSTALAC. :
: : : : :

```

CORRIDA NO: ALT. 4-2E  
INFORMACION GENERAL DE LA CORRIDA

```

NUMERO DE
PROYECTOS : 68
ESTACIONES POR AÑO : 4
TIPOS DE AÑOS HIDROLOGICOS: 3
AÑOS DE EXPANSION : 15
SIMULACIONES DE EXPANSION : 1
PROYECTOS PRESELECCIONADOS: 5
PLANES SELECCIONADOS : 1
AÑO PREVIO A LA EXPANSION : 1998
NIVEL DE PRECIOS : 1991
PERIODO DE OPERACION
DE PROYECTOS (COMP.ECON.) : 50 AÑO
COMPLEMENTARIO DEL SISTEMA: 30 AÑO
TASA DE ACTUALIZACION : 10.00 %
PRECIO DE DEFICIT DE OFERTA
POTENCIA : 0.00 US$/KW
ENERGIA : 600.00 US$/MWH
PRECIO DE ENERGIA SECUNDARIA: 30.00 US$/MWH
PRECISION DESPACHO DE CARGA : 0.10 %
DEFICIT ESTACIONAL MAXIMO
EN DESPACHO DE ENERGIA : 3.00 %
EN DESPACHO DE POTENCIA : 3.00 %
EL AÑO HIDROLOGICO INICIA
EN EL MES..... : 4

```

NUMERO DE DIAS DE TRABAJO PROMEDIOS DE LAS ESTACIONES ( DIAS)

```

EST. 1/ EST. 2/ EST. 3/ EST. 4/
=====
85.2 83.0 84.4 85.5
=====

```

PROBABILIDAD DE OCURRENCIA DE LOS TIPOS DE AÑOS HIDROLOGICOS

```

AÑO 1/ AÑO 2/ AÑO 3/
=====
0.2600 0.4800 0.2600
=====

```

INFORMACION COMPLEMENTARIA :

```

=====
CONSIDERA : -NIVEL DE PRECIOS: ENERO/91.
-CON REHABILITACION DEL PARQUE TERMoeLECTRICO DE LOS SISTEMA REGIONALES.
-ESCENARIO DE DEMANDA DESFAVORABLE. -CON ESCALAMIENTO DE COSTOS DE COMBUSTIBLES
-FECHA: 20 DE SEPT. DE 1991. -AÑO HIDROLOGICO INICIA EN CUARTA ESTACION
=====

```

TASAS DE ESCALAMIENTO DE LOS ITEMS PARA LOS COSTOS VARIABLES

	DE 1999	DE 2000	DE 2010
	%	%	%
ITEM 1	3.50	2.00	0.00

# DEMANDA DEL SISTEMA

ANO	POT.MAX. MW	ENERGIA GWH/A	RES.POT. MW	RES.ENE. GWH/A
1999	1671.0	9202.4	0.0	0.0
2000	1755.0	9619.0	0.0	0.0
2001	1823.0	10009.3	0.0	0.0
2002	1886.0	10397.8	0.0	0.0
2003	1956.0	10787.6	0.0	0.0
2004	2022.0	11214.2	0.0	0.0
2005	2103.0	11653.5	0.0	0.0
2006	2177.0	12110.5	0.0	0.0
2007	2249.0	12587.2	0.0	0.0
2008	2338.0	13057.5	0.0	0.0
2009	2409.0	13604.2	0.0	0.0
2010	2519.0	14153.7	0.0	0.0
2011	2612.0	14715.2	0.0	0.0
2012	2708.0	15296.8	0.0	0.0
2013	2808.0	15902.6	0.0	0.0

PLAN DE EXPANSION DEL SISTEMA : 4-2E

PLAN NO : 4-2E VALOR PRESENTE DE COSTOS TOTALES: 1825940. MIL-US\$

OFERTA/DEMANDA/DEFICIT				POT.MAX, ENE.ANU,			DEF.POT, DEF.ENE,			COS.DEF,			
PROYECTO				POT.INS,	POT.GAR,	ENE.FIR,	POT.DIS,	ENE.MED,	POT.COL,	ENE.COL,	COS.FIJ,	COS.VAR,	COS.TOT,
ANO NO	NOMBRE	C1	C2 C3	MW	MW	GWH/A	MW	GWH/A	MW	GWH/A	MIL-US\$	MIL-US\$	MIL-US\$
1999	1 SR-VAPOR	1	0 0	31.0	27.7	218.3	27.7	218.3	3.5	28.2	613.	965.	1578.
	2 SR-BUNKE	1	0 0	99.0	89.3	586.9	89.3	586.9	9.4	75.9	1032.	2766.	3797.
	9 SR-DIESE	1	0 0	62.0	57.7	303.5	57.7	303.5	3.9	31.4	523.	1696.	2218.
	15 SR-GAS	1	0 0	20.0	19.2	67.3	19.2	67.3	0.5	4.4	79.	288.	367.
	16 E.SALADO	2	0 0	140.0	125.0	1040.4	125.0	1040.4	31.1	252.5	1953.	8501.	10454.
	17 ESMEALD	1	0 0	125.0	111.6	928.9	111.6	928.9	43.0	317.4	1376.	10213.	11590.
	18 STA.ROSA	3	0 0	50.7	48.7	170.6	48.7	170.6	1.4	11.2	230.	676.	906.
	19 GUANGOPO	5	0 0	24.5	22.1	145.3	22.1	145.3	2.3	18.8	259.	681.	939.
	20 SALITRAL	1	0 0	25.6	24.6	86.2	24.6	86.2	0.7	5.6	115.	364.	479.
	21 VAPOR-P1	1	0 0	70.0	62.5	492.8	62.5	492.8	7.9	63.7	1020.	2156.	3176.
	27 SR-HIDRO	1	1 0	172.0	73.0	550.0	84.7	551.1	81.0	500.2	1720.	0.	1720.
	28 PISAYAMB	1	1 1	70.0	58.0	200.0	59.6	258.5	53.6	209.4	700.	0.	700.
	29 MOLINO	1	1 0	1075.0	822.0	2356.0	875.6	5301.0	805.8	4182.7	13975.	0.	13975.
	30 AGOYAN	1	1 0	156.0	136.0	600.0	135.7	1029.9	128.9	844.4	3900.	0.	3900.
	31 D.PERIPA	1	1 1	130.0	77.0	429.0	103.0	666.2	92.0	491.8	1859.	0.	1859.
	33 SFRANCIS	1	1 0	230.0	200.0	968.0	200.0	1581.4	191.0	1299.4	672.	0.	672.
	34 CHESPI	1	1 0	167.0	146.0	532.0	147.0	965.9	139.2	857.0	33706.	0.	33706.
:::OFERTA TOTAL:::::				2647.8	2100.5	9675.2	2194.1	14394.2	1595.1	9194.2	63731.	28304.	92035.
:::DEMANDA/DEFICIT:::					1671.0	9202.4			1.0	8.2			0.
2000	1 SR-VAPOR	1	0 0	31.0	27.7	218.3	27.7	218.3	3.5	28.2	613.	999.	1612.
	2 SR-BUNKE	1	0 0	99.0	89.3	586.9	89.3	586.9	9.4	75.9	1032.	2862.	3894.
	10 SR-DIESE	1	0 0	50.0	46.6	171.3	46.6	171.3	2.7	22.2	421.	1240.	1661.
	16 E.SALADO	2	0 0	140.0	125.0	1040.4	125.0	1040.4	31.3	253.9	1953.	8846.	10799.
	17 ESMEALD	1	0 0	125.0	111.6	928.9	111.6	928.9	58.0	361.8	1376.	12050.	13426.
	18 STA.ROSA	3	0 0	50.7	48.7	170.6	48.7	170.6	2.7	22.1	230.	1382.	1612.
	19 GUANGOPO	5	0 0	24.5	22.1	145.3	22.1	145.3	2.3	18.8	259.	705.	963.
	20 SALITRAL	1	0 0	25.6	24.6	86.2	24.6	86.2	1.4	11.1	115.	744.	858.
	21 VAPOR-P1	1	0 0	70.0	62.5	492.8	62.5	492.8	11.4	92.7	1020.	3244.	4264.
	27 SR-HIDRO	1	1 0	172.0	73.0	550.0	84.7	551.1	81.6	503.5	1720.	0.	1720.
	28 PISAYAMB	1	1 1	70.0	58.0	200.0	59.6	258.5	54.3	212.9	700.	0.	700.
	29 MOLINO	1	1 0	1075.0	822.0	2356.0	875.6	5301.0	813.8	4245.3	13975.	0.	13975.
	30 AGOYAN	1	1 0	156.0	136.0	600.0	135.7	1029.9	129.5	855.0	3900.	0.	3900.
	31 D.PERIPA	1	1 1	130.0	77.0	429.0	103.0	666.2	93.4	497.9	1859.	0.	1859.
	33 SFRANCIS	1	1 0	230.0	200.0	968.0	200.0	1581.4	191.8	1315.6	672.	0.	672.
	34 CHESPI	1	1 0	167.0	146.0	532.0	147.0	965.9	139.9	864.2	33706.	0.	33706.
	36 APAQUI	1	1 0	36.0	32.0	156.0	31.6	215.6	30.2	193.5	5881.	0.	5881.
:::OFERTA TOTAL:::::				2651.8	2102.1	9631.7	2195.3	14410.3	1657.2	9574.6	69431.	32070.	101502.
:::DEMANDA/DEFICIT:::					1755.0	9619.0			5.5	44.4			0.

OFERTA/DEMANDA/DEFICIT					POT.MAX. ENE.ANU.			DEF.POT. DEF.ENE.						COS.DEF.	
PROYECTO					POT.INS.	POT.GAR.	ENE.FIR.	POT.DIS.	ENE.MED.	POT.COL.	ENE.COL.	COS.FIJ.	COS.VAR.	COS.TOT.	
ANO	NO	NOMBRE	C1	C2	C3	MW	MW	GWH/A	MW	GWH/A	MW	GWH/A	MIL-US\$	MIL-US\$	MIL-US\$
=====															
2001	1	SR-VAPOR	1	0	0	31.0	27.7	218.3	27.7	218.3	0.0	0.0	613.	0.	613.
	3	SR-BUNKE	1	0	0	95.0	85.7	510.7	85.7	510.7	0.0	0.0	990.	0.	990.
	11	SR-DIESE	1	0	0	26.0	24.2	89.1	24.2	89.1	0.0	0.0	219.	0.	219.
	16	E.SALADO	2	0	0	140.0	125.0	1040.4	125.0	1040.4	16.0	129.5	1953.	4603.	6556.
	17	ESMERALD	1	0	0	125.0	111.6	928.9	111.6	928.9	14.4	117.2	1376.	3980.	5356.
	18	STA.ROSA	3	0	0	50.7	48.7	170.6	48.7	170.6	0.0	0.0	230.	0.	230.
	19	GUANGOPO	5	0	0	24.5	22.1	145.3	22.1	145.3	0.0	0.0	259.	0.	259.
	20	SALITRAL	1	0	0	25.6	24.6	86.2	24.6	86.2	0.0	0.0	115.	0.	115.
	21	VAPOR-P1	1	0	0	70.0	62.5	492.8	62.5	492.8	2.9	23.8	1020.	850.	1869.
	27	SR-HIDRO	1	1	0	172.0	73.0	550.0	84.7	551.1	72.3	452.5	1720.	0.	1720.
	28	PISAYAMB	1	1	1	70.0	58.0	200.0	59.6	258.5	43.2	170.9	700.	0.	700.
	29	MOLINO	1	1	0	1075.0	822.0	2356.0	875.6	5301.0	698.5	3469.7	13975.	0.	13975.
	30	AGOYAN	1	1	0	156.0	136.0	600.0	135.7	1029.9	119.7	726.1	3900.	0.	3900.
	31	D.PERIPA	1	1	1	130.0	77.0	429.0	103.0	666.2	75.3	279.5	1859.	0.	1859.
	33	SFRANCIS	1	1	0	230.0	200.0	968.0	200.0	1581.4	179.1	1117.7	672.	0.	672.
	34	CHESPI	1	1	0	167.0	146.0	532.0	147.0	965.9	131.0	767.6	33706.	0.	33706.
	36	APAQUI	1	1	0	36.0	32.0	156.0	31.6	215.6	27.7	172.0	5881.	0.	5881.
	53	CARDEZ-1	1	1	0	420.0	367.0	2576.0	344.7	3020.3	342.2	2582.9	59268.	0.	59268.
	:::OFERTA TOTAL:::~::~					3043.8	2443.2	12049.2	2514.0	17272.1	1722.3	10009.3	128456.	9433.	137889.
	:::DEMANDA/DEFICIT:::						1823.0	10009.3			0.0	0.0			0.
=====															
2002	4	SR-BUNKE	1	0	0	91.0	82.1	489.2	82.1	489.2	0.9	7.5	948.	296.	1244.
	12	SR-DIESE	1	0	0	22.0	20.5	75.4	20.5	75.4	0.0	0.0	185.	0.	185.
	16	E.SALADO	2	0	0	140.0	125.0	1040.4	125.0	1040.4	16.2	131.2	1953.	4756.	6709.
	17	ESMERALD	1	0	0	125.0	111.6	928.9	111.6	928.9	15.5	125.9	1376.	4361.	5737.
	18	STA.ROSA	3	0	0	50.7	48.7	170.6	48.7	170.6	0.0	0.0	230.	0.	230.
	19	GUANGOPO	5	0	0	24.5	22.1	145.3	22.1	145.3	1.2	9.5	259.	371.	630.
	20	SALITRAL	1	0	0	25.6	24.6	86.2	24.6	86.2	0.0	0.0	115.	0.	115.
	21	VAPOR-P1	1	0	0	70.0	62.5	492.8	62.5	492.8	6.8	55.5	1020.	2020.	3040.
	27	SR-HIDRO	1	1	0	172.0	73.0	550.0	84.7	551.1	74.4	463.2	1720.	0.	1720.
	28	PISAYAMB	1	1	1	70.0	58.0	200.0	59.6	258.5	46.3	177.1	700.	0.	700.
	29	MOLINO	1	1	0	1075.0	822.0	2356.0	875.6	5301.0	731.8	3587.0	13975.	0.	13975.
	30	AGOYAN	1	1	0	156.0	136.0	600.0	135.7	1029.9	122.7	746.8	3900.	0.	3900.
	31	D.PERIPA	1	1	1	130.0	77.0	429.0	103.0	666.2	80.7	318.3	1859.	0.	1859.
	33	SFRANCIS	1	1	0	230.0	200.0	968.0	200.0	1581.4	183.1	1149.4	672.	0.	672.
	34	CHESPI	1	1	0	167.0	146.0	532.0	147.0	965.9	133.9	787.3	33706.	0.	33706.
	36	APAQUI	1	1	0	36.0	32.0	156.0	31.6	215.6	28.4	176.5	5881.	0.	5881.
	53	CARDEZ-1	1	1	0	420.0	367.0	2576.0	344.7	3020.3	343.1	2662.6	59268.	0.	59268.
	:::OFERTA TOTAL:::~::~					3004.8	2408.1	11795.7	2479.0	17018.6	1785.0	10397.8	127767.	11805.	139571.
	:::DEMANDA/DEFICIT:::						1886.0	10397.8			0.0	0.0			0.

OFERTA/DEMANDA/DEFICIT					POT.MAX. ENE.ANU.			DEF.POT. DEF.ENE.			COS.DEF.					
PROYECTO					POT.INS.	POT.GAR.	ENE.FIR.	POT.DIS.	ENE.MED.	POT.COL.	ENE.COL.	COS.FIJ.	COS.VAR.	COS.TOT.		
ANO	NO	NOMBRE	C1	C2	C3	MW	MW	GWH/A	MW	GWH/A	MW	GWH/A	MIL-US\$	MIL-US\$	MIL-US\$	
=====																
2003	4	SR-BUNKE	1	0	0	91.0	82.1	489.2	82.1	489.2	4.8	39.2	948.	1570.	2518.	
	13	SR-DIESE	1	0	0	8.0	7.4	27.4	7.4	27.4	0.2	1.8	67.	106.	173.	
	16	E.SALADO	2	0	0	140.0	125.0	1040.4	125.0	1040.4	16.2	131.2	1953.	4851.	6804.	
	17	ESMERALD	1	0	0	125.0	111.6	928.9	111.6	928.9	21.5	174.4	1376.	6164.	7540.	
	18	STA.ROSA	3	0	0	50.7	48.7	170.6	48.7	170.6	0.0	0.0	230.	0.	230.	
	19	GUANGOPO	5	0	0	24.5	22.1	145.3	22.1	145.3	2.3	18.8	259.	748.	1006.	
	20	SALITRAL	1	0	0	25.6	24.6	86.2	24.6	86.2	0.0	0.0	115.	0.	115.	
	21	VAPOR-P1	1	0	0	70.0	62.5	492.8	62.5	492.8	7.9	63.7	1020.	2368.	3388.	
	27	SR-HIDRO	1	1	0	172.0	73.0	550.0	84.7	551.1	76.4	471.9	1720.	0.	1720.	
	28	PISAYAMB	1	1	1	70.0	58.0	200.0	59.6	258.5	49.2	183.6	700.	0.	700.	
	29	MOLINO	1	1	0	1075.0	822.0	2356.0	875.6	5301.0	762.2	3707.1	13975.	0.	13975.	
	30	AGOYAN	1	1	0	156.0	136.0	600.0	135.7	1029.9	125.4	766.6	3900.	0.	3900.	
	31	D.PERIPA	1	1	1	130.0	77.0	429.0	103.0	666.2	85.3	363.2	1859.	0.	1859.	
	33	SFRANCIS	1	1	0	230.0	200.0	968.0	200.0	1581.4	186.6	1179.9	672.	0.	672.	
	34	CHESPI	1	1	0	167.0	146.0	532.0	147.0	965.9	136.3	803.8	33706.	0.	33706.	
	36	APAQUI	1	1	0	36.0	32.0	156.0	31.6	215.6	29.1	180.1	5881.	0.	5881.	
	53	CAROE2-1	1	1	0	420.0	367.0	2576.0	344.7	3020.3	343.5	2702.1	59268.	0.	59268.	
	:::OFERTA TOTAL:::::					2990.8	2395.1	11747.8	2466.0	16970.6	1846.8	10787.6	127649.	15806.	143455.	
	:::DEMANDA/DEFICIT:::						1956.0	10787.6			0.0	0.0				0.
=====																
2004	5	SR-BUNKE	1	0	0	79.0	71.3	424.7	71.3	424.7	6.8	54.9	823.	2242.	3065.	
	14	SR-DIESE	1	0	0	2.0	1.9	6.9	1.9	6.9	0.1	0.9	17.	54.	71.	
	16	E.SALADO	2	0	0	140.0	125.0	1040.4	125.0	1040.4	16.2	131.2	1953.	4948.	6901.	
	17	ESMERALD	1	0	0	125.0	111.6	928.9	111.6	928.9	27.4	222.4	1376.	8019.	9395.	
	18	STA.ROSA	3	0	0	50.7	48.7	170.6	48.7	170.6	2.3	18.8	230.	1276.	1506.	
	19	GUANGOPO	5	0	0	24.5	22.1	145.3	22.1	145.3	2.3	18.8	259.	763.	1021.	
	20	SALITRAL	1	0	0	25.6	24.6	86.2	24.6	86.2	0.7	5.6	115.	408.	523.	
	21	VAPOR-P1	1	0	0	70.0	62.5	492.8	62.5	492.8	7.9	63.7	1020.	2415.	3435.	
	27	SR-HIDRO	1	1	0	172.0	73.0	550.0	84.7	551.1	78.8	481.7	1720.	0.	1720.	
	28	PISAYAMB	1	1	1	70.0	58.0	200.0	59.6	258.5	52.6	190.9	700.	0.	700.	
	29	MOLINO	1	1	0	1075.0	822.0	2356.0	875.6	5301.0	797.6	3841.5	13975.	0.	13975.	
	30	AGOYAN	1	1	0	156.0	136.0	600.0	135.7	1029.9	128.5	788.8	3900.	0.	3900.	
	31	D.PERIPA	1	1	1	130.0	77.0	429.0	103.0	666.2	90.8	413.8	1859.	0.	1859.	
	33	SFRANCIS	1	1	0	230.0	200.0	968.0	200.0	1581.4	190.6	1213.9	672.	0.	672.	
	34	CHESPI	1	1	0	167.0	146.0	532.0	147.0	965.9	139.2	822.2	33706.	0.	33706.	
	36	APAQUI	1	1	0	36.0	32.0	156.0	31.6	215.6	29.9	184.2	5881.	0.	5881.	
	53	CARDE2-1	1	1	0	420.0	367.0	2576.0	344.7	3020.3	344.0	2746.1	59268.	0.	59268.	
	:::OFERTA TOTAL:::::					2972.8	2378.7	11662.7	2449.6	16885.6	1915.6	11199.4	127473.	20124.	147597.	
	:::DEMANDA/DEFICIT:::						2022.0	11214.2			1.8	14.8				0.



OFERTA/DEMANDA/DEFICIT				POT.MAX. ENE.ANU.			DEF.POT. DEF.ENE.				COS.OEF.		
PROYECTO				POT.INS.	POT.GAR.	ENE.FIR.	POT.DIS.	ENE.MED.	POT.COL.	ENE.COL.	COS.FIJ.	COS.VAR.	COS.TOT.
ANO	NO	NOMBRE	C1 C2 C3	MW	MW	GWH/A	MW	GWH/A	MW	GWH/A	MIL-US\$	MIL-US\$	MIL-US\$
2005	6	SR-BUNKE	1 0 0	66.0	59.6	354.8	59.6	354.8	5.7	45.9	688.	1910.	2598.
	14	SR-DIESE	1 0 0	2.0	1.9	6.9	1.9	6.9	0.1	0.9	17.	55.	72.
	16	E.SALADO	2 0 0	140.0	125.0	1040.4	125.0	1040.4	22.4	181.7	1953.	6989.	8942.
	17	ESMERALD	1 0 0	125.0	111.6	928.9	111.6	928.9	33.9	232.7	1376.	8559.	9935.
	18	STA.ROSA	3 0 0	50.7	48.7	170.6	48.7	170.6	2.7	22.1	230.	1526.	1756.
	19	GUANGOPO	5 0 0	24.5	22.1	145.3	22.1	145.3	2.3	18.8	259.	778.	1037.
	20	SALITRAL	1 0 0	25.6	24.6	86.2	24.6	86.2	1.4	11.1	115.	821.	936.
	21	VAPOR-P1	1 0 0	70.0	62.5	492.8	62.5	492.8	7.9	63.7	1020.	2464.	3483.
	24	GAS-DSL1	1 0 0	23.0	22.1	77.4	22.1	77.4	1.2	10.0	2424.	688.	3113.
	27	SR-HIDRO	1 1 0	172.0	73.0	550.0	84.7	551.1	81.0	491.3	1720.	0.	1720.
	28	PISAYAMB	1 1 1	70.0	58.0	200.0	59.6	258.5	55.4	198.0	700.	0.	700.
	29	MOLIND	1 1 0	1075.0	822.0	2356.0	875.6	5301.0	828.2	3974.2	13975.	0.	13975.
	30	AGOYAN	1 1 0	156.0	136.0	600.0	135.7	1029.9	131.2	810.7	3900.	0.	3900.
	31	D.PERIPA	1 1 1	130.0	77.0	429.0	103.0	666.2	95.9	464.0	1859.	0.	1859.
	33	SFRANCIS	1 1 0	230.0	200.0	968.0	200.0	1581.4	194.1	1247.6	672.	0.	672.
	34	CHESPI	1 1 0	167.0	146.0	532.0	147.0	965.9	141.8	840.4	33706.	0.	33706.
	36	APAQUI	1 1 0	36.0	32.0	156.0	31.6	215.6	30.5	188.1	5881.	0.	5881.
	53	CARDEZ-1	1 1 0	420.0	367.0	2576.0	344.7	3020.3	344.4	2789.5	59268.	0.	59268.
:::OFERTA TOTAL::::				2982.8	2389.1	11670.2	2459.9	16893.1	1979.9	11590.9	129762.	23790.	153552.
:::DEMANDA/DEFICIT:::					2103.0	11653.5			7.7	62.6			0.
2006	7	SR-BUNKE	1 0 0	61.0	55.0	327.9	55.0	327.9	0.0	0.0	636.	0.	636.
	16	E.SALADO	2 0 0	140.0	125.0	1040.4	125.0	1040.4	5.9	47.8	1953.	1875.	3828.
	17	ESMERALD	1 0 0	125.0	111.6	928.9	111.6	928.9	14.4	117.2	1376.	4395.	5771.
	18	STA.ROSA	3 0 0	50.7	48.7	170.6	48.7	170.6	0.0	0.0	230.	0.	230.
	19	GUANGOPO	5 0 0	24.5	22.1	145.3	22.1	145.3	0.0	0.0	259.	0.	259.
	20	SALITRAL	1 0 0	25.6	24.6	86.2	24.6	86.2	0.0	0.0	115.	0.	115.
	21	VAPOR-P1	1 0 0	70.0	62.5	492.8	62.5	492.8	0.0	0.0	1020.	0.	1020.
	24	GAS-DSL1	1 0 0	23.0	22.1	77.4	22.1	77.4	0.0	0.0	2424.	0.	2424.
	27	SR-HIDRO	1 1 0	172.0	73.0	550.0	84.7	551.1	71.3	436.2	1720.	0.	1720.
	28	PISAYAMB	1 1 1	70.0	58.0	200.0	59.6	258.5	42.3	162.6	700.	0.	700.
	29	MOLIND	1 1 0	1075.0	822.0	2356.0	875.6	5301.0	688.1	3306.1	13975.	0.	13975.
	30	AGOYAN	1 1 0	156.0	136.0	600.0	135.7	1029.9	118.7	695.3	3900.	0.	3900.
	31	D.PERIPA	1 1 1	130.0	77.0	429.0	103.0	666.2	72.9	269.5	1859.	0.	1859.
	33	SFRANCIS	1 1 0	230.0	200.0	968.0	200.0	1581.4	177.8	1070.2	672.	0.	672.
	34	CHESPI	1 1 0	167.0	146.0	532.0	147.0	965.9	129.9	741.6	33706.	0.	33706.
	36	APAQUI	1 1 0	36.0	32.0	156.0	31.6	215.6	27.5	164.7	5881.	0.	5881.
	40	COCA4-1E	1 1 0	425.0	373.0	2868.0	372.6	2912.0	364.7	2610.2	74739.	0.	74739.
	53	CARDEZ-1	1 1 0	420.0	367.0	2576.0	344.7	3020.3	341.2	2489.1	59268.	0.	59268.
:::OFERTA TOTAL::::				3400.8	2755.7	14504.5	2826.2	19771.3	2054.8	12110.5	204432.	6269.	210701.
:::DEMANDA/DEFICIT:::					2177.0	12110.5			0.0	0.0			0.

OFERTA/DEMANDA/DEFICIT				POT.MAX. ENE.AMU.					DEF.POT. DEF.ENE.				COS.DEF.	
PROYECTO				POT.INS.	POT.GAR.	ENE.FIR.	POT.DIS.	ENE.MED.	POT.COL.	ENE.COL.	COS.FIJ.	COS.VAR.	COS.TOT.	
ANO	NO	NOMBRE	C1 C2 C3	MW	MW	GWH/A	MW	GWH/A	MW	GWH/A	MIL-US\$	MIL-US\$	MIL-US\$	
2007	8	SR-BUNKE	1 0 0	24.0	21.7	129.0	21.7	129.0	0.0	0.0	250.	0.	250.	
	16	E.SALADO	2 0 0	140.0	125.0	1040.4	125.0	1040.4	13.1	106.0	1953.	4241.	6194.	
	17	ESMERALD	1 0 0	125.0	111.6	928.9	111.6	928.9	14.4	117.2	1376.	4482.	5859.	
	18	STA.ROSA	3 0 0	50.7	48.7	170.6	48.7	170.6	0.0	0.0	230.	0.	230.	
	19	GUANGOPO	5 0 0	24.5	22.1	145.3	22.1	145.3	0.0	0.0	259.	0.	259.	
	20	SALITRAL	1 0 0	25.6	24.6	86.2	24.6	86.2	0.0	0.0	115.	0.	115.	
	21	VAPOR-P1	1 0 0	70.0	62.5	492.8	62.5	492.8	0.4	3.4	1020.	137.	1157.	
	24	GAS-DSL1	1 0 0	23.0	22.1	77.4	22.1	77.4	0.0	0.0	2424.	0.	2424.	
	27	SR-HIDRO	1 1 0	172.0	73.0	550.0	84.7	551.1	73.7	449.7	1720.	0.	1720.	
	28	PISAYAMB	1 1 1	70.0	58.0	200.0	59.6	258.5	45.8	169.6	700.	0.	700.	
	29	MOLINO	1 1 0	1075.0	822.0	2356.0	875.6	5301.0	727.2	3443.0	13975.	0.	13975.	
	30	AGOYAN	1 1 0	156.0	136.0	600.0	135.7	1029.9	122.5	720.9	3900.	0.	3900.	
	31	D.PERIPA	1 1 1	130.0	77.0	429.0	103.0	666.2	79.6	280.7	1859.	0.	1859.	
	33	SFRANCIS	1 1 0	230.0	200.0	968.0	200.0	1581.4	182.8	1109.5	672.	0.	672.	
	34	CHESPI	1 1 0	167.0	146.0	532.0	147.0	965.9	133.8	765.7	33706.	0.	33706.	
	36	APAQUI	1 1 0	36.0	32.0	156.0	31.6	215.6	28.4	170.6	5881.	0.	5881.	
	40	COCA4-1E	1 1 0	425.0	373.0	2868.0	372.6	2912.0	367.3	2683.2	74739.	0.	74739.	
	53	CARDE2-1	1 1 0	420.0	367.0	2576.0	344.7	3020.3	342.9	2567.5	59268.	0.	59268.	
:::OFERTA TOTAL::::				3363.8	2722.3	14305.6	2792.8	19572.4	2131.9	12587.2	204046.	8860.	212907.	
:::DEMANDA/DEFICIT:::					2249.0	12587.2			0.0	0.0			0.	
2008	16	E.SALADO	2 0 0	140.0	125.0	1040.4	125.0	1040.4	16.2	131.2	1953.	5356.	7309.	
	17	ESMERALD	1 0 0	125.0	111.6	928.9	111.6	928.9	14.4	117.2	1376.	4572.	5948.	
	18	STA.ROSA	3 0 0	50.7	48.7	170.6	48.7	170.6	0.0	0.0	230.	0.	230.	
	19	GUANGOPO	5 0 0	24.5	22.1	145.3	22.1	145.3	0.5	3.8	259.	165.	424.	
	20	SALITRAL	1 0 0	25.6	24.6	86.2	24.6	86.2	0.0	0.0	115.	0.	115.	
	21	VAPOR-P1	1 0 0	70.0	62.5	492.8	62.5	492.8	4.5	36.5	1020.	1499.	2519.	
	24	GAS-DSL1	1 0 0	23.0	22.1	77.4	22.1	77.4	0.0	0.0	2424.	0.	2424.	
	27	SR-HIDRO	1 1 0	172.0	73.0	550.0	84.7	551.1	75.8	462.9	1720.	0.	1720.	
	28	PISAYAMB	1 1 1	70.0	58.0	200.0	59.6	258.5	49.4	176.3	700.	0.	700.	
	29	MOLINO	1 1 0	1075.0	822.0	2356.0	875.6	5301.0	765.1	3574.5	13975.	0.	13975.	
	30	AGOYAN	1 1 0	156.0	136.0	600.0	135.7	1029.9	125.8	745.4	3900.	0.	3900.	
	31	D.PERIPA	1 1 1	130.0	77.0	429.0	103.0	666.2	85.5	296.5	1859.	0.	1859.	
	33	SFRANCIS	1 1 0	230.0	200.0	968.0	200.0	1581.4	187.2	1147.1	672.	0.	672.	
	34	CHESPI	1 1 0	167.0	146.0	532.0	147.0	965.9	136.8	789.3	33706.	0.	33706.	
	36	APAQUI	1 1 0	36.0	32.0	156.0	31.6	215.6	29.2	176.3	5881.	0.	5881.	
	40	COCA4-1E	1 1 0	425.0	373.0	2868.0	372.6	2912.0	368.7	2752.1	74739.	0.	74739.	
	53	CARDE2-1	1 1 0	420.0	367.0	2576.0	344.7	3020.3	343.3	2648.6	59268.	0.	59268.	
:::OFERTA TOTAL::::				3339.8	2700.6	14176.6	2771.1	19443.4	2202.3	13057.5	203796.	11592.	215388.	
:::DEMANDA/DEFICIT:::					2338.0	13057.5			0.0	0.0			0.	

OFERTA/DEMANDA/DEFICIT					POT.MAX. ENE.ANU.					DEF.POT. DEF.ENE.					COS.TOT.		
PROYECTO					POT.INS.	POT.GAR.	ENE.FIR.	POT.DIS.	ENE.MED.	POT.COL.	ENE.COL.	COS.FIJ.	COS.VAR.	COS.DET.			
ANO	NO	NOMBRE	C1	C2	C3	MW	MW	GWH/A	MW	GWH/A	MW	GWH/A	MIL-US\$	MIL-US\$	MIL-US\$		
=====																	
2009	16	E.SALADO	2	0	0	140.0	125.0	1040.4	125.0	1040.4	16.2	131.2	1953.	5463.	7416.		
	17	ESMERALD	1	0	0	125.0	111.6	928.9	111.6	928.9	19.3	156.3	1376.	6220.	7596.		
	18	STA.ROSA	3	0	0	50.7	48.7	170.6	48.7	170.6	1.4	11.2	230.	837.	1066.		
	19	GUANGOPO	5	0	0	24.5	22.1	145.3	22.1	145.3	2.3	18.8	259.	842.	1101.		
	20	SALITRAL	1	0	0	25.6	24.6	86.2	24.6	86.2	0.7	5.6	115.	450.	565.		
	21	VAPOR-P1	1	0	0	70.0	62.5	492.8	62.5	492.8	7.9	63.7	1020.	2667.	3686.		
	24	GAS-DSL1	1	0	0	23.0	22.1	77.4	22.1	77.4	0.6	5.2	2424.	390.	2815.		
	27	SR-HIDRO	1	1	0	172.0	73.0	550.0	84.7	551.1	79.1	474.7	1720.	0.	1720.		
	28	PISAYAMB	1	1	1	70.0	58.0	200.0	59.6	258.5	53.8	185.0	700.	0.	700.		
	29	MOLINO	1	1	0	1075.0	822.0	2356.0	875.6	5301.0	811.9	3735.4	13975.	0.	13975.		
	30	AGOYAN	1	1	0	156.0	136.0	600.0	135.7	1029.9	129.9	772.0	3900.	0.	3900.		
	31	D.PERIPA	1	1	1	130.0	77.0	429.0	103.0	666.2	92.9	358.9	1859.	0.	1859.		
	33	SFRANCIS	1	1	0	230.0	200.0	968.0	200.0	1581.4	192.5	1188.1	672.	0.	672.		
	34	CHESPI	1	1	0	167.0	146.0	532.0	147.0	965.9	140.6	811.0	33706.	0.	33706.		
	36	APAQUI	1	1	0	36.0	32.0	156.0	31.6	215.6	30.2	181.3	5881.	0.	5881.		
	40	COCA4-1E	1	1	0	425.0	373.0	2868.0	372.6	2912.0	370.4	2781.8	74739.	0.	74739.		
	53	CARDE2-1	1	1	0	420.0	367.0	2576.0	344.7	3020.3	344.0	2720.7	59268.	0.	59268.		
:::OFERTA TOTAL:::::						3339.8	2700.6	14176.6	2771.1	19443.4	2293.6	13601.0	203796.	16869.	220665.		
:::DEMANDA/DEFICIT:::							2409.0	13604.2			0.4	3.2			0.		
=====																	
2010	16	E.SALADO	2	0	0	140.0	125.0	1040.4	125.0	1040.4	0.0	0.0	1953.	0.	1953.		
	17	ESMERALD	1	0	0	125.0	111.6	928.9	111.6	928.9	6.9	56.0	1376.	2273.	3649.		
	18	STA.ROSA	3	0	0	50.7	48.7	170.6	48.7	170.6	0.0	0.0	230.	0.	230.		
	19	GUANGOPO	5	0	0	24.5	22.1	145.3	22.1	145.3	0.0	0.0	259.	0.	259.		
	20	SALITRAL	1	0	0	25.6	24.6	86.2	24.6	86.2	0.0	0.0	115.	0.	115.		
	21	VAPOR-P1	1	0	0	70.0	62.5	492.8	62.5	492.8	0.0	0.0	1020.	0.	1020.		
	24	GAS-DSL1	1	0	0	23.0	22.1	77.4	22.1	77.4	0.0	0.0	2424.	0.	2424.		
	27	SR-HIDRO	1	1	0	172.0	73.0	550.0	84.7	551.1	70.4	424.5	1720.	0.	1720.		
	28	PISAYAMB	1	1	1	70.0	58.0	200.0	59.6	258.5	41.5	155.7	700.	0.	700.		
	29	MOLINO	1	1	0	1075.0	822.0	2356.0	875.6	5301.0	678.9	3173.7	13975.	0.	13975.		
	30	AGOYAN	1	1	0	156.0	136.0	600.0	135.7	1029.9	117.9	671.4	3900.	0.	3900.		
	31	D.PERIPA	1	1	1	130.0	77.0	429.0	103.0	666.2	70.9	260.1	1859.	0.	1859.		
	33	SFRANCIS	1	1	0	230.0	200.0	968.0	200.0	1581.4	176.6	1033.2	672.	0.	672.		
	34	CHESPI	1	1	0	167.0	146.0	532.0	147.0	965.9	129.0	722.9	33706.	0.	33706.		
	36	APAQUI	1	1	0	36.0	32.0	156.0	31.6	215.6	27.4	159.3	5881.	0.	5881.		
	41	COCA4-1E	1	1	0	425.0	373.0	2868.0	372.6	2912.0	363.8	2551.5	74739.	0.	74739.		
	42	COCA4-2E	1	1	0	420.0	369.0	2837.0	368.5	2881.3	359.9	2524.7	41023.	0.	41023.		
	53	CARDE2-1	1	1	0	420.0	367.0	2576.0	344.7	3020.3	340.3	2420.7	59268.	0.	59268.		
:::OFERTA TOTAL:::::						3759.8	3069.6	17013.6	3139.6	22324.8	2383.5	14153.7	244819.	2273.	247091.		
:::DEMANDA/DEFICIT:::							2519.0	14153.7			0.0	0.0			0.		

OFERTA/DEMANDA/DEFICIT					POT.MAX. ENE.ANU.			DEF.POT. DEF.ENE.					COS.DEF.		
PROYECTO					POT.INS.	POT.GAR.	ENE.FIR.	POT.DIS.	ENE.MED.	POT.COL.	ENE.COL.	COS.FIJ.	COS.VAR.	COS.TOT.	
ANO	NO	NOMBRE	C1	C2	C3	MW	MW	GWH/A	MW	GWH/A	MW	GWH/A	MIL-US\$	MIL-US\$	MIL-US\$
=====															
2011	16	E.SALADO	2	0	0	140.0	125.0	1040.4	125.0	1040.4	2.8	22.4	1953.	950.	2903.
	17	ESMERALD	1	0	0	125.0	111.6	928.9	111.6	928.9	13.1	106.2	1376.	4311.	5687.
	18	STA.ROSA	3	0	0	50.7	48.7	170.6	48.7	170.6	0.0	0.0	230.	0.	230.
	19	GUANGOPD	5	0	0	24.5	22.1	145.3	22.1	145.3	0.0	0.0	259.	0.	259.
	20	SALITRAL	1	0	0	25.6	24.6	86.2	24.6	86.2	0.0	0.0	115.	0.	115.
	21	VAPDR-P1	1	0	0	70.0	62.5	492.8	62.5	492.8	0.0	0.0	1020.	0.	1020.
	24	GAS-DSL1	1	0	0	23.0	22.1	77.4	22.1	77.4	0.0	0.0	2424.	0.	2424.
	27	SR-HIDRO	1	1	0	172.0	73.0	550.0	84.7	551.1	72.9	437.9	1720.	0.	1720.
	28	PISAYAMB	1	1	1	70.0	58.0	200.0	59.6	258.5	45.2	162.9	700.	0.	700.
	29	MOLINO	1	1	0	1075.0	822.0	2356.0	875.6	5301.0	721.2	3314.6	13975.	0.	13975.
	30	AGOYAN	1	1	0	156.0	136.0	600.0	135.7	1029.9	122.1	697.4	3900.	0.	3900.
	31	D.PERIPA	1	1	1	130.0	77.0	429.0	103.0	666.2	78.2	272.0	1859.	0.	1859.
	33	SFRANCIS	1	1	0	230.0	200.0	968.0	200.0	1581.4	182.3	1073.2	672.	0.	672.
	34	CHESPI	1	1	0	167.0	146.0	532.0	147.0	965.9	133.4	746.7	33706.	0.	33706.
	36	APAQUI	1	1	0	36.0	32.0	156.0	31.6	215.6	28.3	165.2	5881.	0.	5881.
	41	COCA4-1E	1	1	0	425.0	373.0	2868.0	372.6	2912.0	366.8	2622.8	74739.	0.	74739.
	42	COCA4-2E	1	1	0	420.0	369.0	2837.0	368.5	2881.3	362.8	2595.3	41023.	0.	41023.
	53	CARDE2-1	1	1	0	420.0	367.0	2576.0	344.7	3020.3	342.4	2498.7	59268.	0.	59268.
:::OFERTA TOTAL:::~::~					3759.8	3069.6	17013.6	3139.6	22324.8	2471.5	14715.2	244819.	5261.	250080.	
:::DEMANDA/DEFICIT:::						2612.0	14715.2			0.0	0.0				0.
=====															
2012	16	E.SALADO	2	0	0	140.0	125.0	1040.4	125.0	1040.4	10.7	86.7	1953.	3684.	5637.
	17	ESMERALD	1	0	0	125.0	111.6	928.9	111.6	928.9	14.4	117.2	1376.	4757.	6133.
	18	STA.ROSA	3	0	0	50.7	48.7	170.6	48.7	170.6	0.0	0.0	230.	0.	230.
	19	GUANGOPD	5	0	0	24.5	22.1	145.3	22.1	145.3	0.0	0.0	259.	0.	259.
	20	SALITRAL	1	0	0	25.6	24.6	86.2	24.6	86.2	0.0	0.0	115.	0.	115.
	21	VAPDR-P1	1	0	0	70.0	62.5	492.8	62.5	492.8	0.0	0.0	1020.	0.	1020.
	24	GAS-DSL1	1	0	0	23.0	22.1	77.4	22.1	77.4	0.0	0.0	2424.	0.	2424.
	27	SR-HIDRO	1	1	0	172.0	73.0	550.0	84.7	551.1	75.8	451.8	1720.	0.	1720.
	28	PISAYAMB	1	1	1	70.0	58.0	200.0	59.6	258.5	49.7	170.4	700.	0.	700.
	29	MOLINO	1	1	0	1075.0	822.0	2356.0	875.6	5301.0	768.6	3460.3	13975.	0.	13975.
	30	AGOYAN	1	1	0	156.0	136.0	600.0	135.7	1029.9	126.3	724.3	3900.	0.	3900.
	31	D.PERIPA	1	1	1	130.0	77.0	429.0	103.0	666.2	85.7	284.3	1859.	0.	1859.
	33	SFRANCIS	1	1	0	230.0	200.0	968.0	200.0	1581.4	187.8	1114.5	672.	0.	672.
	34	CHESPI	1	1	0	167.0	146.0	532.0	147.0	965.9	137.3	771.5	33706.	0.	33706.
	36	APAQUI	1	1	0	36.0	32.0	156.0	31.6	215.6	29.3	171.3	5881.	0.	5881.
	41	COCA4-1E	1	1	0	425.0	373.0	2868.0	372.6	2912.0	368.8	2696.7	74739.	0.	74739.
	42	COCA4-2E	1	1	0	420.0	369.0	2837.0	368.5	2881.3	364.8	2668.4	41023.	0.	41023.
	53	CARDE2-1	1	1	0	420.0	367.0	2576.0	344.7	3020.3	343.3	2579.4	59268.	0.	59268.
:::OFERTA TOTAL:::~::~					3759.8	3069.6	17013.6	3139.6	22324.8	2562.4	15296.8	244819.	8441.	253259.	
:::DEMANDA/DEFICIT:::						2708.0	15296.8			0.0	0.0				0.

OFERTA/DEMANDA/DEFICIT					POT.MAX. ENE.ANU.			DEF.POT. DEF.ENE.			COS.DEF.				
PROYECTO					POT.INS.	POT.GAR.	ENE.FIR.	POT.DIS.	ENE.MED.	POT.COL.	ENE.COL.	COS.FIJ.	COS.VAR.	COS.TOT.	
ANO	NO	NOMBRE	C1	C2	C3	MW	MW	GWH/A	MW	GWH/A	MW	GWH/A	MIL-US\$	MIL-US\$	MIL-US\$
=====															
2013	16	E.SALADO	2	0	0	140.0	125.0	1040.4	125.0	1040.4	16.2	131.2	1953.	5572.	7525.
	17	ESMERALD	1	0	0	125.0	111.6	928.9	111.6	928.9	23.6	126.5	1376.	5135.	6511.
	18	STA.ROSA	3	0	0	50.7	48.7	170.6	48.7	170.6	0.0	0.0	230.	0.	230.
	19	GUANGOPO	5	0	0	24.5	22.1	145.3	22.1	145.3	0.1	1.1	259.	50.	309.
	20	SALITRAL	1	0	0	25.6	24.6	86.2	24.6	86.2	0.0	0.0	115.	0.	115.
	21	VAPOR-F1	1	0	0	70.0	62.5	492.8	62.5	492.8	4.0	32.8	1020.	1401.	2421.
	24	GAS-DSL1	1	0	0	23.0	22.1	77.4	22.1	77.4	0.0	0.0	2424.	0.	2424.
	27	SR-HIDRO	1	1	0	172.0	73.0	550.0	84.7	551.1	78.8	466.0	1720.	0.	1720.
	28	PISAYAMB	1	1	1	70.0	58.0	200.0	59.6	258.5	53.8	178.1	700.	0.	700.
	29	MOLINO	1	1	0	1075.0	822.0	2356.0	875.6	5301.0	812.7	3609.9	13975.	0.	13975.
	30	AGOYAN	1	1	0	156.0	136.0	600.0	135.7	1029.9	130.2	751.8	3900.	0.	3900.
	31	D.PERIPA	1	1	1	130.0	77.0	429.0	103.0	666.2	92.7	297.1	1859.	0.	1859.
	33	SFRANCIS	1	1	0	230.0	200.0	968.0	200.0	1581.4	192.9	1156.9	672.	0.	672.
	34	CHESPI	1	1	0	167.0	146.0	532.0	147.0	965.9	141.0	796.7	33706.	0.	33706.
	36	APADUI	1	1	0	36.0	32.0	156.0	31.6	215.6	30.2	177.6	5881.	0.	5881.
	41	COCA4-1E	1	1	0	425.0	373.0	2868.0	372.6	2912.0	370.4	2772.0	74739.	0.	74739.
	42	COCA4-2E	1	1	0	420.0	369.0	2837.0	368.5	2881.3	366.3	2742.9	41023.	0.	41023.
	53	CARDE2-1	1	1	0	420.0	367.0	2576.0	344.7	3020.3	343.9	2662.0	59268.	0.	59268.
:::OFERTA TOTAL:::						3759.8	3069.6	17013.6	3139.6	22324.8	2656.9	15902.6	244819.	12159.	256977.
:::DEMANDA/DEFICIT:::							2808.0	15902.6			0.0	0.0			0.

VALORES PRESENTES DE COSTOS F.V.T ==> 1673288. 152651. 1825940.  
 VALOR PRESENTE DEL DEFICIT ==> 0.

C1: INDICE DE LA POTENCIA INSTALADA

C2: INDICE DEL ESTADO HIDROLOGICO

C3: INDICADOR REFERIDO A LA POTENCIA A SER COLOCADA EN BASE

C3=0 POTENCIA PUEDE SER COLOCADA

C3=1 POTENCIA NO PUEDE SER COLOCADA (FALTA DE POTENCIA DISPONIBLE O DE ENERGIA MEDIA)

APENDICE B2

RESULTADOS DEL MODELO "DSIG"

PLAN DE EXPANSION CONSIDERANDO QUE  
EL PROYECTO CODO-SINCLAIR ENTRA CON SU PRIMERA ETAPA  
TASA DE ACTUALIZACION: 10%

```

: : : : :
: I N E C E L - DIRECCION DE PLANIFICACION :
: ESTUDIOS DE EXPANSION DEL SISTEMA DE GENERACION :
: EVALUACION DEL PROY. CODO SINCLAIR EN EL S.N.I.-OPTIMIZACION FACTOR INSTALAC. :
: : : : :

```

CORRIDA NO: ALT. 4-1  
 INFORMACION GENERAL DE LA CORRIDA

```

NUMERO DE
PROYECTOS : 68
ESTACIONES POR AÑO : 4
TIPOS DE AÑOS HIDROLOGICOS: 3
AÑOS DE EXPANSION : 15
SIMULACIONES DE EXPANSION : 1
PROYECTOS PRESELECCIONADOS: 5
PLANES SELECCIONADOS : 1
AÑO PREVIO A LA EXPANSION : 1998
NIVEL DE PRECIOS : 1991
PERIODO DE OPERACION
DE PROYECTOS (COMP.ECON.) : 50 AÑO
COMPLEMENTARIO DEL SISTEMA: 30 AÑO
TASA DE ACTUALIZACION : 10.00 %
PRECIO DE DEFICIT DE OFERTA
POTENCIA : 0.00 US$/KW
ENERGIA : 600.00 US$/MWH
PRECIO DE ENERGIA SECUNDARIA: 30.00 US$/MWH
PRECISION DESPACHO DE CARGA : 0.10 %
DEFICIT ESTACIONAL MAXIMO
EN DESPACHO DE ENERGIA : 3.00 %
EN DESPACHO DE POTENCIA : 3.00 %
EL AÑO HIDROLOGICO INICIA
EN EL MES..... : 4

```

NUMERO DE DIAS DE TRABAJO PROMEDIOS DE LAS ESTACIONES ( DIAS)

```

EST. 1/ EST. 2/ EST. 3/ EST. 4/
=====
85.2 83.0 84.4 85.5
=====

```

PROBABILIDAD DE OCURRENCIA DE LOS TIPOS DE AÑOS HIDROLOGICOS

```

AÑO 1/ AÑO 2/ AÑO 3/
=====
0.2600 0.4800 0.2600
=====

```

INFORMACION COMPLEMENTARIA :

```

=====
CONSIDERA : -NIVEL DE PRECIOS: ENERO/91.
-CON REHABILITACION DEL PARQUE TERMoeLECTRICO DE LOS SISTEMA REGIONALES.
-ESCENARIO DE DEMANDA DESFAVORABLE. -CON ESCALAMIENTO DE COSTOS DE COMBUSTIBLES
-FECHA: 20 DE SEPT. DE 1991. -AÑO HIDROLOGICO INICIA EN CUARTA ESTACION
=====

```

TASAS DE ESCALAMIENTO DE LOS ITEMS PARA LOS COSTOS VARIABLES

	DE 1999	DE 2000	DE 2010
	%	%	%
=====	=====	=====	=====
ITEM 1	3.50	2.00	0.00
=====	=====	=====	=====



# DEMANDA DEL SISTEMA

AND	POT.MAX. MW	ENERGIA GWH/A	RES.POT. MW	RES.ENE. GWH/A
1999	1671.0	9202.4	0.0	0.0
2000	1755.0	9619.0	0.0	0.0
2001	1823.0	10009.3	0.0	0.0
2002	1886.0	10397.8	0.0	0.0
2003	1956.0	10787.6	0.0	0.0
2004	2022.0	11214.2	0.0	0.0
2005	2103.0	11653.5	0.0	0.0
2006	2177.0	12110.5	0.0	0.0
2007	2249.0	12587.2	0.0	0.0
2008	2338.0	13057.5	0.0	0.0
2009	2409.0	13604.2	0.0	0.0
2010	2519.0	14153.7	0.0	0.0
2011	2612.0	14715.2	0.0	0.0
2012	2708.0	15296.8	0.0	0.0
2013	2808.0	15902.6	0.0	0.0

PLAN DE EXPANSION DEL SISTEMA: 4-1

PLAN NO : 4-1 VALOR PRESENTE DE COSTOS TOTALES: 1902104. MIL-US\$

OFERTA/DEMANDA/DEFICIT					POT.MAX. ENE.ANU.			DEF.POT. DEF.ENE.				COS.DEF.		
PROYECTO					POT.INS.	POT.GAR.	ENE.FIR.	POT.DIS.	ENE.MED.	POT.COL.	ENE.COL.	COS.FIJ.	COS.VAR.	COS.TOT.
ANO NO	NOMBRE	C1	C2	C3	MW	MW	GWH/A	MW	GWH/A	MW	GWH/A	MIL-US\$	MIL-US\$	MIL-US\$
=====														
1999	1 SR-VAPOR	1	0	0	31.0	27.7	218.3	27.7	218.3	3.5	28.2	613.	965.	1578.
	2 SR-BUNKE	1	0	0	99.0	89.3	586.9	89.3	586.9	9.4	75.9	1032.	2766.	3797.
	9 SR-DIESE	1	0	0	62.0	57.7	303.5	57.7	303.5	3.9	31.4	523.	1696.	2218.
	15 SR-GAS	1	0	0	20.0	19.2	67.3	19.2	67.3	0.5	4.4	79.	288.	367.
	16 E.SALADO	2	0	0	140.0	125.0	1040.4	125.0	1040.4	31.1	252.5	1953.	8501.	10454.
	17 ESMERALD	1	0	0	125.0	111.6	928.9	111.6	928.9	43.0	317.4	1376.	10213.	11590.
	18 STA.ROSA	3	0	0	50.7	48.7	170.6	48.7	170.6	1.4	11.2	230.	676.	906.
	19 GUANGOPO	5	0	0	24.5	22.1	145.3	22.1	145.3	2.3	18.8	259.	681.	939.
	20 SALITRAL	1	0	0	25.6	24.6	86.2	24.6	86.2	0.7	5.6	115.	364.	479.
	21 VAPOR-P1	1	0	0	70.0	62.5	492.8	62.5	492.8	7.9	63.7	1020.	2156.	3176.
	27 SR-HIDRO	1	1	0	172.0	73.0	550.0	84.7	551.1	81.0	500.2	1720.	0.	1720.
	28 PISAYAMB	1	1	1	70.0	58.0	200.0	59.6	258.5	53.6	209.4	700.	0.	700.
	29 MOLINO	1	1	0	1075.0	822.0	2356.0	875.6	5301.0	805.8	4182.7	13975.	0.	13975.
	30 AGOYAN	1	1	0	156.0	136.0	600.0	135.7	1029.9	128.9	844.4	3900.	0.	3900.
	31 D.PERIPA	1	1	1	130.0	77.0	429.0	103.0	666.2	92.0	491.8	1859.	0.	1859.
	33 SFRANCIS	1	1	0	230.0	200.0	968.0	200.0	1581.4	191.0	1299.4	672.	0.	672.
	34 CHESPI	1	1	0	167.0	146.0	532.0	147.0	965.9	139.2	857.0	33706.	0.	33706.
	***OFERTA TOTAL***				2647.8	2100.5	9675.2	2194.1	14394.2	1595.1	9194.2	63731.	28304.	92035.
	***DEMANDA/DEFICIT***					1671.0	9202.4			1.0	8.2			0.
=====														
2000	1 SR-VAPOR	1	0	0	31.0	27.7	218.3	27.7	218.3	3.5	28.2	613.	999.	1612.
	2 SR-BUNKE	1	0	0	99.0	89.3	586.9	89.3	586.9	9.4	75.9	1032.	2862.	3894.
	10 SR-DIESE	1	0	0	50.0	46.6	171.3	46.6	171.3	2.7	22.2	421.	1240.	1661.
	16 E.SALADO	2	0	0	140.0	125.0	1040.4	125.0	1040.4	31.3	253.9	1953.	8846.	10799.
	17 ESMERALD	1	0	0	125.0	111.6	928.9	111.6	928.9	58.0	361.8	1376.	12050.	13426.
	18 STA.ROSA	3	0	0	50.7	48.7	170.6	48.7	170.6	2.7	22.1	230.	1382.	1612.
	19 GUANGOPO	5	0	0	24.5	22.1	145.3	22.1	145.3	2.3	18.8	259.	705.	963.
	20 SALITRAL	1	0	0	25.6	24.6	86.2	24.6	86.2	1.4	11.1	115.	744.	858.
	21 VAPOR-P1	1	0	0	70.0	62.5	492.8	62.5	492.8	11.4	92.7	1020.	3244.	4264.
	27 SR-HIDRO	1	1	0	172.0	73.0	550.0	84.7	551.1	81.6	503.5	1720.	0.	1720.
	28 PISAYAMB	1	1	1	70.0	58.0	200.0	59.6	258.5	54.3	212.9	700.	0.	700.
	29 MOLINO	1	1	0	1075.0	822.0	2356.0	875.6	5301.0	813.8	4245.3	13975.	0.	13975.
	30 AGOYAN	1	1	0	156.0	136.0	600.0	135.7	1029.9	129.5	855.0	3900.	0.	3900.
	31 D.PERIPA	1	1	1	130.0	77.0	429.0	103.0	666.2	93.4	497.9	1859.	0.	1859.
	33 SFRANCIS	1	1	0	230.0	200.0	968.0	200.0	1581.4	191.8	1315.6	672.	0.	672.
	34 CHESPI	1	1	0	167.0	146.0	532.0	147.0	965.9	139.9	864.2	33706.	0.	33706.
	36 APAQUI	1	1	0	36.0	32.0	156.0	31.6	215.6	30.2	193.5	5881.	0.	5881.
	***OFERTA TOTAL***				2651.8	2102.1	9631.7	2195.3	14410.3	1657.2	9574.6	69431.	32070.	101502.
	***DEMANDA/DEFICIT***					1755.0	9619.0			5.5	44.4			0.

OFERTA/DEMANDA/DEFICIT					POT. MAX. ENE. ANU.			DEF. POT. DEF. ENE.					COS. DEF.		
PROYECTO					POT. INS.	POT. GAR.	ENE. FIR.	POT. DIS.	ENE. MED.	POT. COL.	ENE. COL.	COS. FIJ.	COS. VAR.	COS. TOT.	
ANO	NO	NOMBRE	C1	C2	C3	MW	MW	GWH/A	MW	GWH/A	MW	GWH/A	MIL-US\$	MIL-US\$	MIL-US\$
=====															
2001	1	SR-VAPOR	1	0	0	31.0	27.7	218.3	27.7	218.3	3.5	28.2	613.	1019.	1632.
	3	SR-BUNKE	1	0	0	95.0	85.7	510.7	85.7	510.7	4.1	33.5	990.	1287.	2277.
	11	SR-DIESE	1	0	0	26.0	24.2	89.1	24.2	89.1	0.7	5.8	219.	333.	552.
	16	E. SALADO	2	0	0	140.0	125.0	1040.4	125.0	1040.4	27.1	219.8	1953.	7809.	9762.
	17	ESMERALD	1	0	0	125.0	111.6	928.9	111.6	928.9	35.0	271.9	1376.	9237.	10613.
	18	STA. ROSA	3	0	0	50.7	48.7	170.6	48.7	170.6	1.4	11.2	230.	714.	944.
	19	GUANGOPO	5	0	0	24.5	22.1	145.3	22.1	145.3	1.8	14.3	259.	547.	805.
	20	SALITRAL	1	0	0	25.6	24.6	86.2	24.6	86.2	0.3	2.2	115.	147.	262.
	21	VAPOR-P1	1	0	0	70.0	62.5	492.8	62.5	492.8	7.9	63.7	1020.	2276.	3296.
	27	SR-HIDRO	1	1	0	172.0	73.0	550.0	84.7	551.1	80.0	487.0	1720.	0.	1720.
	28	PISAYAMB	1	1	1	70.0	58.0	200.0	59.6	258.5	52.8	201.9	700.	0.	700.
	29	MOLINO	1	2	0	1075.0	863.0	3126.0	879.0	5636.8	813.7	4534.6	13975.	0.	13975.
	30	AGOYAN	1	1	0	156.0	136.0	600.0	135.7	1029.9	128.2	816.6	3900.	0.	3900.
	31	D. PERIPA	1	1	1	130.0	77.0	429.0	103.0	666.2	90.7	449.9	1859.	0.	1859.
	32	MAZAR	1	1	0	180.0	96.0	446.0	129.8	787.4	117.0	592.6	42768.	0.	42768.
	33	SFRANCIS	1	1	0	230.0	200.0	968.0	200.0	1581.4	190.2	1256.6	672.	0.	672.
	34	CHESPI	1	1	0	167.0	146.0	532.0	147.0	965.9	138.3	832.5	33706.	0.	33706.
	36	APAQUI	1	1	0	36.0	32.0	156.0	31.6	215.6	29.8	187.0	5881.	0.	5881.
	:::OFERTA TOTAL:::~::~					2803.8	2213.2	10689.2	2302.5	15375.0	1722.3	10009.3	111956.	23368.	135324.
	:::DEMANDA/DEFICIT:::						1823.0	10009.3			0.0	0.0			0.
=====															
2002	4	SR-BUNKE	1	0	0	91.0	82.1	489.2	82.1	489.2	7.8	63.3	948.	2482.	3430.
	12	SR-DIESE	1	0	0	22.0	20.5	75.4	20.5	75.4	1.0	8.0	185.	467.	652.
	16	E. SALADO	2	0	0	140.0	125.0	1040.4	125.0	1040.4	32.4	263.0	1953.	9534.	11487.
	17	ESMERALD	1	0	0	125.0	111.6	928.9	111.6	928.9	58.8	342.9	1376.	11893.	13260.
	18	STA. ROSA	3	0	0	50.7	48.7	170.6	48.7	170.6	1.4	11.2	230.	728.	958.
	19	GUANGOPO	5	0	0	24.5	22.1	145.3	22.1	145.3	2.3	18.8	259.	733.	992.
	20	SALITRAL	1	0	0	25.6	24.6	86.2	24.6	86.2	0.7	5.6	115.	392.	507.
	21	VAPOR-P1	1	0	0	70.0	62.5	492.8	62.5	492.8	9.5	76.8	1020.	2796.	3815.
	27	SR-HIDRO	1	1	0	172.0	73.0	550.0	84.7	551.1	81.6	493.6	1720.	0.	1720.
	28	PISAYAMB	1	1	1	70.0	58.0	200.0	59.6	258.5	54.5	207.6	700.	0.	700.
	29	MOLINO	1	2	0	1075.0	863.0	3126.0	879.0	5636.8	826.3	4633.3	13975.	0.	13975.
	30	AGOYAN	1	1	0	156.0	136.0	600.0	135.7	1029.9	129.6	835.5	3900.	0.	3900.
	31	D. PERIPA	1	1	1	130.0	77.0	429.0	103.0	666.2	93.3	470.0	1859.	0.	1859.
	32	MAZAR	1	1	0	180.0	96.0	446.0	129.8	787.4	119.6	608.7	42768.	0.	42768.
	33	SFRANCIS	1	1	0	230.0	200.0	968.0	200.0	1581.4	191.8	1285.4	672.	0.	672.
	34	CHESPI	1	1	0	167.0	146.0	532.0	147.0	965.9	139.6	845.8	33706.	0.	33706.
	36	APAQUI	1	1	0	36.0	32.0	156.0	31.6	215.6	30.1	189.6	5881.	0.	5881.
	:::OFERTA TOTAL:::~::~					2764.8	2178.1	10435.7	2267.5	15121.5	1780.2	10359.1	111267.	29015.	140281.
	:::DEMANDA/DEFICIT:::						1886.0	10397.8			4.8	38.7			0.

OFERTA/DEMANDA/DEFICIT					POT.MAX. ENE.ANU.			DEF.POT. DEF.ENE.							COS.DEF.		
PROYECTO					POT.INS.	POT.GAR.	ENE.FIR.	POT.DIS.	ENE.MED.	POT.COL.	ENE.COL.	COS.FIJ.	COS.VAR.	COS.TOT.			
ANO NO	NOMBRE	C1	C2	C3	MW	MW	GWH/A	MW	GWH/A	MW	GWH/A	MIL-US\$	MIL-US\$	MIL-US\$			
=====																	
2003	4 SR-BUNKE	1	0	0	91.0	82.1	489.2	82.1	489.2	0.0	0.0	948.	0.	948.			
	13 SR-DIESE	1	0	0	8.0	7.4	27.4	7.4	27.4	0.0	0.0	67.	0.	67.			
	16 E.SALADO	2	0	0	140.0	125.0	1040.4	125.0	1040.4	0.0	0.0	1953.	0.	1953.			
	17 ESMERALD	1	0	0	125.0	111.6	928.9	111.6	928.9	2.6	20.8	1376.	736.	2112.			
	18 STA.ROSA	3	0	0	50.7	48.7	170.6	48.7	170.6	0.0	0.0	230.	0.	230.			
	19 GUANGOPO	5	0	0	24.5	22.1	145.3	22.1	145.3	0.0	0.0	259.	0.	259.			
	20 SALITRAL	1	0	0	25.6	24.6	86.2	24.6	86.2	0.0	0.0	115.	0.	115.			
	21 VAPOR-P1	1	0	0	70.0	62.5	492.8	62.5	492.8	0.0	0.0	1020.	0.	1020.			
	27 SR-HIDRO	1	1	0	172.0	73.0	550.0	84.7	551.1	66.2	402.5	1720.	0.	1720.			
	28 PISAYAMB	1	1	1	70.0	58.0	200.0	59.6	258.5	35.5	145.0	700.	0.	700.			
	29 MOLINO	1	2	0	1075.0	863.0	3126.0	879.0	5636.8	665.0	3586.2	13975.	0.	13975.			
	30 AGOYAN	1	1	0	156.0	136.0	600.0	135.7	1029.9	109.9	631.1	3900.	0.	3900.			
	31 D.PERIPA	1	1	1	130.0	77.0	429.0	103.0	666.2	59.4	239.8	1859.	0.	1859.			
	32 MAZAR	1	1	0	180.0	96.0	446.0	129.8	787.4	89.9	446.3	42768.	0.	42768.			
	33 SFRANCIS	1	1	0	230.0	200.0	968.0	200.0	1581.4	165.7	971.5	672.	0.	672.			
	34 CHESPI	1	1	0	167.0	146.0	532.0	147.0	965.9	120.5	681.7	33706.	0.	33706.			
	36 APAQUI	1	1	0	36.0	32.0	156.0	31.6	215.6	25.8	150.1	5881.	0.	5881.			
	61 CAR2-6-1	1	2	0	631.0	551.0	4280.0	517.7	4536.0	506.4	3512.5	72093.	0.	72093.			
:::OFERTA TOTAL::::					3381.8	2716.1	14667.8	2772.2	19609.6	1846.8	10787.6	183241.	736.	183977.			
:::DEMANDA/DEFICIT:::						1956.0	10787.6			0.0	0.0			0.			
=====																	
2004	5 SR-BUNKE	1	0	0	79.0	71.3	424.7	71.3	424.7	0.0	0.0	823.	0.	823.			
	14 SR-DIESE	1	0	0	2.0	1.9	6.9	1.9	6.9	0.0	0.0	17.	0.	17.			
	16 E.SALADO	2	0	0	140.0	125.0	1040.4	125.0	1040.4	0.0	0.0	1953.	0.	1953.			
	17 ESMERALD	1	0	0	125.0	111.6	928.9	111.6	928.9	9.2	74.8	1376.	2698.	4075.			
	18 STA.ROSA	3	0	0	50.7	48.7	170.6	48.7	170.6	0.0	0.0	230.	0.	230.			
	19 GUANGOPO	5	0	0	24.5	22.1	145.3	22.1	145.3	0.0	0.0	259.	0.	259.			
	20 SALITRAL	1	0	0	25.6	24.6	86.2	24.6	86.2	0.0	0.0	115.	0.	115.			
	21 VAPOR-P1	1	0	0	70.0	62.5	492.8	62.5	492.8	0.0	0.0	1020.	0.	1020.			
	27 SR-HIDRO	1	1	0	172.0	73.0	550.0	84.7	551.1	68.5	415.6	1720.	0.	1720.			
	28 PISAYAMB	1	1	1	70.0	58.0	200.0	59.6	258.5	38.5	150.5	700.	0.	700.			
	29 MOLINO	1	2	0	1075.0	863.0	3126.0	879.0	5636.8	694.5	3718.2	13975.	0.	13975.			
	30 AGOYAN	1	1	0	156.0	136.0	600.0	135.7	1029.9	113.8	653.4	3900.	0.	3900.			
	31 D.PERIPA	1	1	1	130.0	77.0	429.0	103.0	666.2	65.4	248.6	1859.	0.	1859.			
	32 MAZAR	1	1	0	180.0	96.0	446.0	129.8	787.4	95.1	462.3	42768.	0.	42768.			
	33 SFRANCIS	1	1	0	230.0	200.0	968.0	200.0	1581.4	171.0	1005.6	672.	0.	672.			
	34 CHESPI	1	1	0	167.0	146.0	532.0	147.0	965.9	124.7	704.8	33706.	0.	33706.			
	36 APAQUI	1	1	0	36.0	32.0	156.0	31.6	215.6	26.5	155.4	5881.	0.	5881.			
	61 CAR2-6-1	1	2	0	631.0	551.0	4280.0	517.7	4536.0	510.3	3625.1	72093.	0.	72093.			
:::OFERTA TOTAL::::					3363.8	2699.7	14582.7	2755.8	19524.5	1917.4	11214.2	183066.	2698.	185764.			
:::DEMANDA/DEFICIT:::						2022.0	11214.2			0.0	0.0			0.			

PROYECTO					POT.INS.	POT.GAR.	ENE.FIR.	POT.DIS.	ENE.MED.	POT.COL.	ENE.COL.	COS.FIJ.	COS.VAR.	COS.TOT.	
ANO	NO	NOMBRE	C1	C2	C3	MW	MW	GWH/A	MW	GWH/A	MW	GWH/A	MIL-US\$	MIL-US\$	MIL-US\$
2005	6	SR-BUNKE	1	0	0	66.0	59.6	354.8	59.6	354.8	0.0	0.0	688.	0.	688.
	14	SR-DIESE	1	0	0	2.0	1.9	6.9	1.9	6.9	0.0	0.0	17.	0.	17.
	16	E.SALADO	2	0	0	140.0	125.0	1040.4	125.0	1040.4	1.9	15.3	1953.	588.	2541.
	17	ESMERALD	1	0	0	125.0	111.6	928.9	111.6	928.9	14.4	117.2	1376.	4308.	5685.
	18	STA.ROSA	3	0	0	50.7	48.7	170.6	48.7	170.6	0.0	0.0	230.	0.	230.
	19	GUANGOPO	5	0	0	24.5	22.1	145.3	22.1	145.3	0.0	0.0	259.	0.	259.
	20	SALITRAL	1	0	0	25.6	24.6	86.2	24.6	86.2	0.0	0.0	115.	0.	115.
	21	VAPOR-PI	1	0	0	70.0	62.5	492.8	62.5	492.8	0.0	0.0	1020.	0.	1020.
	27	SR-HIDRO	1	1	0	172.0	73.0	550.0	84.7	551.1	70.6	428.0	1720.	0.	1720.
	28	PISAYAMB	1	1	1	70.0	58.0	200.0	59.6	258.5	41.5	157.7	700.	0.	700.
	29	MOLINO	1	2	0	1075.0	863.0	3126.0	879.0	5636.8	724.0	3854.0	13975.	0.	13975.
	30	AGOYAN	1	1	0	156.0	136.0	600.0	135.7	1029.9	117.6	678.4	3900.	0.	3900.
	31	D.PERIPA	1	1	1	130.0	77.0	429.0	103.0	666.2	71.3	257.7	1859.	0.	1859.
	32	MAZAR	1	1	0	180.0	96.0	446.0	129.8	787.4	100.3	481.0	42768.	0.	42768.
	33	SFRANCIS	1	1	0	230.0	200.0	968.0	200.0	1581.4	176.2	1044.1	672.	0.	672.
	34	CHESPI	1	1	0	167.0	146.0	532.0	147.0	965.9	128.7	726.9	33706.	0.	33706.
	36	APAQUI	1	1	0	36.0	32.0	156.0	31.6	215.6	27.3	161.0	5881.	0.	5881.
	61	CAR2-6-1	1	2	0	631.0	551.0	4280.0	517.7	4536.0	513.8	3732.3	72093.	0.	72093.
		***OFERTA TOTAL***				3350.8	2688.0	14512.8	2744.0	19454.6	1987.6	11653.5	182930.	4897.	187827.
		***DEMANDA/DEFICIT***					2103.0	11653.5		0.0	0.0				0.
2006	7	SR-BUNKE	1	0	0	61.0	55.0	327.9	55.0	327.9	0.0	0.0	636.	0.	636.
	16	E.SALADO	2	0	0	140.0	125.0	1040.4	125.0	1040.4	9.1	74.0	1953.	2903.	4856.
	17	ESMERALD	1	0	0	125.0	111.6	928.9	111.6	928.9	14.4	117.2	1376.	4395.	5771.
	18	STA.ROSA	3	0	0	50.7	48.7	170.6	48.7	170.6	0.0	0.0	230.	0.	230.
	19	GUANGOPO	5	0	0	24.5	22.1	145.3	22.1	145.3	0.0	0.0	259.	0.	259.
	20	SALITRAL	1	0	0	25.6	24.6	86.2	24.6	86.2	0.0	0.0	115.	0.	115.
	21	VAPOR-PI	1	0	0	70.0	62.5	492.8	62.5	492.8	0.0	0.0	1020.	0.	1020.
	27	SR-HIDRO	1	1	0	172.0	73.0	550.0	84.7	551.1	72.7	440.8	1720.	0.	1720.
	28	PISAYAMB	1	1	1	70.0	58.0	200.0	59.6	258.5	44.5	165.3	700.	0.	700.
	29	MOLINO	1	2	0	1075.0	863.0	3126.0	879.0	5636.8	752.2	3995.9	13975.	0.	13975.
	30	AGOYAN	1	1	0	156.0	136.0	600.0	135.7	1029.9	121.1	704.5	3900.	0.	3900.
	31	D.PERIPA	1	1	1	130.0	77.0	429.0	103.0	666.2	77.2	267.3	1859.	0.	1859.
	32	MAZAR	1	1	0	180.0	96.0	446.0	129.8	787.4	105.5	500.5	42768.	0.	42768.
	33	SFRANCIS	1	1	0	230.0	200.0	968.0	200.0	1581.4	181.1	1084.3	672.	0.	672.
	34	CHESPI	1	1	0	167.0	146.0	532.0	147.0	965.9	132.4	749.9	33706.	0.	33706.
	36	APAQUI	1	1	0	36.0	32.0	156.0	31.6	215.6	28.0	166.8	5881.	0.	5881.
	61	CAR2-6-1	1	2	0	631.0	551.0	4280.0	517.7	4536.0	516.6	3844.0	72093.	0.	72093.
		***OFERTA TOTAL***				3343.8	2691.6	14479.1	2737.7	19420.9	2054.8	12110.5	182861.	7297.	190159.
		***DEMANDA/DEFICIT***					2177.0	12110.5		0.0	0.0				0.

OFERTA/DEMANDA/DEFICIT					POT.MAX. ENE.ANU.			DEF.POT. DEF.ENE.							COS.DEF.	
PROYECTO					POT.INS.	POT.GAR.	ENE.FIR.	POT.DIS.	ENE.MED.	POT.COL.	ENE.COL.	COS.FIJ.	COS.VAR.	COS.TOT.		
ANO	NO	NOMBRE	C1	C2	C3	MW	MW	GWH/A	MW	GWH/A	MW	GWH/A	MIL-US\$	MIL-US\$	MIL-US\$	
=====																
2007	8	SR-BUNKE	1	0	0	24.0	21.7	129.0	21.7	129.0	0.0	0.0	250.	0.	250.	
	16	E.SALADO	2	0	0	140.0	125.0	1040.4	125.0	1040.4	16.2	131.2	1953.	5251.	7204.	
	17	ESMERALD	1	0	0	125.0	111.6	928.9	111.6	928.9	14.4	117.2	1376.	4482.	5859.	
	18	STA.ROSA	3	0	0	50.7	48.7	170.6	48.7	170.6	0.0	0.0	230.	0.	230.	
	19	GUANGOPO	5	0	0	24.5	22.1	145.3	22.1	145.3	0.0	0.0	259.	0.	259.	
	20	SALITRAL	1	0	0	25.6	24.6	86.2	24.6	86.2	0.0	0.0	115.	0.	115.	
	21	VAPOR-P1	1	0	0	70.0	62.5	492.8	62.5	492.8	0.5	4.4	1020.	176.	1196.	
	27	SR-HIDRO	1	1	0	172.0	73.0	550.0	84.7	551.1	75.5	454.2	1720.	0.	1720.	
	28	PISAYAMB	1	1	1	70.0	58.0	200.0	59.6	258.5	48.6	173.2	700.	0.	700.	
	29	MOLINO	1	2	0	1075.0	863.0	3126.0	879.0	5636.8	786.4	4143.6	13975.	0.	13975.	
	30	AGOYAN	1	1	0	156.0	136.0	600.0	135.7	1029.9	125.2	731.7	3900.	0.	3900.	
	31	D.PERIPA	1	1	1	130.0	77.0	429.0	103.0	666.2	84.3	277.2	1859.	0.	1859.	
	32	MAZAR	1	1	0	180.0	96.0	446.0	129.8	787.4	111.8	520.9	42768.	0.	42768.	
	33	SFRANCIS	1	1	0	230.0	200.0	968.0	200.0	1581.4	186.4	1126.1	672.	0.	672.	
	34	CHESPI	1	1	0	167.0	146.0	532.0	147.0	965.9	136.2	773.9	33706.	0.	33706.	
	36	APAQUI	1	1	0	36.0	32.0	156.0	31.6	215.6	28.9	172.9	5881.	0.	5881.	
	61	CAR2-6-1	1	2	0	631.0	551.0	4280.0	517.7	4536.0	517.4	3960.6	72093.	0.	72093.	
:::OFERTA TOTAL::::					3306.8	2648.2	14280.2	2704.3	19222.0	2131.9	12587.2	182476.	9909.	192385.		
:::DEMANDA/DEFICIT:::						2249.0	12587.2			0.0	0.0			0.		
=====																
2008	16	E.SALADO	2	0	0	140.0	125.0	1040.4	125.0	1040.4	16.2	131.2	1953.	5356.	7309.	
	17	ESMERALD	1	0	0	125.0	111.6	928.9	111.6	928.9	17.4	141.4	1376.	5517.	6893.	
	18	STA.ROSA	3	0	0	50.7	48.7	170.6	48.7	170.6	0.0	0.0	230.	0.	230.	
	19	GUANGOPO	5	0	0	24.5	22.1	145.3	22.1	145.3	0.3	2.8	259.	122.	380.	
	20	SALITRAL	1	0	0	25.6	24.6	86.2	24.6	86.2	0.0	0.0	115.	0.	115.	
	21	VAPOR-P1	1	0	0	70.0	62.5	492.8	62.5	492.8	7.9	63.7	1020.	2614.	3634.	
	27	SR-HIDRO	1	1	0	172.0	73.0	550.0	84.7	551.1	77.9	464.6	1720.	0.	1720.	
	28	PISAYAMB	1	1	1	70.0	58.0	200.0	59.6	258.5	52.3	180.5	700.	0.	700.	
	29	MOLINO	1	2	0	1075.0	863.0	3126.0	879.0	5636.8	816.6	4261.0	13975.	0.	13975.	
	30	AGOYAN	1	1	0	156.0	136.0	600.0	135.7	1029.9	128.7	754.4	3900.	0.	3900.	
	31	D.PERIPA	1	1	1	130.0	77.0	429.0	103.0	666.2	90.2	307.2	1859.	0.	1859.	
	32	MAZAR	1	1	0	180.0	96.0	446.0	129.8	787.4	117.5	538.9	42768.	0.	42768.	
	33	SFRANCIS	1	1	0	230.0	200.0	968.0	200.0	1581.4	190.9	1161.1	672.	0.	672.	
	34	CHESPI	1	1	0	167.0	146.0	532.0	147.0	965.9	139.3	793.1	33706.	0.	33706.	
	36	APAQUI	1	1	0	36.0	32.0	156.0	31.6	215.6	29.8	177.7	5881.	0.	5881.	
	61	CAR2-6-1	1	2	0	631.0	551.0	4280.0	517.7	4536.0	517.5	4080.0	72093.	0.	72093.	
:::OFERTA TOTAL::::					3282.8	2626.5	14151.2	2682.6	19093.0	2202.3	13057.5	182226.	13609.	195835.		
:::DEMANDA/DEFICIT:::						2338.0	13057.5			0.0	0.0			0.		

OFERTA/DEMANDA/DEFICIT					POT.MAX. ENE.ANU.			DEF.POT. DEF.ENE.			COS.DEF.				
PROYECTO					POT.INS.	POT.GAR.	ENE.FIR.	POT.DIS.	ENE.MED.	POT.COL.	ENE.COL.	COS.FIJ.	COS.VAR.	COS.TOT.	
ANO	NO	NOMBRE	C1	C2	C3	MW	MW	GWH/A	MW	GWH/A	MW	GWH/A	MIL-US\$	MIL-US\$	MIL-US\$
=====															
2009	16	E.SALADO	2	0	0	140.0	125.0	1040.4	125.0	1040.4	16.2	131.2	1953.	5463.	7416.
	17	ESMERALD	1	0	0	125.0	111.6	928.9	111.6	928.9	39.4	213.5	1376.	8497.	9874.
	18	STA.ROSA	3	0	0	50.7	48.7	170.6	48.7	170.6	2.7	22.1	230.	1652.	1881.
	19	GUANGOPO	5	0	0	24.5	22.1	145.3	22.1	145.3	2.3	18.8	259.	842.	1101.
	20	SALITRAL	1	0	0	25.6	24.6	86.2	24.6	86.2	1.4	11.1	115.	889.	1004.
	21	VAPOR-P1	1	0	0	70.0	62.5	492.8	62.5	492.8	7.9	63.7	1020.	2667.	3686.
	27	SR-HIDRO	1	1	0	172.0	73.0	550.0	84.7	551.1	81.1	475.4	1720.	0.	1720.
	28	PISAYAMB	1	1	1	70.0	58.0	200.0	59.6	258.5	56.3	191.0	700.	0.	700.
	29	MOLINO	1	2	0	1075.0	863.0	3126.0	879.0	5636.8	846.7	4395.2	13975.	0.	13975.
	30	AGOYAN	1	1	0	156.0	136.0	600.0	135.7	1029.9	132.1	784.4	3900.	0.	3900.
	31	D.PERIPA	1	1	1	130.0	77.0	429.0	103.0	666.2	96.7	364.5	1859.	0.	1859.
	32	MAZAR	1	1	0	180.0	96.0	446.0	129.8	787.4	123.1	564.6	42768.	0.	42768.
	33	SFRANCIS	1	1	0	230.0	200.0	968.0	200.0	1581.4	195.2	1207.2	672.	0.	672.
	34	CHESPI	1	1	0	167.0	146.0	532.0	147.0	965.9	142.4	813.2	33706.	0.	33706.
	36	APAQUI	1	1	0	36.0	32.0	156.0	31.6	215.6	30.7	182.4	5881.	0.	5881.
	61	CAR2-6-1	1	2	0	631.0	551.0	4280.0	517.7	4536.0	517.6	4147.6	72093.	0.	72093.
:::OFERTA TOTAL:::~::~					3282.8	2626.5	14151.2	2682.6	19093.0	2291.8	13585.9	182226.	20009.	202235.	
:::DEMANDA/DEFICIT:::						2409.0	13604.2			2.3	18.3				0.
=====															
2010	16	E.SALADO	2	0	0	140.0	125.0	1040.4	125.0	1040.4	0.0	0.0	1953.	0.	1953.
	17	ESMERALD	1	0	0	125.0	111.6	928.9	111.6	928.9	9.6	78.2	1376.	3175.	4551.
	18	STA.ROSA	3	0	0	50.7	48.7	170.6	48.7	170.6	0.0	0.0	230.	0.	230.
	19	GUANGOPO	5	0	0	24.5	22.1	145.3	22.1	145.3	0.0	0.0	259.	0.	259.
	20	SALITRAL	1	0	0	25.6	24.6	86.2	24.6	86.2	0.0	0.0	115.	0.	115.
	21	VAPOR-P1	1	0	0	70.0	62.5	492.8	62.5	492.8	0.0	0.0	1020.	0.	1020.
	27	SR-HIDRO	1	1	0	172.0	73.0	550.0	84.7	551.1	71.6	427.9	1720.	0.	1720.
	28	PISAYAMB	1	1	1	70.0	58.0	200.0	59.6	258.5	43.3	156.1	700.	0.	700.
	29	MOLINO	1	2	0	1075.0	863.0	3126.0	879.0	5636.8	742.2	3844.3	13975.	0.	13975.
	30	AGOYAN	1	1	0	156.0	136.0	600.0	135.7	1029.9	120.0	675.2	3900.	0.	3900.
	31	D.PERIPA	1	1	1	130.0	77.0	429.0	103.0	666.2	74.4	259.2	1859.	0.	1859.
	32	MAZAR	1	1	0	180.0	96.0	446.0	129.8	787.4	103.5	478.9	42768.	0.	42768.
	33	SFRANCIS	1	1	0	230.0	200.0	968.0	200.0	1581.4	179.5	1038.8	672.	0.	672.
	34	CHESPI	1	1	0	167.0	146.0	532.0	147.0	965.9	131.1	728.9	33706.	0.	33706.
	36	APAQUI	1	1	0	36.0	32.0	156.0	31.6	215.6	27.8	160.4	5881.	0.	5881.
	41	COCA4-1E	1	1	0	425.0	373.0	2868.0	372.6	2912.0	365.0	2574.1	74739.	0.	74739.
	61	CAR2-6-1	1	2	0	631.0	551.0	4280.0	517.7	4536.0	515.6	3731.8	72093.	0.	72093.
:::OFERTA TOTAL:::~::~					3707.8	2999.5	17019.2	3055.2	22005.0	2383.5	14153.7	256964.	3175.	260140.	
:::DEMANDA/DEFICIT:::						2519.0	14153.7			0.0	0.0				0.

OFERTA/DEMANDA/DEFICIT					POT.MAX. ENE.ANU.					DEF.POT. DEF.ENE.				COS.DEF.	
PROYECTO					POT.INS.	POT.GAR.	ENE.FIR.	POT.DIS.	ENE.MED.	POT.COL.	ENE.COL.	COS.FIJ.	COS.VAR.	COS.TOT.	
ANO	NO	NOMBRE	C1	C2	C3	MW	MW	GWH/A	MW	GWH/A	MW	GWH/A	MIL-US\$	MIL-US\$	MIL-US\$
=====															
2011	16	E.SALADO	2	0	0	140.0	125.0	1040.4	125.0	1040.4	4.1	33.6	1953.	1428.	3381.
	17	ESMERALD	1	0	0	125.0	111.6	928.9	111.6	928.9	14.4	117.2	1376.	4757.	6133.
	18	STA.ROSA	3	0	0	50.7	48.7	170.6	48.7	170.6	0.0	0.0	230.	0.	230.
	19	GUANGOPO	5	0	0	24.5	22.1	145.3	22.1	145.3	0.0	0.0	259.	0.	259.
	20	SALITRAL	1	0	0	25.6	24.6	86.2	24.6	86.2	0.0	0.0	115.	0.	115.
	21	VAPOR-F1	1	0	0	70.0	62.5	492.8	62.5	492.8	0.0	0.0	1020.	0.	1020.
	27	SR-HIDRO	1	1	0	172.0	73.0	550.0	84.7	551.1	74.3	441.0	1720.	0.	1720.
	28	PISAYAMB	1	1	1	70.0	58.0	200.0	59.6	258.5	47.5	164.4	700.	0.	700.
	29	MOLINO	1	2	0	1075.0	863.0	3126.0	879.0	5636.8	779.2	3993.9	13975.	0.	13975.
	30	AGOYAN	1	1	0	156.0	136.0	600.0	135.7	1029.9	124.4	702.9	3900.	0.	3900.
	31	D.PERIPA	1	1	1	130.0	77.0	429.0	103.0	666.2	82.2	269.6	1859.	0.	1859.
	32	HAZAR	1	1	0	180.0	96.0	446.0	129.8	787.4	110.4	499.7	42768.	0.	42768.
	33	SFRANCIS	1	1	0	230.0	200.0	968.0	200.0	1581.4	185.4	1081.5	672.	0.	672.
	34	CHESPI	1	1	0	167.0	146.0	532.0	147.0	965.9	135.6	752.4	33706.	0.	33706.
	36	APAQUI	1	1	0	36.0	32.0	156.0	31.6	215.6	28.8	166.5	5881.	0.	5881.
	41	COCA4-1E	1	1	0	425.0	373.0	2868.0	372.6	2912.0	367.7	2646.3	74739.	0.	74739.
	61	CAR2-6-1	1	2	0	631.0	551.0	4280.0	517.7	4536.0	517.4	3846.1	72093.	0.	72093.
:::OFERTA TOTAL:::						3707.8	2999.5	17019.2	3055.2	22005.0	2471.5	14715.2	256964.	6185.	263149.
:::DEMANDA/DEFICIT:::							2612.0	14715.2			0.0	0.0			0.
=====															
2012	16	E.SALADO	2	0	0	140.0	125.0	1040.4	125.0	1040.4	13.4	109.0	1953.	4628.	6581.
	17	ESMERALD	1	0	0	125.0	111.6	928.9	111.6	928.9	15.4	118.2	1376.	4797.	6173.
	18	STA.ROSA	3	0	0	50.7	48.7	170.6	48.7	170.6	0.0	0.0	230.	0.	230.
	19	GUANGOPO	5	0	0	24.5	22.1	145.3	22.1	145.3	0.0	0.0	259.	0.	259.
	20	SALITRAL	1	0	0	25.6	24.6	86.2	24.6	86.2	0.0	0.0	115.	0.	115.
	21	VAPOR-F1	1	0	0	70.0	62.5	492.8	62.5	492.8	0.0	0.0	1020.	0.	1020.
	27	SR-HIDRO	1	1	0	172.0	73.0	550.0	84.7	551.1	77.6	454.6	1720.	0.	1720.
	28	PISAYAMB	1	1	1	70.0	58.0	200.0	59.6	258.5	52.4	172.9	700.	0.	700.
	29	MOLINO	1	2	0	1075.0	863.0	3126.0	879.0	5636.8	818.6	4148.5	13975.	0.	13975.
	30	AGOYAN	1	1	0	156.0	136.0	600.0	135.7	1029.9	129.0	731.5	3900.	0.	3900.
	31	D.PERIPA	1	1	1	130.0	77.0	429.0	103.0	666.2	90.2	280.3	1859.	0.	1859.
	32	HAZAR	1	1	0	180.0	96.0	446.0	129.8	787.4	117.7	521.3	42768.	0.	42768.
	33	SFRANCIS	1	1	0	230.0	200.0	968.0	200.0	1581.4	191.3	1125.6	672.	0.	672.
	34	CHESPI	1	1	0	167.0	146.0	532.0	147.0	965.9	139.7	776.8	33706.	0.	33706.
	36	APAQUI	1	1	0	36.0	32.0	156.0	31.6	215.6	29.9	172.8	5881.	0.	5881.
	41	COCA4-1E	1	1	0	425.0	373.0	2868.0	372.6	2912.0	369.7	2720.9	74739.	0.	74739.
	61	CAR2-6-1	1	2	0	631.0	551.0	4280.0	517.7	4536.0	517.5	3964.3	72093.	0.	72093.
:::OFERTA TOTAL:::						3707.8	2999.5	17019.2	3055.2	22005.0	2562.4	15296.8	256964.	9425.	266390.
:::DEMANDA/DEFICIT:::							2708.0	15296.8			0.0	0.0			0.



OFERTA/DEMANDA/DEFICIT					POT.MAX. ENE.ANU.			DEF.POT. DEF.ENE.			COS.DEF.				
PROYECTO					POT.INS.	POT.GAR.	ENE.FIR.	POT.DIS.	ENE.MED.	POT.COL.	ENE.COL.	COS.FIJ.	COS.VAR.	COS.TOT.	
ANO	NO	NOMBRE	C1	C2	C3	MW	MW	GWH/A	MW	GWH/A	MW	GWH/A	MIL-US\$	MIL-US\$	MIL-US\$
=====															
2013	16	E.SALADO	2	0	0	140.0	125.0	1040.4	125.0	1040.4	16.2	131.2	1953.	5572.	7525.
	17	ESMERALD	1	0	0	125.0	111.6	928.9	111.6	928.9	38.4	141.5	1376.	5743.	7120.
	18	STA.ROSA	3	0	0	50.7	48.7	170.6	48.7	170.6	0.0	0.0	230.	0.	230.
	19	GUANGOPO	5	0	0	24.5	22.1	145.3	22.1	145.3	0.0	0.0	259.	0.	259.
	20	SALITRAL	1	0	0	25.6	24.6	86.2	24.6	86.2	0.0	0.0	115.	0.	115.
	21	VAPOR-P1	1	0	0	70.0	62.5	492.8	62.5	492.8	6.9	56.2	1020.	2397.	3417.
	27	SR-HIDRO	1	1	0	172.0	73.0	550.0	84.7	551.1	80.8	466.9	1720.	0.	1720.
	28	PISAYAMB	1	1	1	70.0	58.0	200.0	59.6	258.5	56.3	181.6	700.	0.	700.
	29	MOLINO	1	2	0	1075.0	863.0	3126.0	879.0	5636.8	848.2	4289.5	13975.	0.	13975.
	30	AGOYAN	1	1	0	156.0	136.0	600.0	135.7	1029.9	132.4	758.8	3900.	0.	3900.
	31	D.PERIPA	1	1	1	130.0	77.0	429.0	103.0	666.2	96.7	303.7	1859.	0.	1859.
	32	MAZAR	1	1	0	180.0	96.0	446.0	129.8	787.4	123.1	542.5	42768.	0.	42768.
	33	SFRANCIS	1	1	0	230.0	200.0	968.0	200.0	1581.4	195.7	1167.6	672.	0.	672.
	34	CHESPI	1	1	0	167.0	146.0	532.0	147.0	965.9	142.9	799.1	33706.	0.	33706.
	36	APAQUI	1	1	0	36.0	32.0	156.0	31.6	215.6	30.7	178.6	5881.	0.	5881.
	41	COCA4-1E	1	1	0	425.0	373.0	2868.0	372.6	2912.0	371.1	2781.3	74739.	0.	74739.
	61	CAR2-6-1	1	2	0	631.0	551.0	4280.0	517.7	4536.0	517.6	4104.2	72093.	0.	72093.
:::OFERTA TOTAL:::::						3707.8	2999.5	17019.2	3055.2	22005.0	2656.9	15902.6	256964.	13713.	270677.
:::DEMANDA/DEFICIT:::							2808.0	15902.6			0.0	0.0			0.

VALORES PRESENTES DE COSTOS F,V,T ==> 1748621. 153483. 1902104.  
 VALOR PRESENTE DEL DEFICIT ==> 0.

C1: INDICE DE LA POTENCIA INSTALADA

C2: INDICE DEL ESTADO HIDROLOGICO

C3: INDICADOR REFERIDO A LA POTENCIA A SER COLOCADA EN BASE

C3=0 POTENCIA PUEDE SER COLOCADA

C3=1 POTENCIA NO PUEDE SER COLOCADA (FALTA DE POTENCIA DISPONIBLE O DE ENERGIA MEDIA)

APENDICE C

EVALUACION ECONOMICA EN EL S.N.I.  
DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA

## 1. OBJETIVO Y ALCANCE DEL ESTUDIO

El objetivo del presente apéndice es presentar los resultados de la evaluación económica del proyecto hidroeléctrico Coca-Codo Sinclair en el Sistema Nacional Interconectado. La alternativa de equipamiento tomada como referencia para esta evaluación, corresponde a la No. 4 definida en los estudios de optimización del factor de instalación, realizados en septiembre de 1991. Esta misma alternativa fue a su vez posteriormente optimizada en sus obras componentes.

En el estudio realizado en el mes de septiembre de 1991 se dispuso de los resultados preliminares factibilidad del proyecto Coca-Codo Sinclair, que permitieron optimizar el factor de instalación y consecuentemente, elegir la alternativa que mejor se adapte a los requerimientos del Sistema Nacional.

Luego, una vez que los Consultores continuaron los estudios de factibilidad de la alternativa seleccionada del proyecto Coca-Codo Sinclair y, que al terminar los mismos se conoció de cambios en los presupuestos de las dos etapas de generación propuestas, se creyó conveniente volver a evaluar al proyecto dentro del S.N.I., para verificar los resultados obtenidos en septiembre de 1991.

El presente estudio no persigue precisar la fecha de entrada en operación de proyecto futuro alguno; esta actividad será parte de la revisión y actualización del Plan Maestro de Electrificación las cuales está previsto realizarse en los próximos meses del año 1992, una vez que se disponga de la información actualizada de demanda, hidrología y costos de los proyectos que conforman el catálogo; información que en las distintas áreas del Instituto se encuentra en proceso de elaboración.

## 2. METODOLOGIA

Tomando como referencia la alternativa de equipamiento No. 4, de los estudios de septiembre de 1991, se incluyeron los nuevos costos y calendario de inversiones, en las dos etapas del proyecto Coca-Codo Sinclair, reemplazando a los utilizados en esa fecha.

Con la ayuda del modelo "Definición de Secuencias de Instalaciones de Generación" DSIG, se calcularon los nuevos costos del plan de Equipamiento, expresados en valor presente a octubre de 1999.

La comparación de los valores presentes obtenidos en septiembre de 1991 y los obtenidos en el presente estudio permitirá verificar los beneficios del proyecto Coca-Codo Sinclair en el Sistema.

## 3. INFORMACION UTILIZADA

Los Consultores facilitaron la información básica necesaria para el análisis y que, consistió en las producciones energéticas brutas, presupuestos y calendario de inversiones de la alternativa seleccionada.

Las características principales del proyecto Coca-Codo Sinclair son:

a. Potencia instalada y factor de instalación

Alternativa seleccionada No.	Etapas No.	Potencia instalada (MW)	Factor de instalación
4	1	423,7	0,80
	2	419,9	0,80
	Total	843,6	0,80

b. Presupuesto (Nivel de Precios: Enero de 1991)

Alternativa seleccionada No.	Etapas No.	Sistema de generación (Miles US\$)	Sistema de transmisión (Miles US\$)
4	1	393.913	49.917
	2	233.470	51.783

c. Calendario de Inversiones (Nivel de Precios: Enero de 1991)

Alternativa seleccionada y etapa	Calendario de inversiones (Miles US\$)						
	Años						
	1	2	3	4	5	6	7
SISTEMA DE GENERACION							
4-1	26.538	63.228	62.054	87.181	94.889	46.801	13.221

---

4-2	15.366	50.154	54.530	105.427	7.994
-----	--------	--------	--------	---------	-------

#### SISTEMA DE TRANSMISION

4-1	14.975	14.975	12.479	7.488
4-2	15.535	15.535	12.946	7.767

---

#### d. Producción Energética Bruta (A bornes de generador)

Alternativa seleccionada No.	Potencia instalada (MW)	Energía primaria (GWh/año)	Energía secundaria (GWh/año)	Energía media (GWh/año)
4-1	423,7	2.978,30	0,00	2.978,30
4-2	419,9	2.930,50	0,00	2.930,50

---

#### e. Producción Energética Neta (A nivel de Subestación del S.N.I.)

Alternativa seleccionada y etapa	Potencia instalada (MW)	Potencia garantizada (MW)	Energía primaria (GWh/año)	Energía secundaria (GWh/año)	Energía media (GWh/año)
4-1	423,7	371,8	2.883,52	0,00	2.883,52
4-2	419,9	368,4	2.837,24	0,00	2.837,24

---

En los Cuadros 3/1, 3/2 Y 3/3 se muestra la producción energética neta del proyecto Coca-Codo Sinclair.

De un análisis comparativo entre las informaciones empleadas en el estudio de septiembre de 1991 y en el estudio actual, se puede indicar que básicamente existe para el presente análisis un cambio en el presupuesto de las dos etapas propuestas del proyecto. Variación que en la práctica significa una disminución del orden de 15% para el caso de la primera etapa y del 6% para el caso de la segunda etapa. La variación en la producción energética es insignificante.

La disminución del costo de inversión del proyecto puede explicarse con la optimización de las obras componentes del proyecto y en la metodología aplicada para el cálculo del presupuesto. Los valores de septiembre de 1991 se obtuvieron, según indicaciones de la Consultora, aplicando un simple escalamiento a un presupuesto referencial con un nivel de precios de enero de 1987. En cambio, los valores empleados en el presente estudio son un producto, de aplicar precios

unitarios e inclusive de la revisión de las cantidades de obra para el caso de la primera etapa del proyecto.

## Cuadro 3/1

PRODUCCIONES ANUALES NETAS  
ALTERNATIVA 4 - PRIMERA ETAPA  
DATOS GENERALES DEL PROYECTO

## 1. Indisponibilidades

Tasa de mantenimiento-días/años/grupos		15,00
Salidas forzadas	en %	5,00
Pérdidas de transmisión de potencia	en %	3,00
Pérdidas de transmisión de energía	en %	2,50
Consumos propios de la central	en %	0,70
Número de días medios de trabajo		365,25

## 2. Producciones brutas

Potencia instalada	en MW	423,70
Energía firme anual	en GWh	2978,30
Energía media anual	en GWh	2978,30

## 3. Datos operativos

Potencia mínima obligatoria	en MW	84,74
Relación base máxima/punta		1,00
Tipo de central		De pasada
Volumen de regulación	en MWh	777,30
Número de horas de punta		3,00

## RESULTADOS

## Producciones padronizadas netas

Potencia garantizada	en MW	371,78
Energía primaria de base	en GWh	2827,47
Energía primaria de punta	en GWh	56,05
Energía primaria total	en GWh	2883,52
Energía media de base	en GWh	2827,47
Energía media de punta	en GWh	56,05
Energía media total	en GWh	2883,52
Energía secundaria total	en GWh	0
Energía excedente firme	en GWh	0
Energía excedente media	en GWh	0



## Cuadro 3/2

PRODUCCIONES ANUALES NETAS  
 ALTERNATIVA 4 - SEGUNDA ETAPA  
 DATOS GENERALES DEL PROYECTO

## 1. Indisponibilidades

Tasa de mantenimiento-días/años/grupos		15,00
Salidas forzadas	en %	5,00
Pérdidas de transmisión de potencia	en %	3,00
Pérdidas de transmisión de energía	en %	2,50
Consumos propios de la central	en %	0,70
Número de días medios de trabajo		365,25

## 2. Producciones brutas

Potencia instalada	en MW	419,90
Energía firme anual	en GWh	2.930,50
Energía media anual	en GWh	2.930,50

## 3. Datos operativos

Potencia mínima obligatoria	en MW	83,98
Relación base máxima/punta		1,00
Tipo de central		De pasada
Volumen de regulación	en MWh	778,82
Número de horas de punta		3,00

## RESULTADOS

## Producciones padronizadas netas

Potencia garantizada	en MW	368,45
Energía primaria de base	en GWh	2.778,77
Energía primaria de punta	en GWh	58,46
Energía primaria total	en GWh	2.837,24
Energía media de base	en GWh	2.778,77
Energía media de punta	en GWh	58,46
Energía media total	en GWh	2.837,24
Energía secundaria total	en GWh	0
Energía excedente firme	en GWh	0
Energía excedente media	en GWh	0

## Cuadro 3/3

PRODUCCIONES ANUALES NETAS  
 ALTERNATIVA 4 - PRIMERA ETAPA MAS SEGUNDA ETAPA  
 DATOS GENERALES DEL PROYECTO

## 1. Indisponibilidades

Tasa de mantenimiento-Días/Años/Grupos		15,00
Salidas forzadas	en %	5,00
Pérdidas de transmisión de potencia	en %	3,00
Pérdidas de transmisión de energía	en %	2,50
Consumos propios de la central	en %	0,70
Número de días medios de trabajo		365,25

## 2. Producciones brutas

Potencia instalada	en MW	843,60
Energía firme anual	en GWh	5.908,80
Energía media anual	en GWh	5.908,80

## 3. Datos operativos

Potencia mínima obligatoria	en MW	166,72
Relación base máxima/punta		1,00
Tipo de central		De pasada
Volumen de regulación	en MWh	778,05
Número de horas de punta		3,00

## RESULTADOS

## Producciones padronizadas netas

Potencia garantizada	en MW	740,23
Energía primaria de base	en GWh	5.606,24
Energía primaria de punta	en GWh	114,51
Energía primaria total	en GWh	5.720,75
Energía media de base	en GWh	5.606,24
Energía media de punta	en GWh	114,51
Energía media total	en GWh	5.720,75
Energía secundaria total	en GWh	0
Energía excedente firme	en GWh	0
Energía excedente media	en GWh	0

#### 4. RESULTADOS

El Cuadro 4/1 muestra los valores presentes de la secuencia de equipamiento con los costos del proyecto Coca-Codo Sinclair, definidos en septiembre de 1991. El Cuadro 4/2, en cambio muestra los valores presentes considerando los costos del proyecto Coca-Codo Sinclair definidos en abril de 1992.

Las Alternativas Referenciales de Equipamiento del S.N.I., asumen la entrada en operación del proyecto Coca-Codo Sinclair en las siguientes fechas:

Etapa 1	octubre/2006
Etapa 2	octubre/2010

Los valores presentes de los planes de expansión obtenidos en el presente estudio, son menores a los obtenidos en el estudio de optimización del factor de instalación de septiembre de 1991. Para la tasa de actualización del 10% se registra una disminución de 51 millones de dólares actualizados a octubre de 1999.

## Cuadro 4/1

EQUIPAMIENTO DE GENERACION DEL S.N.I.  
 PLAN REFERENCIAL CON EL PROYECTO COCA-CODO SINCLAIR  
 PERIODO: OCT/1999-SEP/2014 (1)  
 ESTUDIO DE SEPTIEMBRE DE 1991

Proyecto	Potencia instalada (MW)	Fecha de entrada en operación
- Corto Plazo (2)		
Rehabilitación Térmica	134	Oct/1993
T. Vapor-Bunker	70	Oct/1995
Daule-Peripa	130	Oct/1996
San Francisco	230	Oct/1997
Chespi	167	Oct/1999
- Mediano y Largo Plazos		
Apaquí	36	Oct/2000
Cardenillo 2-1	420	Oct/2001
T. Gas-Diesel	25	Oct/2005
Codo Sinclair 4, E1	424,6	Oct/2006
Codo Sinclair 4, E2	419,9	Oct/2010

VALOR PRESENTE A OCTUBRE DE 1999  
 (en millones de dólares)  
 TASA DE ACTUALIZACION

8%	10%	12%
1989.240	1825.940	1709.013

1. Se incluye como un parque generador existente a los proyectos de corto plazo que deberán entrar en operación en el período 1993-1999.
2. Proyectos definidos en el Plan Maestro de Electrificación aprobado en febrero de 1991, con excepción de la T. Vapor-Bunker que entraría por el retraso de la central Daule-Peripa.

## Cuadro 4/2

EQUIPAMIENTO DE GENERACION DEL S.N.I.  
 PLAN REFERENCIAL CON EL PROYECTO COCA-CODO SINCLAIR  
 (EL PROYECTO COCA-CODO SINCLAIR ENTRA CON SUS DOS ETAPAS)  
 PERIODO: OCT/1999-SEP/2014 (1)  
 ESTUDIO DE ABRIL DE 1992

Proyecto	Potencia instalada (MW)	Fecha de entrada en operación
- Corto Plazo (2)		
Rehabilitación Térmica	134	Oct/1993
T. Vapor-Bunker	70	Oct/1995
Daule-Peripa	130	Oct/1996
San Francisco	230	Oct/1997
Chespi	167	Oct/1999
- Mediano y Largo Plazos		
Apaquí	36	Oct/2000
Cardenillo 2-1	420	Oct/2001
T. Gas-Diesel	25	Oct/2005
Coca-Codo Sinclair 4, E1	423,7	Oct/2006
Coca-Codo Sinclair 4, E2	419,9	Oct/2010

VALOR PRESENTE A OCTUBRE DE 1999  
 (en millones de dólares)  
 TASA DE ACTUALIZACION

8%	10%	12%
1929.117	1775.295	1666.548

1. Se incluye como un parque generador existente a los proyectos de corto plazo que deberán entrar en operación en el periodo 1993-1999.
2. Proyectos definidos en el Plan Maestro de Electrificación aprobado en febrero de 1991, con excepción de la T. Vapor-Bunker que entraría por el retraso de la central Daule-Peripa.

## 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El presente estudio no persigue precisar la fecha de entrada en operación de proyecto futuro alguno; esta actividad será parte de la revisión y actualización del Plan Maestro de Electrificación las cuales está previsto realizarse en los próximos meses del año 1992, una vez que se disponga de la información actualizada de demanda, hidrología y costos de los proyectos que conforman el catálogo; información que en las distintas Áreas del Instituto se encuentra en proceso de elaboración.

La presencia en el Sistema Nacional del proyecto hidroeléctrico Coca-Codo Sinclair con los costos definidos por los Consultores en abril de 1992, permite disminuir los costos en el Sistema, volviéndole aún más atractivo a este proyecto.

La conveniencia para el Sistema y para el País, de desarrollar una o dos etapas del proyecto Coca-Codo Sinclair (alternativa seleccionada No. 4), se verificará una vez que se efectúen los estudios oficiales de actualización del Plan Maestro de Electrificación. Estos estudios permitirán conocer los Planes de Expansión de Generación de Mínimo Costo para mediano y largo plazos (2000-2014).

Considerando los resultados obtenidos, la Dirección de Planificación recomienda continuar con los trámites necesarios para la contratación y ejecución de los estudios de diseño de licitación de la alternativa seleccionada del proyecto Coca-Codo Sinclair.

```

: : : : :
: I N E C E L - DIRECCION DE PLANIFICACION :
: ESTUDIOS DE EXPANSION DEL SISTEMA DE GENERACION :
: EVALUACION DEL PROY. CODO SINCLAIR EN EL S.N.I.-RESULTADOS FASE B FACTIBILIDAD :
: : : : :

```

CORRIDA NO: PLAN CON CODO SINCLAIR  
INFORMACION GENERAL DE LA CORRIDA

```

NUMERO DE
PROYECTOS : 68
ESTACIONES POR AÑO : 4
TIPOS DE AÑOS HIDROLOGICOS: 3
AÑOS DE EXPANSION : 15
SIMULACIONES DE EXPANSION : 1
PROYECTOS PRESELECCIONADOS: 5
PLANES SELECCIONADOS : 1
AÑO PREVIO A LA EXPANSION : 1998
NIVEL DE PRECIOS : 1991
PERIODO DE OPERACION
DE PROYECTOS (COMP.ECON.) : 50 AÑO
COMPLEMENTARIO DEL SISTEMA: 30 AÑO
TASA DE ACTUALIZACION : 10.00 %
PRECIO DE DEFICIT DE OFERTA
POTENCIA : 0.00 US$/KW
ENERGIA : 600.00 US$/MWH
PRECIO DE ENERGIA SECUNDARIA: 30.00 US$/MWH
PRECISION DESPACHO DE CARGA : 0.10 %
DEFICIT ESTACIONAL MAXIMO
EN DESPACHO DE ENERGIA : 3.00 %
EN DESPACHO DE POTENCIA : 3.00 %
EL AÑO HIDROLOGICO INICIA
EN EL MES..... : 4

```

NUMERO DE DIAS DE TRABAJO PROMEDIOS DE LAS ESTACIONES ( DIAS)

```

EST. 1/ EST. 2/ EST. 3/ EST. 4/
=====
85.2 83.0 84.4 85.5
=====

```

PROBABILIDAD DE OCURRENCIA DE LOS TIPOS DE AÑOS HIDROLOGICOS

```

AÑO 1/ AÑO 2/ AÑO 3/
=====
0.2600 0.4800 0.2600
=====

```

INFORMACION COMPLEMENTARIA :

```

=====
CONSIDERA : -NIVEL DE PRECIOS: ENERO/91.
-CON REHABILITACION DEL PARQUE TERMoeLECTRICO DE LOS SISTEMA REGIONALES.
-ESCENARIO DE DEMANDA DESFAVORABLE. -CON ESCALAMIENTO DE COSTOS DE COMBUSTIBLES
-FECHA: 22 DE ABRIL DE 1992. -AÑO HIDROLOGICO INICIA EN CUARTA ESTACION
=====

```

TASAS DE ESCALAMIENTO DE LOS ITEMS PARA LOS COSTOS VARIABLES

	DE 1999	DE 2000	DE 2010
	%	%	%
=====			
ITEM 1	3.50	2.00	0.00
=====			



DEMANDA DEL SISTEMA

ANO	POT.MAX. MW	ENERGIA GWH/A	RES.POT. MW	RES.ENE. GWH/A
1999	1671.0	9202.4	0.0	0.0
2000	1755.0	9619.0	0.0	0.0
2001	1823.0	10009.3	0.0	0.0
2002	1886.0	10397.8	0.0	0.0
2003	1956.0	10787.6	0.0	0.0
2004	2022.0	11214.2	0.0	0.0
2005	2103.0	11653.5	0.0	0.0
2006	2177.0	12110.5	0.0	0.0
2007	2249.0	12587.2	0.0	0.0
2008	2338.0	13057.5	0.0	0.0
2009	2409.0	13604.2	0.0	0.0
2010	2519.0	14153.7	0.0	0.0
2011	2612.0	14715.2	0.0	0.0
2012	2708.0	15296.8	0.0	0.0
2013	2808.0	15902.6	0.0	0.0

PLAN DE EXPANSION DEL SISTEMA: CON CODO SINCLAIR, DOS ETAPAS  
 PLAN NO : 1 VALOR PRESENTE DE COSTOS TOTALES: 1775295. MIL-US\$

OFERTA/DEMANDA/DEFICIT					POT.MAX. ENE.ANU.					DEF.POT. DEF.ENE.				COS.DEF.		
PROYECTO					POT.INS.	POT.GAR.	ENE.FIR.	POT.DIS.	ENE.MED.	POT.COL.	ENE.COL.	COS.FIJ.	COS.VAR.	COS.TOT.		
ANO	NO	NOMBRE	C1	C2	C3	MW	MW	GWH/A	MW	GWH/A	MW	GWH/A	MIL-US\$	MIL-US\$	MIL-US\$	
1999	1	SR-VAPOR	1	0	0	31.0	27.7	218.3	27.7	218.3	3.5	28.2	613.	965.	1578.	
	2	SR-BUNKE	1	0	0	99.0	89.3	586.9	89.3	586.9	9.4	75.9	1032.	2766.	3797.	
	9	SR-DIESE	1	0	0	62.0	57.7	303.5	57.7	303.5	3.9	31.4	523.	1696.	2218.	
	15	SR-GAS	1	0	0	20.0	19.2	67.3	19.2	67.3	0.5	4.4	79.	288.	367.	
	16	E.SALADO	2	0	0	140.0	125.0	1040.4	125.0	1040.4	31.1	252.5	1953.	8501.	10454.	
	17	ESMERALD	1	0	0	125.0	111.6	928.9	111.6	928.9	43.0	317.4	1376.	10213.	11590.	
	18	STA.ROSA	3	0	0	50.7	48.7	170.6	48.7	170.6	1.4	11.2	230.	676.	906.	
	19	GUANGOPO	5	0	0	24.5	22.1	145.3	22.1	145.3	2.3	18.8	259.	681.	939.	
	20	SALITRAL	1	0	0	25.6	24.6	86.2	24.6	86.2	0.7	5.6	115.	364.	479.	
	21	VAPOR-P1	1	0	0	70.0	62.5	492.8	62.5	492.8	7.9	63.7	1020.	2156.	3176.	
	27	SR-HIDRO	1	1	0	172.0	73.0	550.0	84.7	551.1	81.0	500.2	1720.	0.	1720.	
	28	PISAYAMB	1	1	1	70.0	58.0	200.0	59.6	258.5	53.6	209.4	700.	0.	700.	
	29	MOLINO	1	1	0	1075.0	822.0	2356.0	875.6	5301.0	805.8	4182.7	13975.	0.	13975.	
	30	AGOYAN	1	1	0	156.0	136.0	600.0	135.7	1029.9	128.9	844.4	3900.	0.	3900.	
	31	D.PERIPA	1	1	1	130.0	77.0	429.0	103.0	666.2	92.0	491.8	1859.	0.	1859.	
	33	SFRANCIS	1	1	0	230.0	200.0	968.0	200.0	1581.4	191.0	1299.4	672.	0.	672.	
	34	CHESPI	1	1	0	167.0	146.0	532.0	147.0	965.9	139.2	857.0	33706.	0.	33706.	
	:::OFERTA TOTAL:::					2647.8	2100.5	9675.2	2194.1	14394.2	1595.1	9194.2	63731.	28304.	92035.	
	:::DEMANDA/DEFICIT:::						1671.0	9202.4			1.0	8.2			0.	
2000	1	SR-VAPOR	1	0	0	31.0	27.7	218.3	27.7	218.3	3.5	28.2	613.	999.	1612.	
	2	SR-BUNKE	1	0	0	99.0	89.3	586.9	89.3	586.9	9.4	75.9	1032.	2862.	3894.	
	10	SR-DIESE	1	0	0	50.0	46.6	171.3	46.6	171.3	2.7	22.2	421.	1240.	1661.	
	16	E.SALADO	2	0	0	140.0	125.0	1040.4	125.0	1040.4	31.3	253.9	1953.	8846.	10799.	
	17	ESMERALD	1	0	0	125.0	111.6	928.9	111.6	928.9	58.0	361.8	1376.	12050.	13426.	
	18	STA.ROSA	3	0	0	50.7	48.7	170.6	48.7	170.6	2.7	22.1	230.	1382.	1612.	
	19	GUANGOPO	5	0	0	24.5	22.1	145.3	22.1	145.3	2.3	18.8	259.	705.	963.	
	20	SALITRAL	1	0	0	25.6	24.6	86.2	24.6	86.2	1.4	11.1	115.	744.	858.	
	21	VAPOR-P1	1	0	0	70.0	62.5	492.8	62.5	492.8	11.4	92.7	1020.	3244.	4264.	
	27	SR-HIDRO	1	1	0	172.0	73.0	550.0	84.7	551.1	81.6	503.5	1720.	0.	1720.	
	28	PISAYAMB	1	1	1	70.0	58.0	200.0	59.6	258.5	54.3	212.9	700.	0.	700.	
	29	MOLINO	1	1	0	1075.0	822.0	2356.0	875.6	5301.0	813.8	4245.3	13975.	0.	13975.	
	30	AGOYAN	1	1	0	156.0	136.0	600.0	135.7	1029.9	129.5	855.0	3900.	0.	3900.	
	31	D.PERIPA	1	1	1	130.0	77.0	429.0	103.0	666.2	93.4	497.9	1859.	0.	1859.	
	33	SFRANCIS	1	1	0	230.0	200.0	968.0	200.0	1581.4	191.8	1315.6	672.	0.	672.	
	34	CHESPI	1	1	0	167.0	146.0	532.0	147.0	965.9	139.9	864.2	33706.	0.	33706.	
	36	APAQUI	1	1	0	36.0	32.0	156.0	31.6	215.6	30.2	193.5	5881.	0.	5881.	
	:::OFERTA TOTAL:::					2651.8	2102.1	9631.7	2195.3	14410.3	1657.2	9574.6	69431.	32070.	101502.	
	:::DEMANDA/DEFICIT:::						1755.0	9619.0			5.5	44.4			0.	

OFERTA/DEMANDA/DEFICIT					POT.MAX. ENE.ANU.			DEF.POT. DEF.ENE.			COS.DEF.				
PROYECTO					POT.INS.	POT.GAR.	ENE.FIR.	POT.DIS.	ENE.MED.	POT.COL.	ENE.COL.	COS.FIJ.	COS.VAR.	COS.TOT.	
ANO	NO	NOMBRE	C1	C2	C3	MW	MW	GWH/A	MW	GWH/A	MW	GWH/A	MIL-US\$	MIL-US\$	MIL-US\$
2001	1	SR-VAPOR	1	0	0	31.0	27.7	218.3	27.7	218.3	0.0	0.0	613.	0.	613.
	3	SR-BUNKE	1	0	0	95.0	85.7	510.7	85.7	510.7	0.0	0.0	990.	0.	990.
	11	SR-DIESE	1	0	0	26.0	24.2	89.1	24.2	89.1	0.0	0.0	219.	0.	219.
	16	E.SALADO	2	0	0	140.0	125.0	1040.4	125.0	1040.4	16.0	129.5	1953.	4603.	6556.
	17	ESMERALD	1	0	0	125.0	111.6	928.9	111.6	928.9	14.4	117.2	1376.	3980.	5356.
	18	STA.ROSA	3	0	0	50.7	48.7	170.6	48.7	170.6	0.0	0.0	230.	0.	230.
	19	GUANGOFO	5	0	0	24.5	22.1	145.3	22.1	145.3	0.0	0.0	259.	0.	259.
	20	SALITRAL	1	0	0	25.6	24.6	86.2	24.6	86.2	0.0	0.0	115.	0.	115.
	21	VAPOR-P1	1	0	0	70.0	62.5	492.8	62.5	492.8	2.9	23.8	1020.	850.	1869.
	27	SR-HIDRO	1	1	0	172.0	73.0	550.0	84.7	551.1	72.3	452.5	1720.	0.	1720.
	28	PISAYAMB	1	1	1	70.0	58.0	200.0	59.6	258.5	43.2	170.9	700.	0.	700.
	29	MOLINO	1	1	0	1075.0	822.0	2356.0	875.6	5301.0	698.5	3469.7	13975.	0.	13975.
	30	AGOYAN	1	1	0	156.0	136.0	600.0	135.7	1029.9	119.7	726.1	3900.	0.	3900.
	31	D.PERIPA	1	1	1	130.0	77.0	429.0	103.0	666.2	75.3	279.5	1859.	0.	1859.
	33	SFRANCIS	1	1	0	230.0	200.0	968.0	200.0	1581.4	179.1	1117.7	672.	0.	672.
	34	CHESPI	1	1	0	167.0	146.0	532.0	147.0	965.9	131.0	767.6	33706.	0.	33706.
	36	APAQUI	1	1	0	36.0	32.0	156.0	31.6	215.6	27.7	172.0	5881.	0.	5881.
	53	CARDE2-1	1	1	0	420.0	367.0	2576.0	344.7	3020.3	342.2	2582.9	59268.	0.	59268.
	:::OFERTA TOTAL:::					3043.8	2443.2	12049.2	2514.0	17272.1	1722.3	10009.3	128456.	9433.	137889.
	:::DEMANDA/DEFICIT:::						1823.0	10009.3			0.0	0.0			0.
2002	4	SR-BUNKE	1	0	0	91.0	82.1	489.2	82.1	489.2	0.9	7.5	948.	296.	1244.
	12	SR-DIESE	1	0	0	22.0	20.5	75.4	20.5	75.4	0.0	0.0	185.	0.	185.
	16	E.SALADO	2	0	0	140.0	125.0	1040.4	125.0	1040.4	16.2	131.2	1953.	4756.	6709.
	17	ESMERALD	1	0	0	125.0	111.6	928.9	111.6	928.9	15.5	125.9	1376.	4361.	5737.
	18	STA.ROSA	3	0	0	50.7	48.7	170.6	48.7	170.6	0.0	0.0	230.	0.	230.
	19	GUANGOFO	5	0	0	24.5	22.1	145.3	22.1	145.3	1.2	9.5	259.	371.	630.
	20	SALITRAL	1	0	0	25.6	24.6	86.2	24.6	86.2	0.0	0.0	115.	0.	115.
	21	VAPOR-P1	1	0	0	70.0	62.5	492.8	62.5	492.8	6.8	55.5	1020.	2020.	3040.
	27	SR-HIDRO	1	1	0	172.0	73.0	550.0	84.7	551.1	74.4	463.2	1720.	0.	1720.
	28	PISAYAMB	1	1	1	70.0	58.0	200.0	59.6	258.5	46.3	177.1	700.	0.	700.
	29	MOLINO	1	1	0	1075.0	822.0	2356.0	875.6	5301.0	731.8	3587.0	13975.	0.	13975.
	30	AGOYAN	1	1	0	156.0	136.0	600.0	135.7	1029.9	122.7	746.8	3900.	0.	3900.
	31	D.PERIPA	1	1	1	130.0	77.0	429.0	103.0	666.2	80.7	318.3	1859.	0.	1859.
	33	SFRANCIS	1	1	0	230.0	200.0	968.0	200.0	1581.4	183.1	1149.4	672.	0.	672.
	34	CHESPI	1	1	0	167.0	146.0	532.0	147.0	965.9	133.9	787.3	33706.	0.	33706.
	36	APAQUI	1	1	0	36.0	32.0	156.0	31.6	215.6	28.4	176.5	5881.	0.	5881.
	53	CARDE2-1	1	1	0	420.0	367.0	2576.0	344.7	3020.3	343.1	2662.6	59268.	0.	59268.
	:::OFERTA TOTAL:::					3004.8	2408.1	11795.7	2479.0	17018.6	1785.0	10397.8	127767.	11805.	139571.
	:::DEMANDA/DEFICIT:::						1886.0	10397.8			0.0	0.0			0.

OFERTA/DEMANDA/DEFICIT					POT.MAX. ENE.ANU.					DEF.POT. DEF.ENE.					COS.DEF.			
PROYECTO					POT.INS.	POT.GAR.	ENE.FIR.	POT.DIS.	ENE.MED.	POT.COL.	ENE.COL.	COS.FIJ.	COS.VAR.	COS.TOT.				
ANO	NO	NOMBRE	C1	C2	C3	MW	MW	GWH/A	MW	GWH/A	MW	GWH/A	MIL-US\$	MIL-US\$	MIL-US\$			
2003	4	SR-BUNKE	1	0	0	91.0	82.1	489.2	82.1	489.2	4.8	39.2	948.	1570.	2518.			
	13	SK-DIESE	1	0	0	8.0	7.4	27.4	7.4	27.4	0.2	1.8	67.	106.	173.			
	16	E.SALADO	2	0	0	140.0	125.0	1040.4	125.0	1040.4	16.2	131.2	1953.	4851.	6804.			
	17	ESMERALD	1	0	0	125.0	111.6	928.9	111.6	928.9	21.5	174.4	1376.	6164.	7540.			
	18	STA.ROSA	3	0	0	50.7	48.7	170.6	48.7	170.6	0.0	0.0	230.	0.	230.			
	19	GUANGOPO	5	0	0	24.5	22.1	145.3	22.1	145.3	2.3	18.8	259.	748.	1006.			
	20	SALITRAL	1	0	0	25.6	24.6	86.2	24.6	86.2	0.0	0.0	115.	0.	115.			
	21	VAPOR-F1	1	0	0	70.0	62.5	492.8	62.5	492.8	7.9	63.7	1020.	2368.	3388.			
	27	SR-HIDRO	1	1	0	172.0	73.0	550.0	84.7	551.1	76.4	471.9	1720.	0.	1720.			
	28	PISAYAMB	1	1	1	70.0	58.0	200.0	59.6	258.5	49.2	183.6	700.	0.	700.			
	29	MOLINO	1	1	0	1075.0	822.0	2356.0	875.6	5301.0	762.2	3707.1	13975.	0.	13975.			
	30	AGOYAN	1	1	0	156.0	136.0	600.0	135.7	1029.9	125.4	766.6	3900.	0.	3900.			
	31	D.PERIPA	1	1	1	130.0	77.0	429.0	103.0	666.2	85.3	363.2	1859.	0.	1859.			
	33	SFRANCIS	1	1	0	230.0	200.0	968.0	200.0	1581.4	186.6	1179.9	672.	0.	672.			
	34	CHESPI	1	1	0	167.0	146.0	532.0	147.0	965.9	136.3	803.8	33706.	0.	33706.			
	36	APAQUI	1	1	0	36.0	32.0	156.0	31.6	215.6	29.1	180.1	5881.	0.	5881.			
	53	CARDEZ-1	1	1	0	420.0	367.0	2576.0	344.7	3020.3	343.5	2702.1	59268.	0.	59268.			
	:::OFERTA TOTAL:::					2990.8	2395.1	11747.8	2466.0	16970.6	1846.8	10787.6	127649.	15806.	143455.			
	:::DEMANDA/DEFICIT:::						1956.0	10787.6			0.0	0.0			0.			
2004	5	SR-BUNKE	1	0	0	79.0	71.3	424.7	71.3	424.7	6.8	54.9	823.	2242.	3065.			
	14	SR-DIESE	1	0	0	2.0	1.9	6.9	1.9	6.9	0.1	0.9	17.	54.	71.			
	16	E.SALADO	2	0	0	140.0	125.0	1040.4	125.0	1040.4	16.2	131.2	1953.	4948.	6901.			
	17	ESMERALD	1	0	0	125.0	111.6	928.9	111.6	928.9	27.4	222.4	1376.	8019.	9395.			
	18	STA.ROSA	3	0	0	50.7	48.7	170.6	48.7	170.6	2.3	18.8	230.	1276.	1506.			
	19	GUANGOPO	5	0	0	24.5	22.1	145.3	22.1	145.3	2.3	18.8	259.	763.	1021.			
	20	SALITRAL	1	0	0	25.6	24.6	86.2	24.6	86.2	0.7	5.6	115.	408.	523.			
	21	VAPOR-F1	1	0	0	70.0	62.5	492.8	62.5	492.8	7.9	63.7	1020.	2415.	3435.			
	27	SR-HIDRO	1	1	0	172.0	73.0	550.0	84.7	551.1	78.8	481.7	1720.	0.	1720.			
	28	PISAYAMB	1	1	1	70.0	58.0	200.0	59.6	258.5	52.6	190.9	700.	0.	700.			
	29	MOLINO	1	1	0	1075.0	822.0	2356.0	875.6	5301.0	797.6	3841.5	13975.	0.	13975.			
	30	AGOYAN	1	1	0	156.0	136.0	600.0	135.7	1029.9	128.5	788.8	3900.	0.	3900.			
	31	D.PERIPA	1	1	1	130.0	77.0	429.0	103.0	666.2	90.8	413.8	1859.	0.	1859.			
	33	SFRANCIS	1	1	0	230.0	200.0	968.0	200.0	1581.4	190.6	1213.9	672.	0.	672.			
	34	CHESPI	1	1	0	167.0	146.0	532.0	147.0	965.9	139.2	822.2	33706.	0.	33706.			
	36	APAQUI	1	1	0	36.0	32.0	156.0	31.6	215.6	29.9	184.2	5881.	0.	5881.			
	53	CARDEZ-1	1	1	0	420.0	367.0	2576.0	344.7	3020.3	344.0	2746.1	59268.	0.	59268.			
	:::OFERTA TOTAL:::					2972.8	2378.7	11662.7	2449.6	16885.6	1915.6	11199.4	127473.	20124.	147597.			
	:::DEMANDA/DEFICIT:::						2022.0	11214.2			1.8	14.8			0.			

OFERTA/DEMANDA/DEFICIT					POT.MAX. ENE.ANU.			DEF.POT. DEF.ENE.			COS.DEF.				
PROYECTO					POT.INS.	POT.GAR.	ENE.FIR.	POT.DIS.	ENE.MED.	POT.COL.	ENE.COL.	COS.FIJ.	COS.VAR.	COS.TOT.	
ANO	NO	NOMBRE	C1	C2	C3	MW	MW	GWH/A	MW	GWH/A	MW	GWH/A	MIL-US\$	MIL-US\$	MIL-US\$
2005	6	SR-BUNKE	1	0	0	66.0	59.6	354.8	59.6	354.8	5.7	45.9	688.	1910.	2598.
	14	SR-DIESE	1	0	0	2.0	1.9	6.9	1.9	6.9	0.1	0.9	17.	55.	72.
	16	E.SALADO	2	0	0	140.0	125.0	1040.4	125.0	1040.4	22.4	181.7	1953.	6989.	8942.
	17	ESMERALD	1	0	0	125.0	111.6	928.9	111.6	928.9	33.9	232.7	1376.	8559.	9935.
	18	STA.ROSA	3	0	0	50.7	48.7	170.6	48.7	170.6	2.7	22.1	230.	1526.	1756.
	19	GUANGOPO	5	0	0	24.5	22.1	145.3	22.1	145.3	2.3	18.8	259.	778.	1037.
	20	SALITRAL	1	0	0	25.6	24.6	86.2	24.6	86.2	1.4	11.1	115.	821.	936.
	21	VAPOR-P1	1	0	0	70.0	62.5	492.8	62.5	492.8	7.9	63.7	1020.	2464.	3483.
	24	GAS-DSL1	1	0	0	23.0	22.1	77.4	22.1	77.4	1.2	10.0	2424.	688.	3113.
	27	SR-HIDRO	1	1	0	172.0	73.0	550.0	84.7	551.1	81.0	491.3	1720.	0.	1720.
	28	PISAYAMB	1	1	1	70.0	58.0	200.0	59.6	258.5	55.4	198.0	700.	0.	700.
	29	MOLINO	1	1	0	1075.0	822.0	2356.0	875.6	5301.0	828.2	3974.2	13975.	0.	13975.
	30	AGOYAN	1	1	0	156.0	136.0	600.0	135.7	1029.9	131.2	810.7	3900.	0.	3900.
	31	D.PERIPA	1	1	1	130.0	77.0	429.0	103.0	666.2	95.9	464.0	1859.	0.	1859.
	33	SFRANCIS	1	1	0	230.0	200.0	968.0	200.0	1581.4	194.1	1247.6	672.	0.	672.
	34	CHESPI	1	1	0	167.0	146.0	532.0	147.0	965.9	141.8	840.4	33706.	0.	33706.
	36	APAQUI	1	1	0	36.0	32.0	156.0	31.6	215.6	30.5	188.1	5881.	0.	5881.
	53	CARDEZ-1	1	1	0	420.0	367.0	2576.0	344.7	3020.3	344.4	2789.5	59268.	0.	59268.
	:::OFERTA TOTAL:::					2982.8	2389.1	11670.2	2459.9	16893.1	1979.9	11590.9	129762.	23790.	153552.
	:::DEMANDA/DEFICIT:::						2103.0	11653.5			7.7	62.6			0.
2006	7	SR-BUNKE	1	0	0	61.0	55.0	327.9	55.0	327.9	0.0	0.0	636.	0.	636.
	16	E.SALADO	2	0	0	140.0	125.0	1040.4	125.0	1040.4	5.9	47.8	1953.	1875.	3828.
	17	ESMERALD	1	0	0	125.0	111.6	928.9	111.6	928.9	14.4	117.2	1376.	4395.	5771.
	18	STA.ROSA	3	0	0	50.7	48.7	170.6	48.7	170.6	0.0	0.0	230.	0.	230.
	19	GUANGOPO	5	0	0	24.5	22.1	145.3	22.1	145.3	0.0	0.0	259.	0.	259.
	20	SALITRAL	1	0	0	25.6	24.6	86.2	24.6	86.2	0.0	0.0	115.	0.	115.
	21	VAPOR-P1	1	0	0	70.0	62.5	492.8	62.5	492.8	0.0	0.0	1020.	0.	1020.
	24	GAS-DSL1	1	0	0	23.0	22.1	77.4	22.1	77.4	0.0	0.0	2424.	0.	2424.
	27	SR-HIDRO	1	1	0	172.0	73.0	550.0	84.7	551.1	71.3	436.2	1720.	0.	1720.
	28	PISAYAMB	1	1	1	70.0	58.0	200.0	59.6	258.5	42.4	162.6	700.	0.	700.
	29	MOLINO	1	1	0	1075.0	822.0	2356.0	875.6	5301.0	688.3	3306.1	13975.	0.	13975.
	30	AGOYAN	1	1	0	156.0	136.0	600.0	135.7	1029.9	118.7	695.3	3900.	0.	3900.
	31	D.PERIPA	1	1	1	130.0	77.0	429.0	103.0	666.2	72.9	269.5	1859.	0.	1859.
	33	SFRANCIS	1	1	0	230.0	200.0	968.0	200.0	1581.4	177.8	1070.2	672.	0.	672.
	34	CHESPI	1	1	0	167.0	146.0	532.0	147.0	965.9	129.9	741.6	33706.	0.	33706.
	36	APAQUI	1	1	0	36.0	32.0	156.0	31.6	215.6	27.6	164.7	5881.	0.	5881.
	40	COCA4-1A	1	1	0	425.0	372.0	2883.0	371.8	2912.0	364.3	2610.2	69435.	0.	69435.
	53	CARDEZ-1	1	1	0	420.0	367.0	2576.0	344.7	3020.3	341.2	2489.1	59268.	0.	59268.
	:::OFERTA TOTAL:::					3400.8	2754.7	14519.5	2825.4	19771.3	2054.8	12110.5	199128.	6269.	205397.
	:::DEMANDA/DEFICIT:::						2177.0	12110.5			0.0	0.0			0.

OFERTA/DEMANDA/DEFICIT					POT.MAX. ENE.ANU.					DEF.POT. DEF.ENE.				COS.DEF.		
PROYECTO					POT.INS.	POT.CAR.	ENE.FIR.	POT.DIS.	ENE.MED.	POT.COL.	ENE.COL.	COS.FIJ.	COS.VAR.	COS.TOT.		
ANO	NO	NOMBRE	C1	C2	C3	MW	MW	GWH/A	MW	GWH/A	MW	GWH/A	MIL-US\$	MIL-US\$	MIL-US\$	
2007	8	SR-BUNKE	1	0	0	24.0	21.7	129.0	21.7	129.0	0.0	0.0	250.	0.	250.	
	16	E.SALADO	2	0	0	140.0	125.0	1040.4	125.0	1040.4	13.1	106.0	1953.	4241.	6194.	
	17	ESMERALD	1	0	0	125.0	111.6	928.9	111.6	928.9	14.4	117.2	1376.	4482.	5859.	
	18	STA.ROSA	3	0	0	50.7	48.7	170.6	48.7	170.6	0.0	0.0	230.	0.	230.	
	19	GUANGOPO	5	0	0	24.5	22.1	145.3	22.1	145.3	0.0	0.0	259.	0.	259.	
	20	SALITRAL	1	0	0	25.6	24.6	86.2	24.6	86.2	0.0	0.0	115.	0.	115.	
	21	VAPOR-P1	1	0	0	70.0	62.5	492.8	62.5	492.8	0.4	3.4	1020.	137.	1157.	
	24	GAS-DSL1	1	0	0	23.0	22.1	77.4	22.1	77.4	0.0	0.0	2424.	0.	2424.	
	27	SR-HIDRO	1	1	0	172.0	73.0	550.0	84.7	551.1	73.7	449.7	1720.	0.	1720.	
	28	PISAYAMB	1	1	1	70.0	58.0	200.0	59.6	258.5	45.9	169.6	700.	0.	700.	
	29	MOLINO	1	1	0	1075.0	822.0	2356.0	875.6	5301.0	727.5	3443.0	13975.	0.	13975.	
	30	AGOYAN	1	1	0	156.0	136.0	600.0	135.7	1029.9	122.5	720.9	3900.	0.	3900.	
	31	D.PERIPA	1	1	1	130.0	77.0	429.0	103.0	666.2	79.7	280.7	1859.	0.	1859.	
	33	SFRANCIS	1	1	0	230.0	200.0	968.0	200.0	1581.4	182.9	1109.5	672.	0.	672.	
	34	CHESPI	1	1	0	167.0	146.0	532.0	147.0	965.9	133.8	765.7	33706.	0.	33706.	
	36	APAQUI	1	1	0	36.0	32.0	156.0	31.6	215.6	28.4	170.6	5881.	0.	5881.	
	40	COCA4-1A	1	1	0	425.0	372.0	2883.0	371.8	2912.0	366.8	2683.2	69435.	0.	69435.	
	53	CARDEZ-1	1	1	0	420.0	367.0	2576.0	344.7	3020.3	342.9	2567.5	59268.	0.	59268.	
	:::OFERTA TOTAL::::					3363.8	2721.3	14320.6	2792.0	19572.4	2131.9	12587.2	198742.	8860.	207603.	
:::DEMANDA/DEFICIT:::						2249.0	12587.2			0.0	0.0			0.		
2008	16	E.SALADO	2	0	0	140.0	125.0	1040.4	125.0	1040.4	16.2	131.2	1953.	5356.	7309.	
	17	ESMERALD	1	0	0	125.0	111.6	928.9	111.6	928.9	14.4	117.2	1376.	4572.	5948.	
	18	STA.ROSA	3	0	0	50.7	48.7	170.6	48.7	170.6	0.0	0.0	230.	0.	230.	
	19	GUANGOPO	5	0	0	24.5	22.1	145.3	22.1	145.3	0.5	3.8	259.	165.	424.	
	20	SALITRAL	1	0	0	25.6	24.6	86.2	24.6	86.2	0.0	0.0	115.	0.	115.	
	21	VAPOR-F1	1	0	0	70.0	62.5	492.8	62.5	492.8	4.5	36.5	1020.	1499.	2519.	
	24	GAS-DSL1	1	0	0	23.0	22.1	77.4	22.1	77.4	0.0	0.0	2424.	0.	2424.	
	27	SR-HIDRO	1	1	0	172.0	73.0	550.0	84.7	551.1	75.9	462.9	1720.	0.	1720.	
	28	PISAYAMB	1	1	1	70.0	58.0	200.0	59.6	258.5	49.4	176.3	700.	0.	700.	
	29	MOLINO	1	1	0	1075.0	822.0	2356.0	875.6	5301.0	765.4	3574.5	13975.	0.	13975.	
	30	AGOYAN	1	1	0	156.0	136.0	600.0	135.7	1029.9	125.8	745.4	3900.	0.	3900.	
	31	D.PERIPA	1	1	1	130.0	77.0	429.0	103.0	666.2	85.6	296.5	1859.	0.	1859.	
	33	SFRANCIS	1	1	0	230.0	200.0	968.0	200.0	1581.4	187.2	1147.1	672.	0.	672.	
	34	CHESPI	1	1	0	167.0	146.0	532.0	147.0	965.9	136.8	789.3	33706.	0.	33706.	
	36	APAQUI	1	1	0	36.0	32.0	156.0	31.6	215.6	29.2	176.3	5881.	0.	5881.	
	40	COCA4-1A	1	1	0	425.0	372.0	2883.0	371.8	2912.0	368.1	2752.1	69435.	0.	69435.	
	53	CARDEZ-1	1	1	0	420.0	367.0	2576.0	344.7	3020.3	343.3	2648.6	59268.	0.	59268.	
	:::OFERTA TOTAL::::					3339.8	2699.6	14191.6	2770.3	19443.4	2202.3	13057.5	198492.	11592.	210084.	
	:::DEMANDA/DEFICIT:::						2338.0	13057.5			0.0	0.0			0.	

OFERTA/DEMANDA/DEFICIT					POT.MAX. ENE.ANU.					DEF.POT. DEF.ENE.					COS.DEF.		
PROYECTO					POT.INS.	POT.GAR.	ENE.FIR.	POT.DIS.	ENE.MED.	POT.COL.	ENE.COL.	COS.FIJ.	COS.VAR.	COS.TOT.			
ANO	NO	NOMBRE	C1	C2	C3	MW	MW	GWH/A	MW	GWH/A	MW	GWH/A	MIL-US\$	MIL-US\$	MIL-US\$		
2009	16	E.SALADO	2	0	0	140.0	125.0	1040.4	125.0	1040.4	16.2	131.2	1953.	5463.	7416.		
	17	ESMERALD	1	0	0	125.0	111.6	928.9	111.6	928.9	19.3	156.3	1376.	6220.	7596.		
	18	STA.ROSA	3	0	0	50.7	48.7	170.6	48.7	170.6	1.4	11.2	230.	837.	1066.		
	19	GUANGOPO	5	0	0	24.5	22.1	145.3	22.1	145.3	2.3	18.8	259.	842.	1101.		
	20	SALITRAL	1	0	0	25.6	24.6	86.2	24.6	86.2	0.7	5.6	115.	450.	565.		
	21	VAPOR-P1	1	0	0	70.0	62.5	492.8	62.5	492.8	7.9	63.7	1020.	2667.	3686.		
	24	GAS-DSL1	1	0	0	23.0	22.1	77.4	22.1	77.4	0.6	5.2	2424.	390.	2815.		
	27	SR-HIDRO	1	1	0	172.0	73.0	550.0	84.7	551.1	79.1	474.7	1720.	0.	1720.		
	28	PISAYAMB	1	1	1	70.0	58.0	200.0	59.6	258.5	53.8	185.0	700.	0.	700.		
	29	MOLINO	1	1	0	1075.0	822.0	2356.0	875.6	5301.0	812.3	3735.4	13975.	0.	13975.		
	30	AGOYAN	1	1	0	156.0	136.0	600.0	135.7	1029.9	130.0	772.0	3900.	0.	3900.		
	31	D.PERIFA	1	1	1	130.0	77.0	429.0	103.0	666.2	93.0	358.9	1859.	0.	1859.		
	33	SFRANCIS	1	1	0	230.0	200.0	968.0	200.0	1581.4	192.5	1188.1	672.	0.	672.		
	34	CHESFI	1	1	0	167.0	146.0	532.0	147.0	965.9	140.7	811.0	33706.	0.	33706.		
	36	APAQUI	1	1	0	36.0	32.0	156.0	31.6	215.6	30.2	181.3	5881.	0.	5881.		
	40	COCA4-1A	1	1	0	425.0	372.0	2883.0	371.8	2912.0	369.7	2781.8	69435.	0.	69435.		
	53	CARDE2-1	1	1	0	420.0	367.0	2576.0	344.7	3020.3	344.0	2720.7	59268.	0.	59268.		
	:::OFERTA TOTAL:::					3339.8	2699.6	14191.6	2770.3	19443.4	2293.6	13601.0	198492.	16869.	215361.		
	:::DEMANDA/DEFICIT:::						2409.0	13604.2			0.4	3.2			0.		
2010	16	E.SALADO	2	0	0	140.0	125.0	1040.4	125.0	1040.4	0.0	0.0	1953.	0.	1953.		
	17	ESMERALD	1	0	0	125.0	111.6	928.9	111.6	928.9	6.9	56.0	1376.	2273.	3649.		
	18	STA.ROSA	3	0	0	50.7	48.7	170.6	48.7	170.6	0.0	0.0	230.	0.	230.		
	19	GUANGOPO	5	0	0	24.5	22.1	145.3	22.1	145.3	0.0	0.0	259.	0.	259.		
	20	SALITRAL	1	0	0	25.6	24.6	86.2	24.6	86.2	0.0	0.0	115.	0.	115.		
	21	VAPOR-P1	1	0	0	70.0	62.5	492.8	62.5	492.8	0.0	0.0	1020.	0.	1020.		
	24	GAS-DSL1	1	0	0	23.0	22.1	77.4	22.1	77.4	0.0	0.0	2424.	0.	2424.		
	27	SR-HIDRO	1	1	0	172.0	73.0	550.0	84.7	551.1	70.5	424.5	1720.	0.	1720.		
	28	PISAYAMB	1	1	1	70.0	58.0	200.0	59.6	258.5	41.6	155.7	700.	0.	700.		
	29	MOLINO	1	1	0	1075.0	822.0	2356.0	875.6	5301.0	679.1	3173.7	13975.	0.	13975.		
	30	AGOYAN	1	1	0	156.0	136.0	600.0	135.7	1029.9	117.9	671.4	3900.	0.	3900.		
	31	D.PERIFA	1	1	1	130.0	77.0	429.0	103.0	666.2	70.9	260.1	1859.	0.	1859.		
	33	SFRANCIS	1	1	0	230.0	200.0	968.0	200.0	1581.4	176.7	1033.2	672.	0.	672.		
	34	CHESFI	1	1	0	167.0	146.0	532.0	147.0	965.9	129.0	722.9	33706.	0.	33706.		
	36	APAQUI	1	1	0	36.0	32.0	156.0	31.6	215.6	27.4	159.3	5881.	0.	5881.		
	41	COCA4-1B	1	1	0	425.0	372.0	2883.0	371.8	2912.0	363.4	2551.5	69435.	0.	69435.		
	42	COCA4-2E	1	1	0	420.0	368.0	2837.0	368.5	2881.3	359.9	2524.7	33846.	0.	33846.		
	53	CARDE2-1	1	1	0	420.0	367.0	2576.0	344.7	3020.3	340.3	2420.7	59268.	0.	59268.		
	:::OFERTA TOTAL:::					3759.8	3067.6	17028.6	3138.8	22324.8	2383.5	14153.7	232338.	2273.	234610.		
	:::DEMANDA/DEFICIT:::						2519.0	14153.7			0.0	0.0			0.		

OFERTA/DEMANDA/DEFICIT					POT.MAX. ENE.ANU.			DEF.POT. DEF.ENE.			COS.DEF.				
PROYECTO					POT.INS.	POT.GAR.	ENE.FIR.	POT.DIS.	ENE.MED.	POT.COL.	ENE.COL.	COS.FIJ.	COS.VAR.	COS.TOT.	
ANO	NO	NOMBRE	C1	C2	C3	MW	MW	GWH/A	MW	GWH/A	MW	GWH/A	MIL-US\$	MIL-US\$	MIL-US\$
=====															
2011	16	E.SALADO	2	0	0	140.0	125.0	1040.4	125.0	1040.4	2.8	22.4	1953.	950.	2903.
	17	ESMERALD	1	0	0	125.0	111.6	928.9	111.6	928.9	13.1	106.2	1376.	4311.	5687.
	18	STA.ROSA	3	0	0	50.7	48.7	170.6	48.7	170.6	0.0	0.0	230.	0.	230.
	19	GUANGOPO	5	0	0	24.5	22.1	145.3	22.1	145.3	0.0	0.0	259.	0.	259.
	20	SALITRAL	1	0	0	25.6	24.6	86.2	24.6	86.2	0.0	0.0	115.	0.	115.
	21	VAPOR-P1	1	0	0	70.0	62.5	492.8	62.5	492.8	0.0	0.0	1020.	0.	1020.
	24	GAS-DSL1	1	0	0	23.0	22.1	77.4	22.1	77.4	0.0	0.0	2424.	0.	2424.
	27	SR-HIDRO	1	1	0	172.0	73.0	550.0	84.7	551.1	72.9	437.9	1720.	0.	1720.
	28	PISAYAMB	1	1	1	70.0	58.0	200.0	59.6	258.5	45.3	162.9	700.	0.	700.
	29	MOLINO	1	1	0	1075.0	822.0	2356.0	875.6	5301.0	721.5	3314.6	13975.	0.	13975.
	30	AGOYAN	1	1	0	156.0	136.0	600.0	135.7	1029.9	122.1	697.4	3900.	0.	3900.
	31	D.PERIPA	1	1	1	130.0	77.0	429.0	103.0	666.2	78.2	272.0	1859.	0.	1859.
	33	SFRANCIS	1	1	0	230.0	200.0	968.0	200.0	1581.4	182.3	1073.2	672.	0.	672.
	34	CHESPI	1	1	0	167.0	146.0	532.0	147.0	965.9	133.4	746.7	33706.	0.	33706.
	36	APAQUI	1	1	0	36.0	32.0	156.0	31.6	215.6	28.3	165.2	5881.	0.	5881.
	41	COCA4-1B	1	1	0	425.0	372.0	2883.0	371.8	2912.0	366.4	2622.8	69435.	0.	69435.
	42	COCA4-2E	1	1	0	420.0	368.0	2837.0	368.5	2881.3	362.9	2595.3	33846.	0.	33846.
	53	CARDEZ-1	1	1	0	420.0	367.0	2576.0	344.7	3020.3	342.5	2498.7	59268.	0.	59268.
	:::OFERTA TOTAL:::					3759.8	3067.6	17028.6	3138.8	22324.8	2471.5	14715.2	232338.	5261.	237599.
	:::DEMANDA/DEFICIT:::						2612.0	14715.2			0.0	0.0			0.
=====															
2012	16	E.SALADO	2	0	0	140.0	125.0	1040.4	125.0	1040.4	10.7	86.7	1953.	3684.	5637.
	17	ESMERALD	1	0	0	125.0	111.6	928.9	111.6	928.9	14.4	117.2	1376.	4757.	6133.
	18	STA.ROSA	3	0	0	50.7	48.7	170.6	48.7	170.6	0.0	0.0	230.	0.	230.
	19	GUANGOPO	5	0	0	24.5	22.1	145.3	22.1	145.3	0.0	0.0	259.	0.	259.
	20	SALITRAL	1	0	0	25.6	24.6	86.2	24.6	86.2	0.0	0.0	115.	0.	115.
	21	VAPOR-P1	1	0	0	70.0	62.5	492.8	62.5	492.8	0.0	0.0	1020.	0.	1020.
	24	GAS-DSL1	1	0	0	23.0	22.1	77.4	22.1	77.4	0.0	0.0	2424.	0.	2424.
	27	SR-HIDRO	1	1	0	172.0	73.0	550.0	84.7	551.1	75.8	451.8	1720.	0.	1720.
	28	PISAYAMB	1	1	1	70.0	58.0	200.0	59.6	258.5	49.7	170.4	700.	0.	700.
	29	MOLINO	1	1	0	1075.0	822.0	2356.0	875.6	5301.0	768.9	3460.3	13975.	0.	13975.
	30	AGOYAN	1	1	0	156.0	136.0	600.0	135.7	1029.9	126.3	724.3	3900.	0.	3900.
	31	D.PERIPA	1	1	1	130.0	77.0	429.0	103.0	666.2	85.8	284.3	1859.	0.	1859.
	33	SFRANCIS	1	1	0	230.0	200.0	968.0	200.0	1581.4	187.9	1114.5	672.	0.	672.
	34	CHESPI	1	1	0	167.0	146.0	532.0	147.0	965.9	137.4	771.5	33706.	0.	33706.
	36	APAQUI	1	1	0	36.0	32.0	156.0	31.6	215.6	29.3	171.3	5881.	0.	5881.
	41	COCA4-1B	1	1	0	425.0	372.0	2883.0	371.8	2912.0	368.2	2696.7	69435.	0.	69435.
	42	COCA4-2E	1	1	0	420.0	368.0	2837.0	368.5	2881.3	364.8	2668.4	33846.	0.	33846.
	53	CARDEZ-1	1	1	0	420.0	367.0	2576.0	344.7	3020.3	343.3	2579.4	59268.	0.	59268.
	:::OFERTA TOTAL:::					3759.8	3067.6	17028.6	3138.8	22324.8	2562.4	15296.8	232338.	8441.	240778.
	:::DEMANDA/DEFICIT:::						2708.0	15296.8			0.0	0.0			0.



OFERTA/DEMANDA/DEFICIT					POT.MAX. ENE.ANU.			DEF.POT. DEF.ENE.			COS.DEF.				
PROYECTO					POT.INS.	POT.GAR.	ENE.FIR.	POT.DIS.	ENE.MED.	POT.COL.	ENE.COL.	COS.FIJ.	COS.VAR.	COS.TOT.	
ANO	NO	NOMBRE	C1	C2	C3	MW	MW	GWH/A	MW	GWH/A	MW	GWH/A	MIL-US\$	MIL-US\$	MIL-US\$
2013	16	E.SALADO	2	0	0	140.0	125.0	1040.4	125.0	1040.4	16.2	131.2	1953.	5572.	7525.
	17	ESMERALD	1	0	0	125.0	111.6	928.9	111.6	928.9	23.8	126.6	1376.	5141.	6517.
	18	STA.ROSA	3	0	0	50.7	48.7	170.6	48.7	170.6	0.0	0.0	230.	0.	230.
	19	GUANGOPO	5	0	0	24.5	22.1	145.3	22.1	145.3	0.1	1.1	259.	50.	309.
	20	SALITRAL	1	0	0	25.6	24.6	86.2	24.6	86.2	0.0	0.0	115.	0.	115.
	21	VAPOR-P1	1	0	0	70.0	62.5	492.8	62.5	492.8	4.0	32.8	1020.	1401.	2421.
	24	CAS-DSL1	1	0	0	23.0	22.1	77.4	22.1	77.4	0.0	0.0	2424.	0.	2424.
	27	SR-HIDRO	1	1	0	172.0	73.0	550.0	84.7	551.1	78.8	466.0	1720.	0.	1720.
	28	FISAYAMB	1	1	1	70.0	58.0	200.0	59.6	258.5	53.8	178.1	700.	0.	700.
	29	MOLINO	1	1	0	1075.0	822.0	2356.0	875.6	5301.0	813.0	3609.8	13975.	0.	13975.
	30	AGOYAN	1	1	0	156.0	136.0	600.0	135.7	1029.9	130.2	751.8	3900.	0.	3900.
	31	D.PERIPA	1	1	1	130.0	77.0	429.0	103.0	666.2	92.8	297.1	1859.	0.	1859.
	33	SFRANCIS	1	1	0	230.0	200.0	968.0	200.0	1581.4	192.9	1156.9	672.	0.	672.
	34	CHESPI	1	1	0	167.0	146.0	532.0	147.0	965.9	141.0	796.7	33706.	0.	33706.
	36	APAQUI	1	1	0	36.0	32.0	156.0	31.6	215.6	30.2	177.6	5881.	0.	5881.
	41	COCA4-1B	1	1	0	425.0	372.0	2883.0	371.8	2912.0	369.7	2771.9	69435.	0.	69435.
	42	COCA4-2E	1	1	0	420.0	368.0	2837.0	368.5	2881.3	366.3	2742.9	33846.	0.	33846.
	53	CARDE2-1	1	1	0	420.0	367.0	2576.0	344.7	3020.3	343.9	2662.0	59268.	0.	59268.
:::OFERTA TOTAL::::						3759.8	3067.6	17028.6	3138.8	22324.8	2656.9	15902.6	232338.	12165.	244503.
:::DEMANDA/DEFICIT:::							2808.0	15902.6		0.0	0.0				0.

VALORES PRESENTES DE COSTOS F.V.T ==> 1622628. 152666. 1775295.  
 VALOR PRESENTE DEL DEFICIT ==> 0.

C1: INDICE DE LA POTENCIA INSTALADA

C2: INDICE DEL ESTADO HIDROLOGICO

C3: INDICADOR REFERIDO A LA POTENCIA A SER COLOCADA EN BASE

C3=0 POTENCIA PUEDE SER COLOCADA

C3=1 POTENCIA NO PUEDE SER COLOCADA (FALTA DE POTENCIA DISPONIBLE O DE ENERGIA MEDIA)

PARTE B

## 1. INTRODUCCION

Esta segunda parte del Anexo R trata de los diferentes análisis económicos del proyecto realizados para varios caso analizados (entre otros sin y con el efecto de costos y beneficios relacionados al impacto ambiental).

En los análisis económicos se ha adoptado el criterio empresarial o de mercado con una tasa referencial de actualización del 8%. La variación posterior de la tasa de actualización al 10 y 12% ha permitido completar el estudio con análisis de sensibilidad.

## 2. METODOLOGIA ADOPTADA E HIPOTESIS ASUMIDAS

Los parámetros económicos del proyecto han sido determinados tanto para la primera como para la segunda etapa de la solución escogida al final del estudio de factibilidad.

Para ambas etapas y para los diferentes casos considerados (ver más adelante) se han determinado los flujos de costos y de beneficios necesarios para los análisis económicos como se ilustra en los Apéndices de A a F de esta parte del presente informe.

Los análisis económicos han sido basados sobre las hipótesis simplificativas siguientes:

- Mercado eléctrico capaz de absorber toda la potencia y energía producida por el proyecto apagando las plantas termoelectricas existentes.
- Producciones energéticas netas según lo calculado por Planificación de INECEL (ver Parte A del informe).
- Tasa referencial de actualización al 8% adoptando el criterio empresarial o de mercado.
- Costos de operaciones y mantenimiento iguales al 1% del presupuesto de las obras civiles y del 2% del presupuesto del equipo.
- Costos y beneficios considerados constantes en el tiempo e iguales a aquellos de enero de 1991.

### 3. COSTOS Y BENEFICIOS

#### 3.1 Costos

Los costos energéticos a enero de 1991 de ambas etapas del proyecto y sus correspondientes cronogramas de inversiones ya descritos en la Parte A de este informe, se indican también en los Apéndices de A a F de esta segunda parte.

En los apéndices mencionados se indican también costos y cronogramas de inversión relacionados a actividades necesarias a la mitigación del impacto ambiental. Los costos de inversión del impacto ambiental suman a 5.2 millones de US\$ y los costos anuales de operación se han estimado en 0,83 millones de US\$.

#### 3.2 Beneficios

Los beneficios energéticos a enero de 1991 entregados por Planificación de INECEL se basan sobre los costos marginales del sistema de generación existente según el criterio empresarial o de mercado, como se indica a continuación:

Tasa de actualización (%)	Precios de potencia (US\$/kW/año)	Precios de energía primaria (US\$/MWh)
8	41,81	22,15
10	45,12	28,69
12	48,47	36,87

Los beneficios del impacto ambiental suman a 2.5 millones de dólares anuales.

Cabe recordar que en el caso que se quiera mantener como caudal mínimo de la cascada de San Rafael el valor de 56,8 m<sup>3</sup>/s (mínimo histórico registrado) otro efecto del impacto ambiental (en este caso negativo), conlleva a una reducción de la energía primaria de primera etapa del 1,8% y de la de segunda etapa del 13.2%.

#### 4. CASOS ANALIZADOS

En total se han analizado 6 casos del proyecto con y sin el costo de las líneas de transmisión, con y sin los costos y beneficios relacionados al impacto ambiental (EIA).

A su vez en lo que se refiere al impacto ambiental se han considerado dos situaciones con y sin reducción de la producción energética para garantizar siempre el caudal mínimo de 56,8 m<sup>3</sup>/s de la cascada San Rafael.

Los casos analizados son, por lo tanto, los siguientes:

- a. Con líneas de transmisión y sin impacto ambiental (EIA)
- b. Sin líneas de transmisión y sin EIA
- c. Con líneas de transmisión y con EIA sin reducción de producción energética
- d. Sin líneas de transmisión y con EIA sin reducción de producción energética
- e. Con líneas de transmisión y con EIA con reducción de producción energética
- f. Sin líneas de transmisión y con EIA con reducción de producción energética

---

## 5. RESULTADOS OBTENIDOS

Los Cuadros 5/1 a 5/3. indican tanto para la primera como para la segunda etapa, los parámetros económicos de los seis casos analizados con tasa de interés al 8%.

Entre otros se ve que según los casos la relación beneficios costos (B/C) de la primera etapa del proyecto varía entre 1,61 y 1,83; para la segunda etapa los valores están comprendidos entre 2,25 y 3,04 y para la primera más segunda entre 1,84 y 2,26.

Los resultados de un análisis de sensibilidad a la variación de la tasa de interés, con aumento de la misma respectivamente al 10 y 12%, se ilustra en el Cuadro 5/4.

Cuadro 5/1

ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO SIN EIA  
CRITERIO DE MERCADO CON TASA DE INTERÉS DEL 8%

Casos analizados y parámetros económicos		1a. Etapa	2a. Etapa	1a+2a Etapa
<u>Con líneas de transmisión</u>				
Costo total (C)		648,3	379,7	1.028,0
Beneficio total (B)		1.049,6	957,3	2.006,9
Beneficio neto (B-C)		401,4	577,5	978,9
Relación B/C		1,62	2,52	1,95
Costo de la potencia (US\$/kW)		1.341,5	783,1	1.064,5
Costo de la energía (mills US\$/kWh)		18,4	10,9	14,7
<u>Sin líneas de transmisión</u>				
Costo total (C)		575,1	314,5	889,6
Beneficio total (B)		1.049,6	957,3	2.006,9
Beneficio neto (B-C)		474,5	642,7	1.117,3
Relación B/C		1,82	3,04	2,26
Costo de la potencia (US\$/kW)		1.200,1	654,1	929,3
Costo de la energía (mills US\$/kWh)		16,3	9,1	12,6
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Costos y beneficios expresados en millones de US\$ son actualizados al año de inicio de la producción energética de cada etapa.</li> <li>- Hipótesis de mercado infinito.</li> <li>- El costo de la potencia que incluye los intereses intercalares se refiere a la potencia instalada.</li> <li>- El costo de la energía se refiere a la energía primaria neta.</li> </ul>				



Cuadro 5/2

ANALISIS ECONOMICO DEL PROYECTO CON EIA SIN REDUCCION ENERGETICA  
CRITERIO DE MERCADO CON TASA DE INTERES DEL 8%

Casos analizados y parámetros económicos		1a. Etapa	2a. Etapa	1a+2a Etapa
<u>Con líneas de transmisión</u>				
Costo total	(C)	665,9	379,7	1.045,6
Beneficio total	(B)	1.083,9	957,3	2.041,2
Beneficio neto	(B-C)	418,0	577,5	995,6
Relación B/C		1,63	2,52	1,95
Costo de la potencia (US\$/kW)		1.357,0	783,1	1.072,4
Costo de la energía (mills US\$/kWh)		18,9	10,9	14,9
<u>Sin líneas de transmisión</u>				
Costo total	(C)	592,7	314,5	907,2
Beneficio total	(B)	1.083,9	957,3	2.041,2
Beneficio neto	(B-C)	491,2	642,7	1.133,9
Relación B/C		1,83	3,04	2,26
Costo de la potencia (US\$/kW)		1.215,6	654,1	937,1
Costo de la energía (mills US\$/kWh)		16,8	9,1	13,0

- Costos y beneficios expresados en millones de US\$ son actualizados al año de inicio de la producción energética de cada etapa.
- Hipótesis de mercado infinito.
- El costo de la potencia que incluye los intereses intercalares se refiere a la potencia instalada.
- El costo de la energía se refiere a la energía primaria neta.

Cuadro 5/3

ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO CON EIA Y REDUCCIÓN ENERGÉTICA  
CRITERIO DE MERCADO CON TASA DE INTERÉS DEL 8%

Casos analizados y parámetros económicos		1a. Etapa	2a. Etapa	1a+2a Etapa
<u>Con líneas de transmisión</u>				
Costo total	(C)	665,9	379,7	1.045,6
Beneficio total	(B)	1.068,8	855,8	1.924,6
Beneficio neto	(B-C)	476,1	476,1	952,2
Relación B/C		1,61	2,25	1,84
Costo de la potencia (US\$/kW)		1.357,0	783,1	1.072,4
Costo de la energía (mills US\$/kWh)		19,2	12,3	15,8
<u>Sin líneas de transmisión</u>				
Costo total	(C)	592,7	314,5	907,2
Beneficio total	(B)	1.068,8	855,8	1.924,6
Beneficio neto	(B-C)	476,1	541,2	1.017,3
Relación B/C		1,80	2,72	2,12
Costo de la potencia (US\$/kW)		1.215,6	654,1	937,1
Costo de la energía (mills US\$/kWh)		17,1	10,4	13,8
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Costos y beneficios expresados en millones de US\$ son actualizados al año de inicio de la producción energética de cada etapa.</li> <li>- Hipótesis de mercado infinito.</li> <li>- El costo de la potencia que incluye los intereses intercalares se refiere a la potencia instalada.</li> <li>- El costo de la energía se refiere a la energía primaria neta.</li> </ul>				

Cuadro 5/4

## ANALISIS ECONOMICO DEL PROYECTO

## CRITERIO DE MERCADO - SENSIBILIDAD A LA VARIACION DE LA TASA DE INTERES

Casos analizados y parámetros económicos	Tasa de interés 10%			Tasa de interés 12%		
	1a. Etapa	2a. Etapa	1a+2a Etapa	1a. Etapa	2a. Etapa	1a+2a Etapa
Caso a						
Beneficio neto (B-C)	421,6	594,0	1.015,6	469,1	636,0	1.105,1
Relación B/C	1,63	2,57	1,97	1,68	2,67	2,03
Caso b						
Beneficio neto (B-C)	493,1	657,7	1.150,8	540,3	699,4	1.239,7
Relación B/C	1,83	3,09	2,27	1,88	3,20	2,32
Caso c						
Beneficio neto (B-C)	433,8	594,0	1.027,8	478,1	636,0	1.114,1
Relación B/C	1,64	2,57	1,97	1,69	2,67	2,03
Caso d						
Beneficio neto (B-C)	505,3	657,7	1.163,0	549,3	699,4	1.248,7
Relación B/C	1,84	3,09	2,27	1,87	3,20	2,32
Caso e						
Beneficio neto (B-C)	417,6	487,5	905,1	460,3	521,4	981,7
Relación B/C	1,61	2,29	1,90	1,65	2,37	1,95
Caso f						
Beneficio neto (B-C)	489,1	551,2	1.040,3	531,5	584,5	1.116,3
Relación B/C	1,80	2,75	2,13	1,84	2,84	2,18

APENDICE A

ANALISIS ECONOMICO

CASO A

CON LINEAS DE TRANSMISION Y SIN EIA

RECLSI

PROYECTO COCA CODO SINCLAIR

ANALISIS ECONOMICO FINAL  
CON LINEA DE TRANSMISION

CUADRO RESUMEN DE LOS RESULTADOS  
SIN IMPACTO AMBIENTAL  
SIN REDUCCION DE LA PRODUCCION

DATOS CARACTERISTICOS DEL PROYECTO

	1a Etapa	2a Etapa
Año de inicio de la construcción	1996	2003
Años de construcción	7	5
Costos totales de inversión (al 1/1991 en Miles de US\$)	443,830	278,498
-Obras Civiles	290,513	140,920
-Equipos electromecánico	153,317	137,578
-Reemplazo Equipos		
Años	Valor	
2037	65,160	0
2038	65,160	0
2042	0	58,471
2043	0	58,471

CARACTERISTICAS PRODUCTIVAS DEL PROYECTO

	1a Etapa	2a Etapa
Factor de Planta	0.80	0.80
Potencia Instalada (MW)	424.50	419.90
Potencia Garantizada Neta (MW)	372.48	368.43
Energía Firme anual Bruta (GWh)	2,978.3	2,930.5
Energía Firme anual Neta	2,883.5	2,837.2

COSTOS MARGINALES DE EXPANSION POR AÑO AL 1/1991

Tasa int.	Potencia (US\$/kW)	Ener. pr. (US\$/MWh)	Ener. sec. (US\$/MWh)
8.0%	41.81	22.15	6.64
10.0%	45.12	28.69	8.61
12.0%	48.47	36.87	11.08

EFFECTOS DEL ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL

Inversiones	0	
Gastos anuales de funcionamiento	0	
Beneficios anuales (Miles de US\$)	0	
Reducción de producción de energía	1a Etapa	2a Etapa
	0.0%	0.0%

RESULTADOS DE LOS ANALISIS ECONOMICO  
VALORES AL INICIO DE LA PRODUCCION ENERGETICA

TASA DE INTERES	8.0%		10.0%		12.0%	
	1 a Etapa	2 a Etapa	1 a Etapa	2 a Etapa	1 a Etapa	2 a Etapa
COSTOS (Miles de US\$)						
-Obras civiles (incl. EIA)	372,657	167,394	423,733	183,478	480,695	200,776
-Equipos	196,835	161,450	223,812	176,963	253,899	193,646
-Costos anuales (Incl. EIA)	78,896	50,901	89,709	55,791	101,769	61,051
BENEFICIOS (Miles de US\$)						
-Potencia	205,755	188,443	252,477	222,902	307,683	262,026
-Energia prim.	843,860	768,812	1,242,825	1,091,494	1,811,882	1,534,938
-Beneficios EIA	0	0	0	0	0	0
COSTO TOTAL (C)	648,388	379,744	664,073	377,883	687,770	381,049
BENEFICIO TOTAL (B)	1,049,616	957,254	1,085,550	971,887	1,156,763	1,017,024
BENEFICIO NETO (B-C)	401,228	577,510	421,477	594,004	468,993	635,974
RELACION B/C	1.62	2.52	1.63	2.57	1.68	2.67
COSTO POR kW INSTALADO (US\$/kW)	1,341.56	783.15	1,410.95	801.69	1,489.35	825.19
COSTO DE LA ENERGIA (US\$/kWh)	0.0184	0.0109	0.0241	0.0139	0.0307	0.0173

## ANALISIS ECONOMICO FINAL - MERCADO INFINITO, PRODUCCIONES NETAS, IMPACTO AMBIENTAL

VALOR PRESENTE AL INICIO DE LA PRODUCCION : SI (Si se pone NO actualiza al inicio de la construcción)

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA CODO SINCLAIR Año inicio construcción 1996

TASA INT. : 8.0% ETAPA 1a FACTOR PLANTA 0.80

AÑOS DE CONSTRUCCION 7.0

CON LINEA DE TRANSMISION

SIN IMPACTO AMBIENTAL

SIN REDUCCION DE LA PRODUCCION

## COSTOS DEL PROYECTO HIDROELECTRICO

(Miles de US\$)

Año de los desembolsos	INVERSION (1/1991)		INVERSION (1/1991)		Total
	Obras civ.	Equipo elm.	Obras civ.	Equipo elm.	
1996	26,538	0	26,538	0	26,538
1997	37,057	26,172	37,057	26,172	63,229
1998	48,120	13,934	48,120	13,934	62,054
1999	65,156	37,000	65,156	37,000	102,156
2000	70,286	39,578	70,286	39,578	109,864
2001	40,182	19,098	40,182	19,098	59,280
2002	3,174	17,535	3,174	17,535	20,709
2003	0	0	0	0	0
2004	0	0	0	0	0
2005	0	0	0	0	0
2006	0	0	0	0	0
2007	0	0	0	0	0
2008	0	0	0	0	0
<hr/>					
	290,513	153,317	290,513	153,317	443,830

## REEMPLAZO EQUIPOS ELMEC (85% del costo en dos años)

AÑO	Valor
2007	65,160
2008	65,160

FACTOR REAJUSTE COSTOS (entre los desembolsos y los costos marginales)  
1.0000

## COSTOS ANUALES DEL PROYECTO (1% obras civ.+2% equipos elmecl)

(Miles de US\$)

(1/1991) (1/1991)

2002	5,971	5,971
2003	5,971	5,971
2004	5,971	5,971
2005	5,971	5,971
2006	5,971	5,971
2007	5,971	5,971
2008	5,971	5,971
2009	5,971	5,971

hasta la fin del periodo

TASA DE INTERES DE REFERENCIA

8.0%

## CARACTERISTICAS PRODUCTIVAS DEL PROYECTO (F ins.

425 MW)

Factor de planta 0.800

	1a ETAPA	2a ETAPA	TOTAL		
Potencia cont. 90% (MW)	298.0	0.0	298.0		
Potencia garant.(MW)	372.5	0.0	372.5		
Energía primaria (GWh)	2,883.5	0.0	2,883.5	2,883.5	0.0
Energía secundaria (GWh)	0.0	0.0	0.0		

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA LODO SINCLAIR

TASA INT. : 8.0%

ESCALONAMIENTO MERCADO (INFINITO)

Año	( % )	(GWh)
2002	100.0%	2,884
2003	100.0%	2,884
2004	100.0%	2,884
2005	100.0%	2,884
2006	100.0%	2,884
2007	100.0%	2,884
2008	100.0%	2,884
2009	100.0%	2,884
2010	100.0%	2,884
2011	100.0%	2,884
2012	100.0%	2,884

COSTOS MARGINALES DEL PROYECTO a1 (1/1991)

Tasa inter.	Potencia (US\$/kW)	Energía pr. (US\$/MWh)	Energía se. (US\$/MWh)
8.0%	41.81	22.15	6.64
10.0%	45.12	28.69	8.61
12.0%	48.47	36.87	11.08

INVERSIONES, GASTOS DE FUNCIONAMIENTO, BENEFICIOS Y REDUCCION DE PRODUCCION DE ENERGIA DEL ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL

	(Miles US\$)	1a Etapa	2a Etapa
Inversiones	0		
Gastos de funcionamiento (anuales)	0		
Beneficios anuales	0		
Reduccion de produccion anual de energia	0.0%	0.0%	

TASA INTERES	C O S T O S (Miles de US\$)				B E N E F I C I O S (Miles de US\$)				R-C	R/C
	Obras civ.	Equipo eia.	Costos anual	Total	Costo pot.	Costo en. p.	Benef. EIA	Totales		
0.080	372,657	196,835	73,896	648,388	205,755	343,360	0	1,049,616	401,228	1.62
0.100	348,521	179,230	57,276	584,028	149,373	512,620	0	761,993	177,966	1.30
0.120	326,603	163,531	43,058	533,192	112,292	460,541	0	572,833	39,641	1.07

TASA INTERNA DE RETORNO =

12.79%	318,481	158,413	38,760	515,654	161,083	414,571	0	515,654	(0)	1.00
--------	---------	---------	--------	---------	---------	---------	---	---------	-----	------

RESULTADOS CON T.I.R.

COSTO TOTAL (C)	(Miles de US\$)	515,654
BENEFICIO TOTAL (B)	(Miles de US\$)	515,654
BENEFICIO NETO (R-C)	(Miles de US\$)	(0)
RELACION R/C		1.00
T.I.R.	( % )	12.79

RESULTADOS CON TASA DE INT. 0.08

COSTO TOTAL (C)	(Miles de US\$)	648,388
BENEFICIO TOTAL (B)	(Miles de US\$)	1,049,616
BENEFICIO NETO (R-C)	(Miles de US\$)	401,228
RELACION R/C		1.62
COSTO POR kW INSTALADO	(US\$/kW)	1,341.6
COSTO DE LA ENERGIA	(US\$/kWh)	0.0194



CRONOGRAMA DE COSTOS Y BENEFICIOS

ETAPA 1a

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE DOCA CODO SINCLAIR

TASA INT. : 8%

C O S T O S Proyecto hidroeléctrico					B E N E F I C I O S Costos marginales de expansión			
A N O S		(Miles de US\$)		Totales	(Miles de US\$)			Totales
		Obras civ.	Equipo el.	Costos an. (incl. EIA)	Costo pol.	Costo en. o. benef. EIA		
1	1996	26,538.0	0.0	26,538.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2	1997	37,056.6	26,172.4	63,229.0	0.0	0.0	0.0	0.0
3	1998	48,120.1	13,933.9	62,054.0	0.0	0.0	0.0	0.0
4	1999	65,155.6	37,000.4	102,156.0	0.0	0.0	0.0	0.0
5	2000	70,286.0	37,577.6	107,864.0	0.0	0.0	0.0	0.0
6	2001	40,162.1	19,097.9	59,260.0	0.0	0.0	0.0	0.0
7	2002	3,173.8	17,535.2	5,971.5	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
8	2003	0.0	0.0	5,971.5	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
9	2004	0.0	0.0	5,971.5	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
10	2005	0.0	0.0	5,971.5	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
11	2006	0.0	0.0	5,971.5	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
12	2007	0.0	0.0	5,971.5	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
13	2008	0.0	0.0	5,971.5	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
14	2009	0.0	0.0	5,971.5	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
15	2010	0.0	0.0	5,971.5	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
16	2011	0.0	0.0	5,971.5	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
17	2012	0.0	0.0	5,971.5	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
18	2013	0.0	0.0	5,971.5	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
19	2014	0.0	0.0	5,971.5	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
20	2015	0.0	0.0	5,971.5	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
21	2016	0.0	0.0	5,971.5	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
22	2017	0.0	0.0	5,971.5	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
23	2018	0.0	0.0	5,971.5	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
24	2019	0.0	0.0	5,971.5	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
25	2020	0.0	0.0	5,971.5	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
26	2021	0.0	0.0	5,971.5	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
27	2022	0.0	0.0	5,971.5	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
28	2023	0.0	0.0	5,971.5	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
29	2024	0.0	0.0	5,971.5	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
30	2025	0.0	0.0	5,971.5	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
31	2026	0.0	0.0	5,971.5	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
32	2027	0.0	0.0	5,971.5	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
33	2028	0.0	0.0	5,971.5	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
34	2029	0.0	0.0	5,971.5	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
35	2030	0.0	0.0	5,971.5	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
36	2031	0.0	0.0	5,971.5	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
37	2032	0.0	0.0	5,971.5	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
38	2033	0.0	0.0	5,971.5	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
39	2034	0.0	0.0	5,971.5	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1

40	2035	0.0	5,971.5	5,971.5	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
41	2036	0.0	5,971.5	5,971.5	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
42	2037	65,159.9	5,971.5	71,131.4	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
43	2038	65,159.9	5,971.5	71,131.4	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
44	2039	0.0	5,971.5	5,971.5	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
45	2040	0.0	5,971.5	5,971.5	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
46	2041	0.0	5,971.5	5,971.5	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
47	2042	0.0	5,971.5	5,971.5	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
48	2043	0.0	5,971.5	5,971.5	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
49	2044	0.0	5,971.5	5,971.5	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
50	2045	0.0	5,971.5	5,971.5	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
51	2046	0.0	5,971.5	5,971.5	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
52	2047	0.0	5,971.5	5,971.5	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
53	2048	0.0	5,971.5	5,971.5	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
54	2049	0.0	5,971.5	5,971.5	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
55	2050	0.0	5,971.5	5,971.5	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
56	2051	0.0	5,971.5	5,971.5	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1

EVAEIRIO

## EVALUACION DE LA TASA INTERNA DE RETORNO DE UN PROYECTO

e l c 06-May-92

## ANALISIS ECONOMICO FINAL - MERCADO INFINITO, PRODUCCIONES NETAS, IMPACTO AMBIENTAL

VALOR PRESENTE AL INICIO DE LA PRODUCCION : SI (Si se pone NO actualiza al inicio de la construcción)

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA CODO SINCLAIR Año inicio construcción 1996

TASA INT. : 10.02 ETAPA 1a FACTOR PLANTA 0.90

AÑOS DE CONSTRUCCION 7.0

CON LINEA DE TRANSMISION

SIN IMPACTO AMBIENTAL

SIN REDUCCION DE LA PRODUCCION

## COSTOS DEL PROYECTO HIDROELECTRICO

(Miles de US\$)

AÑO de los desembolsos	INVERSION (1/1991)		INVERSION (1/1991)		Total
	Obras civ.	Equipo elm.	Obras civ.	Equipo elm.	
1996	26,538	0	26,538	0	26,538
1997	37,057	26,172	37,057	26,172	63,229
1998	48,120	13,934	48,120	13,934	62,054
1999	65,156	37,000	65,156	37,000	102,156
2000	70,286	39,578	70,286	39,578	109,864
2001	40,182	19,098	40,182	19,098	59,280
2002	3,174	17,535	3,174	17,535	20,709
2003	0	0	0	0	0
2004	0	0	0	0	0
2005	0	0	0	0	0
2006	0	0	0	0	0
2007	0	0	0	0	0
2008	0	0	0	0	0
<hr/>					
	290,513	153,317	290,513	153,317	443,830

## REPLAZO EQUIPOS ELMEC (85% del costo en dos años)

AÑO	Valor
2007	65,160
2008	65,160

FACTOR REAJUSTE COSTOS (entre los desembolsos y los costos marginales)  
1.0000

## COSTOS ANUALES DEL PROYECTO (10 obras civ.+20 equipos elmec)

(Miles de US\$)

(1/1991) (1/1991)

2002	5,971	5,971
2003	5,971	5,971
2004	5,971	5,971
2005	5,971	5,971
2006	5,971	5,971
2007	5,971	5,971
2008	5,971	5,971
hasta la fin del periodo	2009	5,971

## TASA DE INTERES DE REFERENCIA

10.02

## CARACTERISTICAS PRODUCTIVAS DEL PROYECTO (P ins. 425 MW)

Factor de planta	0.800			
	1a ETAPA	2a ETAPA	TOTAL	
Potencia cont. 90% (MW)	293.0	0.0	293.0	
Potencia garant.(MW)	372.5	0.0	372.5	
Energía primaria (GWh)	2,883.5	0.0	2,883.5	2,883.5
Energía secundaria (GWh)	0.0	0.0	0.0	0.0

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA CODO SINCLAIR

TASA INT. : 10.0%

ESCALONAMIENTO MERCADO (INFINITO)			COSTOS MARGINALES DEL PROYECTO al (1/1991)			
Año	( % )	(GWh)	Tasa inter.	Potencia (US\$/kW)	Energía pr. (US\$/MWh)	Energía se. (US\$/MWh)
2002	100.0%	2,884				
2003	100.0%	2,884				
2004	100.0%	2,884				
2005	100.0%	2,884	8.0%	41.81	22.15	6.64
2006	100.0%	2,884	10.0%	45.12	28.69	8.61
2007	100.0%	2,884	12.0%	48.47	36.87	11.08
2008	100.0%	2,884				
2009	100.0%	2,884				
2010	100.0%	2,884				
2011	100.0%	2,884				
2012	100.0%	2,884				

INVERSIONES, GASTOS DE FUNCIONAMIENTO, BENEFICIOS Y  
REDUCCION DE PRODUCCION DE ENERGIA DEL ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL  
(Miles US\$) 1a Etapa 2a Etapa

Inversiones	0
Gastos de funcionamiento (anuales)	0
Beneficios anuales	0
Reduccion de produccion anual de energia	0.0%

TASA INTERES	C O S T O S (Miles de US\$)				B E N E F I C I O S (Miles de US\$)			R-C	R/C
	Obras civ.	Equipo el.	Costos anual	Total	Costo pot.	Costo en. p. Benef. EIA	Totales		
0.080	423,733	223,812	89,709	737,255	252,477	1,242,825	0	1,495,302	758,048 2.03
0.100	396,289	202,657	65,127	664,073	183,292	902,258	0	1,085,550	421,477 1.63
0.120	371,367	185,944	48,959	606,270	137,791	678,278	0	816,069	209,799 1.35

TASA INTERNA DE RETORNO =

15.49%	333,100	162,655	31,641	527,395	89,049	438,346	0	527,395	(0) 1.00
--------	---------	---------	--------	---------	--------	---------	---	---------	----------

RESULTADOS CON T.I.R.

COSTO TOTAL (C)	(Miles de US\$)	527,395
BENEFICIO TOTAL (B)	(Miles de US\$)	527,395
BENEFICIO NETO (B-C)	(Miles de US\$)	(0)
RELACION R/C		1.00
T.I.R.	( % )	15.49

RESULTADOS CON TASA DE INT. 0.1

COSTO TOTAL (C)	(Mil US\$)	664,073
BENEFICIO TOTAL (B)	(Mil US\$)	1,085,550
BENEFICIO NETO (B-C)	(Mil US\$)	421,477
RELACION R/C		1.63
COSTO POR kW INSTALADO	(US\$/kW)	1,410.9
COSTO DE LA ENERGIA	(US\$/kWh)	0.0241

## CRONOGRAMA DE COSTOS Y BENEFICIOS

ETAPA 1a

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA CODO SINCLAIR

TASA INT. : 10%

C O S T O S					B E N E F I C I O S				
Proyecto hidroeléctrico					Costos marginales de expansión				
(Miles de US\$)					(Miles de US\$)				
A N O S	Obras civ.	Equipo elm.	Costos an.	Totales (Incl. EIA)	Costo pot.	Costo en. p.	Benef. EIA	Totales	
1	1996	24,538.0	0.0	24,538.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
2	1997	37,056.6	26,172.4	63,229.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
3	1998	48,120.1	13,933.9	62,054.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
4	1999	65,155.6	37,000.4	102,156.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
5	2000	70,286.4	39,577.6	109,864.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
6	2001	40,182.1	19,097.9	59,280.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
7	2002	3,173.8	17,535.2	5,971.5	16,806.1	82,728.2	0.0	99,534.3	
8	2003	0.0	0.0	5,971.5	16,806.1	82,728.2	0.0	99,534.3	
9	2004	0.0	0.0	5,971.5	16,806.1	82,728.2	0.0	99,534.3	
10	2005	0.0	0.0	5,971.5	16,806.1	82,728.2	0.0	99,534.3	
11	2006	0.0	0.0	5,971.5	16,806.1	82,728.2	0.0	99,534.3	
12	2007	0.0	0.0	5,971.5	16,806.1	82,728.2	0.0	99,534.3	
13	2008	0.0	0.0	5,971.5	16,806.1	82,728.2	0.0	99,534.3	
14	2009	0.0	0.0	5,971.5	16,806.1	82,728.2	0.0	99,534.3	
15	2010	0.0	0.0	5,971.5	16,806.1	82,728.2	0.0	99,534.3	
16	2011	0.0	0.0	5,971.5	16,806.1	82,728.2	0.0	99,534.3	
17	2012	0.0	0.0	5,971.5	16,806.1	82,728.2	0.0	99,534.3	
18	2013	0.0	0.0	5,971.5	16,806.1	82,728.2	0.0	99,534.3	
19	2014	0.0	0.0	5,971.5	16,806.1	82,728.2	0.0	99,534.3	
20	2015	0.0	0.0	5,971.5	16,806.1	82,728.2	0.0	99,534.3	
21	2016	0.0	0.0	5,971.5	16,806.1	82,728.2	0.0	99,534.3	
22	2017	0.0	0.0	5,971.5	16,806.1	82,728.2	0.0	99,534.3	
23	2018	0.0	0.0	5,971.5	16,806.1	82,728.2	0.0	99,534.3	
24	2019	0.0	0.0	5,971.5	16,806.1	82,728.2	0.0	99,534.3	
25	2020	0.0	0.0	5,971.5	16,806.1	82,728.2	0.0	99,534.3	
26	2021	0.0	0.0	5,971.5	16,806.1	82,728.2	0.0	99,534.3	
27	2022	0.0	0.0	5,971.5	16,806.1	82,728.2	0.0	99,534.3	
28	2023	0.0	0.0	5,971.5	16,806.1	82,728.2	0.0	99,534.3	
29	2024	0.0	0.0	5,971.5	16,806.1	82,728.2	0.0	99,534.3	
30	2025	0.0	0.0	5,971.5	16,806.1	82,728.2	0.0	99,534.3	
31	2026	0.0	0.0	5,971.5	16,806.1	82,728.2	0.0	99,534.3	
32	2027	0.0	0.0	5,971.5	16,806.1	82,728.2	0.0	99,534.3	
33	2028	0.0	0.0	5,971.5	16,806.1	82,728.2	0.0	99,534.3	
34	2029	0.0	0.0	5,971.5	16,806.1	82,728.2	0.0	99,534.3	
35	2030	0.0	0.0	5,971.5	16,806.1	82,728.2	0.0	99,534.3	
36	2031	0.0	0.0	5,971.5	16,806.1	82,728.2	0.0	99,534.3	
37	2032	0.0	0.0	5,971.5	16,806.1	82,728.2	0.0	99,534.3	
38	2033	0.0	0.0	5,971.5	16,806.1	82,728.2	0.0	99,534.3	
39	2034	0.0	0.0	5,971.5	16,806.1	82,728.2	0.0	99,534.3	

40	2035	0.0	5,971.5	5,971.5	16,806.1	82,728.2	0.0	99,534.3
41	2036	0.0	5,971.5	5,971.5	16,806.1	82,728.2	0.0	99,534.3
42	2037	65,159.9	5,971.5	71,131.4	16,806.1	82,728.2	0.0	99,534.3
43	2038	65,159.9	5,971.5	71,131.4	16,806.1	82,728.2	0.0	99,534.3
44	2039	0.0	5,971.5	5,971.5	16,806.1	82,728.2	0.0	99,534.3
45	2040	0.0	5,971.5	5,971.5	16,806.1	82,728.2	0.0	99,534.3
46	2041	0.0	5,971.5	5,971.5	16,806.1	82,728.2	0.0	99,534.3
47	2042	0.0	5,971.5	5,971.5	16,806.1	82,728.2	0.0	99,534.3
48	2043	0.0	5,971.5	5,971.5	16,806.1	82,728.2	0.0	99,534.3
49	2044	0.0	5,971.5	5,971.5	16,806.1	82,728.2	0.0	99,534.3
50	2045	0.0	5,971.5	5,971.5	16,806.1	82,728.2	0.0	99,534.3
51	2046	0.0	5,971.5	5,971.5	16,806.1	82,728.2	0.0	99,534.3
52	2047	0.0	5,971.5	5,971.5	16,806.1	82,728.2	0.0	99,534.3
53	2048	0.0	5,971.5	5,971.5	16,806.1	82,728.2	0.0	99,534.3
54	2049	0.0	5,971.5	5,971.5	16,806.1	82,728.2	0.0	99,534.3
55	2050	0.0	5,971.5	5,971.5	16,806.1	82,728.2	0.0	99,534.3
56	2051	0.0	5,971.5	5,971.5	16,806.1	82,728.2	0.0	99,534.3

EVAEIR12

## EVALUACION DE LA TASA INTERNA DE RETORNO DE UN PROYECTO

p i c

08-May-92

## ANALISIS ECONOMICO FINAL - MERCADO INFINITO, PRODUCCIONES NETAS, IMPACTO AMBIENTAL

VALOR PRESENTE AL INICIO DE LA PRODUCCION : SI (Si se pone NO actualiza al inicio de la construcción)

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA CODO SINCLAIR Año inicio construcción 1996

TASA INT. : 12.0% ETAPA 1a FACTOR PLANTA 0.80

AÑOS DE CONSTRUCCION 7.0

CON LINEA DE TRANSMISION

SIN IMPACTO AMBIENTAL

COSTOS DEL PROYECTO HIDROELECTRICO

SIN REDUCCION DE LA PRODUCCION

(Miles de US\$)

Año de los desembolsos	INVERSION (1/1991)		INVERSION (1/1991)		Total
	Obras civ.	Equipo el.	Obras civ.	Equipo el.	
1996	26,538	0	26,538	0	26,538
1997	37,057	26,172	37,057	26,172	63,229
1998	48,120	13,934	48,120	13,934	62,054
1999	65,156	37,000	65,156	37,000	102,156
2000	70,286	39,578	70,286	39,578	109,864
2001	40,182	19,098	40,182	19,098	59,280
2002	3,174	17,535	3,174	17,535	20,709
2003	0	0	0	0	0
2004	0	0	0	0	0
2005	0	0	0	0	0
2006	0	0	0	0	0
2007	0	0	0	0	0
2008	0	0	0	0	0
<hr/>					
	290,513	153,317	290,513	153,317	443,830

REEMPLAZO EQUIPOS ELMEC (85% del costo en dos años)

Año	Valor
2037	65,160
2038	65,160

FACTOR REAJUSTE COSTOS (entre los desembolsos y los costos marginales)

1.0000

COSTOS ANUALES DEL PROYECTO (1% obras civ.+2% equipos elaec)

(Miles de US\$)

(1/1991) (1/1991)

2002	5,971	5,971
2003	5,971	5,971
2004	5,971	5,971
2005	5,971	5,971
2006	5,971	5,971
2007	5,971	5,971
2008	5,971	5,971
2009	5,971	5,971

hasta la fin del periodo

TASA DE INTERES DE REFERENCIA

12.0%

CARACTERISTICAS PRODUCTIVAS DEL PROYECTO (P ins. 425 MW)

Factor de planta 0.800

	1a ETAPA	2a ETAPA	TOTAL		
Potencia cont. 90% (MW)	298.0	0.0	298.0		
Potencia garant.(MW)	372.5	0.0	372.5		
Energía primaria (GWh)	2,883.5	0.0	2,883.5	2,883.5	0.0
Energía secundaria (GWh)	0.0	0.0	0.0		

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA COMO SINCLAIR

TASA INT. : 12.0%

ESCALONAMIENTO MERCADO (INFINITO)			COSTOS MARGINALES DEL PROYECTO al (1/1991)			
Año	( % )	(GWh)	Tasa inter.	Potencia (US\$/kW)	Energía pr. (US\$/MWh)	Energía se. (US\$/MWh)
2002	100.0%	2,884				
2003	100.0%	2,884				
2004	100.0%	2,884				
2005	100.0%	2,884	8.0%	41.81	22.15	6.64
2006	100.0%	2,884	10.0%	45.12	28.89	8.61
2007	100.0%	2,884	12.0%	48.47	36.87	11.08
2008	100.0%	2,884				
2009	100.0%	2,884				
2010	100.0%	2,884				
2011	100.0%	2,884				
2012	100.0%	2,884				

INVERSIONES, GASTOS DE FUNCIONAMIENTO, BENEFICIOS Y  
REDUCCION DE PRODUCCION DE ENERGIA DEL ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL  
(Miles US\$) 1a Etapa 2a Etapa

Inversiones	0
Gastos de funcionamiento (anuales)	0
Beneficios anuales	0
Reduccion de produccion anual de energia	0.0%

TASA INTERES	C O S T O S (Miles de US\$)				B E N E F I C I O S (Miles de US\$)				B-C	A/C
	Gastos civ.	Equipo ele.	Costos anual	Total	Costo pot.	Costo en. e. benef. EIA	Totales			
0.080	480,493	253,399	101,789	835,683	507,685	1,311,882	0	2,119,565	1,283,201	2.33
0.100	445,562	229,901	75,382	750,844	223,370	1,315,379	0	1,938,749	785,405	2.04
0.120	421,259	210,940	55,541	687,740	167,920	988,843	0	1,156,763	468,993	1.68

TASA INTERNA DE RETORNO =

18.48%	345,699	166,006	25,808	537,514	78,027	459,487	0	537,514	(0)	1.00
--------	---------	---------	--------	---------	--------	---------	---	---------	-----	------

RESULTADOS CON T.I.R.

COSTO TOTAL (C)	(Miles de US\$)	537,514
BENEFICIO TOTAL (B)	(Miles de US\$)	537,514
BENEFICIO NETO (B-C)	(Miles de US\$)	(0)
RELACION B/C		1.00
T.I.R.	( % )	18.48

RESULTADOS CON TASA DE INT. 0.12

COSTO TOTAL (C)	(Miles de US\$)	687,770
BENEFICIO TOTAL (B)	(Miles de US\$)	1,156,763
BENEFICIO NETO (B-C)	(Miles de US\$)	468,993
RELACION B/C		1.68
COSTO POR KW INSTALADO	(US\$/kW)	1,489.4
COSTO DE LA ENERGIA	(US\$/kWh)	0.0307



CRONOGRAMA DE COSTOS Y BENEFICIOS

ETAPA 1a

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE LOCA CODO SINCLAIR

TASA INT. : 12%

C O S T O S				B E N E F I C I O S			
Proyecto hidroeléctrico				Costos marginales de expansión			
(Miles de US\$)				(Miles de US\$)			
A N O S	Obras civ. Equipo ele.	Costos an. (Incl. EIA)	Totales	Costo pol.	Costo en. p.	Benef. EIA	Totales
1 1996	26,538.0	0.0	26,538.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2 1997	37,058.6	26,172.4	63,229.0	0.0	0.0	0.0	0.0
3 1998	46,120.1	13,933.9	62,054.0	0.0	0.0	0.0	0.0
4 1999	65,155.6	37,000.4	102,156.0	0.0	0.0	0.0	0.0
5 2000	70,286.4	39,577.5	109,864.0	0.0	0.0	0.0	0.0
6 2001	40,182.1	17,077.9	57,260.0	0.0	0.0	0.0	0.0
7 2002	3,173.8	17,535.2	5,971.5	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
8 2003	0.0	0.0	5,971.5	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
9 2004	0.0	0.0	5,971.5	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
10 2005	0.0	0.0	5,971.5	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
11 2006	0.0	0.0	5,971.5	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
12 2007	0.0	0.0	5,971.5	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
13 2008	0.0	0.0	5,971.5	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
14 2009	0.0	0.0	5,971.5	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
15 2010	0.0	0.0	5,971.5	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
16 2011	0.0	0.0	5,971.5	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
17 2012	0.0	0.0	5,971.5	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
18 2013	0.0	0.0	5,971.5	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
19 2014	0.0	0.0	5,971.5	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
20 2015	0.0	0.0	5,971.5	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
21 2016	0.0	0.0	5,971.5	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
22 2017	0.0	0.0	5,971.5	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
23 2018	0.0	0.0	5,971.5	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
24 2019	0.0	0.0	5,971.5	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
25 2020	0.0	0.0	5,971.5	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
26 2021	0.0	0.0	5,971.5	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
27 2022	0.0	0.0	5,971.5	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
28 2023	0.0	0.0	5,971.5	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
29 2024	0.0	0.0	5,971.5	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
30 2025	0.0	0.0	5,971.5	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
31 2026	0.0	0.0	5,971.5	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
32 2027	0.0	0.0	5,971.5	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
33 2028	0.0	0.0	5,971.5	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
34 2029	0.0	0.0	5,971.5	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
35 2030	0.0	0.0	5,971.5	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
36 2031	0.0	0.0	5,971.5	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
37 2032	0.0	0.0	5,971.5	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
38 2033	0.0	0.0	5,971.5	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
39 2034	0.0	0.0	5,971.5	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2

40	2035	0.0	5,971.5	5,971.5	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
41	2036	0.0	5,971.5	5,971.5	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
42	2037	55,159.9	5,971.5	71,131.4	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
43	2038	65,159.9	5,971.5	71,131.4	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
44	2039	0.0	5,971.5	5,971.5	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
45	2040	0.0	5,971.5	5,971.5	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
46	2041	0.0	5,971.5	5,971.5	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
47	2042	0.0	5,971.5	5,971.5	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
48	2043	0.0	5,971.5	5,971.5	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
49	2044	0.0	5,971.5	5,971.5	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
50	2045	0.0	5,971.5	5,971.5	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
51	2046	0.0	5,971.5	5,971.5	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
52	2047	0.0	5,971.5	5,971.5	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
53	2048	0.0	5,971.5	5,971.5	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
54	2049	0.0	5,971.5	5,971.5	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
55	2050	0.0	5,971.5	5,971.5	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
56	2051	0.0	5,971.5	5,971.5	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2

EVAE2803

## EVALUACION DE LA TASA INTERNA DE RETORNO DE UN PROYECTO

e l c

06-May-92

## ANALISIS ECONOMICO FINAL - MERCADO INFINITO. PRODUCCIONES NETAS. IMPACTO AMBIENTAL

VALOR PRESENTE AL INICIO DE LA PRODUCCION : SI (Si se pone NO actualiza al inicio de la construcción)

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA COBO SINCLAIR Año inicio construcción 2003

TASA INT. : 8.0% ETAPA 2a FACTOR PLANTA 0.80

AÑOS DE CONSTRUCCION 5.0

CON LINEA DE TRANSMISION

SIN IMPACTO AMBIENTAL

SIN REDUCCION DE LA PRODUCCION

## COSTOS DEL PROYECTO HIDROELECTRICO

(Miles de US\$)

AÑO de los desembolsos	INVERSION (1/1991)		INVERSION (1/1991)		Total
	Obras civ.	Equipo elm.	Obras civ.	Equipo elm.	
2003	15,366	0	15,366	0	15,366
2004	40,500	23,162	40,500	23,162	63,662
2005	44,879	23,159	44,879	23,159	68,038
2006	36,859	79,825	36,859	79,825	116,684
2007	3,316	11,432	3,316	11,432	14,748
2008	0	0	0	0	0
2009	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0
<hr/>					
	140,920	137,578	140,920	137,578	278,498

## REEMPLAZO EQUIPOS ELMEC (85% del costo en dos años)

AÑO Valor al 1/91

2042 58,471

2043 58,471

## FACTOR REAJUSTE COSTOS (entre los desembolsos y los costos marginales)

1.0000

## COSTOS ANUALES DEL PROYECTO (1% obras civ.+2% equipos elmec)

(Miles de US\$)

(1/1991) (1/1991)

	2008	4,161	4,161
	2009	4,161	4,161
	2010	4,161	4,161
	2011	4,161	4,161
	2012	4,161	4,161
	2013	4,161	4,161
	2014	4,161	4,161
hasta la fin del periodo	2015	4,161	4,161

## TASA DE INTERES DE REFERENCIA

8.0%

## CARACTERISTICAS PRODUCTIVAS DEL PROYECTO (F ins. 420 MW 2a Etapa)

Factor de planta	0.800			
	1a ETAPA	2a ETAPA	TOTAL	
Potencia cont. 90% (MW)	298.0	294.7	592.7	
Potencia garant.(MW)	372.5	368.4	740.9	
Energía primaria (GWh)	2,883.5	2,837.2	5,720.8	2,883.5
Energía secundaria (GWh)	0.0	0.0	0.0	2,837.2

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA CODO SINCLAIR

TASA INT. : 8.0%

ESCALONAMIENTO MERCADO (INFINITO)			COSTOS MARGINALES DEL PROYECTO a1 (1/1991)			
Año	( % )	(GWh)	Tasa inter.	Potencia (US\$/kW)	Energía pr. (US\$/MWh)	Energía se. (US\$/MWh)
2008	100.00	2,837				
2009	100.00	2,837				
2010	100.00	2,837				
2011	100.00	2,837	8.00	41.81	22.15	6.64
2012	100.00	2,837	10.00	45.12	23.69	6.61
2013	100.00	2,837	12.00	48.47	26.97	11.08
2014	100.00	2,837				
2015	100.00	2,837				
2016	100.00	2,837				
2017	100.00	2,837				
2018	100.00	2,637				

INVERSIONES, GASTOS DE FUNCIONAMIENTO, BENEFICIOS Y  
REDUCCION DE PRODUCCION DE ENERGIA DEL ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL  
(Miles US\$) 1a Etapa 2a Etapa

Inversiones	0
Gastos de funcionamiento (anuales)	0
Beneficios anuales	0
Reduccion de produccion anual de energia	0.00 0.00

TASA INTERES	C O S T O S			B E N E F I C I O S				P-C	B/C
	(Miles de US\$)			(Miles de US\$)					
	Obras civ.	Equipo el.	Costos anual	Total	Costo pot.	Costo en. p.	Benef. EIA	Totales	
0.08	167,394	161,450	50,901	379,744	128,443	760,812	0	957,254	577,510 2.52
0.10	159,264	147,856	37,637	344,757	109,338	560,473	0	707,811	353,054 2.05
0.12	151,717	137,170	28,908	317,695	106,653	435,123	0	541,775	224,081 1.71

TASA INTERNA DE RETORNO =  
19.06% 139,007 109,714 13,407 252,128 49,633 202,494 0 252,128 0 1.00

RESULTADOS CON T.I.R.

COSTO TOTAL (C)	(Miles de US\$)	252,128
BENEFICIO TOTAL (B)	(Miles de US\$)	252,128
BENEFICIO NETO (B-C)	(Miles de US\$)	0
RELACION B/C		1.00
T.I.R.	( % )	19.06

RESULTADOS CON TASA DE INT. 0.08

COSTO TOTAL (C)	(Mil US\$)	379,744
BENEFICIO TOTAL (B)	(Mil US\$)	957,254
BENEFICIO NETO (B-C)	(Mil US\$)	577,510
RELACION B/C		2.52
COSTO POR KW INSTALADO	(US\$/kW)	760.1
COSTO DE LA ENERGIA	(US\$/kWh)	0.0109

CRONOGRAMA DE COSTOS Y BENEFICIOS

ETAPA 2a

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA CODO SINCLAIR

TASA INT. : 8%

C O S T O S					B E N E F I C I O S				
Proyecto hidroeléctrico					Costos marginales de expansión				
(Miles de US\$)					(Miles de US\$)				
A Ñ O S	Obras civ.	Equipo elm.	Costos an.	Totales (Incl. EIA)	Costo pot.	Costo en. p.	Benef. EIA	Totales	
1	2003	15,366.0	0.0	15,366.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
2	2004	40,500.5	23,161.5	63,662.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
3	2005	44,878.7	23,159.3	68,038.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
4	2006	36,858.9	79,925.1	116,684.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
5	2007	3,315.5	11,432.5	14,748.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
6	2008	0.0	0.0	4,160.8	4,160.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
7	2009	0.0	0.0	4,160.8	4,160.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
8	2010	0.0	0.0	4,160.8	4,160.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
9	2011	0.0	0.0	4,160.8	4,160.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
10	2012	0.0	0.0	4,160.8	4,160.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
11	2013	0.0	0.0	4,160.8	4,160.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
12	2014	0.0	0.0	4,160.8	4,160.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
13	2015	0.0	0.0	4,160.8	4,160.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
14	2016	0.0	0.0	4,160.8	4,160.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
15	2017	0.0	0.0	4,160.8	4,160.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
16	2018	0.0	0.0	4,160.8	4,160.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
17	2019	0.0	0.0	4,160.8	4,160.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
18	2020	0.0	0.0	4,160.8	4,160.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
19	2021	0.0	0.0	4,160.8	4,160.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
20	2022	0.0	0.0	4,160.8	4,160.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
21	2023	0.0	0.0	4,160.8	4,160.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
22	2024	0.0	0.0	4,160.8	4,160.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
23	2025	0.0	0.0	4,160.8	4,160.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
24	2026	0.0	0.0	4,160.8	4,160.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
25	2027	0.0	0.0	4,160.8	4,160.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
26	2028	0.0	0.0	4,160.8	4,160.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
27	2029	0.0	0.0	4,160.8	4,160.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
28	2030	0.0	0.0	4,160.8	4,160.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
29	2031	0.0	0.0	4,160.8	4,160.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
30	2032	0.0	0.0	4,160.8	4,160.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
31	2033	0.0	0.0	4,160.8	4,160.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
32	2034	0.0	0.0	4,160.8	4,160.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
33	2035	0.0	0.0	4,160.8	4,160.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
34	2036	0.0	0.0	4,160.8	4,160.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
35	2037	0.0	0.0	4,160.8	4,160.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
36	2038	0.0	0.0	4,160.8	4,160.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
37	2039	0.0	0.0	4,160.8	4,160.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
38	2040	0.0	0.0	4,160.8	4,160.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
39	2041	0.0	0.0	4,160.8	4,160.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7

40	2042	58,470.8	4,160.8	62,631.6	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
41	2043	58,470.8	4,160.8	62,631.6	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
42	2044	0.0	4,160.8	4,160.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
43	2045	0.0	4,160.8	4,160.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
44	2046	0.0	4,160.8	4,160.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
45	2047	0.0	4,160.8	4,160.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
46	2048	0.0	4,160.8	4,160.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
47	2049	0.0	4,160.8	4,160.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
48	2050	0.0	4,160.8	4,160.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
49	2051	0.0	4,160.8	4,160.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
50	2052	0.0	4,160.8	4,160.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
51	2053	0.0	4,160.8	4,160.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
52	2054	0.0	4,160.8	4,160.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
53	2055	0.0	4,160.8	4,160.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
54	2056	0.0	4,160.8	4,160.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
55	2057	0.0	4,160.8	4,160.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7

EVAE2010

## EVALUACION DE LA TASA INTERNA DE RETORNO DE UN PROYECTO

e l c 06-May-72

## ANALISIS ECONOMICO FINAL - MERCADO INFINITO, PRODUCCIONES NETAS, IMPACTO AMBIENTAL

VALOR PRESENTE AL INICIO DE LA PRODUCCION : SI (Si se pone NO actualiza al inicio de la construcción)

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA CODO SINCLAIR Año inicio construcción 2003

TASA INT. : 10.00 ETAPA 2a FACTOR PLANTA 0.80

AÑOS DE CONSTRUCCION 5.0

CON LINEA DE TRANSMISION

SIN IMPACTO AMBIENTAL

SIN REDUCCION DE LA PRODUCCION

## COSTOS DEL PROYECTO HIDROELECTRICO

(Miles de US\$)

AÑO de los desembolsos	INVERSION (1/1991)		INVERSION (1/1991)		Total
	Obras civ.	Equipo elm.	Obras civ.	Equipo elm.	
2003	15,366	0	15,366	0	15,366
2004	40,500	23,162	40,500	23,162	63,662
2005	44,879	23,159	44,879	23,159	68,038
2006	56,859	79,825	56,859	79,825	136,684
2007	3,316	11,432	3,316	11,432	14,748
2008	0	0	0	0	0
2009	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0
	140,920	137,578	140,920	137,578	278,498

## REEMPLAZO EQUIPOS ELMEC (85% del costo en dos años)

AÑO Valor al 1/91

2042 58,471

2043 58,471

## FACTOR REAJUSTE COSTOS (entre los desembolsos y los costos marginales)

1.0000

## COSTOS ANUALES DEL PROYECTO (1% obras civ.+2% equipos elmecc)

(Miles de US\$)

(1/1991) (1/1991)

2008	4,161	4,161
2009	4,161	4,161
2010	4,161	4,161
2011	4,161	4,161
2012	4,161	4,161
2013	4,161	4,161
2014	4,161	4,161
hasta la fin del periodo	2015	4,161

## TASA DE INTERES DE REFERENCIA

10.00

## CARACTERISTICAS PRODUCTIVAS DEL PROYECTO IP int.

420 MW 2a Etapa

Factor de planta 0.300

	1a ETAPA	2a ETAPA	TOTAL		
Potencia cont. 90% (MW)	293.0	294.7	587.7		
Potencia garant.(MW)	372.5	368.4	740.9		
Energía primaria (GWh)	2,883.5	2,827.2	5,710.7	1,883.5	2,827.2
Energía secundaria (GWh)	0.0	0.0	0.0		

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA CODO SINCLAIR

TASA INT. : 10.0%

ESCALONAMIENTO MERCADO (INFINITO)			COSTOS MARGINALES DEL PROYECTO a) (1/1991)			
Año	( % )	(GWh)	Tasa inter.	Potencia (US\$/kW)	Energía pr. (US\$/MWh)	Energía se. (US\$/MWh)
2008	100.0%	2,837				
2009	100.0%	2,837				
2010	100.0%	2,837				
2011	100.0%	2,837	8.0%	41.81	22.15	6.64
2012	100.0%	2,837	10.0%	45.12	28.69	8.61
2013	100.0%	2,837	12.0%	48.47	36.07	11.08
2014	100.0%	2,837				
2015	100.0%	2,837				
2016	100.0%	2,837				
2017	100.0%	2,837				
2018	100.0%	2,837				

INVERSIONES, GASTOS DE FUNCIONAMIENTO, BENEFICIOS Y  
REDUCCION DE PRODUCCION DE ENERGIA DEL ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL

	(Miles US\$)	1a Etapa	2a Etapa
Inversiones	0		
Gastos de funcionamiento (anuales)	0		
Beneficios anuales	0		
Reduccion de produccion anual de energia	0.0%	0.0%	

TASA INTERES	C O S T O S				B E N E F I C I O S				R-C	B/C
	(Miles de US\$)				(Miles de US\$)					
	Obras civ.	Equipo elo.	Costos anual	Total	Costo pot.	Costo en. p.	Benef. EIA	Totales		
0.08	183,478	176,963	55,791	416,232	222,902	1,091,494	0	1,314,396	898,163	3.16
0.10	174,567	162,063	41,253	377,883	164,817	607,070	0	971,887	594,004	2.57
0.12	166,295	150,350	31,576	348,221	126,155	617,751	0	743,906	395,605	2.14

TASA INTERNA DE RETORNO =

22.72%	150,662	108,280	10,552	249,533	42,317	207,216	0	249,533	0	1.00
--------	---------	---------	--------	---------	--------	---------	---	---------	---	------

RESULTADOS CON T.I.R.

COSTO TOTAL (C)	(Miles de US\$)	249,533
BENEFICIO TOTAL (B)	(Miles de US\$)	249,533
BENEFICIO NETO (B-C)	(Miles de US\$)	0
RELACION B/C		1.00
T.I.R.	( % )	22.72

RESULTADOS CON TASA DE INT. 0.1

COSTO TOTAL (C)	(Mil US\$)	377,883
BENEFICIO TOTAL (B)	(Mil US\$)	971,887
BENEFICIO NETO (B-C)	(Mil US\$)	594,004
RELACION B/C		2.57
COSTO POR kW INSTALADO	(US\$/kW)	801.7
COSTO DE LA ENERGIA	(US\$/kWh)	0.0139



CRONOGRAMA DE COSTOS Y BENEFICIOS

ETAPA 2a

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE DOCA CODO SINCLAIR

TASA INT. : 10%

C O S T O S					B E N E F I C I O S				
Proyecto hidroeléctrico					Costos marginales de expansión				
(Miles de US\$)					(Miles de US\$)				
A N O S	Obras civ.	Equipo elo.	Costos an. (Incl. EIA)	Totales	Costo pot.	Costo en. p.	Benef. EIA	Totales	
1 2003	15,366.0	0.0	—	15,366.0	0.0	0.0	0.0	—	0.0
2 2004	40,500.5	23,161.5		63,662.0	0.0	0.0	0.0		0.0
3 2005	44,878.7	23,159.3		68,038.0	0.0	0.0	0.0		0.0
4 2006	36,858.9	79,825.1		116,684.0	0.0	0.0	0.0		0.0
5 2007	3,315.5	11,432.5		14,748.0	0.0	0.0	0.0		0.0
6 2008	0.0	0.0	4,160.8	4,160.8	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8	
7 2009	0.0	0.0	4,160.8	4,160.8	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8	
8 2010	0.0	0.0	4,160.8	4,160.8	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8	
9 2011	0.0	0.0	4,160.8	4,160.8	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8	
10 2012	0.0	0.0	4,160.8	4,160.8	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8	
11 2013	0.0	0.0	4,160.8	4,160.8	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8	
12 2014	0.0	0.0	4,160.8	4,160.8	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8	
13 2015	0.0	0.0	4,160.8	4,160.8	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8	
14 2016		0.0	4,160.8	4,160.8	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8	
15 2017		0.0	4,160.8	4,160.8	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8	
16 2018		0.0	4,160.8	4,160.8	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8	
17 2019		0.0	4,160.8	4,160.8	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8	
18 2020		0.0	4,160.8	4,160.8	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8	
19 2021		0.0	4,160.8	4,160.8	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8	
20 2022		0.0	4,160.8	4,160.8	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8	
21 2023		0.0	4,160.8	4,160.8	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8	
22 2024		0.0	4,160.8	4,160.8	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8	
23 2025		0.0	4,160.8	4,160.8	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8	
24 2026		0.0	4,160.8	4,160.8	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8	
25 2027		0.0	4,160.8	4,160.8	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8	
26 2028		0.0	4,160.8	4,160.8	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8	
27 2029		0.0	4,160.8	4,160.8	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8	
28 2030		0.0	4,160.8	4,160.8	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8	
29 2031		0.0	4,160.8	4,160.8	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8	
30 2032		0.0	4,160.8	4,160.8	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8	
31 2033		0.0	4,160.8	4,160.8	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8	
32 2034		0.0	4,160.8	4,160.8	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8	
33 2035		0.0	4,160.8	4,160.8	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8	
34 2036		0.0	4,160.8	4,160.8	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8	
35 2037		0.0	4,160.8	4,160.8	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8	
36 2038		0.0	4,160.8	4,160.8	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8	
37 2039		0.0	4,160.8	4,160.8	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8	
38 2040		0.0	4,160.8	4,160.8	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8	
39 2041		0.0	4,160.8	4,160.8	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8	

40	2042	58,470.8	4,160.8	62,631.6	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
41	2043	58,470.8	4,160.8	62,631.6	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
42	2044	0.0	4,160.8	4,160.8	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
43	2045	0.0	4,160.8	4,160.8	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
44	2046	0.0	4,160.8	4,160.8	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
45	2047	0.0	4,160.8	4,160.8	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
46	2048	0.0	4,160.8	4,160.8	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
47	2049	0.0	4,160.8	4,160.8	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
48	2050	0.0	4,160.8	4,160.8	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
49	2051	0.0	4,160.8	4,160.8	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
50	2052	0.0	4,160.8	4,160.8	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
51	2053	0.0	4,160.8	4,160.8	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
52	2054	0.0	4,160.8	4,160.8	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
53	2055	0.0	4,160.8	4,160.8	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
54	2056	0.0	4,160.8	4,160.8	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
55	2057	0.0	4,160.8	4,160.8	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8

## ANALISIS ECONOMICO FINAL - MERCADO INFINITO, PRODUCCIONES NETAS, IMPACTO AMBIENTAL

VALOR PRESENTE AL INICIO DE LA PRODUCCION : SI (Si se pone NO actualiza al inicio de la construcción)

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA CODO SINCLAIR Año inicio construcción 2003

TASA INT. : 12.0% ETAPA 2a FACTOR PLANTA 0.80

AÑOS DE CONSTRUCCION 5.0

CON LINEA DE TRANSMISION

SIN IMPACTO AMBIENTAL

SIN REDUCCION DE LA PRODUCCION

## COSTOS DEL PROYECTO HIDROELECTRICO

(Miles de US\$)

AÑO de los desembolsos	INVERSION (1/1991)		INVERSION (1/1991)		Total
	Obras civ.	Equipo elm.	Obras civ.	Equipo elm.	
2003	15,366	0	15,366	0	15,366
2004	40,500	23,162	40,500	23,162	63,662
2005	44,879	23,159	44,879	23,159	68,038
2006	36,859	79,825	36,859	79,825	116,684
2007	3,316	11,432	3,316	11,432	14,748
2008	0	0	0	0	0
2009	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0
<hr/>					
	140,920	137,578	140,920	137,578	278,498

## REEMPLAZO EQUIPOS ELMEC (85% del costo en dos años)

AÑO Valor al 1/91

2042 58,471

2043 58,471

## FACTOR REAJUSTE COSTOS (entre los desembolsos y los costos marginales)

1.0000

## COSTOS ANUALES DEL PROYECTO (12 obras civ.+2% equipos elme)

(Miles de US\$)

(1/1991) (1/1991)

2008 4,161 4,161

2009 4,161 4,161

2010 4,161 4,161

2011 4,161 4,161

2012 4,161 4,161

2013 4,161 4,161

2014 4,161 4,161

hasta la fin del periodo 2015 4,161 4,161

## TASA DE INTERES DE REFERENCIA

12.0%

## CARACTERISTICAS PRODUCTIVAS DEL PROYECTO (F ins.

426 MW 2a Etapa)

Factor de planta 0.800

	1a ETAPA	2a ETAPA	TOTAL
Potencia cont. 90% (MW)	298.0	294.7	592.7
Potencia garant.(MW)	372.5	368.4	740.9
Energía primaria (GWh)	2,883.5	2,837.2	5,720.8
Energía secundaria (GWh)	0.0	0.0	0.0

2,883.5 2,837.2

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA CODO SINCLAIR

TASA INT. : 12.00

ESCALONAMIENTO MERCADO (INFINITO)			COSTOS MARGINALES DEL PROYECTO al (1/1991)			
Año	( % )	(GWh)	Tasa inter.	Potencia (US\$/kW)	Energía pr. (US\$/MWh)	Energía se. (US\$/MWh)
2008	100.0%	2,837				
2009	100.0%	2,837				
2010	100.0%	2,837				
2011	100.0%	2,837	8.0%	41.81	22.15	6.64
2012	100.0%	2,837	10.0%	45.12	28.69	8.61
2013	100.0%	2,837	12.0%	48.47	36.87	11.08
2014	100.0%	2,837				
2015	100.0%	2,837				
2016	100.0%	2,837				
2017	100.0%	2,837				
2018	100.0%	2,837				

# INVERSIONES, GASTOS DE FUNCIONAMIENTO, BENEFICIOS Y

## REDUCCION DE PRODUCCION DE ENERGIA DEL ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL

	(Miles US\$)	1a Etapa	2a Etapa
Inversiones	0		
Gastos de funcionamiento (anuales)	0		
Beneficios anuales	0		
Reduccion de produccion anual de energia		0.0%	0.0%

TASA INTERES	C O S T O S			B E N E F I C I O S				A-C	B/C
	(Miles de US\$)			(Miles de US\$)					
	Obras civ.	Equipo elm.	Costos anual	Total	Costo tot.	Costo en. p.	Benef. EIA	Totales	
0.08	200,776	193,046	61,051	455,473	262,026	1,534,938	0	1,796,963	1,341,490 3.75
0.10	191,024	177,341	45,141	413,506	193,746	1,134,960	0	1,328,706	915,198 3.21
0.12	181,972	164,524	34,553	381,049	149,296	838,726	0	1,017,024	633,974 2.67

## TASA INTERNA DE RETORNO =

26.79%	131,477	106,010	8,352	245,839	35,847	209,992	0	245,839	(0) 1.00
--------	---------	---------	-------	---------	--------	---------	---	---------	----------

## RESULTADOS CON T.I.R.

COSTO TOTAL (C)	(Miles de US\$)	245,839
BENEFICIO TOTAL (B)	(Miles de US\$)	245,839
BENEFICIO NETO (B-C)	(Miles de US\$)	(0)
RELACION B/C		1.00
T.I.R.	( % )	26.79

## RESULTADOS CON TASA DE INT. 0.12

COSTO TOTAL (C)	(Miles US\$)	381,049
BENEFICIO TOTAL (B)	(Miles US\$)	1,017,024
BENEFICIO NETO (B-C)	(Miles US\$)	635,974
RELACION B/C		2.67
COSTO POR kW INSTALADO	(US\$/kW)	325.2
COSTO DE LA ENERGIA	(US\$/kWh)	0.0173

CRONOGRAMA DE COSTOS Y BENEFICIOS

ETAPA 2a

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA CODO SINCLAIR

TASA INT. : 12%

C O S T O S					B E N E F I C I O S				
Proyecto hidroeléctrico					Costos marginales de expansión				
(Miles de US\$)					(Miles de US\$)				
A N O S	Obras civ.	Equipo elm.	Costos an.	Totales (Incl. EIA)	Costo pot.	Costo en. p.	Benef. EIA	Totales	
1	2003	15,366.0	0.0	15,366.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
2	2004	40,500.5	23,161.5	63,662.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
3	2005	44,878.7	23,159.3	68,038.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
4	2006	36,858.9	79,825.1	116,684.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
5	2007	3,315.5	11,432.5	14,748.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
6	2008	0.0	0.0	4,160.8	4,160.8	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
7	2009	0.0	0.0	4,160.8	4,160.8	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
8	2010	0.0	0.0	4,160.8	4,160.8	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
9	2011	0.0	0.0	4,160.8	4,160.8	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
10	2012	0.0	0.0	4,160.8	4,160.8	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
11	2013	0.0	0.0	4,160.8	4,160.8	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
12	2014	0.0	0.0	4,160.8	4,160.8	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
13	2015	0.0	0.0	4,160.8	4,160.8	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
14	2016	0.0	0.0	4,160.8	4,160.8	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
15	2017	0.0	0.0	4,160.8	4,160.8	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
16	2018	0.0	0.0	4,160.8	4,160.8	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
17	2019	0.0	0.0	4,160.8	4,160.8	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
18	2020	0.0	0.0	4,160.8	4,160.8	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
19	2021	0.0	0.0	4,160.8	4,160.8	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
20	2022	0.0	0.0	4,160.8	4,160.8	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
21	2023	0.0	0.0	4,160.8	4,160.8	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
22	2024	0.0	0.0	4,160.8	4,160.8	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
23	2025	0.0	0.0	4,160.8	4,160.8	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
24	2026	0.0	0.0	4,160.8	4,160.8	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
25	2027	0.0	0.0	4,160.8	4,160.8	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
26	2028	0.0	0.0	4,160.8	4,160.8	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
27	2029	0.0	0.0	4,160.8	4,160.8	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
28	2030	0.0	0.0	4,160.8	4,160.8	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
29	2031	0.0	0.0	4,160.8	4,160.8	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
30	2032	0.0	0.0	4,160.8	4,160.8	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
31	2033	0.0	0.0	4,160.8	4,160.8	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
32	2034	0.0	0.0	4,160.8	4,160.8	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
33	2035	0.0	0.0	4,160.8	4,160.8	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
34	2036	0.0	0.0	4,160.8	4,160.8	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
35	2037	0.0	0.0	4,160.8	4,160.8	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
36	2038	0.0	0.0	4,160.8	4,160.8	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
37	2039	0.0	0.0	4,160.8	4,160.8	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
38	2040	0.0	0.0	4,160.8	4,160.8	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
39	2041	0.0	0.0	4,160.8	4,160.8	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6

40	2042	58,470.8	4,160.8	62,631.6	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
41	2043	58,470.8	4,160.8	62,631.6	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
42	2044	0.0	4,160.8	4,160.8	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
43	2045	0.0	4,160.8	4,160.8	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
44	2046	0.0	4,160.8	4,160.8	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
45	2047	0.0	4,160.8	4,160.8	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
46	2048	0.0	4,160.8	4,160.8	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
47	2049	0.0	4,160.8	4,160.8	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
48	2050	0.0	4,160.8	4,160.8	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
49	2051	0.0	4,160.8	4,160.8	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
50	2052	0.0	4,160.8	4,160.8	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
51	2053	0.0	4,160.8	4,160.8	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
52	2054	0.0	4,160.8	4,160.8	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
53	2055	0.0	4,160.8	4,160.8	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
54	2056	0.0	4,160.8	4,160.8	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
55	2057	0.0	4,160.8	4,160.8	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6

APENDICE B

ANALISIS ECONOMICO

CASO B

SIN LINEAS DE TRANSMISION Y SIN EIA

RESLIR

PROYECTO COCA CODO SINCLAIR

ANALISIS ECONOMICO FINAL  
SIN LINEA DE TRANSMISION

CUADRO RESUMEN DE LOS RESULTADOS  
SIN IMPACTO AMBIENTAL  
SIN REDUCCION DE LA PRODUCCION

DATOS CARACTERISTICOS DEL PROYECTO

	1a Etapa	2a Etapa
Año de inicio de la construcción	1996	2003
Años de construcción	7	5
Costos totales de inversión (al 1/1991 en Miles de US\$)	393,912	233,468
-Obras Civiles	290,513	140,920
-Equipos electromecánico	103,399	92,549
-Reemplazo Equipos		
Años	Valor	
2037	43,945	0
2038	43,945	0
2042	0	39,333
2043	0	39,333

CARACTERISTICAS PRODUCTIVAS DEL PROYECTO

	1a Etapa	2a Etapa
Factor de Planta	0.80	0.80
Potencia Instalada (MW)	424.50	419.90
Potencia Garantizada Neta (MW)	372.48	368.43
Energía Firme anual Bruta (GWh)	2,978.3	2,930.5
Energía Firme anual Neta	2,883.5	2,837.2

COSTOS MARGINALES DE EXPANSION POR AÑO AL 1/1991

Tasa int.	Potencia (US\$/kW)	Ener. pr. (US\$/MWh)	Ener. sec. (US\$/MWh)
8.0%	41.81	22.15	6.64
10.0%	45.12	28.69	8.61
12.0%	48.47	36.87	11.08

EFFECTOS DEL ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL

Inversiones	0	
Gastos anuales de funcionamiento	0	
Beneficios anuales (Miles de US\$)	0	
Reducción de producción de energía	1a Etapa	2a Etapa
	0.0%	0.0%



RESULTADOS DE LOS ANALISIS ECONOMICO  
VALORES AL INICIO DE LA PRODUCCION ENERGETICA

TASA DE INTERES	8.0%		10.0%		12.0%	
	1 a Etapa	2 a Etapa	1 a Etapa	2 a Etapa	1 a Etapa	2 a Etapa
COSTOS (Miles de US\$)						
-Obras civiles (incl. EIA)	372,657	167,394	423,733	183,478	480,695	200,776
-Equipos	136,774	107,270	155,519	117,578	176,426	128,662
-Costos anuales (incl. EIA)	65,706	39,883	74,711	43,715	84,754	47,837
BENEFICIOS (Miles de US\$)						
-Potencia	205,755	188,443	252,477	222,902	307,683	262,026
-Energía prim.	843,860	768,812	1,242,825	1,091,494	1,811,882	1,534,938
-Beneficios EIA	0	0	0	0	0	0
COSTO TOTAL (C)	575,137	314,547	592,476	314,190	616,435	317,597
BENEFICIO TOTAL (B)	1,049,616	957,254	1,085,550	971,887	1,156,763	1,017,024
BENEFICIO NETO (B-C)	474,479	642,707	493,074	657,697	540,328	699,427
RELACION B/C	1.82	3.04	1.83	3.09	1.88	3.20
COSTO POR kW INSTLADO (US\$/kW)	1,200.07	654.12	1,267.93	671.27	1,343.18	691.89
COSTO DE LA ENERGIA (US\$/kWh)	0.0163	0.0091	0.0214	0.0116	0.0274	0.0144

EVAE1A08

## EVALUACION DE LA TASA INTERNA DE RETORNO DE UN PROYECTO

e l c 05-May-92

## ANALISIS ECONOMICO FINAL - MERCADO INFINITO, PRODUCCIONES NETAS, IMPACTO AMBIENTAL

VALOR PRESENTE AL INICIO DE LA PRODUCCION : SI (Si se pone NO actualiza al inicio de la construcción)

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA CORD SINCLAIR Año inicio construcción 1996

TASA INT. : 8.0% ETAPA 1a FACTOR PLANTA 0.80

AÑOS DE CONSTRUCCION 7.0

SIN LINEA DE TRANSMISION

SIN IMPACTO AMBIENTAL

SIN REDUCCION DE LA PRODUCCION

## COSTOS DEL PROYECTO HIDROELECTRICO

(Miles de US\$)

A # 0 de los deseMBOLSOS	INVERSION (1/1991)		INVERSION (1/1991)		Total
	Obras civ.	Equipo elm.	Obras civ.	Equipo elm.	
1996	26,538	0	26,538	0	26,538
1997	37,057	26,172	37,057	26,172	63,229
1998	48,120	13,934	48,120	13,934	62,054
1999	65,156	22,025	65,156	22,025	87,181
2000	70,286	24,602	70,286	24,602	94,889
2001	40,182	6,618	40,182	6,618	46,801
2002	3,174	10,048	3,174	10,048	13,221
2003	0	0	0	0	0
2004	0	0	0	0	0
2005	0	0	0	0	0
2006	0	0	0	0	0
2007	0	0	0	0	0
2008	0	0	0	0	0
<hr/>					
	290,513	103,399	290,513	103,399	393,912

## REEMPLAZO EQUIPOS ELMEC (85% del costo en dos años)

A N 0	Valor
2037	43,945
2038	43,945

## FACTOR REAJUSTE COSTOS (entre los desembolsos y los costos marginales)

1.0000

## COSTOS ANUALES DEL PROYECTO (1% obras civ.+2% equipos elmec)

(Miles de US\$)

	(1/1991)	(1/1991)
2002	4,973	4,973
2003	4,973	4,973
2004	4,973	4,973
2005	4,973	4,973
2006	4,973	4,973
2007	4,973	4,973
2008	4,973	4,973
hasta la fin del periodo	2009	4,973

## TASA DE INTERES DE REFERENCIA

8.0%

## CARACTERISTICAS PRODUCTIVAS DEL PROYECTO (P ins.

425 MW)

Factor de planta 0.800

	1a ETAPA	2a ETAPA	TOTAL		
Potencia cont. 90% (MW)	298.0	0.0	298.0		
Potencia garant.(MW)	372.5	0.0	372.5		
Energía primaria (GWh)	2,883.5	0.0	2,883.5	2,883.5	0.0
Energía secundaria (GWh)	0.0	0.0	0.0		

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA CODO SINCLAIR

TASA INT. : 8.00

ESCALONAMIENTO MERCADO (INFINITO)			COSTOS MARGINALES DEL PROYECTO al (1/1991)			
Año	(%)	(GWh)	Tasa inter.	Potencia (US\$/kW)	Energía pr. (US\$/MWh)	Energía se. (US\$/MWh)
2002	100.00	2,884				
2003	100.00	2,884				
2004	100.00	2,884				
2005	100.00	2,884	8.00	41.51	22.15	6.64
2006	100.00	2,884	10.00	45.12	28.69	8.61
2007	100.00	2,884	12.00	48.47	36.87	11.08
2008	100.00	2,884				
2009	100.00	2,884				
2010	100.00	2,884				
2011	100.00	2,884				
2012	100.00	2,884				

INVERSIONES, GASTOS DE FUNCIONAMIENTO, BENEFICIOS Y  
REDUCCION DE PRODUCCION DE ENERGIA DEL ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL  
(Miles US\$) 1a Etapa 2a Etapa

Inversiones	0	
Gastos de funcionamiento (anuales)	0	
Beneficios anuales	0	
Reduccion de produccion anual de energia	0.00	0.00

TASA	C O S T O S					B E N E F I C I O S			B-C	B/C
INTERES	(Miles de US\$)					(Miles de US\$)				
	Obras civ.	Equipo elo.	Costos anual	Total	Costo pot.	Costo en. p.	Benef. EIA	Totales		
0.080	372,657	136,774	65,706	575,137	205,755	843,260	0	1,049,616	474,479	1.92
0.100	348,321	124,339	47,701	521,061	149,373	612,520	0	761,993	240,933	1.46
0.120	326,603	115,427	35,359	477,389	112,292	460,541	0	572,833	99,944	1.20

TASA INTERNA DE RETORNO =  
14.02% 306,509 107,450 27,644 441,603 86,567 355,036 0 441,603 (0) 1.00

RESULTADOS CON T.I.R.

RESULTADOS CON TASA DE INT. 0.08

COSTO TOTAL (C)	(Miles de US\$)	441,603	COSTO TOTAL (D)	(Miles de US\$)	575,137
BENEFICIO TOTAL (B)	(Miles de US\$)	441,603	BENEFICIO TOTAL (E)	(Miles de US\$)	1,049,616
BENEFICIO NETO (B-C)	(Miles de US\$)	(0)	BENEFICIO NETO (E-D)	(Miles de US\$)	474,479
RELACION B/C		1.00	RELACION E/D		1.82
T.I.R.	(%)	14.02	COSTO POR KW INSTALADO (US\$/kW)		1,200.1
			COSTO DE LA ENERGIA (US\$/MWh)		0.0163

CRONOGRAMA DE COSTOS Y BENEFICIOS

ETAPA 1a

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA CODO SINCLAIR

TASA INT. : 8%

C O S T O S				B E N E F I C I O S				
Proyecto hidroeléctrico				Costos marginales de expansión				
A N O S	(Miles de US\$)			Totales	(Miles de US\$)			
	Obras civ.	Equipo elm.	Costos an. (Incl. EIA)		Costo pot.	Costo ex. p.	Benef. EIA	Totales
1	1996	26,538.0	0.0	26,538.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2	1997	37,056.6	26,172.4	63,229.0	0.0	0.0	0.0	0.0
3	1998	48,120.1	13,933.9	62,054.0	0.0	0.0	0.0	0.0
4	1999	65,155.6	22,025.0	87,180.6	0.0	0.0	0.0	0.0
5	2000	70,266.4	24,602.2	94,868.6	0.0	0.0	0.0	0.0
6	2001	40,132.1	6,618.4	46,800.5	0.0	0.0	0.0	0.0
7	2002	3,173.8	10,047.5	4,973.1	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
8	2003	0.0	0.0	4,973.1	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
9	2004	0.0	0.0	4,973.1	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
10	2005	0.0	0.0	4,973.1	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
11	2006	0.0	0.0	4,973.1	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
12	2007	0.0	0.0	4,973.1	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
13	2008	0.0	0.0	4,973.1	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
14	2009	0.0	0.0	4,973.1	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
15	2010	0.0	0.0	4,973.1	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
16	2011	0.0	0.0	4,973.1	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
17	2012	0.0	0.0	4,973.1	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
18	2013	0.0	0.0	4,973.1	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
19	2014	0.0	0.0	4,973.1	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
20	2015	0.0	0.0	4,973.1	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
21	2016	0.0	0.0	4,973.1	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
22	2017	0.0	0.0	4,973.1	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
23	2018	0.0	0.0	4,973.1	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
24	2019	0.0	0.0	4,973.1	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
25	2020	0.0	0.0	4,973.1	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
26	2021	0.0	0.0	4,973.1	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
27	2022	0.0	0.0	4,973.1	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
28	2023	0.0	0.0	4,973.1	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
29	2024	0.0	0.0	4,973.1	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
30	2025	0.0	0.0	4,973.1	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
31	2026	0.0	0.0	4,973.1	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
32	2027	0.0	0.0	4,973.1	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
33	2028	0.0	0.0	4,973.1	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
34	2029	0.0	0.0	4,973.1	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
35	2030	0.0	0.0	4,973.1	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
36	2031	0.0	0.0	4,973.1	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
37	2032	0.0	0.0	4,973.1	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
38	2033	0.0	0.0	4,973.1	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
39	2034	0.0	0.0	4,973.1	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1

40	2035	0.0	4,973.1	4,973.1	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
41	2036	0.0	4,973.1	4,973.1	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
42	2037	43,744.8	4,973.1	48,917.9	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
43	2038	43,944.8	4,973.1	48,917.9	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
44	2039	0.0	4,973.1	4,973.1	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
45	2040	0.0	4,973.1	4,973.1	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
46	2041	0.0	4,973.1	4,973.1	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
47	2042	0.0	4,973.1	4,973.1	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
48	2043	0.0	4,973.1	4,973.1	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
49	2044	0.0	4,973.1	4,973.1	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
50	2045	0.0	4,973.1	4,973.1	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
51	2046	0.0	4,973.1	4,973.1	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
52	2047	0.0	4,973.1	4,973.1	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
53	2048	0.0	4,973.1	4,973.1	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
54	2049	0.0	4,973.1	4,973.1	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
55	2050	0.0	4,973.1	4,973.1	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1
56	2051	0.0	4,973.1	4,973.1	15,573.2	63,870.0	0.0	79,443.1

EVAEIA10

## EVALUACION DE LA TASA INTERNA DE RETORNO DE UN PROYECTO

e l c

05-May-92

## ANALISIS ECONOMICO FINAL - MERCADO INFINITO, PRODUCCIONES NETAS, IMPACTO AMBIENTAL

VALOR PRESENTE AL INICIO DE LA PRODUCCION : SI (Si se pone NO actualiza al inicio de la construcción)

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA CODO SINCLAIR Año inicio construcción 1996

TASA INT. : 10.0% ETAPA 1a FACTOR PLANTA 0.80

AÑOS DE CONSTRUCCION 7.0

SIN LINEA DE TRANSMISION

SIN IMPACTO AMBIENTAL

SIN REDUCCION DE LA PRODUCCION

## COSTOS DEL PROYECTO HIDROELECTRICO

(Miles de US\$)

A Ñ O de los	INVERSION (1/1991)		INVERSION (1/1991)		Total
	Obras civ.	Equipo el.	Obras civ.	Equipo el.	
1996	26,538	0	26,538	0	26,538
1997	37,057	26,172	37,057	26,172	63,229
1998	48,120	13,934	49,120	13,934	62,054
1999	65,156	22,025	65,156	22,025	87,181
2000	70,286	24,602	70,286	24,602	94,889
2001	40,182	6,618	40,182	6,618	46,801
2002	3,174	10,048	3,174	10,048	13,221
2003	0	0	0	0	0
2004	0	0	0	0	0
2005	0	0	0	0	0
2006	0	0	0	0	0
2007	0	0	0	0	0
2008	0	0	0	0	0
	290,513	103,399	290,513	103,399	393,912

## REPLAZO EQUIPOS ELMEC (85% del costo en dos años)

A Ñ O	Valor
2037	43,945
2038	43,945

## FACTOR REAJUSTE COSTOS (entre los desembolsos y los costos marginales)

1.0000

## COSTOS ANUALES DEL PROYECTO (10 obras civ.+2% equipos elmec)

(Miles de US\$)

(1/1991) (1/1991)

2002	4,973	4,973
2003	4,973	4,973
2004	4,973	4,973
2005	4,973	4,973
2006	4,973	4,973
2007	4,973	4,973
2008	4,973	4,973
hasta la fin del periodo	2009	4,973

## TASA DE INTERES DE REFERENCIA

10.0%

## CARACTERISTICAS PRODUCTIVAS DEL PROYECTO (P ins.

425 MW)

Factor de planta 0.800

	1a ETAPA	2a ETAPA	TOTAL		
Potencia cont. 90% (MW)	298.0	0.0	298.0		
Potencia garant.(MW)	372.5	0.0	372.5		
Energía primaria (GWh)	2,583.5	0.0	2,583.5	2,583.5	0.0
Energía secundaria (GWh)	0.0	0.0	0.0		

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA COBO SINCLAIR

TASA INT. : 10.0%

ESCALONAMIENTO MERCADO (INFINITO)			COSTOS MARGINALES DEL PROYECTO al (1/1991)			
Año	( % )	(GWh)	Tasa inter.	Potencia (US\$/kW)	Energía pr. (US\$/MWh)	Energía se. (US\$/MWh)
2002	100.0%	2,884				
2003	100.0%	2,884				
2004	100.0%	2,884				
2005	100.0%	2,884	8.0%	41.81	22.15	8.64
2006	100.0%	2,884	10.0%	45.12	28.69	8.61
2007	100.0%	2,884	12.0%	48.47	36.87	11.08
2008	100.0%	2,884				
2009	100.0%	2,884				
2010	100.0%	2,884				
2011	100.0%	2,884				
2012	100.0%	2,884				

INVERSIONES, GASTOS DE FUNCIONAMIENTO, BENEFICIOS Y  
REDUCCION DE PRODUCCION DE ENERGIA DEL ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL  
(Miles US\$) 1a Etapa 2a Etapa

Inversiones	0
Gastos de funcionamiento (anuales)	0
Beneficios anuales	0
Reduccion de produccion anual de energia	0.0%

TASA INTERES	C O S T O S (Miles de US\$)				B E N E F I C I O S (Miles de US\$)				R-C	R/C
	Obras civ.	Equipo elm.	Costos anual	Total	Costo pot.	Costo en. p.	Benef. EIA	Totales		
0.080	423,733	155,519	74,711	653,963	252,477	1,242,825	0	1,495,302	841,339	2.29
0.100	396,289	141,949	54,238	592,476	183,292	902,258	0	1,085,550	493,074	1.83
0.120	371,367	131,247	40,774	543,388	137,791	678,278	0	816,069	272,681	1.50

TASA INTERNA DE RETORNO =  
16.80% 320,177 111,444 22,700 454,321 76,711 377,610 0 454,321 (0) 1.00

RESULTADOS CON T.I.R.

COSTO TOTAL (C)	(Miles de US\$)	454,321
BENEFICIO TOTAL (B)	(Miles de US\$)	454,321
BENEFICIO NETO (B-C)	(Miles de US\$)	(0)
RELACION R/C		1.00
T.I.R.	( % )	16.80

RESULTADOS CON TASA DE INT. 0.1

COSTO TOTAL (C)	(Mil US\$)	592,476
BENEFICIO TOTAL (B)	(Mil US\$)	1,085,550
BENEFICIO NETO (B-C)	(Mil US\$)	493,074
RELACION R/C		1.83
COSTO POR kW INSTALADO	(US\$/kW)	1,267.9
COSTO DE LA ENERGIA	(US\$/kWh)	0.0214

CRONOGRAMA DE COSTOS Y BENEFICIOS

ETAPA 1a

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA CODO SINCLAIR

TASA INT. : 10%

C O S T O S				B E N E F I C I O S			
Proyecto hidroeléctrico				Costos marginales de expansión			
A N O S	(Miles de US\$)			(Miles de US\$)			
	Obras civ.	Equipo elm.	Costos an. (Incl. EIA)	Costo pol.	Costo en. p. Benef. EIA	Totales	
1	1996	26,538.0	0.0	26,538.0	0.0	0.0	0.0
2	1997	37,056.6	26,172.4	63,229.0	0.0	0.0	0.0
3	1998	42,120.1	13,933.9	62,054.0	0.0	0.0	0.0
4	1999	65,155.6	22,025.0	87,180.6	0.0	0.0	0.0
5	2000	70,286.4	24,602.2	94,888.6	0.0	0.0	0.0
6	2001	40,181.1	6,518.4	46,699.5	0.0	0.0	0.0
7	2002	3,173.8	10,047.5	4,973.1	16,206.1	82,728.2	99,534.3
8	2003	0.0	0.0	4,973.1	16,806.1	82,728.2	99,534.3
9	2004	0.0	0.0	4,973.1	16,806.1	82,728.2	99,534.3
10	2005	0.0	0.0	4,973.1	16,806.1	82,728.2	99,534.3
11	2006	0.0	0.0	4,973.1	16,806.1	82,728.2	99,534.3
12	2007	0.0	0.0	4,973.1	16,806.1	82,728.2	99,534.3
13	2008	0.0	0.0	4,973.1	16,806.1	82,728.2	99,534.3
14	2009	0.0	0.0	4,973.1	16,806.1	82,728.2	99,534.3
15	2010	0.0	0.0	4,973.1	16,806.1	82,728.2	99,534.3
16	2011	0.0	0.0	4,973.1	16,806.1	82,728.2	99,534.3
17	2012	0.0	0.0	4,973.1	16,806.1	82,728.2	99,534.3
18	2013	0.0	0.0	4,973.1	16,806.1	82,728.2	99,534.3
19	2014	0.0	0.0	4,973.1	16,806.1	82,728.2	99,534.3
20	2015	0.0	0.0	4,973.1	16,806.1	82,728.2	99,534.3
21	2016	0.0	0.0	4,973.1	16,806.1	82,728.2	99,534.3
22	2017	0.0	0.0	4,973.1	16,806.1	82,728.2	99,534.3
23	2018	0.0	0.0	4,973.1	16,806.1	82,728.2	99,534.3
24	2019	0.0	0.0	4,973.1	16,806.1	82,728.2	99,534.3
25	2020	0.0	0.0	4,973.1	16,806.1	82,728.2	99,534.3
26	2021	0.0	0.0	4,973.1	16,806.1	82,728.2	99,534.3
27	2022	0.0	0.0	4,973.1	16,806.1	82,728.2	99,534.3
28	2023	0.0	0.0	4,973.1	16,806.1	82,728.2	99,534.3
29	2024	0.0	0.0	4,973.1	16,806.1	82,728.2	99,534.3
30	2025	0.0	0.0	4,973.1	16,806.1	82,728.2	99,534.3
31	2026	0.0	0.0	4,973.1	16,806.1	82,728.2	99,534.3
32	2027	0.0	0.0	4,973.1	16,806.1	82,728.2	99,534.3
33	2028	0.0	0.0	4,973.1	16,806.1	82,728.2	99,534.3
34	2029	0.0	0.0	4,973.1	16,806.1	82,728.2	99,534.3
35	2030	0.0	0.0	4,973.1	16,806.1	82,728.2	99,534.3
36	2031	0.0	0.0	4,973.1	16,806.1	82,728.2	99,534.3
37	2032	0.0	0.0	4,973.1	16,806.1	82,728.2	99,534.3
38	2033	0.0	0.0	4,973.1	16,806.1	82,728.2	99,534.3
39	2034	0.0	0.0	4,973.1	16,806.1	82,728.2	99,534.3



40	2035	0.0	4,973.1	4,973.1	16,806.1	82,728.2	0.0	99,534.3
41	2036	0.0	4,973.1	4,973.1	16,806.1	82,728.2	0.0	99,534.3
42	2037	43,944.8	4,973.1	48,917.9	16,806.1	82,728.2	0.0	99,534.3
43	2038	43,944.8	4,973.1	48,917.9	16,806.1	82,728.2	0.0	99,534.3
44	2039	0.0	4,973.1	4,973.1	16,806.1	82,728.2	0.0	99,534.3
45	2040	0.0	4,973.1	4,973.1	16,806.1	82,728.2	0.0	99,534.3
46	2041	0.0	4,973.1	4,973.1	16,806.1	82,728.2	0.0	99,534.3
47	2042	0.0	4,973.1	4,973.1	16,806.1	82,728.2	0.0	99,534.3
48	2043	0.0	4,973.1	4,973.1	16,806.1	82,728.2	0.0	99,534.3
49	2044	0.0	4,973.1	4,973.1	16,806.1	82,728.2	0.0	99,534.3
50	2045	0.0	4,973.1	4,973.1	16,806.1	82,728.2	0.0	99,534.3
51	2046	0.0	4,973.1	4,973.1	16,806.1	82,728.2	0.0	99,534.3
52	2047	0.0	4,973.1	4,973.1	16,806.1	82,728.2	0.0	99,534.3
53	2048	0.0	4,973.1	4,973.1	16,806.1	82,728.2	0.0	99,534.3
54	2049	0.0	4,973.1	4,973.1	16,806.1	82,728.2	0.0	99,534.3
55	2050	0.0	4,973.1	4,973.1	16,806.1	82,728.2	0.0	99,534.3
56	2051	0.0	4,973.1	4,973.1	16,806.1	82,728.2	0.0	99,534.3

EVAE1A12

## EVALUACION DE LA TASA INTERNA DE RETORNO DE UN PROYECTO

e l c

05-May-92

## ANALISIS ECONOMICO FINAL - MERCADO INFINITO, PRODUCCIONES METAS, IMPACTO AMBIENTAL

VALOR PRESENTE AL INICIO DE LA PRODUCCION : SI (Si se pone NO actualiza al inicio de la construcción)

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA CODO SINCLAIR Año inicio construcción 1996

TASA INT. : 12.0% ETAPA 1a FACTOR PLANTA 0.80

AÑOS DE CONSTRUCCION 7.0

SIN LINEA DE TRANSMISION

SIN IMPACTO AMBIENTAL

## COSTOS DEL PROYECTO HIDROELECTRICO

SIN REDUCCION DE LA PRODUCCION

(Miles de US\$)

Año de los desembolsos	INVERSION (1/1991)		INVERSION (1/1991)		Total
	Obras civ.	Equipo elm.	Obras civ.	Equipo elm.	
1996	26,538	0	26,538	0	26,538
1997	37,057	26,172	37,057	26,172	63,229
1998	48,120	13,934	48,120	13,934	62,054
1999	65,156	22,023	65,156	22,023	87,181
2000	70,286	24,602	70,286	24,602	94,889
2001	40,182	6,618	40,182	6,618	46,801
2002	3,174	10,048	3,174	10,048	13,221
2003	0	0	0	0	0
2004	0	0	0	0	0
2005	0	0	0	0	0
2006	0	0	0	0	0
2007	0	0	0	0	0
2008	0	0	0	0	0
<hr/>					
	290,513	103,399	290,513	103,399	393,912

REPLAZO EQUIPOS ELNEC (85% del costo en dos años)

AÑO Valor

2007 43,945

2008 43,945

FACTOR REAJUSTE COSTOS (entre los desembolsos y los costos marginales)

1.0000

COSTOS ANUALES DEL PROYECTO (1% obras civ.+2% equipos elnec)

(Miles de US\$)

(1/1991) (1/1991)

2002	4,973	4,973
2003	4,973	4,973
2004	4,973	4,973
2005	4,973	4,973
2006	4,973	4,973
2007	4,973	4,973
2008	4,973	4,973
2009	4,973	4,973

hasta la fin del periodo

TASA DE INTERES DE REFERENCIA

12.0%

CARACTERISTICAS PRODUCTIVAS DEL PROYECTO (P ins.

425 MW)

Factor de planta 0.800

	1a ETAPA	2a ETAPA	TOTAL
Potencia cont. 90% (MW)	298.0	0.0	298.0
Potencia garanti.(MW)	372.5	0.0	372.5
Energía primaria (GWh)	2,833.5	0.0	2,833.5
Energía secundaria (GWh)	0.0	0.0	0.0

2,393.5 0.0

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA CODO SINCLAIR

TASA INT. : 12.0%

ESCALONAMIENTO MERCADO (INFINITO)			COSTOS MARGINALES DEL PROYECTO a1 (1/1991)			
Año	( % )	(GWh)	Tasa inter.	Potencia (US\$/kW)	Energía pr. (US\$/MWh)	Energía se. (US\$/MWh)
2002	100.0%	2,884				
2003	100.0%	2,884				
2004	100.0%	2,884				
2005	100.0%	2,884	8.0%	41.81	22.15	2.64
2006	100.0%	2,884	10.0%	45.12	28.59	3.61
2007	100.0%	2,884	12.0%	46.47	36.87	11.00
2008	100.0%	2,884				
2009	100.0%	2,884				
2010	100.0%	2,884				
2011	100.0%	2,884				
2012	100.0%	2,884				

INVERSIONES, GASTOS DE FUNCIONAMIENTO, BENEFICIOS Y  
REDUCCION DE PRODUCCION DE ENERGIA DEL ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL  
(Miles US\$) 1a Etapa 2a Etapa

Inversiones	0
Gastos de funcionamiento (anuales)	0
Beneficios anuales	0
Reduccion de produccion anual de energia	0.0% 0.0%

TASA INTERES	C O S T O S (Miles de US\$)				B E N E F I C I O S (Miles de US\$)			A-C	B/C
	Obras civ.	Equipo ela.	Costos anual	Total	Costo pot.	Costo en. p.	Benef. EIA	Totales	
0.080	480,695	176,426	84,754	741,875	307,683	1,811,882	0	2,119,565	1,377,690 2.86
0.100	447,562	161,031	61,529	672,122	223,370	1,315,379	0	1,538,748	866,627 2.29
0.120	421,289	148,890	46,255	616,435	167,920	988,843	0	1,156,763	540,328 1.89

TASA INTERNA DE RETORNO =

19.89%	332,015	114,915	18,616	465,546	67,580	397,965	0	465,546	(0) 1.00
--------	---------	---------	--------	---------	--------	---------	---	---------	----------

RESULTADOS CON T.I.R.

COSTO TOTAL (C)	(Miles de US\$)	465,546
BENEFICIO TOTAL (B)	(Miles de US\$)	465,546
BENEFICIO NETO (B-C)	(Miles de US\$)	(0)
RELACION B/C		1.00
T.I.R.	( % )	19.89

RESULTADOS CON TASA DE INT. 0.12

COSTO TOTAL (C)	(Mill US\$)	616,435
BENEFICIO TOTAL (B)	(Mill US\$)	1,156,763
BENEFICIO NETO (B-C)	(Mill US\$)	540,328
RELACION B/C		1.88
COSTO POR kW INSTALADO	(US\$/kW)	1,340.2
COSTO DE LA ENERGIA	(US\$/kWh)	0.0074

## CRONOGRAMA DE COSTOS Y BENEFICIOS

ETAPA 1a

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE CGCA CORDO SINCLAIR

TASA INT. : 12%

C O S T O S				B E N E F I C I O S			
Proyecto hidroeléctrico				Costos marginales de expansión			
A Ñ O S	(Miles de US\$)			(Miles de US\$)			
	Obras civ.	Equipo el.	Costos an. (Incl. EIA)	Costo pol.	Costo en. p.	Benef. EIA	Totales
1 1996	26,538.0	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0
2 1997	37,056.6	26,172.4		0.0	0.0	0.0	0.0
3 1998	48,120.1	13,933.9		0.0	0.0	0.0	0.0
4 1999	55,155.6	22,025.0		0.0	0.0	0.0	0.0
5 2000	70,286.4	24,602.2		0.0	0.0	0.0	0.0
6 2001	40,182.1	8,613.4		0.0	0.0	0.0	0.0
7 2002	2,173.3	10,047.5	4,973.1	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
8 2003	0.0	0.0	4,973.1	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
9 2004	0.0	0.0	4,973.1	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
10 2005	0.0	0.0	4,973.1	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
11 2006	0.0	0.0	4,973.1	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
12 2007	0.0	0.0	4,973.1	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
13 2008	0.0	0.0	4,973.1	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
14 2009	0.0	0.0	4,973.1	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
15 2010	0.0	0.0	4,973.1	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
16 2011	0.0	0.0	4,973.1	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
17 2012	0.0	0.0	4,973.1	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
18 2013	0.0	0.0	4,973.1	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
19 2014	0.0	0.0	4,973.1	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
20 2015	0.0	0.0	4,973.1	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
21 2016	0.0	0.0	4,973.1	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
22 2017	0.0	0.0	4,973.1	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
23 2018	0.0	0.0	4,973.1	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
24 2019	0.0	0.0	4,973.1	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
25 2020	0.0	0.0	4,973.1	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
26 2021	0.0	0.0	4,973.1	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
27 2022	0.0	0.0	4,973.1	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
28 2023	0.0	0.0	4,973.1	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
29 2024	0.0	0.0	4,973.1	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
30 2025	0.0	0.0	4,973.1	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
31 2026	0.0	0.0	4,973.1	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
32 2027	0.0	0.0	4,973.1	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
33 2028	0.0	0.0	4,973.1	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
34 2029	0.0	0.0	4,973.1	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
35 2030	0.0	0.0	4,973.1	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
36 2031	0.0	0.0	4,973.1	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
37 2032	0.0	0.0	4,973.1	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
38 2033	0.0	0.0	4,973.1	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
39 2034	0.0	0.0	4,973.1	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2

40	2035	0.0	4,973.1	4,973.1	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
41	2036	0.0	4,973.1	4,973.1	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
42	2037	43,944.8	4,973.1	48,917.9	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
43	2038	43,944.8	4,973.1	48,917.9	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
44	2039	0.0	4,973.1	4,973.1	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
45	2040	0.0	4,973.1	4,973.1	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
46	2041	0.0	4,973.1	4,973.1	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
47	2042	0.0	4,973.1	4,973.1	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
48	2043	0.0	4,973.1	4,973.1	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
49	2044	0.0	4,973.1	4,973.1	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
50	2045	0.0	4,973.1	4,973.1	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
51	2046	0.0	4,973.1	4,973.1	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
52	2047	0.0	4,973.1	4,973.1	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
53	2048	0.0	4,973.1	4,973.1	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
54	2049	0.0	4,973.1	4,973.1	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
55	2050	0.0	4,973.1	4,973.1	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2
56	2051	0.0	4,973.1	4,973.1	18,053.9	106,315.4	0.0	124,369.2

EVAE2A03

## EVALUACION DE LA TASA INTERNA DE RETORNO DE UN PROYECTO

e 1 c

03-May-92

## ANALISIS ECONOMICO FINAL - MERCADO INFINITO, PRODUCCIONES NETAS, IMPACTO AMBIENTAL

VALOR PRESENTE AL INICIO DE LA PRODUCCION : SI (SI se pone NO actualiza al inicio de la construcción)

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA COPO SINCLAIR

Año inicio construcción

2003

TASA INT. : 8.02

ETAPA

2a

FACTOR PLANTA

0.80

AÑOS DE CONSTRUCCION

5.0

SIN LINEA DE TRANSMISION

SIN IMPACTO AMBIENTAL

SIN REDUCCION DE LA PRODUCCION

## COSTOS DEL PROYECTO HIDROELECTRICO

(Miles de US\$)

Año de los desembolsos	INVERSION (1/1991)		INVERSION (1/1991)		Total
	Obras civ.	Equipo elm.	Obras civ.	Equipo elm.	
2003	15,366	0	15,366	0	15,366
2004	40,500	9,652	40,500	9,652	50,153
2005	44,879	9,650	44,879	9,650	54,529
2006	55,839	68,568	55,839	68,568	105,427
2007	3,316	4,678	3,316	4,678	7,994
2008	0	0	0	0	0
2009	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0
	140,920	92,549	140,920	92,549	233,468

REEMPLAZO EQUIPOS ELMEC (85% del costo en dos años)

AÑO Valor al 1/91

2042 39,333

2043 39,333

FACTOR REAJUSTE COSTOS (entre los desembolsos y los costos marginales)

1.0000

COSTOS ANUALES DEL PROYECTO (1% obras civ.+2% equipos elme)

(Miles de US\$)

(1/1991) (1/1991)

	2008	3,260	3,260
	2009	3,260	3,260
	2010	3,260	3,260
	2011	3,260	3,260
	2012	3,260	3,260
	2013	3,260	3,260
	2014	3,260	3,260
hasta la fin del periodo	2015	3,260	3,260

TASA DE INTERES DE REFERENCIA

8.02

CARACTERISTICAS PRODUCTIVAS DEL PROYECTO (P. line.

420

MW 2a Etapa)

Factor de planta

0.800

1a ETAPA

2a ETAPA

TOTAL

Potencia cont. 90% (MW)

296.0

294.7

592.7

Potencia garant.(MW)

372.5

368.4

740.9

Energía primaria (GWh)

2,883.5

2,837.2

5,720.8

2,883.5

2,837.2

Energía secundaria (GWh)

0.0

0.0

0.0

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA CODO SINCLAIR

TASA INT. : 8.0%

ESCALONAMIENTO MERCADO (INFINITO)			COSTOS MARGINALES DEL PROYECTO al (1/1991)			
Año	( % )	(GWh)	Tasa inter.	Potencia (US\$/kW)	Energía pr. (US\$/MWh)	Energía se. (US\$/MWh)
2008	100.0%	2,837				
2009	100.0%	2,837				
2010	100.0%	2,837				
2011	100.0%	2,837	8.0%	41.21	22.15	6.64
2012	100.0%	2,837	10.0%	45.12	26.69	8.61
2013	100.0%	2,837	12.0%	48.47	36.87	11.08
2014	100.0%	2,837				
2015	100.0%	2,837				
2016	100.0%	2,837				
2017	100.0%	2,837				
2018	100.0%	2,837				

INVERSIONES, GASTOS DE FUNCIONAMIENTO, BENEFICIOS Y  
REDUCCION DE PRODUCCION DE ENERGIA DEL ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL  
(Miles US\$) 1a Etapa 2a Etapa

Inversiones	0
Gastos de funcionamiento (anuales)	0
Beneficios anuales	0
Reduccion de produccion anual de energia	0.0%

TASA INTERES	C O S T O S (Miles de US\$)				B E N E F I C I O S (Miles de US\$)				B-C	B/C
	Obras civ.	Equipo elo.	Costos anual	Total	Costo pot.	Costo en. p.	Benef. E&A	Totales		
0.08	167,394	107,270	59,883	314,547	188,443	768,812	0	757,254	642,707	3.04
0.10	159,264	97,893	29,490	286,647	139,338	568,473	0	707,811	421,163	2.47
0.12	151,717	90,503	22,573	264,792	106,653	435,123	0	541,775	276,983	2.05

TASA INTERNA DE RETORNO =

21.90%	121,308	65,590	3,126	195,024	38,392	156,632	0	195,024	(0)	1.00
--------	---------	--------	-------	---------	--------	---------	---	---------	-----	------

RESULTADOS CON T.I.R.

COSTO TOTAL (C)	(Miles de US\$)	195,024
BENEFICIO TOTAL (B)	(Miles de US\$)	195,024
BENEFICIO NETO (B-C)	(Miles de US\$)	(0)
RELACION B/C		1.00
T.I.R.	( % )	21.90

RESULTADOS CON TASA DE INT. 0.08

COSTO TOTAL (C)	(Mil US\$)	314,547
BENEFICIO TOTAL (B)	(Mil US\$)	757,254
BENEFICIO NETO (B-C)	(Mil US\$)	642,707
RELACION B/C		3.04
COSTO POR KW INSTALADO	(US\$/kW)	654.1
COSTO DE LA ENERGIA	(US\$/kWh)	0.0071

CRONOGRAMA DE COSTOS Y BENEFICIOS

ETAPA 2a

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA CODO SINCLAIR

TASA INT. : 8%

C O S T O S					B E N E F I C I O S				
Proyecto hidroeléctrico					Costos marginales de expansión				
(Miles de US\$)					(Miles de US\$)				
A N O S	Obras civ.	Equipo el.	Costos an.	Totales (Incl. EIA)	Costo pot.	Costo en. p.	Benef. EIA	Totales	
1	2003	15,366.0	0.0	15,366.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
2	2004	40,500.5	5,652.4	50,152.9	0.0	0.0	0.0	0.0	
3	2005	44,878.7	9,650.2	54,528.9	0.0	0.0	0.0	0.0	
4	2006	36,258.9	68,567.7	105,426.6	0.0	0.0	0.0	0.0	
5	2007	2,315.5	4,678.5	7,994.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
6	2008	0.0	0.0	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7	
7	2009	0.0	0.0	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7	
8	2010	0.0	0.0	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7	
9	2011	0.0	0.0	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7	
10	2012	0.0	0.0	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7	
11	2013	0.0	0.0	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7	
12	2014	0.0	0.0	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7	
13	2015	0.0	0.0	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7	
14	2016	0.0	0.0	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7	
15	2017	0.0	0.0	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7	
16	2018	0.0	0.0	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7	
17	2019	0.0	0.0	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7	
18	2020	0.0	0.0	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7	
19	2021	0.0	0.0	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7	
20	2022	0.0	0.0	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7	
21	2023	0.0	0.0	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7	
22	2024	0.0	0.0	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7	
23	2025	0.0	0.0	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7	
24	2026	0.0	0.0	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7	
25	2027	0.0	0.0	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7	
26	2028	0.0	0.0	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7	
27	2029	0.0	0.0	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7	
28	2030	0.0	0.0	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7	
29	2031	0.0	0.0	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7	
30	2032	0.0	0.0	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7	
31	2033	0.0	0.0	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7	
32	2034	0.0	0.0	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7	
33	2035	0.0	0.0	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7	
34	2036	0.0	0.0	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7	
35	2037	0.0	0.0	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7	
36	2038	0.0	0.0	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7	
37	2039	0.0	0.0	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7	
38	2040	0.0	0.0	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7	
39	2041	0.0	0.0	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7	



40	2042	39,333.2	3,260.2	42,593.4	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
41	2043	39,333.2	3,260.2	42,593.4	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
42	2044	0.0	3,260.2	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
43	2045	0.0	3,260.2	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
44	2046	0.0	3,260.2	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
45	2047	0.0	3,260.2	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
46	2048	0.0	3,260.2	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
47	2049	0.0	3,260.2	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
48	2050	0.0	3,260.2	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
49	2051	0.0	3,260.2	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
50	2052	0.0	3,260.2	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
51	2053	0.0	3,260.2	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
52	2054	0.0	3,260.2	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
53	2055	0.0	3,260.2	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
54	2056	0.0	3,260.2	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
55	2057	0.0	3,260.2	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7

EVAE2A10

## EVALUACION DE LA TASA INTERNA DE RETORNO DE UN PROYECTO

e i c

05-May-92

## ANALISIS ECONOMICO FINAL - MERCADO INFINITO, PRODUCCIONES NETAS, IMPACTO AMBIENTAL

VALOR PRESENTE AL INICIO DE LA PRODUCCION : SI (Si se pone NO actualiza al inicio de la construcción)

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA CODO SINCLAIR Año inicio construcción 2003

TASA INT. : 10.00 ETAPA 2a FACTOR PLANTA 0.80

AÑOS DE CONSTRUCCION 5.0 SIN LINEA DE TRANSMISION

SIN IMPACTO AMBIENTAL

SIN REDUCCION DE LA PRODUCCION

## COSTOS DEL PROYECTO HIDROELECTRICO

(Miles de US\$)

Año de los desembolsos	INVERSION (1/1991)		INVERSION (1/1991)		Total
	Obras civ.	Equipo elc.	Obras civ.	Equipo elc.	
2003	15,366	0	15,366	0	15,366
2004	40,500	9,652	40,500	9,652	50,153
2005	44,879	9,650	44,879	9,650	54,529
2006	36,839	68,568	36,839	68,568	105,427
2007	3,316	4,678	3,316	4,678	7,994
2008	0	0	0	0	0
2009	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0
<hr/>					
	140,920	92,549	140,920	92,549	233,468

## REEMPLAZO EQUIPOS ELAEC (35% del costo en dos años)

AÑO	Valor	AÑO	Valor
2042	39,333		
2043	39,333		

FACTOR REAJUSTE COSTOS (entre los desembolsos y los costos marginales)

1.0000

## COSTOS ANUALES DEL PROYECTO (1% obras civ.+2% equipos elaec)

(Miles de US\$)

(1/1991) (1/1991)

	2008	3,260	3,260
	2009	3,260	3,260
	2010	3,260	3,260
	2011	3,260	3,260
	2012	3,260	3,260
	2013	3,260	3,260
	2014	3,260	3,260
hasta la fin del periodo	2015	3,260	3,260

TASA DE INTERES DE REFERENCIA

10.0%

CARACTERISTICAS PRODUCTIVAS DEL PROYECTO (P ins.

420 MW 2a Etapa)

Factor de planta 0.800

	1a ETAPA	2a ETAPA	TOTAL		
Potencia cont. 99% (MW)	293.0	294.7	592.7		
Potencia garant.(MW)	372.5	368.4	740.9		
Energía primaria (GWh)	2,883.5	2,837.2	5,720.3	2,883.5	2,837.2
Energía secundaria (GWh)	0.0	0.0	0.0		

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA CODO SINCLAIR

TASA INT. : 10.0%

ESCALONAMIENTO MERCADO (INFINITO)			COSTOS MARGINALES DEL PROYECTO a1 (1/1991)			
Año	( % )	(GWh)	Tasa inter.	Potencia (US\$/kW)	Energía pr. (US\$/MWh)	Energía se. (US\$/MWh)
2008	100.0%	2,837				
2009	100.0%	2,837				
2010	100.0%	2,837				
2011	100.0%	2,837	8.0%	41.81	22.15	8.64
2012	100.0%	2,837	10.0%	45.12	26.69	9.61
2013	100.0%	2,837	12.0%	48.47	36.87	11.08
2014	100.0%	2,837				
2015	100.0%	2,837				
2016	100.0%	2,837				
2017	100.0%	2,837				
2018	100.0%	2,837				

INVERSIONES, GASTOS DE FUNCIONAMIENTO, BENEFICIOS Y  
REDUCCION DE PRODUCCION DE ENERGIA DEL ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL  
(Miles US\$) 1a Etapa 2a Etapa

Inversiones	0
Gastos de funcionamiento (anuales)	0
Beneficios anuales	0
Reduccion de produccion anual de energia	0.0%

TASA INTERES	C O S T O S (Miles de US\$)				B E N E F I C I O S (Miles de US\$)				B/C	B/C
	Obras civ.	Equipo el.	Costos anual	Total	Costo pot.	Costo en. p.	Benef. EIA	Totales		
0.0%	183,478	117,578	43,715	344,771	222,902	1,091,494	0	1,314,396	939,625	3.81
0.10	174,567	107,299	32,324	314,190	164,817	897,070	0	971,887	657,697	3.09
0.12	163,295	99,199	24,742	287,236	126,155	817,751	0	743,906	453,671	2.56

TASA INTERNA DE RETORNO =

25.90%	122,339	63,940	6,409	192,687	32,677	160,011	0	192,687	(0)	1.00
--------	---------	--------	-------	---------	--------	---------	---	---------	-----	------

RESULTADOS CON T.I.R.

COSTO TOTAL (C)	(Miles de US\$)	192,687
BENEFICIO TOTAL (B)	(Miles de US\$)	192,687
BENEFICIO NETO (B-C)	(Miles de US\$)	(0)
RELACION B/C		1.00
T.I.R.	( % )	25.90

RESULTADOS CON TASA-DE INT. 0.1

COSTO TOTAL (C)	(Mil US\$)	314,190
BENEFICIO TOTAL (B)	(Mil US\$)	971,887
BENEFICIO NETO (B-C)	(Mil US\$)	657,697
RELACION B/C		3.09
COSTO POR kW INSTALADO	(US\$/kW)	671.3
COSTO DE LA ENERGIA	(US\$/kWh)	0.0116

CRONOGRAMA DE COSTOS Y BENEFICIOS

ETAPA 2a

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE LOCA COMO SINCLAIR

TASA INT. : 10%

C O S T O S Proyecto hidroeléctrico					B E N E F I C I O S Costos marginales de expansión				
(Miles de US\$)					(Miles de US\$)				
AÑOS	Obras civ.	Equipo el.	Costos an. (Incl. EIA)	Totales	Costo pot.	Costo en. p.	Benef. EIA	Totales	
1 2003	15,366.0	0.0		15,366.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
2 2004	40,500.5	9,652.4		50,152.9	0.0	0.0	0.0	0.0	
3 2005	44,878.7	9,650.2		54,528.9	0.0	0.0	0.0	0.0	
4 2006	36,858.9	68,567.7		105,426.6	0.0	0.0	0.0	0.0	
5 2007	3,315.5	4,678.5		7,994.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
6 2008	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8	
7 2009	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8	
8 2010	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8	
9 2011	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8	
10 2012	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8	
11 2013	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8	
12 2014	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8	
13 2015	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8	
14 2016	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8	
15 2017	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8	
16 2018	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8	
17 2019	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8	
18 2020	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8	
19 2021	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8	
20 2022	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8	
21 2023	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8	
22 2024	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8	
23 2025	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8	
24 2026	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8	
25 2027	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8	
26 2028	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8	
27 2029	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8	
28 2030	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8	
29 2031	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8	
30 2032	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8	
31 2033	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8	
32 2034	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8	
33 2035	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8	
34 2036	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8	
35 2037	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8	
36 2038	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8	
37 2039	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8	
38 2040	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8	
39 2041	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8	

40	2042	39,333.2	3,260.2	42,593.4	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
41	2043	39,333.2	3,260.2	42,593.4	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
42	2044	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
43	2045	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
44	2046	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
45	2047	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
46	2048	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
47	2049	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
48	2050	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
49	2051	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
50	2052	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
51	2053	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
52	2054	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
53	2055	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
54	2056	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
55	2057	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8

## ANALISIS ECONOMICO FINAL - MERCADO INFINITO. PRODUCCIONES NETAS, IMPACTO AMBIENTAL

VALOR PRESENTE AL INICIO DE LA PRODUCCION : SI (Si se pone NO actualiza al inicio de la construcción)

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA CODO SINCLAIR Año inicio construcción 2003

TASA INT. : 12.0% ETAPA 2a FACTOR PLANTA 0.80

AÑOS DE CONSTRUCCION 5.0

SIN LINEA DE TRANSMISION

SIN IMPACTO AMBIENTAL

SIN REDUCCION DE LA PRODUCCION

## COSTOS DEL PROYECTO HIDROELECTRICO

(Miles de US\$)

A Ñ O de los desembolsos	INVERSION		INVERSION		Total
	Obras civ.	Equipo elm.	Obras civ.	Equipo elm.	
(1/1991)	(1/1991)	(1/1991)	(1/1991)	(1/1991)	
2003	15,366	0	15,366	0	15,366
2004	40,500	9,852	40,500	9,852	50,352
2005	44,379	9,850	44,379	9,850	54,229
2006	35,859	68,568	35,859	68,568	104,427
2007	3,316	4,678	3,316	4,678	7,994
2008	0	0	0	0	0
2009	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0
<hr/>					
	140,320	92,549	140,320	92,549	232,869

## REEMPLAZO EQUIPOS ELMEC (35% del costo en dos años)

A Ñ O	Valor	A Ñ O	Valor
2042	39,333		
2047	39,333		

FACTOR REAJUSTE COSTOS (entre los desembolsos y los costos marginales)

1.0000

## COSTOS ANUALES DEL PROYECTO (1% obras civ.+2% equipos elme)

(Miles de US\$)

(1/1991) (1/1991)

	2008	3,260	3,260
	2009	3,260	3,260
	2010	3,260	3,260
	2011	3,260	3,260
	2012	3,260	3,260
	2013	3,260	3,260
	2014	3,260	3,260
hasta la fin del periodo	2015	3,260	3,260

TASA DE INTERES DE REFERENCIA

12.0%

CARACTERISTICAS PRODUCTIVAS DEL PROYECTO (P ins.

420

NW 2a Etapa:

Factor de planta 0.800

	1a ETAPA	2a ETAPA	TOTAL		
Potencia cont. 90% (MW)	298.0	294.7	592.7		
Potencia garant.(MW)	372.5	368.4	740.9		
Energía primaria (GWh)	2,883.5	2,837.2	5,720.8	2,883.5	2,837.2
Energía secundaria (GWh)	0.0	0.0	0.0		

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA CUDO SINCLAIR

TASA INT. : 12.0%

ESCALONAMIENTO MERCADO (INFINITO)

Año	( % )	(GWh)
2008	100.0%	2,837
2009	100.0%	2,837
2010	100.0%	2,837
2011	100.0%	2,837
2012	100.0%	2,837
2013	100.0%	2,837
2014	100.0%	2,837
2015	100.0%	2,837
2016	100.0%	2,837
2017	100.0%	2,837
2018	100.0%	2,837

COSTOS MARGINALES DEL PROYECTO al (1/1991)

Tasa inter.	Potencia (US\$/kW)	Energía pr. (US\$/MWh)	Energía se. (US\$/MWh)
8.0%	41.81	22.15	8.64
10.0%	45.12	28.89	8.61
12.0%	48.47	36.87	11.08

INVERSIONES, GASTOS DE FUNCIONAMIENTO, BENEFICIOS Y REDUCCION DE PRODUCCION DE ENERGIA DEL ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL

	(Miles US\$)	1a Etapa	2a Etapa
Inversiones	0		
Gastos de funcionamiento (anuales)	0		
Beneficios anuales	0		
Reduccion de produccion anual de energia	0.0%	0.0%	

TASA INTERES	C O S T O S (Miles de US\$)				B E N E F I C I O S (Miles de US\$)				B-C	B/C
	Obras civ.	Equipo elm.	Costos anual	Total	Costo pot.	Costo en. p.	Benef. EIA	Totales		
0.08	200,776	128,662	47,837	377,275	262,026	1,534,738	0	1,796,963	1,419,689	4.76
0.10	191,024	117,415	35,371	343,811	193,746	1,134,770	0	1,328,706	984,896	3.96
0.12	181,572	108,551	27,074	317,597	148,298	868,715	0	1,017,024	699,427	3.20

TASA INTERNA DE RETORNO =

30.31%	122,637	61,806	5,044	189,488	27,630	161,858	0	139,488	(0)	1.00
--------	---------	--------	-------	---------	--------	---------	---	---------	-----	------

RESULTADOS CON T.I.R.

COSTO TOTAL (C)	(Miles de US\$)	189,488
BENEFICIO TOTAL (B)	(Miles de US\$)	139,488
BENEFICIO NETO (B-C)	(Miles de US\$)	(0)
RELACION B/C		1.00
T.I.R.	( % )	30.31

RESULTADOS CON TASA DE INT. 0.12

COSTO TOTAL (C)	(Mil US\$)	317,597
BENEFICIO TOTAL (B)	(Mil US\$)	1,017,024
BENEFICIO NETO (B-C)	(Mil US\$)	699,427
RELACION B/C		3.20
COSTO POR KW INSTALADO	(US\$/kW)	691.9
COSTO DE LA ENERGIA	(US\$/kWh)	0.0144

CRONOGRAMA DE COSTOS Y BENEFICIOS

ETAPA 2a

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA CODO SINCLAIR

TASA INT. : 12%

C O S T O S				B E N E F I C I O S			
Proyecto hidroeléctrico				Costos marginales de expansión			
(Miles de US\$)				(Miles de US\$)			
A N O S	Obras civ.	Equipo elm.	Totales	Costo pol.	Costo en. p.	Benef. EIA	Totales
			Costos an. (Incl. EIA)				
1	2003	15,365.0	0.0	15,366.0	0.0	0.0	0.0
2	2004	40,500.5	9,652.4	50,152.9	0.0	0.0	0.0
3	2005	44,878.7	9,650.2	54,528.9	0.0	0.0	0.0
4	2006	36,556.9	68,567.7	105,124.6	0.0	0.0	0.0
5	2007	3,315.5	4,678.5	7,994.0	0.0	0.0	0.0
6	2008	0.0	0.0	3,260.2	17,857.6	104,609.0	122,466.6
7	2009	0.0	0.0	3,260.2	17,857.6	104,609.0	122,466.6
8	2010	0.0	0.0	3,260.2	17,857.6	104,609.0	122,466.6
9	2011	0.0	0.0	3,260.2	17,857.6	104,609.0	122,466.6
10	2012	0.0	0.0	3,260.2	17,857.6	104,609.0	122,466.6
11	2013	0.0	0.0	3,260.2	17,857.6	104,609.0	122,466.6
12	2014	0.0	0.0	3,260.2	17,857.6	104,609.0	122,466.6
13	2015	0.0	0.0	3,260.2	17,857.6	104,609.0	122,466.6
14	2016	0.0	0.0	3,260.2	17,857.6	104,609.0	122,466.6
15	2017	0.0	0.0	3,260.2	17,857.6	104,609.0	122,466.6
16	2018	0.0	0.0	3,260.2	17,857.6	104,609.0	122,466.6
17	2019	0.0	0.0	3,260.2	17,857.6	104,609.0	122,466.6
18	2020	0.0	0.0	3,260.2	17,857.6	104,609.0	122,466.6
19	2021	0.0	0.0	3,260.2	17,857.6	104,609.0	122,466.6
20	2022	0.0	0.0	3,260.2	17,857.6	104,609.0	122,466.6
21	2023	0.0	0.0	3,260.2	17,857.6	104,609.0	122,466.6
22	2024	0.0	0.0	3,260.2	17,857.6	104,609.0	122,466.6
23	2025	0.0	0.0	3,260.2	17,857.6	104,609.0	122,466.6
24	2026	0.0	0.0	3,260.2	17,857.6	104,609.0	122,466.6
25	2027	0.0	0.0	3,260.2	17,857.6	104,609.0	122,466.6
26	2028	0.0	0.0	3,260.2	17,857.6	104,609.0	122,466.6
27	2029	0.0	0.0	3,260.2	17,857.6	104,609.0	122,466.6
28	2030	0.0	0.0	3,260.2	17,857.6	104,609.0	122,466.6
29	2031	0.0	0.0	3,260.2	17,857.6	104,609.0	122,466.6
30	2032	0.0	0.0	3,260.2	17,857.6	104,609.0	122,466.6
31	2033	0.0	0.0	3,260.2	17,857.6	104,609.0	122,466.6
32	2034	0.0	0.0	3,260.2	17,857.6	104,609.0	122,466.6
33	2035	0.0	0.0	3,260.2	17,857.6	104,609.0	122,466.6
34	2036	0.0	0.0	3,260.2	17,857.6	104,609.0	122,466.6
35	2037	0.0	0.0	3,260.2	17,857.6	104,609.0	122,466.6
36	2038	0.0	0.0	3,260.2	17,857.6	104,609.0	122,466.6
37	2039	0.0	0.0	3,260.2	17,857.6	104,609.0	122,466.6
38	2040	0.0	0.0	3,260.2	17,857.6	104,609.0	122,466.6
39	2041	0.0	0.0	3,260.2	17,857.6	104,609.0	122,466.6



40	2042	39,333.2	3,260.2	42,593.4	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
41	2043	39,333.2	3,260.2	42,593.4	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
42	2044	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
43	2045	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
44	2046	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
45	2047	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
46	2048	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
47	2049	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
48	2050	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
49	2051	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
50	2052	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
51	2053	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
52	2054	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
53	2055	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
54	2056	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
55	2057	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6

APENDICE C

ANALISIS ECONOMICO

CASO C

CON LINEAS DE TRANSMISION Y CON EIA

RECLISE

PROYECTO COCA CODO SINCLAIR

ANALISIS ECONOMICO FINAL  
CON LINEA DE TRANSMISION

CUADRO RESUMEN DE LOS RESULTADOS  
CON IMPACTO AMBIENTAL  
SIN REDUCCION DE LA PRODUCCION

DATOS CARACTERISTICOS DEL PROYECTO

	1a Etapa	2a Etapa
Año de inicio de la construcción	1996	2003
Años de construcción	7	5
Costos totales de inversión (al 1/1991 en Miles de US\$)	443,830	278,498
-Obras Civiles	290,513	140,920
-Equipos electromecánico	153,317	137,578
-Reemplazo Equipos		
Años	Valor	
2037	65,160	0
2038	65,160	0
2042	0	58,471
2043	0	58,471

CARACTERISTICAS PRODUCTIVAS DEL PROYECTO

	1a Etapa	2a Etapa
Factor de Planta	0.80	0.80
Potencia Instalada (MW)	424.50	419.90
Potencia Garantizada Neta (MW)	372.48	368.43
Energía Firme anual Bruta (GWh)	2,978.3	2,930.5
Energía Firme anual Neta	2,883.5	2,837.2

COSTOS MARGINALES DE EXPANSION POR AÑO AL 1/1991

Tasa int.	Potencia (US\$/kW)	Ener. pr. (US\$/MWh)	Ener. sec. (US\$/MWh)
8.0%	41.81	22.15	6.64
10.0%	45.12	28.69	8.61
12.0%	48.47	36.87	11.08

EFFECTOS DEL ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL

Inversiones	5,175	
Gastos anuales de funcionamiento	833	
Beneficios anuales (Miles de US\$)	2,600	
Reducción de producción de energía	1a Etapa	2a Etapa
	0.0%	0.0%

RESULTADOS DE LOS ANALISIS ECONOMICO  
VALORES AL INICIO DE LA PRODUCCION ENERGETICA

TASA DE INTERES	8.0%		10.0%		12.0%	
	1 a Etapa	2 a Etapa	1 a Etapa	2 a Etapa	1 a Etapa	2 a Etapa
COSTOS (Miles de US\$)						
-Obras civiles (incl. EIA)	379,254	172,383	431,234	188,947	489,204	206,760
-Equipos	196,835	161,450	223,812	176,963	253,899	193,646
-Costos anuales (Incl. EIA)	89,902	61,091	102,224	66,961	115,965	73,274
BENEFICIOS (Miles de US\$)						
-Potencia	205,755	188,443	252,477	222,902	307,683	262,026
-Energía prim.	843,860	768,812	1,242,825	1,091,494	1,811,882	1,534,938
-Beneficios EIA	34,352	0	39,060	0	44,311	0
COSTO TOTAL (C)	665,990	394,924	680,172	390,723	702,977	392,184
BENEFICIO TOTAL (B)	1,083,967	957,254	1,113,906	971,887	1,180,946	1,017,024
BENEFICIO NETO (B-C)	417,977	562,330	433,735	581,164	477,969	624,839
RELACION B/C	1.63	2.42	1.64	2.49	1.68	2.59
COSTO POR kW INSTALADO (US\$/kW)	1,357.10	795.03	1,427.47	812.60	1,506.92	835.23
COSTO DE LA ENERGIA (US\$/kWh)	0.0189	0.0114	0.0248	0.0145	0.0316	0.0180

EVAEID08

## EVALUACION DE LA TASA INTERNA DE RETORNO DE UN PROYECTO

e i c

08-May-92

## ANALISIS ECONOMICO FINAL - MERCADO INFINITO. PRODUCCIONES NETAS. IMPACTO AMBIENTAL

VALOR PRESENTE AL INICIO DE LA PRODUCCION : SI (Si se pone NO actualiza al inicio de la construcción)

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA COPO SINCLATA Año inicio construcción 1996

TASA INT. : 5.02 ETAPA 1a FACTOR PLANTA 0.80

AÑOS DE CONSTRUCCION 7.0

CON LINEA DE TRANSMISION

CON IMPACTO AMBIENTAL

SIN REDUCCION DE LA PRODUCCION

## COSTOS DEL PROYECTO HIDROELECTRICO

(Miles de US\$)

AÑO	INVERSION		INVERSION		Total
de los	(1/1991)		(1/1991)		
desechos	Obras civ.	Equipo el.	Obras civ.	Equipo el.	
1996	26,538	0	26,538	0	26,538
1997	37,467	26,172	37,467	26,172	63,639
1998	48,120	13,934	48,120	13,934	62,054
1999	65,156	37,000	65,156	37,000	102,156
2000	70,286	39,578	70,286	39,578	109,864
2001	40,182	19,078	40,182	19,078	59,260
2002	3,174	17,535	3,174	17,535	20,709
2003	0	0	0	0	0
2004	0	0	0	0	0
2005	0	0	0	0	0
2006	0	0	0	0	0
2007	0	0	0	0	0
2008	0	0	0	0	0
	290,513	153,317	290,513	153,317	443,830

## REEMPLAZO EQUIPOS ELMEC (85% del costo en dos años)

AÑO	Valor
2007	65,160
2008	65,160

FACTOR REAJUSTE COSTOS (entre los desembolsos y los costos marginales)

1.0000

## COSTOS ANUALES DEL PROYECTO (1a obras civ.+2a equipos elmec)

(Miles de US\$)

(1/1991) (1/1991)

2002	5,971	5,971
2003	5,971	5,971
2004	5,971	5,971
2005	5,971	5,971
2006	5,971	5,971
2007	5,971	5,971
2008	5,971	5,971
hasta la fin del periodo	2009	5,971

## TASA DE INTERES DE REFERENCIA

5.02

## CARACTERISTICAS PRODUCTIVAS DEL PROYECTO (F inc. 425 MW)

Factor de planta 0.800

	1a ETAPA	2a ETAPA	TOTAL		
Potencia cont. 70% (MW)	298.0	0.0	298.0		
Potencia garant.(MW)	372.5	0.0	372.5		
Energía primaria (GWh)	2,883.5	0.0	2,883.5	2,883.5	0.0
Energía secundaria (GWh)	0.0	0.0	0.0		

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA CODO SINCLAIR

TASA INT. : 8.0%

ESCALONAMIENTO MERCADO (INFINITO)

COSTOS MARGINALES DEL PROYECTO a1 (11/1991)

Año	( % )	(CWh)	Tasa inter.	Potencia (US\$/kW)	Energía pr. (US\$/MWh)	Energía se. (US\$/MWh)
2002	100.0%	2,884				
2003	100.0%	2,884				
2004	100.0%	2,884				
2005	100.0%	2,884	8.0%	41.31	22.15	6.84
2006	100.0%	2,884	10.0%	45.12	28.69	8.61
2007	100.0%	2,884	12.0%	48.47	36.87	11.98
2008	100.0%	2,884				
2009	100.0%	2,884				
2010	100.0%	2,884				
2011	100.0%	2,884				
2012	100.0%	2,884				

INVERSIONES, GASTOS DE FUNCIONAMIENTO, BENEFICIOS Y  
REDUCCIÓN DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA DEL ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL

(Miles US\$) 1a Etapa 2a Etapa

Inversiones	5,175	
Gastos de funcionamiento (anuales)	833	
Beneficios anuales	2,600	
Reducción de producción anual de energía	0.0%	0.0%

TASA	C O S T O S				B E N E F I C I O S				B-E	B/C
INTERES	(Miles de US\$)				(Miles de US\$)					
	Obras civ.	Equipo el.	Costos anual	Total	Costo tot.	Costo en. p.	Benef. EIA	Totales		
0.080	379,254	176,838	89,902	645,994	205,755	947,360	34,352	1,063,967	417,977	1.63
0.100	384,390	178,036	85,268	647,694	149,373	811,520	24,938	786,952	183,746	1.32
0.120	382,388	162,501	49,064	594,953	112,292	650,541	18,743	591,351	46,600	1.09

TASA INTERNA DE RETORNO =

12.92%	325,840	157,632	43,153	526,625	99,450	407,872	16,604	523,525	0	1.00
--------	---------	---------	--------	---------	--------	---------	--------	---------	---	------

RESULTADOS CON T.I.R.

RESULTADOS CON TASA DE INT. 8.0%

COSTO TOTAL (C)	(Miles de US\$)	526,625	COSTO TOTAL (C)	(Miles de US\$)	645,994
BENEFICIO TOTAL (B)	(Miles de US\$)	523,525	BENEFICIO TOTAL (B)	(Miles de US\$)	1,063,967
BENEFICIO NETO (B-C)	(Miles de US\$)	0	BENEFICIO NETO (B-C)	(Miles de US\$)	417,977
RELACION B/C		1.00	RELACION B/C		1.63
T.I.R.	( % )	12.92	COSTO POR kW INSTALADO	(US\$/kW)	1,337.1
			COSTO DE LA ENERGÍA	(US\$/MWh)	6,318.7

CRONOGRAMA DE COSTOS Y BENEFICIOS

ETAPA 1a

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE LOCA DDDO SINCLAIR

Tabla INT. : 51

C O S T O S					B E N E F I C I O S				
Proyecto hidroeléctrico					Costos marginales de expansión				
A N O S	(Miles de US\$)				(Miles de US\$)				Totales
	Obras civ.	Equipo elm.	Costos an. (Incl. EIA)	Totales	Costo pot.	Costo en. p.	Benef. EIA	Totales	
1	1956	27,277.3	0.0	27,277.3	0.0	0.0	0.0	0.0	
2	1957	37,795.9	26,171.4	63,967.3	0.0	0.0	0.0	0.0	
3	1958	48,659.3	13,933.9	62,593.2	0.0	0.0	0.0	0.0	
4	1959	65,694.9	37,000.4	102,695.3	0.0	0.0	0.0	0.0	
5	2000	71,925.7	35,577.6	110,603.3	0.0	0.0	0.0	0.0	
6	2001	40,751.4	19,097.9	60,019.3	0.0	0.0	0.0	0.0	
7	2002	3,713.1	17,535.2	6,804.5	15,573.2	63,870.0	2,600.0	82,043.1	
8	2003	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	63,870.0	2,600.0	82,043.1	
9	2004	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	63,870.0	2,600.0	82,043.1	
10	2005	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	63,870.0	2,600.0	82,043.1	
11	2006	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	63,870.0	2,600.0	82,043.1	
12	2007	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	63,870.0	2,600.0	82,043.1	
13	2008	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	63,870.0	2,600.0	82,043.1	
14	2009	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	63,870.0	2,600.0	82,043.1	
15	2010	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	63,870.0	2,600.0	82,043.1	
16	2011	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	63,870.0	2,600.0	82,043.1	
17	2012	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	63,870.0	2,600.0	82,043.1	
18	2013	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	63,870.0	2,600.0	82,043.1	
19	2014	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	63,870.0	2,600.0	82,043.1	
20	2015	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	63,870.0	2,600.0	82,043.1	
21	2016	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	63,870.0	2,600.0	82,043.1	
22	2017	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	63,870.0	2,600.0	82,043.1	
23	2018	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	63,870.0	2,600.0	82,043.1	
24	2019	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	63,870.0	2,600.0	82,043.1	
25	2020	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	63,870.0	2,600.0	82,043.1	
26	2021	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	63,870.0	2,600.0	82,043.1	
27	2022	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	63,870.0	2,600.0	82,043.1	
28	2023	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	63,870.0	2,600.0	82,043.1	
29	2024	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	63,870.0	2,600.0	82,043.1	
30	2025	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	63,870.0	2,600.0	82,043.1	
31	2026	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	63,870.0	2,600.0	82,043.1	
32	2027	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	63,870.0	2,600.0	82,043.1	
33	2028	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	63,870.0	2,600.0	82,043.1	
34	2029	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	63,870.0	2,600.0	82,043.1	
35	2030	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	63,870.0	2,600.0	82,043.1	
36	2031	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	63,870.0	2,600.0	82,043.1	
37	2032	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	63,870.0	2,600.0	82,043.1	
38	2033	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	63,870.0	2,600.0	82,043.1	
39	2034	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	63,870.0	2,600.0	82,043.1	

40	2035	0.0	8,804.5	8,804.5	13,573.2	63,870.0	2,800.0	82,043.1
41	2036	0.0	8,804.5	8,804.5	13,573.2	63,870.0	2,800.0	82,043.1
42	2037	55,159.9	8,804.5	71,964.4	13,573.2	63,870.0	2,800.0	82,043.1
43	2038	55,159.9	8,804.5	71,964.4	13,573.2	63,870.0	2,800.0	82,043.1
44	2039	0.0	8,804.5	8,804.5	13,573.2	63,870.0	2,800.0	82,043.1
45	2040	0.0	8,804.5	8,804.5	13,573.2	63,870.0	2,800.0	82,043.1
46	2041	0.0	8,804.5	8,804.5	13,573.2	63,870.0	2,800.0	82,043.1
47	2042	0.0	8,804.5	8,804.5	13,573.2	63,870.0	2,800.0	82,043.1
48	2043	0.0	8,804.5	8,804.5	13,573.2	63,870.0	2,800.0	82,043.1
49	2044	0.0	8,804.5	8,804.5	13,573.2	63,870.0	2,800.0	82,043.1
50	2045	0.0	8,804.5	8,804.5	13,573.2	63,870.0	2,800.0	82,043.1
51	2046	0.0	8,804.5	8,804.5	13,573.2	63,870.0	2,800.0	82,043.1
52	2047	0.0	8,804.5	8,804.5	13,573.2	63,870.0	2,800.0	82,043.1
53	2048	0.0	8,804.5	8,804.5	13,573.2	63,870.0	2,800.0	82,043.1
54	2049	0.0	8,804.5	8,804.5	13,573.2	63,870.0	2,800.0	82,043.1
55	2050	0.0	8,804.5	8,804.5	13,573.2	63,870.0	2,800.0	82,043.1
56	2051	0.0	8,804.5	8,804.5	13,573.2	63,870.0	2,800.0	82,043.1



EVAEIDIO

## EVALUACION DE LA TASA INTERNA DE RETORNO DE UN PROYECTO

e l c

08-May-91

ANALISIS ECONOMICO FINAL - MERCADO INFINITO, PRODUCCIONES NETAS, IMPACTO AMBIENTAL

VALOR PRESENTE AL INICIO DE LA PRODUCCION : SI (Si se tiene NO actualiza al inicio de la construcción)

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA COBO SINCLAIR Año inicio construcción 1996

TASA INT. : 10.00 ETAPA 1a FACTOR PLANTA 0.50

AÑOS DE CONSTRUCCION 7.0

CON LINEA DE TRANSMISION

CON IMPACTO AMBIENTAL

SIN REDUCCION DE LA PRODUCCION

## COSTOS DEL PROYECTO HIDROELECTRICO

(Miles de US\$)

Año de los desembolsos	INVERSION		INVERSION		Total
	Obras civ.	Equipo ele.	Obras civ.	Equipo ele.	
(1/1991)	(1/1991)	(1/1991)	(1/1991)	(1/1991)	
1996	26,538	0	26,538	0	26,538
1997	37,037	26,172	37,037	26,172	63,229
1998	48,120	13,934	48,120	13,934	62,054
1999	63,156	37,000	63,156	37,000	102,156
2000	70,286	39,578	70,286	39,578	109,864
2001	40,132	19,098	40,132	19,098	59,230
2002	3,174	17,535	3,174	17,535	20,709
2003	0	0	0	0	0
2004	0	0	0	0	0
2005	0	0	0	0	0
2006	0	0	0	0	0
2007	0	0	0	0	0
2008	0	0	0	0	0
-----					-----
	250,313	153,317	250,313	153,317	443,630

REEMPLAZO EQUIPOS ELNEC (80% del costo en dos años)

Año	Valor
2007	65,160
2008	65,160

FACTOR REAJUSTE COSTOS (entre los desembolsos y los costos marginales)

1.0000

COSTOS ANUALES DEL PROYECTO (1% obras civ.+2% equipos eléctricos)

(Miles de US\$)

(1/1991) (1/1991)

	2002	5,971	5,971
	2003	5,971	5,971
	2004	5,971	5,971
	2005	5,971	5,971
	2006	5,971	5,971
	2007	5,971	5,971
	2008	5,971	5,971
hasta la fin del periodo	2009	5,971	5,971

TASA DE INTERES DE REFERENCIA

10.00

CARACTERISTICAS PRODUCTIVAS DEL PROYECTO (a ins.)

AGF AM

Factor de planta 0.300

	1a ETAPA	2a ETAPA	TOTAL		
Potencia cont. 90% (MW)	293.0	0.0	293.0		
Potencia garant.(MW)	372.5	0.0	372.5		
Energía primaria (GWh)	2,863.5	0.0	2,863.5	2,863.5	0.0
Energía secundaria (GWh)	0.0	0.0	0.0		

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA CODO SINCLAIR

TASA INT. : 10.0%

ESCALONAMIENTO MERCADO (INFINITO)			COSTOS MARGINALES DEL PROYECTO al (1/1991)			
Año	( % )	(GWh)	Tasa inter.	Potencia (US\$/kW)	Energía br. (US\$/MWh)	Energía se. (US\$/MWh)
2002	100.0%	2,884				
2003	100.0%	2,884				
2004	100.0%	2,884				
2005	100.0%	2,884	6.0%	41.81	22.13	2.64
2006	100.0%	2,884	10.0%	45.12	24.67	5.61
2007	100.0%	2,884	12.0%	48.47	26.87	11.08
2008	100.0%	2,884				
2009	100.0%	2,884				
2010	100.0%	2,884				
2011	100.0%	2,884				
2012	100.0%	2,884				

INVERSIONES, GASTOS DE FUNCIONAMIENTO, BENEFICIOS Y  
REDUCCION DE PRODUCCION DE ENERGIA DEL ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL  
(Miles US\$) 1a Etapa 2a Etapa

Inversiones	5,175	
Gastos de funcionamiento (anuales)	833	
Beneficios anuales	2,600	
Reduccion de produccion anual de energia	0.0%	0.0%

TASA	C O S T O S				B E N E F I C I O S				B-C	B/C
INTERES	(Miles de US\$)				(Miles de US\$)					
	Obras civ. Equipo elm.	Costos anual	Total	Costo tot.	Costo en. o. benef. EIA	Totales				
0.080	431,234	223,612	102,224	757,269	252,477	1,242,825	39,050	1,554,362	777,093	1.03
0.100	403,203	202,657	74,212	680,172	183,292	701,258	28,355	1,113,906	433,735	1.64
0.120	377,942	183,944	53,789	619,674	132,791	678,278	21,317	837,386	217,711	1.35

TASA INTERNA DE RETORNO =  
15.57% 338,164 162,170 35,713 536,047 88,266 434,195 15,646 536,047 (10) 1.00

RESULTADOS CON T.I.R.

COSTO TOTAL (C)	(Miles de US\$)	536,047
BENEFICIO TOTAL (B)	(Miles de US\$)	536,047
BENEFICIO NETO (B-C)	(Miles de US\$)	(0)
RELACION B/C		1.00
T.I.R.	( % )	15.57

RESULTADOS CON TASA DE INT. 0.1

COSTO TOTAL (C)	(Miles de US\$)	680,172
BENEFICIO TOTAL (B)	(Miles de US\$)	1,113,906
BENEFICIO NETO (B-C)	(Miles de US\$)	433,735
RELACION B/C		1.64
COSTO POR KW INSTALADO	(US\$/kW)	1,427.5
COSTO DE LA ENERGIA	(US\$/MWh)	0.6246

CRONOGRAMA DE COSTOS Y BENEFICIOS

ETAPA 1a

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE OCEA CODO SINCLAIR

TASA INT. : 100

C O S T O S				B E N E F I C I O S			
Proyecto hidroeléctrico				Costos marginales de expansión			
(Miles de US\$)				(Miles de US\$)			
A N O S	Goras civ.	Equipo elo.	Totales	Costo net.	Costo en. y. Recet.	EIA	Totales
			(Incl. EIA)				
1	1996	27,277.3	0.0	27,277.3	0.0	0.0	0.0
2	1997	37,795.9	26,132.4	63,928.3	0.0	0.0	0.0
3	1998	48,839.3	13,933.9	62,793.3	0.0	0.0	0.0
4	1999	59,894.9	37,000.4	102,895.3	0.0	0.0	0.0
5	2000	71,025.7	39,577.6	110,603.3	0.0	0.0	0.0
6	2001	80,921.4	19,097.9	100,019.3	0.0	0.0	0.0
7	2002	3,913.1	17,535.2	6,304.5	16,306.1	82,728.2	2,600.0
8	2003	0.0	0.0	6,304.5	16,306.1	82,728.2	2,600.0
9	2004	0.0	0.0	6,304.5	16,306.1	82,728.2	2,600.0
10	2005	0.0	0.0	6,304.5	16,306.1	82,728.2	2,600.0
11	2006	0.0	0.0	6,304.5	16,306.1	82,728.2	2,600.0
12	2007	0.0	0.0	6,304.5	16,306.1	82,728.2	2,600.0
13	2008	0.0	0.0	6,304.5	16,306.1	82,728.2	2,600.0
14	2009	0.0	0.0	6,304.5	16,306.1	82,728.2	2,600.0
15	2010	0.0	0.0	6,304.5	16,306.1	82,728.2	2,600.0
16	2011	0.0	0.0	6,304.5	16,306.1	82,728.2	2,600.0
17	2012	0.0	0.0	6,304.5	16,306.1	82,728.2	2,600.0
18	2013	0.0	0.0	6,304.5	16,306.1	82,728.2	2,600.0
19	2014	0.0	0.0	6,304.5	16,306.1	82,728.2	2,600.0
20	2015	0.0	0.0	6,304.5	16,306.1	82,728.2	2,600.0
21	2016	0.0	0.0	6,304.5	16,306.1	82,728.2	2,600.0
22	2017	0.0	0.0	6,304.5	16,306.1	82,728.2	2,600.0
23	2018	0.0	0.0	6,304.5	16,306.1	82,728.2	2,600.0
24	2019	0.0	0.0	6,304.5	16,306.1	82,728.2	2,600.0
25	2020	0.0	0.0	6,304.5	16,306.1	82,728.2	2,600.0
26	2021	0.0	0.0	6,304.5	16,306.1	82,728.2	2,600.0
27	2022	0.0	0.0	6,304.5	16,306.1	82,728.2	2,600.0
28	2023	0.0	0.0	6,304.5	16,306.1	82,728.2	2,600.0
29	2024	0.0	0.0	6,304.5	16,306.1	82,728.2	2,600.0
30	2025	0.0	0.0	6,304.5	16,306.1	82,728.2	2,600.0
31	2026	0.0	0.0	6,304.5	16,306.1	82,728.2	2,600.0
32	2027	0.0	0.0	6,304.5	16,306.1	82,728.2	2,600.0
33	2028	0.0	0.0	6,304.5	16,306.1	82,728.2	2,600.0
34	2029	0.0	0.0	6,304.5	16,306.1	82,728.2	2,600.0
35	2030	0.0	0.0	6,304.5	16,306.1	82,728.2	2,600.0
36	2031	0.0	0.0	6,304.5	16,306.1	82,728.2	2,600.0
37	2032	0.0	0.0	6,304.5	16,306.1	82,728.2	2,600.0
38	2033	0.0	0.0	6,304.5	16,306.1	82,728.2	2,600.0
39	2034	0.0	0.0	6,304.5	16,306.1	82,728.2	2,600.0

40	2035	0.0	6,804.5	6,804.5	16,808.1	82,728.2	2,600.0	102,134.3
41	2036	0.0	6,804.5	6,804.5	16,808.1	82,728.2	2,600.0	102,134.3
42	2037	65,159.9	6,804.5	71,964.4	16,808.1	82,728.2	2,600.0	102,134.3
43	2038	65,159.9	6,804.5	71,964.4	16,808.1	82,728.2	2,600.0	102,134.3
44	2039	0.0	6,804.5	6,804.5	16,808.1	82,728.2	2,600.0	102,134.3
45	2040	0.0	6,804.5	6,804.5	16,808.1	82,728.2	2,600.0	102,134.3
46	2041	0.0	6,804.5	6,804.5	16,808.1	82,728.2	2,600.0	102,134.3
47	2042	0.0	6,804.5	6,804.5	16,808.1	82,728.2	2,600.0	102,134.3
48	2043	0.0	6,804.5	6,804.5	16,808.1	82,728.2	2,600.0	102,134.3
49	2044	0.0	6,804.5	6,804.5	16,808.1	82,728.2	2,600.0	102,134.3
50	2045	0.0	6,804.5	6,804.5	16,808.1	82,728.2	2,600.0	102,134.3
51	2046	0.0	6,804.5	6,804.5	16,808.1	82,728.2	2,600.0	102,134.3
52	2047	0.0	6,804.5	6,804.5	16,808.1	82,728.2	2,600.0	102,134.3
53	2048	0.0	6,804.5	6,804.5	16,808.1	82,728.2	2,600.0	102,134.3
54	2049	0.0	6,804.5	6,804.5	16,808.1	82,728.2	2,600.0	102,134.3
55	2050	0.0	6,804.5	6,804.5	16,808.1	82,728.2	2,600.0	102,134.3
56	2051	0.0	6,804.5	6,804.5	16,808.1	82,728.2	2,600.0	102,134.3

EVAEID12

## EVALUACION DE LA TASA INTERNA DE RETORNO DE UN PROYECTO

e 1 c

03-Mar-92

## ANALISIS ECONOMICO FINAL - MERCADO INFINITO. PRODUCCIONES NETAS. IMPACTO AMBIENTAL

VALOR PRESENTE AL INICIO DE LA PRODUCCION : SI (Si se pone NO actualiza al inicio de la construcción)

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA COPO SINCLAIR AÑO inicio construcción 1996

TASA INT. : 12.0% ETAPA 1a FACTOR PLANTA 0.80

AÑOS DE CONSTRUCCION 7.0

CON LINEA DE TRANSMISION

CON IMPACTO AMBIENTAL

COSTOS DEL PROYECTO HIDROELECTRICO

SIN REDUCCION DE LA PRODUCCION

(Miles de US\$)

AÑO de los desembolsos	INVERSION (1/1991)		INVERSION (1/1991)		Total
	Gorras civ.	Equipo el.	Gorras civ.	Equipo el.	
1996	26,538	0	26,538	0	26,538
1997	37,057	26,172	37,057	26,172	63,229
1998	42,120	13,934	42,120	13,934	56,054
1999	65,156	37,000	65,156	37,000	102,156
2000	70,286	37,578	70,286	37,578	107,864
2001	40,182	19,098	40,182	19,098	59,280
2002	3,174	17,535	3,174	17,535	20,709
2003	0	0	0	0	0
2004	0	0	0	0	0
2005	0	0	0	0	0
2006	0	0	0	0	0
2007	0	0	0	0	0
2008	0	0	0	0	0
<hr/>					
	290,513	153,317	290,513	153,317	443,830

REPLAZO EQUIPOS ELAEC 195% del costo en dos años)

AÑO Valor

2007 65,160

2008 65,160

FACTOR REAJUSTE COSTOS (entre los desembolsos y los costos marginales)

1.0000

COSTOS ANUALES DEL PROYECTO (1% gorras civ.+2% equipos elaec)

(Miles de US\$)

(1/1991) (1/1991)

2002	5,971	5,971
2003	5,971	5,971
2004	5,971	5,971
2005	5,971	5,971
2006	5,971	5,971
2007	5,971	5,971
2008	5,971	5,971
2009	5,971	5,971

hasta la fin del periodo

TASA DE INTERES DE REFERENCIA

12.0%

CARACTERISTICAS PRODUCTIVAS DEL PROYECTO (A una

425 MW)

Factor de planta

0.800

1a ETAPA

2a ETAPA

TOTAL

Potencia confi. 90% (MW) 298.0 0.0 298.0

Potencia garanti.(MW) 372.5 0.0 372.5

Energía primaria (GWh) 2,583.5 0.0 2,583.5

2,663.5 0.0

Energía secundaria (GWh) 0.0 0.0 0.0

Proyecto hidr. eléctrico de : PROYECTO DE COCA CORD SINCLAIR

TASA INT. : 12.0%

ESCALONAMIENTO MERCADO (INFINITO)			COSTOS MARGINALES DEL PROYECTO al (1/1991)			
Año	( % )	(GWh)	Tasa inter.	Potencia (US\$/kW)	Energía pr. (US\$/MWh)	Energía se. (US\$/MWh)
2002	100.0%	2.884				
2003	100.0%	2.884				
2004	100.0%	2.884				
2005	100.0%	2.884	8.0%	41.31	22.15	6.80
2006	100.0%	2.884	10.0%	45.12	26.59	8.81
2007	100.0%	2.884	12.0%	48.47	36.87	11.08
2008	100.0%	2.884				
2009	100.0%	2.884				
2010	100.0%	2.884				
2011	100.0%	2.884				
2012	100.0%	2.884				

INVERSIONES, GASTOS DE FUNCIONAMIENTO, BENEFICIOS Y  
REDUCCION DE PRODUCCION DE ENERGIA DEL ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL  
(Miles US\$) 1a Etapa 2a Etapa

Inversiones	5,175	
Gastos de funcionamiento (anuales)	833	
Beneficios anuales	2,600	
Reduccion de produccion anual de energia	0.0%	0.0%

TASA	C O S T O S				B E N E F I C I O S				R-C	R/C
INTERES	(Miles de US\$)				(Miles de US\$)					
	Obras civ.	Equipo elec.	Costos anual	Total	Costo pot.	Costo en. p.	Benef. EIA	Totales		
0.080	489,204	253,899	118,765	861,868	307,683	1,811,882	44,711	2,165,376	1,304,807	2.52
0.100	457,518	229,901	84,188	771,607	222,370	1,313,379	32,163	1,570,917	779,310	2.04
0.120	428,748	210,740	65,269	704,757	167,920	988,843	24,193	1,180,946	477,769	1.68

TASA INTERNA DE RETORNO =  
18.52% 351,448 165,785 29,289 546,519 77,710 457,613 11,191 546,519 0 1.00

RESULTADOS CON T.I.R.

COSTO TOTAL (C)	(Miles de US\$)	546,519
BENEFICIO TOTAL (B)	(Miles de US\$)	546,519
BENEFICIO NETO (B-C)	(Miles de US\$)	0
RELACION B/C		1.00
T.I.R.	( % )	18.52

RESULTADOS CON TASA DE INT. 6.12

COSTO TOTAL (C)	(Miles US\$)	702,977
BENEFICIO TOTAL (B)	(Miles US\$)	1,180,946
BENEFICIO NETO (B-C)	(Miles US\$)	477,969
RELACION B/C		1.68
COSTO POR KW INSTALADO	(US\$/kW)	1,508.7
COSTO DE LA ENERGIA	(US\$/kWh)	0.0715

CRONOGRAMA DE COSTOS Y BENEFICIOS

ETAPA 1a

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA CODO SINCLAIR

TASA INI. : 12%

C O S T O S				B E N E F I C I O S			
Proyecto hidroeléctrico				Costos marginales de expansión			
A N O S	(Miles de US\$)			(Miles de US\$)			
	Obras civ.	Equipo elm.	Totales	Costo net.	Costo en. p.	Benef. EIA	Totales
			(Incl. EIA)				
1	1996	27,277.3	0.0	27,277.3	0.0	0.0	0.0
2	1997	37,795.9	26,172.4	63,968.3	0.0	0.0	0.0
3	1998	48,859.3	13,753.9	62,613.3	0.0	0.0	0.0
4	1999	65,894.9	37,666.4	103,561.3	0.0	0.0	0.0
5	2000	71,025.7	39,577.6	110,603.3	0.0	0.0	0.0
6	2001	40,721.4	19,097.0	60,018.3	0.0	0.0	0.0
7	2002	3,915.1	17,535.2	6,304.5	16,053.9	106,315.4	126,969.2
8	2003	0.0	0.0	6,304.5	16,053.9	106,315.4	126,969.2
9	2004	0.0	0.0	6,304.5	16,053.9	106,315.4	126,969.2
10	2005	0.0	0.0	6,304.5	16,053.9	106,315.4	126,969.2
11	2006	0.0	0.0	6,304.5	16,053.9	106,315.4	126,969.2
12	2007	0.0	0.0	6,304.5	16,053.9	106,315.4	126,969.2
13	2008	0.0	0.0	6,304.5	16,053.9	106,315.4	126,969.2
14	2009	0.0	0.0	6,304.5	16,053.9	106,315.4	126,969.2
15	2010	0.0	0.0	6,304.5	16,053.9	106,315.4	126,969.2
16	2011	0.0	0.0	6,304.5	16,053.9	106,315.4	126,969.2
17	2012	0.0	0.0	6,304.5	16,053.9	106,315.4	126,969.2
18	2013	0.0	0.0	6,304.5	16,053.9	106,315.4	126,969.2
19	2014	0.0	0.0	6,304.5	16,053.9	106,315.4	126,969.2
20	2015	0.0	0.0	6,304.5	16,053.9	106,315.4	126,969.2
21	2016	0.0	0.0	6,304.5	16,053.9	106,315.4	126,969.2
22	2017	0.0	0.0	6,304.5	16,053.9	106,315.4	126,969.2
23	2018	0.0	0.0	6,304.5	16,053.9	106,315.4	126,969.2
24	2019	0.0	0.0	6,304.5	16,053.9	106,315.4	126,969.2
25	2020	0.0	0.0	6,304.5	16,053.9	106,315.4	126,969.2
26	2021	0.0	0.0	6,304.5	16,053.9	106,315.4	126,969.2
27	2022	0.0	0.0	6,304.5	16,053.9	106,315.4	126,969.2
28	2023	0.0	0.0	6,304.5	16,053.9	106,315.4	126,969.2
29	2024	0.0	0.0	6,304.5	16,053.9	106,315.4	126,969.2
30	2025	0.0	0.0	6,304.5	16,053.9	106,315.4	126,969.2
31	2026	0.0	0.0	6,304.5	16,053.9	106,315.4	126,969.2
32	2027	0.0	0.0	6,304.5	16,053.9	106,315.4	126,969.2
33	2028	0.0	0.0	6,304.5	16,053.9	106,315.4	126,969.2
34	2029	0.0	0.0	6,304.5	16,053.9	106,315.4	126,969.2
35	2030	0.0	0.0	6,304.5	16,053.9	106,315.4	126,969.2
36	2031	0.0	0.0	6,304.5	16,053.9	106,315.4	126,969.2
37	2032	0.0	0.0	6,304.5	16,053.9	106,315.4	126,969.2
38	2033	0.0	0.0	6,304.5	16,053.9	106,315.4	126,969.2
39	2034	0.0	0.0	6,304.5	16,053.9	106,315.4	126,969.2

40	2035	0.0	6,804.5	6,804.5	13,053.9	106,315.4	2,600.0	126,969.2
41	2036	0.0	6,804.5	6,804.5	13,053.9	106,315.4	2,600.0	126,969.2
42	2037	65,159.9	6,804.5	71,964.4	13,053.9	106,315.4	2,600.0	126,969.2
43	2038	65,159.9	6,804.5	71,964.4	13,053.9	106,315.4	2,600.0	126,969.2
44	2039	0.0	6,804.5	6,804.5	13,053.9	106,315.4	2,600.0	126,969.2
45	2040	0.0	6,804.5	6,804.5	13,053.9	106,315.4	2,600.0	126,969.2
46	2041	0.0	6,804.5	6,804.5	13,053.9	106,315.4	2,600.0	126,969.2
47	2042	0.0	6,804.5	6,804.5	13,053.9	106,315.4	2,600.0	126,969.2
48	2043	0.0	6,804.5	6,804.5	13,053.9	106,315.4	2,600.0	126,969.2
49	2044	0.0	6,804.5	6,804.5	13,053.9	106,315.4	2,600.0	126,969.2
50	2045	0.0	6,804.5	6,804.5	13,053.9	106,315.4	2,600.0	126,969.2
51	2046	0.0	6,804.5	6,804.5	13,053.9	106,315.4	2,600.0	126,969.2
52	2047	0.0	6,804.5	6,804.5	13,053.9	106,315.4	2,600.0	126,969.2
53	2048	0.0	6,804.5	6,804.5	13,053.9	106,315.4	2,600.0	126,969.2
54	2049	0.0	6,804.5	6,804.5	13,053.9	106,315.4	2,600.0	126,969.2
55	2050	0.0	6,804.5	6,804.5	13,053.9	106,315.4	2,600.0	126,969.2
56	2051	0.0	6,804.5	6,804.5	13,053.9	106,315.4	2,600.0	126,969.2



EVAEZ008 EVALUACION DE LA TASA INTERNA DE RETORNO DE UN PROYECTO e 1 c 15-Mar-12  
 ANALISIS ECONOMICO FINAL - MERCADO INFINITO, PRODUCCIONES NETAS, IMPACTO AMBIENTAL  
 VALOR PRESENTE AL INICIO DE LA PRODUCCION : 51 151 se pone NO actualiza al inicio de la construcción  
 Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE LOCA COMO SINCLAIR Año inicio construcción 2003  
 TASA INT. : 8.0% ETAPA 1a FACTOR PLANTA 0.80  
 AÑOS DE CONSTRUCCION 5.0 CON LINEA DE TRANSMISION  
 CON IMPACTO AMBIENTAL  
 SIN REDUCCION DE LA PRODUCCION

COSTOS DEL PROYECTO HIDROELECTRICO

(Miles de US\$)

AÑO de los desembolsos	INVERSION (1/1991)		INVERSION (1/1991)		Total
	Obras civ.	Equipo el.	Obras civ.	Equipo el.	
2003	15,366	0	15,366	0	15,366
2004	46,500	23,161	46,500	23,161	69,661
2005	44,579	23,159	44,579	23,159	67,738
2006	50,557	79,825	50,557	79,825	130,382
2007	5,716	11,432	5,716	11,432	17,148
2008	0	0	0	0	0
2009	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0
	140,920	137,576	140,920	137,576	278,496

REPLAZO EQUIPOS ELMEC (50% del costo en dos años)

AÑO Valor al 1/91

2041 56,471

2043 56,471

FACTOR AJUSTE COSTOS (entre los desembolsos y los costos marginales)

1.0000

COSTOS ANUALES DEL PROYECTO (10 obras civ.+20 equipos elmecc)

(Miles de US\$)

(1/1991) (1/1991)

2006	4,161	4,161
2009	4,161	4,161
2010	4,161	4,161
2011	4,161	4,161
2012	4,161	4,161
2013	4,161	4,161
2014	4,161	4,161
2015	4,161	4,161

hasta la fin del periodo

TASA DE INTERES DE REFERENCIA

8.0%

CARACTERISTICAS PRODUCTIVAS DEL PROYECTO a 1 me.

410 M3 de Escoria

Factor de planta

0.800

	1a ETAPA	2a ETAPA	TOTAL
Potencia cont. (MW)	292.0	294.7	586.7
Potencia garant.(MW)	372.5	366.4	738.9
Energía primaria (GWh)	2,683.5	2,637.2	5,320.7
Energía secundaria (GWh)	0.0	0.0	0.0

1,363.5 1,367.2

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA LOBO SINCLAIR

TASA INT. : 5.00

ESCALONAMIENTO MERCADO (INFINITO)

COSTOS MARGINALES DEL PROYECTO al (1/1991)

Año	( % )	(GWh)	Tasa inter.	Potencia (US\$/kW)	Energía pr. (US\$/MWh)	Energía se. (US\$/MWh)
2008	100.00	2,837				
2009	100.00	2,837				
2010	100.00	2,837				
2011	100.00	2,837	8.00	41.81	22.15	1.84
2012	100.00	2,837	10.00	43.12	26.87	8.81
2013	100.00	2,837	12.00	48.47	38.87	11.08
2014	100.00	2,837				
2015	100.00	2,837				
2016	100.00	2,837				
2017	100.00	2,837				
2018	100.00	2,837				

INVERSIONES, GASTOS DE FUNCIONAMIENTO, BENEFICIOS Y

REDUCCION DE PRODUCCION DE ENERGIA DEL ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL

(Miles US\$) 1a Etapa 2a Etapa

Inversiones	5,175	
Gastos de funcionamiento (anuales)	833	
Beneficios anuales	2,600	
Reduccion de produccion anual de energia	0.0%	0.0%

TASA INTERES	C O S T O S (Miles de US\$)				B E N E F I C I O S (Miles de US\$)				B-C	R/C
	Caras civ.	Equipo eta.	Costos anual	Total	Costo tot.	Costo en. o. benef. EIA	Totales			
0.08	172,383	161,450	81,091	334,924	158,443	786,812	0	937,254	582,330	1.42
0.10	183,442	147,832	45,172	356,471	159,338	568,473	0	787,811	561,340	1.39
0.12	188,253	137,170	24,578	329,978	166,852	435,123	0	541,775	214,727	1.56

TASA INTERNA DE RETORNO =

18.78%	131,836	110,831	16,829	258,996	50,985	208,011	0	258,996	0	1.00
--------	---------	---------	--------	---------	--------	---------	---	---------	---	------

RESULTADOS CON T.I.R.

RESULTADOS CON TASA DE INT. 0.08

COSTO TOTAL (C)	(Miles de US\$)	334,924	COSTO TOTAL (C)	(Miles de US\$)	334,924
BENEFICIO TOTAL (B)	(Miles de US\$)	937,254	BENEFICIO TOTAL (B)	(Miles de US\$)	937,254
BENEFICIO NETO (B-C)	(Miles de US\$)	602,330	BENEFICIO NETO (B-C)	(Miles de US\$)	602,330
RELACION B/C		1.42	RELACION B/C		1.42
T.I.R.	( % )	18.78	COSTO POR KW INSTALADO	(US\$/kW)	795.0
			COSTO DE LA ENERGIA	(US\$/kWh)	0.0114

CRONOGRAMA DE COSTOS Y BENEFICIOS

ETAPA 2a

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE OCEA LOBO SINCLAIR

TASA INT. : 8%

C O S T O S					B E N E F I C I O S				
Proyecto hidroeléctrico					Costos marginales de expansión				
(Miles de US\$)					(Miles de US\$)				
A Ñ O S		Obras civ. Equino est.	Costos an. (Incl. EIA)	Totales	Costo act. Costo en. p. benef. EIA			Totales	
1	2003	15,366.0	0.0	15,366.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2	2004	40,500.5	23,161.5	63,662.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
3	2005	44,878.7	23,159.3	68,038.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
4	2006	38,356.9	79,823.1	118,180.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
5	2007	3,315.5	11,432.5	14,748.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
6	2008	0.0	0.0	4,773.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7	
7	2009	1,035.0	0.0	4,773.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7	
8	2010	1,035.0	0.0	4,773.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7	
9	2011	1,035.0	0.0	4,773.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7	
10	2012	1,035.0	0.0	4,773.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7	
11	2013	1,035.0	0.0	4,773.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7	
12	2014	1,035.0	0.0	4,773.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7	
13	2015	1,035.0	0.0	4,773.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7	
14	2016	0.0	0.0	4,773.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7	
15	2017	0.0	0.0	4,773.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7	
16	2018	0.0	0.0	4,773.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7	
17	2019	0.0	0.0	4,773.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7	
18	2020	0.0	0.0	4,773.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7	
19	2021	0.0	0.0	4,773.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7	
20	2022	0.0	0.0	4,773.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7	
21	2023	0.0	0.0	4,773.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7	
22	2024	0.0	0.0	4,773.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7	
23	2025	0.0	0.0	4,773.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7	
24	2026	0.0	0.0	4,773.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7	
25	2027	0.0	0.0	4,773.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7	
26	2028	0.0	0.0	4,773.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7	
27	2029	0.0	0.0	4,773.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7	
28	2030	0.0	0.0	4,773.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7	
29	2031	0.0	0.0	4,773.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7	
30	2032	0.0	0.0	4,773.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7	
31	2033	0.0	0.0	4,773.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7	
32	2034	0.0	0.0	4,773.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7	
33	2035	0.0	0.0	4,773.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7	
34	2036	0.0	0.0	4,773.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7	
35	2037	0.0	0.0	4,773.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7	
36	2038	0.0	0.0	4,773.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7	
37	2039	0.0	0.0	4,773.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7	
38	2040	0.0	0.0	4,773.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7	
39	2041	0.0	0.0	4,773.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7	

40	2042	58,470.8	4,993.8	63,464.6	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
41	2043	58,470.8	4,993.8	63,464.6	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
42	2044	0.0	4,993.8	4,993.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
43	2045	0.0	4,993.8	4,993.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
44	2046	0.0	4,993.8	4,993.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
45	2047	0.0	4,993.8	4,993.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
46	2048	0.0	4,993.8	4,993.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
47	2049	0.0	4,993.8	4,993.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
48	2050	0.0	4,993.8	4,993.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
49	2051	0.0	4,993.8	4,993.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
50	2052	0.0	4,993.8	4,993.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
51	2053	0.0	4,993.8	4,993.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
52	2054	0.0	4,993.8	4,993.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
53	2055	0.0	4,993.8	4,993.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
54	2056	0.0	4,993.8	4,993.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
55	2057	0.0	4,993.8	4,993.8	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7

EVAEZMIO

## EVALUACION DE LA TASA INTERNA DE RETORNO DE UN PROYECTO

e 1 c 02-May-92

## ANALISIS ECONOMICO FINAL - MERCADO INFINITO, PRODUCCIONES NETAS, IMPACTO AMBIENTAL

VALOR PRESENTE AL INICIO DE LA PRODUCCION : 31 (Si se pone NO actualiza el inicio de la construcción)

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA CODO SINCLAIR AÑO inicio construcción 2003

TASA INT. : 10.00 ETAPA 1a FACTOR PLANTA 0.30

AÑOS DE CONSTRUCCION 3.0

CON LINEA DE TRANSMISION

CON IMPACTO AMBIENTAL

COSTOS DEL PROYECTO HIDROELECTRICO

SIN REDUCCION DE LA PRODUCCION

(Miles de US\$)

AÑO de los desembolsos	INVERSION (1/1991)		INVERSION (1/1991)		Total
	Obras civ.	Equipo elc.	Obras civ.	Equipo elc.	
2003	15,366	0	15,366	0	15,366
2004	40,500	23,162	40,500	23,162	63,662
2005	44,279	23,159	44,279	23,159	68,038
2006	36,857	75,323	36,857	75,323	116,654
2007	3,316	11,432	3,316	11,432	14,748
2008	0	0	0	0	0
2009	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0
<hr/>					
	140,920	137,578	140,920	137,578	278,498

REEMPLAZO EQUIPOS ELNEE (55% del costo en dos años)

AÑO Valor al 1/91

2042 53,471

2043 55,471

FACTOR REAJUSTE COSTOS (entre los desembolsos y los costos marginales)

1.0000

COSTOS ANUALES DEL PROYECTO (1a obras civ.+20 equipos elct)

(Miles de US\$)

(1/1991) (1/1991)

2003 4,161 4,161

2009 4,161 4,161

2010 4,161 4,161

2011 4,161 4,161

2012 4,161 4,161

2013 4,161 4,161

2014 4,161 4,161

hasta la fin del periodo 2015 4,161 4,161

TASA DE INTERES DE REFERENCIA

10.00

CARACTERISTICAS PRODUCTIVAS DEL PROYECTO (P. ins.

400

# 2a Etapa)

Factor de planta 0.200

1a ETAPA

2a ETAPA

TOTAL

Potencia cont. 90% (MW) 293.4 294.7 592.7

Potencia garant.(MW) 372.3 368.4 740.7

Energía primaria (GWh) 2,853.3 2,837.2 5,710.5

1,263.3

1,237.1

Energía secundaria (GWh) 0.0 0.0 0.0

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA COCO -INCLAIR

TASA INT. : 10.00

ESCALONAMIENTO MERCADO (INFINITO;

COSTOS MARGINALES DEL PROYECTO al (1/1991)

Año	(t)	(GWh)	Tasa inter.	Potencia (MW)	Energía pr. (GWh/MWh)	Energía sp. (GWh/MWh)
2005	100.00	2.337				
2006	100.00	2.337				
2010	100.00	2.337				
2011	100.00	2.337	5.0%	41.31	22.13	6.64
2012	100.00	2.337	10.0%	43.12	23.69	3.61
2013	100.00	2.337	12.0%	48.47	36.97	11.03
2014	100.00	2.337				
2015	100.00	2.337				
2016	100.00	2.337				
2017	100.00	2.337				
2018	100.00	2.337				

INVERSIONES, GASTOS DE FUNCIONAMIENTO, BENEFICIOS )

REDUCCION DE PRODUCCION DE ENERGIA DEL ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL

(Miles US\$) 1a Etapa 2a Etapa

Inversiones	5,175	
Gastos de funcionamiento (anuales)	835	
Beneficios anuales	2,600	
Reduccion de produccion anual de energia	0.00	0.00

TASA INTERES	C O S T O S				B E N E F I C I O S				A-C	R/C
	(Miles de US\$)				(Miles de US\$)					
	Costos inv.	Equipo elec.	Costos anual	Total	Costo tot.	Costo en. a. Benef. EIA	Totales			
0.00	189,947	178,963	66,961	432,871	222,902	1,091,424	0	1,314,326	681,528	3.04
0.10	179,148	161,963	47,512	389,723	164,617	907,070	0	971,687	581,164	2.49
0.12	170,149	150,350	37,898	358,397	126,153	617,731	0	743,902	385,510	2.03

TASA INTERNA DE RETORNO =

22.46%	122,050	109,973	12,997	255,119	43,264	211,853	0	255,119	(0)	1.00
--------	---------	---------	--------	---------	--------	---------	---	---------	-----	------

RESULTADOS CON T.I.A.

RESULTADOS CON TASA DE INT. 0.1

COSTO TOTAL (C)	(Miles de US\$)	255,119	COSTO TOTAL (C)	(Miles de US\$)	390,723
BENEFICIO TOTAL (B)	(Miles de US\$)	255,119	BENEFICIO TOTAL (B)	(Miles de US\$)	971,687
BENEFICIO NETO (B-C)	(Miles de US\$)	0	BENEFICIO NETO (B-C)	(Miles de US\$)	581,164
RELACION B/C		1.00	RELACION B/C		2.49
T.I.A.	( % )	22.46	COSTO POR KW INSTALADO	(US\$/KW)	512.5
			COSTO DE LA ENERGIA	(US\$/kWh)	0.1145

CRONOGRAMA DE COSTOS Y BENEFICIOS

ETAPA 2a

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA TODO SINCLAIR

TASA INT. : 10%

C O S T O S				B E N E F I C I O S			
Proyecto hidroeléctrico				Costos marginales de expansión			
A N O S	(Miles de US\$)			(Miles de US\$)			
	Obras civ. Equipo elm.	Costos an.	Totales (Incl. EIA)	Costo pot.	Costo en. r.	Benef. EIA	Totales
1	2003	15,366.0	0.0	15,366.0	0.0	0.0	0.0
2	2004	40,500.5	23,161.5	63,662.0	0.0	0.0	0.0
3	2005	44,875.7	23,159.3	68,035.0	0.0	0.0	0.0
4	2006	56,858.9	79,625.1	136,484.0	0.0	0.0	0.0
5	2007	3,313.5	11,432.5	14,746.0	0.0	0.0	0.0
6	2008	0.0	0.0	4,993.8	16,523.3	31,400.4	93,023.8
7	2009	1,033.0	0.0	4,993.8	16,523.3	31,400.4	93,023.8
8	2010	1,033.0	0.0	4,993.8	16,523.3	31,400.4	93,023.8
9	2011	1,033.0	0.0	4,993.8	16,523.3	31,400.4	93,023.8
10	2012	1,033.0	0.0	4,993.8	16,523.3	31,400.4	93,023.8
11	2013	1,033.0	0.0	4,993.8	16,523.3	31,400.4	93,023.8
12	2014	1,033.0	0.0	4,993.8	16,523.3	31,400.4	93,023.8
13	2015	1,033.0	0.0	4,993.8	16,523.3	31,400.4	93,023.8
14	2016	0.0	0.0	4,993.8	16,523.3	31,400.4	93,023.8
15	2017	0.0	0.0	4,993.8	16,523.3	31,400.4	93,023.8
16	2018	0.0	0.0	4,993.8	16,523.3	31,400.4	93,023.8
17	2019	0.0	0.0	4,993.8	16,523.3	31,400.4	93,023.8
18	2020	0.0	0.0	4,993.8	16,523.3	31,400.4	93,023.8
19	2021	0.0	0.0	4,993.8	16,523.3	31,400.4	93,023.8
20	2022	0.0	0.0	4,993.8	16,523.3	31,400.4	93,023.8
21	2023	0.0	0.0	4,993.8	16,523.3	31,400.4	93,023.8
22	2024	0.0	0.0	4,993.8	16,523.3	31,400.4	93,023.8
23	2025	0.0	0.0	4,993.8	16,523.3	31,400.4	93,023.8
24	2026	0.0	0.0	4,993.8	16,523.3	31,400.4	93,023.8
25	2027	0.0	0.0	4,993.8	16,523.3	31,400.4	93,023.8
26	2028	0.0	0.0	4,993.8	16,523.3	31,400.4	93,023.8
27	2029	0.0	0.0	4,993.8	16,523.3	31,400.4	93,023.8
28	2030	0.0	0.0	4,993.8	16,523.3	31,400.4	93,023.8
29	2031	0.0	0.0	4,993.8	16,523.3	31,400.4	93,023.8
30	2032	0.0	0.0	4,993.8	16,523.3	31,400.4	93,023.8
31	2033	0.0	0.0	4,993.8	16,523.3	31,400.4	93,023.8
32	2034	0.0	0.0	4,993.8	16,523.3	31,400.4	93,023.8
33	2035	0.0	0.0	4,993.8	16,523.3	31,400.4	93,023.8
34	2036	0.0	0.0	4,993.8	16,523.3	31,400.4	93,023.8
35	2037	0.0	0.0	4,993.8	16,523.3	31,400.4	93,023.8
36	2038	0.0	0.0	4,993.8	16,523.3	31,400.4	93,023.8
37	2039	0.0	0.0	4,993.8	16,523.3	31,400.4	93,023.8
38	2040	0.0	0.0	4,993.8	16,523.3	31,400.4	93,023.8
39	2041	0.0	0.0	4,993.8	16,523.3	31,400.4	93,023.8

40	2042	52,470.8	4,993.8	63,464.6	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
41	2043	52,470.8	4,993.8	63,464.6	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
42	2044	0.0	4,993.8	4,993.8	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
43	2045	0.0	4,993.8	4,993.8	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
44	2046	0.0	4,993.8	4,993.8	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
45	2047	0.0	4,993.8	4,993.8	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
46	2048	0.0	4,993.8	4,993.8	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
47	2049	0.0	4,993.8	4,993.8	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
48	2050	0.0	4,993.8	4,993.8	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
49	2051	0.0	4,993.8	4,993.8	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
50	2052	0.0	4,993.8	4,993.8	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
51	2053	0.0	4,993.8	4,993.8	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
52	2054	0.0	4,993.8	4,993.8	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
53	2055	0.0	4,993.8	4,993.8	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
54	2056	0.0	4,993.8	4,993.8	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
55	2057	0.0	4,993.8	4,993.8	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8



EWAE2012

## EVALUACION DE LA TASA INTERNA DE RETORNO DE UN PROYECTO

e 1 c

08-May-92

## ANALISIS ECONOMICO FINAL - MERCADO INFINITO. PRODUCCIONES NETAS. IMPACTO AMBIENTAL

VALOR PRESENTE AL INICIO DE LA PRODUCCION : SI (SI se pone NO actualiza al inicio de la construcción)

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA COPO SINCLAIR AÑO inicio construcción 2003

TASA INT. : 12.0% ETAPA 2a FACTOR PLANTA 0.60

AÑOS DE CONSTRUCCION 3.0

CON LINEA DE TRANSMISION

CON IMPACTO AMBIENTAL

COSTOS DEL PROYECTO HIDROELECTRICO

SIN REDUCCION DE LA PRODUCCION

(Miles de US\$)

AÑO de los desarrollos	INVERSION (1/1991)		INVERSION (1/1991)		Total
	Obras civ.	Equipo elec.	Obras civ.	Equipo elec.	
2003	15,366	0	15,366	0	15,366
2004	40,500	23,162	40,500	23,162	63,662
2005	44,879	23,159	44,879	23,159	68,038
2006	36,857	77,325	36,857	77,325	114,182
2007	3,316	11,432	3,316	11,432	14,748
2008	0	0	0	0	0
2009	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0
<hr/>					
	140,920	137,378	140,920	137,378	278,298

REEMPLAZO EQUIPOS ELNEE (35% del costo en dos años)

AÑO Valor al 1/91

2008 55,471

2009 55,471

FACTOR REANUSIE COSTOS (entre los desarrollos y los costos marginales)

1.0000

COSTOS ANUALES DEL PROYECTO (14 obras civ.+13 equipos elec)

(Miles de US\$)

(1/1991) (1/1991)

2008	4,161	4,161
2009	4,161	4,161
2010	4,161	4,161
2011	4,161	4,161
2012	4,161	4,161
2013	4,161	4,161
2014	4,161	4,161
2015	4,161	4,161

hasta la fin del periodo

1613 4,161 4,161

TASA DE INTERES DE REFERENCIA

12.0%

CARACTERISTICAS PRODUCTIVAS DEL PROYECTO (Fase 1)

400

MW 2a Etapa

Factor de planta 0.600

	1a ETAPA	2a ETAPA	TOTAL
Potencia cont. 90% (MW)	298.0	294.7	592.7
Potencia garant. (MW)	372.5	368.0	740.5
Energía primaria (GWh)	2,553.5	2,537.2	5,090.7
Energía secundaria (GWh)	0.0	0.0	0.0

2,553.5 2,537.2

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE 100A CONO SINCLAIR

TASA INT. : 12.0%

ESCALONAMIENTO MERCADO (INFINITO)			COSTOS MARGINALES DEL PROYECTO a) (1/1991)			
Año	(%)	(MW)	Tasa inter.	Potencia (US\$/kW)	Energía pr. (US\$/MWh)	Energía se. (US\$/MWh)
2005	100.0%	2,337				
2009	100.0%	2,337				
2010	100.0%	2,337				
2011	100.0%	2,337	8.0%	41.31	27.13	3.34
2012	100.0%	2,337	10.0%	43.12	28.69	3.31
2013	100.0%	2,337	12.0%	43.47	30.37	3.00
2014	100.0%	2,337				
2015	100.0%	2,337				
2016	100.0%	2,337				
2017	100.0%	2,337				
2018	100.0%	2,337				

INVERSIONES, GASTOS DE FUNCIONAMIENTO, BENEFICIOS Y  
REDUCCION DE PRODUCCION DE ENERGIA DEL ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL  
(Miles US\$) 1a Etapa 2a Etapa

Inversiones	5,175	
Gastos de funcionamiento (anuales)	833	
Beneficios anuales	2,600	
Reduccion de produccion anual de energia	0.0%	0.0%

TASA INTERES	C O S T O S			B E N E F I C I O S				B-I	B/C
	(Miles de US\$)			(Miles de US\$)					
	Obras civ.	Equipo elm.	Costos anual	Total	Costo pci.	Costo en. p.	Benef. EIA	Totales	
0.08	208,760	193,146	73,274	475,180	282,001	1,534,938	0	1,795,763	1,325,262 3.79
0.10	198,037	177,341	54,130	429,508	193,741	1,534,960	0	1,328,708	901,146 3.11
0.12	188,190	164,324	41,471	392,184	148,273	1,534,921	0	1,017,024	624,839 2.69

TASA INTERNA DE RETORNO =

26.36%	132,435	106,333	10,206	250,346	36,508	217,342	0	250,346	(0) 1.00
--------	---------	---------	--------	---------	--------	---------	---	---------	----------

RESULTADOS CON T.I.R.

COSTO TOTAL (C)	(Miles de US\$)	250,346
BENEFICIO TOTAL (B)	(Miles de US\$)	250,346
BENEFICIO NETO (B-C)	(Miles de US\$)	(0)
RELACION B/C		1.00
T.I.R.	(%)	26.36

RESULTADOS CON TASA DE INT. 0.12

COSTO TOTAL (C)	(Miles US\$)	392,184
BENEFICIO TOTAL (B)	(Miles US\$)	1,017,024
BENEFICIO NETO (B-C)	(Miles US\$)	624,839
RELACION B/C		2.69
COSTO POR kW INSTALADO	(US\$/kW)	168.2
COSTO DE LA ENERGIA	(US\$/MWh)	3.0150

CRONOGRAMA DE COSTOS Y BENEFICIOS

ETAPA 2a

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE LOMA DADO SINCLAIR

PASA INT. : 12a

C O S T O S				B E N E F I C I O S			
Proyecto hidroeléctrico				Costos marginales de expansión			
A N O S	(Miles de US\$)			(Miles de US\$)			
	Obras civ. Equipos elia.	Costos en. (Incl. EIA)	Totales	Costo net. Costo en. p. Benef. EIA	Totales		
1	2000	13,366.0	0.0	13,366.0	0.0	0.0	0.0
2	2001	40,500.5	23,161.5	63,662.0	0.0	0.0	0.0
3	2002	44,373.7	23,169.3	68,033.0	0.0	0.0	0.0
4	2003	55,855.9	79,825.1	118,684.6	0.0	0.0	0.0
5	2004	3,511.5	11,432.5	14,748.0	0.0	0.0	0.0
6	2005	0.0	0.0	4,993.8	17,857.6	104,609.0	122,466.6
7	2006	1,033.0	0.0	4,993.8	17,857.6	104,609.0	122,466.6
8	2007	1,033.0	0.0	4,993.8	17,857.6	104,609.0	122,466.6
9	2008	1,033.0	0.0	4,993.8	17,857.6	104,609.0	122,466.6
10	2009	1,033.0	0.0	4,993.8	17,857.6	104,609.0	122,466.6
11	2010	1,033.0	0.0	4,993.8	17,857.6	104,609.0	122,466.6
12	2011	1,033.0	0.0	4,993.8	17,857.6	104,609.0	122,466.6
13	2012	1,033.0	0.0	4,993.8	17,857.6	104,609.0	122,466.6
14	2013	1,033.0	0.0	4,993.8	17,857.6	104,609.0	122,466.6
15	2014	0.0	0.0	4,993.8	17,857.6	104,609.0	122,466.6
16	2015	0.0	0.0	4,993.8	17,857.6	104,609.0	122,466.6
17	2016	0.0	0.0	4,993.8	17,857.6	104,609.0	122,466.6
18	2017	0.0	0.0	4,993.8	17,857.6	104,609.0	122,466.6
19	2018	0.0	0.0	4,993.8	17,857.6	104,609.0	122,466.6
20	2019	0.0	0.0	4,993.8	17,857.6	104,609.0	122,466.6
21	2020	0.0	0.0	4,993.8	17,857.6	104,609.0	122,466.6
22	2021	0.0	0.0	4,993.8	17,857.6	104,609.0	122,466.6
23	2022	0.0	0.0	4,993.8	17,857.6	104,609.0	122,466.6
24	2023	0.0	0.0	4,993.8	17,857.6	104,609.0	122,466.6
25	2024	0.0	0.0	4,993.8	17,857.6	104,609.0	122,466.6
26	2025	0.0	0.0	4,993.8	17,857.6	104,609.0	122,466.6
27	2026	0.0	0.0	4,993.8	17,857.6	104,609.0	122,466.6
28	2027	0.0	0.0	4,993.8	17,857.6	104,609.0	122,466.6
29	2028	0.0	0.0	4,993.8	17,857.6	104,609.0	122,466.6
30	2029	0.0	0.0	4,993.8	17,857.6	104,609.0	122,466.6
31	2030	0.0	0.0	4,993.8	17,857.6	104,609.0	122,466.6
32	2031	0.0	0.0	4,993.8	17,857.6	104,609.0	122,466.6
33	2032	0.0	0.0	4,993.8	17,857.6	104,609.0	122,466.6
34	2033	0.0	0.0	4,993.8	17,857.6	104,609.0	122,466.6
35	2034	0.0	0.0	4,993.8	17,857.6	104,609.0	122,466.6
36	2035	0.0	0.0	4,993.8	17,857.6	104,609.0	122,466.6
37	2036	0.0	0.0	4,993.8	17,857.6	104,609.0	122,466.6
38	2037	0.0	0.0	4,993.8	17,857.6	104,609.0	122,466.6
39	2038	0.0	0.0	4,993.8	17,857.6	104,609.0	122,466.6
40	2039	0.0	0.0	4,993.8	17,857.6	104,609.0	122,466.6
41	2040	0.0	0.0	4,993.8	17,857.6	104,609.0	122,466.6
42	2041	0.0	0.0	4,993.8	17,857.6	104,609.0	122,466.6

40	2042	52,470.5	4,993.2	63,464.5	17,857.6	104,609.0	0.0	122,468.6
41	2043	52,470.5	4,993.2	63,464.5	17,857.6	104,609.0	0.0	122,468.6
42	2044	0.0	4,993.2	4,993.2	17,857.6	104,609.0	0.0	122,468.6
43	2045	0.0	4,993.2	4,993.2	17,857.6	104,609.0	0.0	122,468.6
44	2046	0.0	4,993.2	4,993.2	17,857.6	104,609.0	0.0	122,468.6
45	2047	0.0	4,993.2	4,993.2	17,857.6	104,609.0	0.0	122,468.6
46	2048	0.0	4,993.2	4,993.2	17,857.6	104,609.0	0.0	122,468.6
47	2049	0.0	4,993.2	4,993.2	17,857.6	104,609.0	0.0	122,468.6
48	2050	0.0	4,993.2	4,993.2	17,857.6	104,609.0	0.0	122,468.6
49	2051	0.0	4,993.2	4,993.2	17,857.6	104,609.0	0.0	122,468.6
50	2052	0.0	4,993.2	4,993.2	17,857.6	104,609.0	0.0	122,468.6
51	2053	0.0	4,993.2	4,993.2	17,857.6	104,609.0	0.0	122,468.6
52	2054	0.0	4,993.2	4,993.2	17,857.6	104,609.0	0.0	122,468.6
53	2055	0.0	4,993.2	4,993.2	17,857.6	104,609.0	0.0	122,468.6
54	2056	0.0	4,993.2	4,993.2	17,857.6	104,609.0	0.0	122,468.6
55	2057	0.0	4,993.2	4,993.2	17,857.6	104,609.0	0.0	122,468.6

APENDICE D

ANALISIS ECONOMICO

CASO D

SIN LINEAS DE TRANSMISION Y CON EIA

RESLCISE

PROYECTO COCA CODO SINCLAIR

ANALISIS ECONOMICO FINAL  
SIN LINEA DE TRANSMISION

CUADRO RESUMEN DE LOS RESULTADOS  
CON IMPACTO AMBIENTAL  
SIN REDUCCION DE LA PRODUCCION

DATOS CARACTERISTICOS DEL PROYECTO

	1a Etapa	2a Etapa
Año de inicio de la construcción	1996	2003
Años de construcción	7	5
Costos totales de inversión (al 1/1991 en Miles de US\$)	393,912	233,468
-Obras Civiles	290,513	140,920
-Equipos electromecánico	103,399	92,549
-Remplazo Equipos		
Años	Valor	
2037	43,945	
2038	43,945	
2042	0	39,333
2043	0	39,333

CARACTERISTICAS PRODUCTIVAS DEL PROYECTO

	1a Etapa	2a Etapa
Factor de Planta	0.80	0.80
Potencia Instalada (MW)	424.50	419.90
Potencia Garantizada Neta (MW)	372.48	368.43
Energía Firme anual Bruta (GWh)	2,978.3	2,930.5
Energía Firme anual Neta	2,883.5	2,837.2

COSTOS MARGINALES DE EXPANSION POR AÑO AL 1/1991

Tasa int.	Potencia (US\$/kW)	Ener. pr. (US\$/MWh)	Ener. sec. (US\$/MWh)
8.0%	41.81	22.15	6.64
10.0%	45.12	28.69	8.61
12.0%	48.47	36.87	11.08

EFFECTOS DEL ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL

Inversiones	5,175	
Gastos anuales de funcionamiento	833	
Beneficios anuales (Miles de US\$)	2,600	
	1a Etapa	2 a Etapa
Reducción de producción de energía	0.0%	0.0%

RESULTADOS DE LOS ANALISIS ECONOMICO  
VALORES AL INICIO DE LA PRODUCCION ENERGETICA

TASA DE INTERES	8.0%		10.0%		12.0%	
	1 a Etapa	2 a Etapa	1 a Etapa	2 a Etapa	1 a Etapa	2 a Etapa
COSTOS (Miles de US\$)						
-Obras civiles (incl. EIA)	379,254	167,394	431,234	183,478	489,204	200,776
-Equipos	136,774	107,270	155,519	117,578	176,426	128,662
-Costos anuales (Incl. EIA)	76,711	39,863	87,225	43,715	98,951	47,837
BENEFICIOS (Miles de US\$)						
-Potencia	205,755	188,443	252,477	222,902	307,683	262,026
-Energía prim.	843,860	768,812	1,242,825	1,091,494	1,811,882	1,534,938
-Beneficios EIA	34,352	0	39,060	0	44,311	0
COSTO TOTAL (C)	592,739	314,547	608,575	314,190	631,641	317,597
BENEFICIO TOTAL (B)	1,083,967	957,254	1,113,906	971,887	1,180,946	1,017,024
BENEFICIO NETO (B-C)	491,229	642,707	505,332	657,697	549,305	699,427
RELACION B/C	1.83	3.04	1.83	3.09	1.87	3.20
COSTO POR kW INSTALADO (US\$/kW)	1,215.61	654.12	1,284.46	671.27	1,360.75	691.89
COSTO DE LA ENERGIA (US\$/kWh)	0.0168	0.0091	0.0221	0.0116	0.0283	0.0144

EVNEIA08

## EVALUACION DE LA TASA INTERNA DE RETORNO DE UN PROYECTO

p j c

06-May-92

## ANALISIS ECONOMICO FINAL - MERCADO INFINITO, PRODUCCIONES NETAS, IMPACTO AMBIENTAL

VALOR PRESENTE AL INICIO DE LA PRODUCCION : SI (Si se pone NO actualiza al inicio de la construcción)

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE CUCA CODO SINCLAIR Año inicio construcción 1996

TASA INT. : 8.00 ETAPA 1a FACTOR PLANTA 0.80

AÑOS DE CONSTRUCCION 7.0

SIN LINEA DE TRANSMISION

CON IMPACTO AMBIENTAL

COSTOS DEL PROYECTO HIDROELECTRICO

SIN REDUCCION DE LA PRODUCCION

(Miles de US\$)

AÑO de los desembolsos	INVERSION (1/1991)		INVERSION (1/1991)		Total
	Obras civ.	Equipo elm.	Obras civ.	Equipo elm.	
1996	26,538	0	26,538	0	26,538
1997	37,057	26,172	37,057	26,172	63,229
1998	48,120	13,934	48,120	13,934	62,054
1999	65,156	22,025	65,156	22,025	87,181
2000	70,286	24,602	70,286	24,602	94,889
2001	40,182	6,618	40,182	6,618	46,801
2002	3,174	10,948	3,174	10,948	13,221
2003	0	0	0	0	0
2004	0	0	0	0	0
2005	0	0	0	0	0
2006	0	0	0	0	0
2007	0	0	0	0	0
2008	0	0	0	0	0
<hr/>					
	290,513	103,399	290,513	103,399	393,912

REPLAZO EQUIPOS ELNEC (85% del costo en dos años)

AÑO	Valor
2037	43,945
2038	43,945

FACTOR REAJUSTE COSTOS (entre los desembolsos y los costos marginales)

1.0000

COSTOS ANUALES DEL PROYECTO (1% obras civ.+2% equipos elnec)

(Miles de US\$)

(1/1991) (1/1991)

2002	4,973	4,973
2003	4,973	4,973
2004	4,973	4,973
2005	4,973	4,973
2006	4,973	4,973
2007	4,973	4,973
2008	4,973	4,973
2009	4,973	4,973

hasta la fin del periodo

TASA DE INTERES DE REFERENCIA

8.0%

CARACTERISTICAS PRODUCTIVAS DEL PROYECTO (P ins.

425 MW)

Factor de planta 0.300

	1a ETAPA	2a ETAPA	TOTAL		
Potencia cont. 90% (MW)	298.0	0.0	298.0		
Potencia garant.(MW)	372.5	0.0	372.5		
Energía primaria (GWh)	2,883.5	0.0	2,883.5	2,883.5	0.0
Energía secundaria (GWh)	0.0	0.0	0.0		



Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA COBO SINCLAIR

TASA INT. : 8.00

ESCALONAMIENTO MERCADO (INFINITO)

Año	( % )	(GWh)
2002	100.00	2,884
2003	100.00	2,884
2004	100.00	2,884
2005	100.00	2,884
2006	100.00	2,884
2007	100.00	2,884
2008	100.00	2,884
2009	100.00	2,884
2010	100.00	2,884
2011	100.00	2,884
2012	100.00	2,884

COSTOS MARGINALES DEL PROYECTO al (1/1991)

Tasa inter.	Potencia (US\$/kW)	Energía pr. (US\$/MWh)	Energía se. (US\$/MWh)
8.00	41.81	22.15	6.64
10.00	45.12	28.65	8.61
12.00	48.47	36.87	11.08

INVERSIONES, GASTOS DE FUNCIONAMIENTO, BENEFICIOS Y

REDUCCION DE PRODUCCION DE ENERGIA DEL ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL

	(Miles US\$)	1a Etapa	2a Etapa
Inversiones	5,175		
Gastos de funcionamiento (anuales)	833		
Beneficios anuales	2,600		
Reducción de producción anual de energía		0.00	0.00

TASA INTERES	C O S T O S (Miles de US\$)				B E N E F I C I O S (Miles de US\$)				B-C	B/C
	Obras civ.	Equipo el.	Costos anual	Total	Costo pol.	Costo en. p.	Benef. EIA	Totales		
0.080	379,254	136,774	75,711	592,739	205,755	843,860	34,352	1,083,967	491,229	1.83
0.100	354,690	124,839	55,690	535,219	149,373	612,620	24,936	786,932	251,713	1.47
0.120	332,386	115,427	41,866	489,678	112,292	460,541	18,748	591,581	101,903	1.21

TASA INTERNA DE RETORNO =

14.130	310,837	107,032	31,824	449,693	85,359	350,083	14,251	449,693	(0)	1.00
--------	---------	---------	--------	---------	--------	---------	--------	---------	-----	------

RESULTADOS CON T.I.R.

COSTO TOTAL (C)	(Miles de US\$)	449,693
BENEFICIO TOTAL (B)	(Miles de US\$)	449,693
BENEFICIO NETO (B-C)	(Miles de US\$)	(0)
RELACION B/C		1.00
T.I.R.	( % )	14.13

RESULTADOS CON TASA DE INT. 0.08

COSTO TOTAL (C)	(Mil US\$)	592,739
BENEFICIO TOTAL (B)	(Mil US\$)	1,083,967
BENEFICIO NETO (B-C)	(Mil US\$)	491,229
RELACION B/C		1.83
COSTO POR kW INSTALADO	(US\$/kW)	1,215.5
COSTO DE LA ENERGIA	(US\$/MWh)	0.0168

CRONOGRAMA DE COSTOS Y BENEFICIOS

ETAPA 1a

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA COBO SINCLAIR

FASA INT. : 32

C O S T O S				B E N E F I C I O S			
Proyecto hidroeléctrico				Costos marginales de expansión			
(Miles de US\$)				(Miles de US\$)			
A N O S	Obras civ. Equipo el.	Costos an. (incl. EIA)	Totales	Costo pot.	Costo en. p. Benef. EIA	Totales	
1 1996	27,277.3	0.0	27,277.3	0.0	0.0	0.0	0.0
2 1997	37,795.9	28,172.4	63,568.3	0.0	0.0	0.0	0.0
3 1998	48,839.3	13,933.7	62,793.3	0.0	0.0	0.0	0.0
4 1999	63,864.9	22,025.0	87,919.9	0.0	0.0	0.0	0.0
5 2000	71,025.7	24,602.2	95,627.9	0.0	0.0	0.0	0.0
6 2001	40,921.4	8,618.4	47,539.8	0.0	0.0	0.0	0.0
7 2002	3,913.1	10,047.5	5,806.1	15,573.2	63,870.0	2,600.0	82,043.1
8 2003	0.0	0.0	5,806.1	15,573.2	63,870.0	2,600.0	82,043.1
9 2004	0.0	0.0	5,806.1	15,573.2	63,870.0	2,600.0	82,043.1
10 2005	0.0	0.0	5,806.1	15,573.2	63,870.0	2,600.0	82,043.1
11 2006	0.0	0.0	5,806.1	15,573.2	63,870.0	2,600.0	82,043.1
12 2007	0.0	0.0	5,806.1	15,573.2	63,870.0	2,600.0	82,043.1
13 2008	0.0	0.0	5,806.1	15,573.2	63,870.0	2,600.0	82,043.1
14 2009	0.0	0.0	5,806.1	15,573.2	63,870.0	2,600.0	82,043.1
15 2010	0.0	0.0	5,806.1	15,573.2	63,870.0	2,600.0	82,043.1
16 2011	0.0	0.0	5,806.1	15,573.2	63,870.0	2,600.0	82,043.1
17 2012	0.0	0.0	5,806.1	15,573.2	63,870.0	2,600.0	82,043.1
18 2013	0.0	0.0	5,806.1	15,573.2	63,870.0	2,600.0	82,043.1
19 2014	0.0	0.0	5,806.1	15,573.2	63,870.0	2,600.0	82,043.1
20 2015	0.0	0.0	5,806.1	15,573.2	63,870.0	2,600.0	82,043.1
21 2016	0.0	0.0	5,806.1	15,573.2	63,870.0	2,600.0	82,043.1
22 2017	0.0	0.0	5,806.1	15,573.2	63,870.0	2,600.0	82,043.1
23 2018	0.0	0.0	5,806.1	15,573.2	63,870.0	2,600.0	82,043.1
24 2019	0.0	0.0	5,806.1	15,573.2	63,870.0	2,600.0	82,043.1
25 2020	0.0	0.0	5,806.1	15,573.2	63,870.0	2,600.0	82,043.1
26 2021	0.0	0.0	5,806.1	15,573.2	63,870.0	2,600.0	82,043.1
27 2022	0.0	0.0	5,806.1	15,573.2	63,870.0	2,600.0	82,043.1
28 2023	0.0	0.0	5,806.1	15,573.2	63,870.0	2,600.0	82,043.1
29 2024	0.0	0.0	5,806.1	15,573.2	63,870.0	2,600.0	82,043.1
30 2025	0.0	0.0	5,806.1	15,573.2	63,870.0	2,600.0	82,043.1
31 2026	0.0	0.0	5,806.1	15,573.2	63,870.0	2,600.0	82,043.1
32 2027	0.0	0.0	5,806.1	15,573.2	63,870.0	2,600.0	82,043.1
33 2028	0.0	0.0	5,806.1	15,573.2	63,870.0	2,600.0	82,043.1
34 2029	0.0	0.0	5,806.1	15,573.2	63,870.0	2,600.0	82,043.1
35 2030	0.0	0.0	5,806.1	15,573.2	63,870.0	2,600.0	82,043.1
36 2031	0.0	0.0	5,806.1	15,573.2	63,870.0	2,600.0	82,043.1
37 2032	0.0	0.0	5,806.1	15,573.2	63,870.0	2,600.0	82,043.1
38 2033	0.0	0.0	5,806.1	15,573.2	63,870.0	2,600.0	82,043.1
39 2034	0.0	0.0	5,806.1	15,573.2	63,870.0	2,600.0	82,043.1

40	2035	0.0	5,806.1	5,806.1	15,573.2	63,870.0	2,600.0	82,043.1
41	2036	0.0	5,806.1	5,806.1	15,573.2	63,870.0	2,600.0	82,043.1
42	2037	43,944.8	5,806.1	49,750.9	15,573.2	63,870.0	2,600.0	82,043.1
43	2038	43,944.8	5,806.1	49,750.9	15,573.2	63,870.0	2,600.0	82,043.1
44	2039	0.0	5,806.1	5,806.1	15,573.2	63,870.0	2,600.0	82,043.1
45	2040	0.0	5,806.1	5,806.1	15,573.2	63,870.0	2,600.0	82,043.1
46	2041	0.0	5,806.1	5,806.1	15,573.2	63,870.0	2,600.0	82,043.1
47	2042	0.0	5,806.1	5,806.1	15,573.2	63,870.0	2,600.0	82,043.1
48	2043	0.0	5,806.1	5,806.1	15,573.2	63,870.0	2,600.0	82,043.1
49	2044	0.0	5,806.1	5,806.1	15,573.2	63,870.0	2,600.0	82,043.1
50	2045	0.0	5,806.1	5,806.1	15,573.2	63,870.0	2,600.0	82,043.1
51	2046	0.0	5,806.1	5,806.1	15,573.2	63,870.0	2,600.0	82,043.1
52	2047	0.0	5,806.1	5,806.1	15,573.2	63,870.0	2,600.0	82,043.1
53	2048	0.0	5,806.1	5,806.1	15,573.2	63,870.0	2,600.0	82,043.1
54	2049	0.0	5,806.1	5,806.1	15,573.2	63,870.0	2,600.0	82,043.1
55	2050	0.0	5,806.1	5,806.1	15,573.2	63,870.0	2,600.0	82,043.1
56	2051	0.0	5,806.1	5,806.1	15,573.2	63,870.0	2,600.0	82,043.1

ANALISIS ECONOMICO FINAL - MERCADO INFINITO, PRODUCCIONES NETAS, IMPACTO AMBIENTAL

VALOR PRESENTE AL INICIO DE LA PRODUCCION : SI (Si se pone NO actualiza al inicio de la construcción)

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA CODO SINCLAIR Año inicio construcción 1996

TASA INT. : 10.00 ETAPA 1a FACTOR PLANTA 0.80

AÑOS DE CONSTRUCCION 7.0 SIN LINEA DE TRANSMISION  
CON IMPACTO AMBIENTAL

COSTOS DEL PROYECTO HIDROELECTRICO SIN REDUCCION DE LA PRODUCCION

(Miles de US\$)						
AÑO		INVERSION		INVERSION		Total
de los		(1/1991)		(1/1991)		
desembolsos	Obras civ.	Equipo elm.	Obras civ.	Equipo elm.		
1996	26,538	0	26,538	0		26,538
1997	37,057	26,172	37,057	26,172		63,229
1998	48,120	13,934	48,120	13,934		62,054
1999	65,156	22,025	65,156	22,025		87,181
2000	70,286	24,602	70,286	24,602		94,889
2001	40,182	6,618	40,182	6,618		46,801
2002	3,174	10,048	3,174	10,048		13,221
2003	0	0	0	0		0
2004	0	0	0	0		0
2005	0	0	0	0		0
2006	0	0	0	0		0
2007	0	0	0	0		0
2008	0	0	0	0		0
<hr/>						
	290,513	103,399	290,513	103,399		393,912

REEMPLAZO EQUIPOS ELMEL (85% del costo en dos años)

AÑO	Valor
2037	43,945
2038	43,945

FACTOR REAJUSTE COSTOS (entre los desembolsos y los costos marginales)  
1.0000

COSTOS ANUALES DEL PROYECTO (10 obras civ.+20 equipos elmec)

(Miles de US\$)		
	(1/1991)	(1/1991)
2002	4,973	4,973
2003	4,973	4,973
2004	4,973	4,973
2005	4,973	4,973
2006	4,973	4,973
2007	4,973	4,973
2008	4,973	4,973
hasta la fin del periodo	2009	4,973

TASA DE INTERES DE REFERENCIA 10.00

CARACTERISTICAS PRODUCTIVAS DEL PROYECTO (7 ins. 425 MW)

Factor de planta	0.800		
	1a ETAPA	2a ETAPA	TOTAL
Potencia cont. 90% (MW)	298.0	0.0	298.0
Potencia garanti.(MW)	372.5	0.0	372.5
Energía primaria (GWh)	2,883.5	0.0	2,883.5
Energía secundaria (GWh)	0.0	0.0	0.0

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA CODO SINCLAIR

TASA INT. : 10.0%

ESCALONAMIENTO MERCADO (INFINITO)			COSTOS MARGINALES DEL PROYECTO a1 (1/1991)			
Año	(%)	(GWh)	Tasa inter.	Potencia (US\$/kW)	Energía pr. (US\$/MWh)	Energía se. (US\$/MWh)
2002	100.0%	2,884				
2003	100.0%	2,884				
2004	100.0%	2,884				
2005	100.0%	2,884	8.0%	41.81	22.15	6.64
2006	100.0%	2,884	10.0%	45.12	23.69	7.61
2007	100.0%	2,884	12.0%	48.47	26.87	11.08
2008	100.0%	2,884				
2009	100.0%	2,884				
2010	100.0%	2,884				
2011	100.0%	2,884				
2012	100.0%	2,884				

INVERSIONES, GASTOS DE FUNCIONAMIENTO, BENEFICIOS Y  
REDUCCION DE PRODUCCION DE ENERGIA DEL ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL  
(Miles US\$) 1a Etapa 2a Etapa

Inversiones	5,175	
Gastos de funcionamiento (anuales)	833	
Beneficios anuales	2,600	
Reduccion de produccion anual de energia	0.0%	0.0%

TASA	C O S T O S				B E N E F I C I O S				P-C	R/C
INTERES	(Miles de US\$)				(Miles de US\$)					
	Obras civ.	Equipo elm.	Costos anual	Total	Costo pot.	Costo en. p. benef. EIA	Totales			
0.080	431,234	155,319	87,225	673,778	252,477	1,242,825	59,950	1,534,362	560,364	2.28
0.100	403,303	141,749	83,325	608,375	183,252	902,253	28,356	1,115,506	505,332	1.83
0.120	377,942	131,247	47,804	556,752	137,771	678,278	21,317	837,356	290,594	1.50

TASA INTERNA DE RETORNO =

16.87%	526,204	111,204	28,304	662,713	76,139	374,795	11,779	662,713	(0)	1.00
--------	---------	---------	--------	---------	--------	---------	--------	---------	-----	------

RESULTADOS CON T.I.R.

COSTO TOTAL (C)	(Miles de US\$)	662,713
BENEFICIO TOTAL (B)	(Miles de US\$)	662,713
BENEFICIO NETO (P-C)	(Miles de US\$)	(0)
RELACION R/C		1.00
T.I.R.	(%)	16.87

RESULTADOS CON TASA DE INT. 0.1

COSTO TOTAL (C)	(Miles de US\$)	608,375
BENEFICIO TOTAL (B)	(Miles de US\$)	1,115,506
BENEFICIO NETO (P-C)	(Miles de US\$)	505,332
RELACION R/C		1.83
COSTO POR KW INSTALADO	(US\$/kW)	1,294.5
COSTO DE LA ENERGIA	(US\$/MWh)	0.6221

CRONOGRAMA DE COSTOS Y BENEFICIOS

ETAPA 1a

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA COBO SINCLAIR

PASA INT. : 102

C O S T O S					B E N E F I C I O S				
Proyecto hidroeléctrico					Costos marginales de expansión				
(Miles de US\$)					(Miles de US\$)				
A N O S	Obras civ.	Equipo elm.	Costos an. (Incl. EIA)	Totales	Costo poi.	Costo en. p.	Benef. EIA	Totales	
1	1996	27,277.3	0.0	27,277.3	0.0	0.0	0.0	0.0	
2	1997	57,795.9	26,172.4	63,968.3	0.0	0.0	0.0	0.0	
3	1998	48,859.3	13,933.9	62,793.3	0.0	0.0	0.0	0.0	
4	1999	65,394.9	12,025.0	87,919.9	0.0	0.0	0.0	0.0	
5	2000	71,025.7	24,602.2	95,627.9	0.0	0.0	0.0	0.0	
6	2001	40,721.4	6,616.4	47,539.8	0.0	0.0	0.0	0.0	
7	2002	3,913.1	10,047.5	5,806.1	16,806.1	82,728.2	2,600.0	102,134.3	
8	2003	0.0	0.0	5,806.1	16,806.1	82,728.2	2,600.0	102,134.3	
9	2004	0.0	0.0	5,806.1	16,806.1	82,728.2	2,600.0	102,134.3	
10	2005	0.0	0.0	5,806.1	16,806.1	82,728.2	2,600.0	102,134.3	
11	2006	0.0	0.0	5,806.1	16,806.1	82,728.2	2,600.0	102,134.3	
12	2007	0.0	0.0	5,806.1	16,806.1	82,728.2	2,600.0	102,134.3	
13	2008	0.0	0.0	5,806.1	16,806.1	82,728.2	2,600.0	102,134.3	
14	2009	0.0	0.0	5,806.1	16,806.1	82,728.2	2,600.0	102,134.3	
15	2010	0.0	0.0	5,806.1	16,806.1	82,728.2	2,600.0	102,134.3	
16	2011	0.0	0.0	5,806.1	16,806.1	82,728.2	2,600.0	102,134.3	
17	2012	0.0	0.0	5,806.1	16,806.1	82,728.2	2,600.0	102,134.3	
18	2013	0.0	0.0	5,806.1	16,806.1	82,728.2	2,600.0	102,134.3	
19	2014	0.0	0.0	5,806.1	16,806.1	82,728.2	2,600.0	102,134.3	
20	2015	0.0	0.0	5,806.1	16,806.1	82,728.2	2,600.0	102,134.3	
21	2016	0.0	0.0	5,806.1	16,806.1	82,728.2	2,600.0	102,134.3	
22	2017	0.0	0.0	5,806.1	16,806.1	82,728.2	2,600.0	102,134.3	
23	2018	0.0	0.0	5,806.1	16,806.1	82,728.2	2,600.0	102,134.3	
24	2019	0.0	0.0	5,806.1	16,806.1	82,728.2	2,600.0	102,134.3	
25	2020	0.0	0.0	5,806.1	16,806.1	82,728.2	2,600.0	102,134.3	
26	2021	0.0	0.0	5,806.1	16,806.1	82,728.2	2,600.0	102,134.3	
27	2022	0.0	0.0	5,806.1	16,806.1	82,728.2	2,600.0	102,134.3	
28	2023	0.0	0.0	5,806.1	16,806.1	82,728.2	2,600.0	102,134.3	
29	2024	0.0	0.0	5,806.1	16,806.1	82,728.2	2,600.0	102,134.3	
30	2025	0.0	0.0	5,806.1	16,806.1	82,728.2	2,600.0	102,134.3	
31	2026	0.0	0.0	5,806.1	16,806.1	82,728.2	2,600.0	102,134.3	
32	2027	0.0	0.0	5,806.1	16,806.1	82,728.2	2,600.0	102,134.3	
33	2028	0.0	0.0	5,806.1	16,806.1	82,728.2	2,600.0	102,134.3	
34	2029	0.0	0.0	5,806.1	16,806.1	82,728.2	2,600.0	102,134.3	
35	2030	0.0	0.0	5,806.1	16,806.1	82,728.2	2,600.0	102,134.3	
36	2031	0.0	0.0	5,806.1	16,806.1	82,728.2	2,600.0	102,134.3	
37	2032	0.0	0.0	5,806.1	16,806.1	82,728.2	2,600.0	102,134.3	
38	2033	0.0	0.0	5,806.1	16,806.1	82,728.2	2,600.0	102,134.3	
39	2034	0.0	0.0	5,806.1	16,806.1	82,728.2	2,600.0	102,134.3	

40	2035	0.0	5,806.1	5,806.1	16,806.1	82,728.2	2,600.0	102,134.3
41	2036	0.0	5,806.1	5,806.1	16,806.1	82,728.2	2,600.0	102,134.3
42	2037	43,944.3	5,806.1	47,750.9	16,806.1	82,728.2	2,600.0	102,134.3
43	2038	43,944.3	5,806.1	47,750.9	16,806.1	82,728.2	2,600.0	102,134.3
44	2039	0.0	5,806.1	5,806.1	16,806.1	82,728.2	2,600.0	102,134.3
45	2040	0.0	5,806.1	5,806.1	16,806.1	82,728.2	2,600.0	102,134.3
46	2041	0.0	5,806.1	5,806.1	16,806.1	82,728.2	2,600.0	102,134.3
47	2042	0.0	5,806.1	5,806.1	16,806.1	82,728.2	2,600.0	102,134.3
48	2043	0.0	5,806.1	5,806.1	16,806.1	82,728.2	2,600.0	102,134.3
49	2044	0.0	5,806.1	5,806.1	16,806.1	82,728.2	2,600.0	102,134.3
50	2045	0.0	5,806.1	5,806.1	16,806.1	82,728.2	2,600.0	102,134.3
51	2046	0.0	5,806.1	5,806.1	16,806.1	82,728.2	2,600.0	102,134.3
52	2047	0.0	5,806.1	5,806.1	16,806.1	82,728.2	2,600.0	102,134.3
53	2048	0.0	5,806.1	5,806.1	16,806.1	82,728.2	2,600.0	102,134.3
54	2049	0.0	5,806.1	5,806.1	16,806.1	82,728.2	2,600.0	102,134.3
55	2050	0.0	5,806.1	5,806.1	16,806.1	82,728.2	2,600.0	102,134.3
56	2051	0.0	5,806.1	5,806.1	16,806.1	82,728.2	2,600.0	102,134.3

EVNEIA12

EVALUACION DE LA TASA INTERNA DE RETORNO DE UN PROYECTO

e i c

66-May-92

ANALISIS ECONOMICO FINAL - MERCADO INFINITO. PRODUCCIONES NETAS. IMPACTO AMBIENTAL

VALOR PRESENTE AL INICIO DE LA PRODUCCION : 51 (Si se debe NO actualizar al inicio de la construcción)

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA COBO SIMOLAJA Año inicio construcción 1996

TASA % : 12.00 ETAPA 1a FACTOR PLANTA 0.60

AÑOS DE CONSTRUCCION 7.0

SIN LINEA DE TRANSMISION

CON IMPACTO AMBIENTAL

COSTOS DEL PROYECTO HIDROELECTRICO

SIN REDUCCION DE LA PRODUCCION

(Miles de US\$)

Año de los desembolsos	INVERSION (1/1991)		INVERSION (1/1991)		Total
	Obras civ.	Equipo ele.	Obras civ.	Equipo ele.	
1996	26,538	0	26,538	0	26,538
1997	37,057	25,172	37,057	25,172	62,229
1998	43,120	13,934	43,120	13,934	57,054
1999	65,156	22,025	65,156	22,025	87,181
2000	76,236	24,602	76,236	24,602	94,838
2001	40,182	6,818	40,182	6,818	46,999
2002	3,174	10,048	3,174	10,048	13,221
2003	0	0	0	0	0
2004	0	0	0	0	0
2005	0	0	0	0	0
2006	0	0	0	0	0
2007	0	0	0	0	0
2008	0	0	0	0	0
<hr/>					
	290,513	103,399	290,513	103,399	393,912

REEMPLAZO EQUIPOS ELMEC (25% del costo en dos años)

Año Valor

2007 43,945

2008 43,945

FACTOR REAJUSTE COSTOS (entre los desembolsos y los costos marginales)

1.0000

COSTOS ANUALES DEL PROYECTO (1% obras civ. 42% equipos elmec)

(Miles de US\$)

(1/1991) (1/1991)

	2002	4,973	4,973
	2003	4,973	4,973
	2004	4,973	4,973
	2005	4,973	4,973
	2006	4,973	4,973
	2007	4,973	4,973
	2008	4,973	4,973
hasta la fin del periodo	2009	4,973	4,973

TASA DE INTERES DE REFERENCIA

12.0%

CARACTERISTICAS PRODUCTIVAS DEL PROYECTO (F. Inv.)

425 MW

Factor de planta 0.600

	1a ETAPA	2a ETAPA	TOTAL		
Potencia cont. 90% (MW)	298.0	0.0	298.0		
Potencia garant. (MW)	372.5	0.0	372.5		
Energía primaria (GWh)	2,863.5	0.0	2,863.5	2,863.5	0.0
Energía secundaria (GWh)	0.0	0.0	0.0		



Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA CODO SINCLAIR

TASA INT. : 12.02

ESCALONAMIENTO MERCADO (INFINITO)			COSTOS MARGINALES DEL PROYECTO al (1/1991)			
Año	( % )	(GWh)	Tasa inter.	Potencia (US\$/kW)	Energía pr. (US\$/MWh)	Energía se. (US\$/MWh)
2002	100.02	2,884				
2003	100.02	2,884				
2004	100.02	2,884				
2005	100.02	2,884	8.02	41.81	22.15	6.64
2006	100.02	2,884	10.02	45.12	28.89	8.31
2007	100.02	2,884	12.02	48.47	36.87	11.08
2008	100.02	2,884				
2009	100.02	2,884				
2010	100.02	2,884				
2011	100.02	2,884				
2012	100.02	2,884				

INVERSIONES, GASTOS DE FUNCIONAMIENTO, BENEFICIOS Y  
REDUCCION DE PRODUCCION DE ENERGIA DEL ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL  
(Miles US\$) 1a Etapa 2a Etapa

Inversiones	5,175	
Gastos de funcionamiento (anuales)	833	
Beneficios anuales	2,600	
Reduccion de produccion anual de energia	0.02	0.02

TASA	C O S T O S					B E N E F I C I O S				B-C	B/C
INTERES	(Miles de US\$)					(Miles de US\$)					
	Obras civ.	Equipo elm.	Costos anual	Total	Costo pot.	Costo en. p.	Benef. EIA	Totales			
0.080	489,204	176,426	98,951	764,581	307,683	1,311,382	44,311	2,163,676	1,399,295	2.83	
0.100	457,516	161,031	71,836	690,383	223,370	1,315,375	32,168	1,570,917	880,532	2.28	
0.120	426,748	146,870	54,003	631,641	167,920	988,843	24,183	1,180,946	547,305	1.87	

TASA INTERNA DE RETORNO =

19.912	337,714	114,840	21,636	474,240	67,433	397,097	9,711	474,240	(0)	1.00
--------	---------	---------	--------	---------	--------	---------	-------	---------	-----	------

RESULTADOS CON T.I.R.

COSTO TOTAL (C)	(Miles de US\$)	474,240
BENEFICIO TOTAL (B)	(Miles de US\$)	474,240
BENEFICIO NETO (B-C)	(Miles de US\$)	(0)
RELACION B/C		1.00
T.I.R.	( % )	19.91

RESULTADOS CON TASA DE INT. 0.12

COSTO TOTAL (C)	(Mil US\$)	631,641
BENEFICIO TOTAL (B)	(Mil US\$)	1,180,946
BENEFICIO NETO (B-C)	(Mil US\$)	549,305
RELACION B/C		1.87
COSTO POR kW INSTALADO	(US\$/kW)	1,360.7
COSTO DE LA ENERGIA	(US\$/kWh)	0.6293

CRONOGRAMA DE COSTOS Y BENEFICIOS

ETAPA 1a

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE DOCA CODO SINCLAIR

TASA INT. : 12%

C O S T O S					B E N E F I C I O S				
Proyecto hidroeléctrico					Costos marginales de expansión				
(Miles de US\$)					(Miles de US\$)				
A N O S		Gbras civ. Equipo el.	Costos an. (Incl. EIA)	Totales	Costo pat.	Costo en. p.	Benef. EIA	Totales	
1	1996	27,277.3	0.0	27,277.3	0.0	0.0	0.0	0.0	
2	1997	37,796.9	26,172.4	63,969.3	0.0	0.0	0.0	0.0	
3	1998	43,859.3	13,933.9	62,793.3	0.0	0.0	0.0	0.0	
4	1999	65,394.9	22,025.6	87,919.9	0.0	0.0	0.0	0.0	
5	2000	71,026.7	24,602.2	95,627.9	0.0	0.0	0.0	0.0	
6	2001	40,921.4	6,618.4	47,539.8	0.0	0.0	0.0	0.0	
7	2002	3,913.1	10,047.5	5,806.1	18,053.9	106,315.4	2,600.0	126,969.2	
8	2003	0.0	0.0	5,806.1	5,806.1	18,053.9	106,315.4	2,600.0	126,969.2
9	2004	0.0	0.0	5,806.1	5,806.1	18,053.9	106,315.4	2,600.0	126,969.2
10	2005	0.0	0.0	5,806.1	5,806.1	18,053.9	106,315.4	2,600.0	126,969.2
11	2006	0.0	0.0	5,806.1	5,806.1	18,053.9	106,315.4	2,600.0	126,969.2
12	2007	0.0	0.0	5,806.1	5,806.1	18,053.9	106,315.4	2,600.0	126,969.2
13	2008	0.0	0.0	5,806.1	5,806.1	18,053.9	106,315.4	2,600.0	126,969.2
14	2009	0.0	0.0	5,806.1	5,806.1	18,053.9	106,315.4	2,600.0	126,969.2
15	2010	0.0	0.0	5,806.1	5,806.1	18,053.9	106,315.4	2,600.0	126,969.2
16	2011	0.0	0.0	5,806.1	5,806.1	18,053.9	106,315.4	2,600.0	126,969.2
17	2012	0.0	0.0	5,806.1	5,806.1	18,053.9	106,315.4	2,600.0	126,969.2
18	2013	0.0	0.0	5,806.1	5,806.1	18,053.9	106,315.4	2,600.0	126,969.2
19	2014	0.0	0.0	5,806.1	5,806.1	18,053.9	106,315.4	2,600.0	126,969.2
20	2015	0.0	0.0	5,806.1	5,806.1	18,053.9	106,315.4	2,600.0	126,969.2
21	2016	0.0	0.0	5,806.1	5,806.1	18,053.9	106,315.4	2,600.0	126,969.2
22	2017	0.0	0.0	5,806.1	5,806.1	18,053.9	106,315.4	2,600.0	126,969.2
23	2018	0.0	0.0	5,806.1	5,806.1	18,053.9	106,315.4	2,600.0	126,969.2
24	2019	0.0	0.0	5,806.1	5,806.1	18,053.9	106,315.4	2,600.0	126,969.2
25	2020	0.0	0.0	5,806.1	5,806.1	18,053.9	106,315.4	2,600.0	126,969.2
26	2021	0.0	0.0	5,806.1	5,806.1	18,053.9	106,315.4	2,600.0	126,969.2
27	2022	0.0	0.0	5,806.1	5,806.1	18,053.9	106,315.4	2,600.0	126,969.2
28	2023	0.0	0.0	5,806.1	5,806.1	18,053.9	106,315.4	2,600.0	126,969.2
29	2024	0.0	0.0	5,806.1	5,806.1	18,053.9	106,315.4	2,600.0	126,969.2
30	2025	0.0	0.0	5,806.1	5,806.1	18,053.9	106,315.4	2,600.0	126,969.2
31	2026	0.0	0.0	5,806.1	5,806.1	18,053.9	106,315.4	2,600.0	126,969.2
32	2027	0.0	0.0	5,806.1	5,806.1	18,053.9	106,315.4	2,600.0	126,969.2
33	2028	0.0	0.0	5,806.1	5,806.1	18,053.9	106,315.4	2,600.0	126,969.2
34	2029	0.0	0.0	5,806.1	5,806.1	18,053.9	106,315.4	2,600.0	126,969.2
35	2030	0.0	0.0	5,806.1	5,806.1	18,053.9	106,315.4	2,600.0	126,969.2
36	2031	0.0	0.0	5,806.1	5,806.1	18,053.9	106,315.4	2,600.0	126,969.2
37	2032	0.0	0.0	5,806.1	5,806.1	18,053.9	106,315.4	2,600.0	126,969.2
38	2033	0.0	0.0	5,806.1	5,806.1	18,053.9	106,315.4	2,600.0	126,969.2
39	2034	0.0	0.0	5,806.1	5,806.1	18,053.9	106,315.4	2,600.0	126,969.2

40	2033	0.0	5,806.1	5,806.1	18,053.9	106,315.4	2,600.0	126,969.2
41	2034	0.0	5,806.1	5,806.1	18,053.9	106,315.4	2,600.0	126,969.2
42	2037	43,744.8	5,806.1	49,750.9	18,053.9	106,315.4	2,600.0	126,969.2
43	2038	43,744.8	5,806.1	49,750.9	18,053.9	106,315.4	2,600.0	126,969.2
44	2039	0.0	5,806.1	5,806.1	18,053.9	106,315.4	2,600.0	126,969.2
45	2040	0.0	5,806.1	5,806.1	18,053.9	106,315.4	2,600.0	126,969.2
46	2041	0.0	5,806.1	5,806.1	18,053.9	106,315.4	2,600.0	126,969.2
47	2042	0.0	5,806.1	5,806.1	18,053.9	106,315.4	2,600.0	126,969.2
48	2043	0.0	5,806.1	5,806.1	18,053.9	106,315.4	2,600.0	126,969.2
49	2044	0.0	5,806.1	5,806.1	18,053.9	106,315.4	2,600.0	126,969.2
50	2045	0.0	5,806.1	5,806.1	18,053.9	106,315.4	2,600.0	126,969.2
51	2046	0.0	5,806.1	5,806.1	18,053.9	106,315.4	2,600.0	126,969.2
52	2047	0.0	5,806.1	5,806.1	18,053.9	106,315.4	2,600.0	126,969.2
53	2048	0.0	5,806.1	5,806.1	18,053.9	106,315.4	2,600.0	126,969.2
54	2049	0.0	5,806.1	5,806.1	18,053.9	106,315.4	2,600.0	126,969.2
55	2050	0.0	5,806.1	5,806.1	18,053.9	106,315.4	2,600.0	126,969.2
56	2051	0.0	5,806.1	5,806.1	18,053.9	106,315.4	2,600.0	126,969.2

EVNEZA08

## EVALUACION DE LA TASA INTERNA DE RETORNO DE UN PROYECTO

a 1 c

06-May-92

## ANALISIS ECONOMICO FINAL - MERCADO INFINITO, PRODUCCIONES NETAS, IMPACTO AMBIENTAL

VALOR PRESENTE AL INICIO DE LA PRODUCCION : SI (Si se pone NO actualiza al inicio de la construcción)

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA CODO SINCLAIR Año inicio construcción 2003

TASA INT. : 0.02 ETAPA 2a FACTOR PLANTA 0.80

AÑOS DE CONSTRUCCION 5.0

SIN LINEA DE TRANSMISION

CON IMPACTO AMBIENTAL

SIN REDUCCION DE LA PRODUCCION

## COSTOS DEL PROYECTO HIDROELECTRICO

(Miles de US\$)

AÑO	INVERSION		INVERSION		Total
de los desembolsos	Obras civ.	Equipo el.	Obras civ.	Equipo el.	
(1/1991)	(1/1991)	(1/1991)	(1/1991)	(1/1991)	
2003	15,366	0	15,366	0	15,366
2004	40,500	9,652	40,500	9,652	50,153
2005	44,879	9,650	44,879	9,650	54,529
2006	36,859	68,568	36,859	68,568	105,427
2007	3,316	4,678	3,316	4,678	7,994
2008	0	0	0	0	0
2009	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0
	140,920	92,549	140,920	92,549	233,468

## REEMPLAZO EQUIPOS ELMEC (95% del costo en dos años)

AÑO Valor al 1/91

2042 39,333

2043 39,333

## FACTOR REAJUSTE COSTOS (entre los desembolsos y los costos marginales)

1.0000

## COSTOS ANUALES DEL PROYECTO (1% obras civ.+2% equipos elmec)

(Miles de US\$)

(1/1991) (1/1991)

2008 3,260 3,260

2009 3,260 3,260

2010 3,260 3,260

2011 3,260 3,260

2012 3,260 3,260

2013 3,260 3,260

2014 3,260 3,260

hasta la fin del periodo 2015 3,260 3,260

## TASA DE INTERES DE REFERENCIA

0.02

## CARACTERISTICAS PRODUCTIVAS DEL PROYECTO (P ins.

420 MW 2a Etapa)

Factor de planta 0.800

	1a ETAPA	2a ETAPA	TOTAL		
Potencia cont. 90% (MW)	298.0	294.7	592.7		
Potencia garant.(MW)	372.5	368.4	740.9		
Energía primaria (GWh)	2,683.5	2,637.2	5,320.8	2,883.5	2,537.2
Energía secundaria (GWh)	0.0	0.0	0.0		

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA CODO SINCLAIR

TASA INT. : 8.0%

ESCALONAMIENTO MERCADO (INFINITO)

COSTOS MARGINALES DEL PROYECTO a1 (1/1991)

Año	( % )	(GWh)	Tasa inter.	Potencia (US\$/kW)	Energía pr. (US\$/MWh)	Energía se. (US\$/MWh)
2008	100.0%	2,837				
2009	100.0%	2,837				
2010	100.0%	2,837				
2011	100.0%	2,837	8.0%	41.81	22.15	8.64
2012	100.0%	2,837	10.0%	45.12	26.69	8.61
2013	100.0%	2,837	12.0%	48.47	36.87	11.08
2014	100.0%	2,837				
2015	100.0%	2,837				
2016	100.0%	2,837				
2017	100.0%	2,837				
2018	100.0%	2,837				

INVERSIONES, GASTOS DE FUNCIONAMIENTO, BENEFICIOS Y  
REDUCCION DE PRODUCCION DE ENERGIA DEL ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL

(Miles US\$) 1a Etapa 2a Etapa

Inversiones	5,175	
Gastos de funcionamiento (anuales)	833	
Beneficios anuales	2,600	
Reduccion de produccion anual de energia	0.0%	0.0%

TASA INTERES	C O S T O S (Miles de US\$)				B E N E F I C I O S (Miles de US\$)				R-C	B/C
	Otras civ.	Equipo el.	Costos anual	Total	Costo pot.	Costo en. p.	Benef. EIA	Totales		
0.08	167,354	107,270	35,883	314,547	188,443	768,812	0	957,254	642,707	3.04
0.10	159,264	97,893	29,490	286,647	139,338	568,475	0	707,811	421,163	2.47
0.12	151,717	90,563	22,573	264,792	106,653	435,123	0	541,775	276,983	2.05

TASA INTERNA DE RETORNO =

21.90%	121,308	65,590	8,126	195,024	38,392	156,632	0	195,024	(0)	1.00
--------	---------	--------	-------	---------	--------	---------	---	---------	-----	------

RESULTADOS CON T.I.R.

RESULTADOS CON TASA DE INT. 0.08

COSTO TOTAL (C)	(Miles de US\$)	195,024	COSTO TOTAL (C)	(Mil US\$)	314,547
BENEFICIO TOTAL (B)	(Miles de US\$)	195,024	BENEFICIO TOTAL (B)	(Mil US\$)	957,254
BENEFICIO NETO (B-C)	(Miles de US\$)	(0)	BENEFICIO NETO (B-C)	(Mil US\$)	642,707
RELACION B/C		1.00	RELACION B/C		3.04
T.I.R.	( % )	21.90	COSTO POR kW INSTALADO	(US\$/kW)	654.1
			COSTO DE LA ENERGIA	(US\$/MWh)	0.0091

CRONOGRAMA DE COSTOS Y BENEFICIOS

ETAPA 2a

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE LOCA EDRO SINCLAIR

TASA INT. : 8%

C O S T O S					B E N E F I C I O S				
Proyecto hidroeléctrico					Costos marginales de expansión				
(Miles de US\$)					(Miles de US\$)				
A N O S	Obras civ.	Equipo eia.	Costos an.	Totales	Costo pot.	Costo en. p.	Benef. EIA	Totales	
1	2003	15,366.0	0.0	15,366.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
2	2004	40,500.5	9,652.4	50,152.9	0.0	0.0	0.0	0.0	
3	2005	44,878.7	9,650.2	54,528.9	0.0	0.0	0.0	0.0	
4	2006	36,258.9	68,567.7	104,826.6	0.0	0.0	0.0	0.0	
5	2007	3,315.5	4,678.5	7,994.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
6	2008	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
7	2009	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
8	2010	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
9	2011	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
10	2012	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
11	2013	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
12	2014	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
13	2015	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
14	2016	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
15	2017	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
16	2018	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
17	2019	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
18	2020	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
19	2021	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
20	2022	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
21	2023	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
22	2024	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
23	2025	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
24	2026	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
25	2027	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
26	2028	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
27	2029	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
28	2030	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
29	2031	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
30	2032	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
31	2033	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
32	2034	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
33	2035	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
34	2036	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
35	2037	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
36	2038	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
37	2039	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
38	2040	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
39	2041	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7

40	2042	39,333.2	3,260.2	42,593.4	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
41	2043	39,333.2	3,260.2	42,593.4	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
42	2044	0.0	3,260.2	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
43	2045	0.0	3,260.2	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
44	2046	0.0	3,260.2	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
45	2047	0.0	3,260.2	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
46	2048	0.0	3,260.2	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
47	2049	0.0	3,260.2	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
48	2050	0.0	3,260.2	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
49	2051	0.0	3,260.2	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
50	2052	0.0	3,260.2	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
51	2053	0.0	3,260.2	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
52	2054	0.0	3,260.2	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
53	2055	0.0	3,260.2	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
54	2056	0.0	3,260.2	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7
55	2057	0.0	3,260.2	3,260.2	15,403.8	62,844.9	0.0	78,248.7

EVNEZAIO

## EVALUACION DE LA TASA INTERNA DE RETORNO DE UN PROYECTO

e 1 c

06-May-92

## ANALISIS ECONOMICO FINAL - MERCADO INFINITO, PRODUCCIONES NETAS, IMPACTO AMBIENTAL

VALOR PRESENTE AL INICIO DE LA PRODUCCION : SI (Si se pone NO actualiza al inicio de la construcción)

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA COBO SINCLAIR Año inicio construcción 2003

TASA INT. : 10.02 ETAPA 2a FACTOR PLANTA 0.80

AÑOS DE CONSTRUCCION 5.0

SIN LINEA DE TRANSMISION

CON IMPACTO AMBIENTAL

SIN REDUCCION DE LA PRODUCCION

## COSTOS DEL PROYECTO HIDROELECTRICO

(Miles de US\$)

Año de los desembolsos	INVERSION (1/1991)		INVERSION (1/1991)		Total
	Obras civ.	Equipo elc.	Obras civ.	Equipo elc.	
2003	15,366	0	15,366	0	15,366
2004	40,500	9,652	40,500	9,652	50,153
2005	44,879	9,650	44,879	9,650	54,529
2006	36,859	68,568	36,859	68,568	105,427
2007	3,316	4,678	3,316	4,678	7,994
2008	0	0	0	0	0
2009	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0
	140,920	92,549	140,920	92,549	233,468

## REEMPLAZO EQUIPOS ELNEC (85% del costo en dos años)

Año Valor al 1/91

2042 39,333

2043 39,333

## FACTOR REAJUSTE COSTOS (entre los desembolsos y los costos marginales)

1.0000

## COSTOS ANUALES DEL PROYECTO (1% obras civ.+2% equipos elneec)

(Miles de US\$)

(1/1991) (1/1991)

2008	3,260	3,260
2009	3,260	3,260
2010	3,260	3,260
2011	3,260	3,260
2012	3,260	3,260
2013	3,260	3,260
2014	3,260	3,260
hasta la fin del periodo	2015	3,260

## TASA DE INTERES DE REFERENCIA

10.02

## CARACTERISTICAS PRODUCTIVAS DEL PROYECTO (P ins.

420 MW 2a Etapa)

Factor de planta

0.800

	1a ETAPA	2a ETAPA	TOTAL		
Potencia cont. 90% (MW)	298.0	294.7	592.7		
Potencia garanti.(MW)	372.5	368.4	740.9		
Energía primaria (GWh)	2,863.5	2,837.2	5,720.8	2,863.5	2,837.2
Energía secundaria (GWh)	0.0	0.0	0.0		



Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE LOCA CODO SINCLAIR

TASA INT. : 10.0%

ESCALONAMIENTO MERCADO (INFINITO)			COSTOS MARGINALES DEL PROYECTO al (1/1991)			
Año	( % )	(GWh)	Tasa inter.	Potencia (US\$/kW)	Energía pr. (US\$/MWh)	Energía se. (US\$/MWh)
2008	100.0%	2,837				
2009	100.0%	2,837				
2010	100.0%	2,837				
2011	100.0%	2,837	8.0%	41.81	22.15	5.64
2012	100.0%	2,837	10.0%	45.12	26.69	3.61
2013	100.0%	2,837	12.0%	48.47	36.87	11.08
2014	100.0%	2,837				
2015	100.0%	2,837				
2016	100.0%	2,837				
2017	100.0%	2,837				
2018	100.0%	2,837				

INVERSIONES, GASTOS DE FUNCIONAMIENTO, BENEFICIOS Y  
REDUCCION DE PRODUCCION DE ENERGIA DEL ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL  
(Miles US\$) 1a Etapa 2a Etapa

Inversiones	5,175		
Gastos de funcionamiento (anuales)	833		
Beneficios anuales	2,609		
Reduccion de produccion anual de energia	---	0.0%	0.0%

TASA INTERES	C O S T O S (Miles de US\$)				B E N E F I C I O S (Miles de US\$)				B-C	B/C
	Obras civ.	Equipo elm.	Costos anual	Total	Costo pot.	Costo en. o.benef. EIA	Totales			
0.08	183,478	117,578	43,715	344,771	222,902	1,091,494	0	1,314,396	969,625	3.81
0.10	174,567	107,299	32,324	314,190	164,817	907,970	0	971,887	657,697	3.09
0.12	166,295	99,199	24,742	290,235	124,155	617,751	0	743,906	453,671	2.56

TASA INTERNA DE RETORNO =

25.90%	122,339	63,940	6,409	192,687	32,677	160,011	0	192,687	(0)	1.00
--------	---------	--------	-------	---------	--------	---------	---	---------	-----	------

RESULTADOS CON T.I.R.

COSTO TOTAL (C)	(Miles de US\$)	192,687
BENEFICIO TOTAL (B)	(Miles de US\$)	192,687
BENEFICIO NETO (B-C)	(Miles de US\$)	(0)
RELACION B/C		1.00
T.I.R.	( % )	25.90

RESULTADOS CON TASA DE INT. 0.1

COSTO TOTAL (C)	(Mil US\$)	314,190
BENEFICIO TOTAL (B)	(Mil US\$)	971,887
BENEFICIO NETO (B-C)	(Mil US\$)	657,697
RELACION B/C		3.09
COSTO POR KW INSTALADO	(US\$/kW)	671.3
COSTO DE LA ENERGIA	(US\$/kWh)	0.0116

CRONOGRAMA DE COSTOS Y BENEFICIOS

ETAPA 2a

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE CCEA CODO SINCLAIR

TASA INT. : 10%

C O S T O S					B E N E F I C I O S				
Proyecto hidroeléctrico					Costos marginales de expansión				
(Miles de US\$)					(Miles de US\$)				
A N O S	Obras civ.	Equipo elm.	Costos an.	Totales	Costo pot.	Costo en. p.	Benef. EIA	Totales	
			(Incl. EIA)						
1	2003	15,366.0	0.0	15,366.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
2	2004	40,500.5	7,852.4	50,152.9	0.0	0.0	0.0	0.0	
3	2005	40,678.7	7,850.2	54,528.9	0.0	0.0	0.0	0.0	
4	2006	36,356.9	68,567.7	105,426.6	0.0	0.0	0.0	0.0	
5	2007	3,315.5	4,678.5	7,994.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
6	2008	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
7	2009	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
8	2010	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
9	2011	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
10	2012	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
11	2013	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
12	2014	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
13	2015	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
14	2016	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
15	2017	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
16	2018	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
17	2019	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
18	2020	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
19	2021	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
20	2022	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
21	2023	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
22	2024	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
23	2025	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
24	2026	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
25	2027	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
26	2028	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
27	2029	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
28	2030	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
29	2031	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
30	2032	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
31	2033	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
32	2034	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
33	2035	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
34	2036	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
35	2037	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
36	2038	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
37	2039	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
38	2040	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
39	2041	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8

40	2042	39,333.2	3,260.2	32,333.4	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
41	2043	39,333.2	3,260.2	42,593.4	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
42	2044	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
43	2045	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
44	2046	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
45	2047	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
46	2048	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
47	2049	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
48	2050	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
49	2051	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
50	2052	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
51	2053	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
52	2054	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
53	2055	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
54	2056	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8
55	2057	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	81,400.4	0.0	98,023.8

EVNE2A12

## EVALUACION DE LA TASA INTERNA DE RETORNO DE UN PROYECTO

e i c

06-May-92

## ANALISIS ECONOMICO FINAL - MERCADO INFINITO. PRODUCCIONES NETAS. IMPACTO AMBIENTAL

VALOR PRESENTE AL INICIO DE LA PRODUCCION : SI 151 se pone NO actualiza al inicio de la construcción

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA COBO SINCLAIR AÑO inicio construcción 2003

TASA INT. : 12.0% ETAPA 2a FACTOR PLANTA 0.80

AÑOS DE CONSTRUCCION 3.0

SIN LINEA DE TRANSMISION

CON IMPACTO AMBIENTAL

SIN REDUCCION DE LA PRODUCCION

## COSTOS DEL PROYECTO HIDROELECTRICO

(Miles de US\$)

A N O de los desembolsos	INVERSION (1/1991)		INVERSION (1/1991)		Total
	Obras civ.	Equipo elm.	Obras civ.	Equipo elm.	
2003	15,366	0	15,366	0	15,366
2004	40,500	9,652	40,500	9,652	50,152
2005	44,879	9,650	44,879	9,650	54,529
2006	36,859	68,568	36,859	68,568	105,427
2007	3,316	4,678	3,316	4,678	7,994
2008	0	0	0	0	0
2009	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0
	140,920	92,549	140,920	92,549	233,468

## REEMPLAZO EQUIPOS ELNEC (85% del costo en dos años)

A N O Valor al 1/91

2041 39,333

2043 39,333

FACTOR REAJUSTE COSTOS (entre los desembolsos y los costos marginales)

1.0000

## COSTOS ANUALES DEL PROYECTO (15 obras civ.+82 equipos elneec)

(Miles de US\$)

(1/1991) (1/1991)

2008 3,260 3,260

2009 3,260 3,260

2010 3,260 3,260

2011 3,260 3,260

2012 3,260 3,260

2013 3,260 3,260

2014 3,260 3,260

hasta la fin del periodo 2015 3,260 3,260

TASA DE INTERES DE REFERENCIA

12.0%

CARACTERISTICAS PRODUCTIVAS DEL PROYECTO (P ins.

420

MW 2a Etapa)

Factor de planta 0.800

1a ETAPA

2a ETAPA

TOTAL

Potencia cont. 90% (MW) 298.0 294.7 592.7

Potencia garant.(MW) 372.5 368.4 740.9

Energía primaria (GWh) 2,883.5 2,337.2 5,220.8

2,383.5

2,837.2

Energía secundaria (GWh) 0.0 0.0 0.0

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA CODO SINCLAIR

TASA INT. : 10.0%

ESCALONAMIENTO MERCADO (INFINITO)			COSTOS MARGINALES DEL PROYECTO al (1/1991)			
Año	(%)	(MW)	Tasa inter.	Potencia (US\$/kW)	Energía pr. (US\$/MWh)	Energía se. (US\$/MWh)
2008	100.0%	2,837				
2009	100.0%	2,837				
2010	100.0%	2,837				
2011	100.0%	2,837	6.0%	41.91	12.15	6.64
2012	100.0%	2,837	10.0%	45.12	28.69	8.61
2013	100.0%	2,837	12.0%	48.47	36.97	11.08
2014	100.0%	2,837				
2015	100.0%	2,837				
2016	100.0%	2,837				
2017	100.0%	2,837				
2018	100.0%	2,837				

INVERSIONES, GASTOS DE FUNCIONAMIENTO, BENEFICIOS Y  
REDUCCION DE PRODUCCION DE ENERGIA DEL ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL  
(Miles US\$) 1a Etapa 2a Etapa

Inversiones	5,178	
Gastos de funcionamiento (anuales)	333	
Beneficios anuales	2,600	
Reduccion de produccion anual de energia	0.0%	0.0%

TASA INTERES	B E N E F I C I O S (Miles de US\$)				C O S T O S (Miles de US\$)				2-1	3/1
	Obras civ.	Equipo el.	Costos anual	Total	Costo tot.	Costo en. p. benef. EIA	Totales			
0.0%	260,776	128,662	47,337	377,273	262,026	1,534,933	0	1,796,963	1,419,659	4.76
6.16	191,024	117,415	35,371	343,811	155,746	1,134,966	0	1,322,768	984,896	3.96
0.12	181,972	105,351	17,074	317,397	143,298	868,726	0	1,017,024	695,427	3.20

TASA INTERNA DE RETORNO =

30.31%	121,637	61,206	5,044	189,488	27,630	161,958	0	189,488	(0)	1.00
--------	---------	--------	-------	---------	--------	---------	---	---------	-----	------

RESULTADOS CON T.I.A.

COSTO TOTAL (C)	(Miles de US\$)	189,488
BENEFICIO TOTAL (B)	(Miles de US\$)	189,488
BENEFICIO NETO (B-C)	(Miles de US\$)	0
RELACION B/C		1.00
T.I.A.	(%)	30.31

RESULTADOS CON TASA DE INT. 0.12

COSTO TOTAL (C)	(Miles de US\$)	189,488
BENEFICIO TOTAL (B)	(Miles de US\$)	1,017,024
BENEFICIO NETO (B-C)	(Miles de US\$)	827,536
RELACION B/C		5.37
COSTO POR KW INSTALADO	(US\$/kW)	66.3
COSTO DE LA ENERGIA	(US\$/MWh)	0.0144

CRONOGRAMA DE COSTOS Y BENEFICIOS

ETAPA 2a

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA CODO SINCLAIR

TASA INT. : 12%

C O S T O S					B E N E F I C I O S				
Proyecto hidroeléctrico					Costos marginales de extracción				
(Miles de US\$)					(Miles de US\$)				
A N O S	Otras civ.	Equipo elm.	Costos an.	Totales (Incl. EIA)	Costo net.	Costo en. p.	Benef. EIA	Totales	
1	2003	15,366.0	0.0	15,366.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
2	2004	40,500.5	2,652.4	50,152.9	0.0	0.0	0.0	0.0	
3	2005	44,678.7	2,650.2	54,528.9	0.0	0.0	0.0	0.0	
4	2006	36,858.9	55,567.7	165,426.6	0.0	0.0	0.0	0.0	
5	2007	3,315.5	4,678.5	7,994.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
6	2008	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
7	2009	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
8	2010	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
9	2011	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
10	2012	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
11	2013	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
12	2014	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
13	2015	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
14	2016	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
15	2017	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
16	2018	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
17	2019	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
18	2020	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
19	2021	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
20	2022	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
21	2023	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
22	2024	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
23	2025	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
24	2026	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
25	2027	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
26	2028	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
27	2029	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
28	2030	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
29	2031	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
30	2032	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
31	2033	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
32	2034	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
33	2035	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
34	2036	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
35	2037	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
36	2038	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
37	2039	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
38	2040	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
39	2041	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6

40	2042	39,333.2	3,260.2	42,593.4	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
41	2043	39,333.2	3,260.2	42,593.4	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
42	2044	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
43	2045	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
44	2046	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
45	2047	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
46	2048	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
47	2049	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
48	2050	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
49	2051	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
50	2052	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
51	2053	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
52	2054	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
53	2055	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
54	2056	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6
55	2057	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	104,609.0	0.0	122,466.6

APENDICE E

ANALISIS ECONOMICO

CASO E

CON LINEAS DE TRANSMISION Y CON EIA  
CON REDUCCION DE PRODUCCION ENERGETICA



RECLIR

PROYECTO COCA CODO SINCLAIR

ANALISIS ECONOMICO FINAL  
CON LINEA DE TRANSMISION

CUADRO RESUMEN DE LOS RESULTADOS  
CON IMPACTO AMBIENTAL  
CON REDUCCION DE LA PRODUCCION

DATOS CARACTERISTICOS DEL PROYECTO

	1a Etapa	2a Etapa
Año de inicio de la construcción	1996	2003
Años de construcción	7	5
Costos totales de inversión (al 1/1991 en Miles de US\$)	443,830	278,498
-Obras Civiles	290,513	140,920
-Equipos electromecánico	153,317	137,578
-Remplazo Equipos		
Años	Valor	
2037	65,160	0
2038	65,160	0
2042	0	58,471
2043	0	58,471

CARACTERISTICAS PRODUCTIVAS DEL PROYECTO

	1a Etapa	2a Etapa
Factor de Planta	0.80	0.80
Potencia Instalada (MW)	424.50	419.90
Potencia Garantizada Neta (MW)	372.48	368.43
Energía Firme anual Bruta (GWh)	2,978.3	2,930.5
Energía Firme anual Neta	2,831.6	2,462.7

COSTOS MARGINALES DE EXPANSION POR AÑO AL 1/1991

Tasa int.	Potencia (US\$/kW)	Ener. pr. (US\$/MWh)	Ener. sec. (US\$/MWh)
8.0%	41.81	22.15	6.64
10.0%	45.12	28.69	8.61
12.0%	48.47	36.87	11.08

EFFECTOS DEL ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL

Inversiones	5,175	
Gastos anuales de funcionamiento	833	
Beneficios anuales (Miles de US\$)	2,600	
	1a Etapa	2a Etapa
Reducción de producción de energía	1.8%	13.2%

RESULTADOS DE LOS ANALISIS ECONOMICO  
VALORES AL INICIO DE LA PRODUCCION ENERGETICA

TASA DE INTERES	8.0%		10.0%		12.0%	
	1 a Etapa	2 a Etapa	1 a Etapa	2 a Etapa	1 a Etapa	2 a Etapa
COSTOS (Miles de US\$)						
-Obras civiles (incl. EIA)	379,254	172,383	431,234	188,947	489,204	206,760
-Equipos	196,835	161,450	223,812	176,963	253,899	193,646
-Costos anuales (incl. EIA)	89,902	61,091	102,224	66,961	115,965	73,274
BENEFICIOS (Miles de US\$)						
-Potencia	205,755	188,443	252,477	222,902	307,683	262,026
-Energía prim.	828,671	667,329	1,220,454	947,417	1,779,268	1,332,326
-Beneficios EIA	34,352	0	39,060	0	44,311	0
COSTO TOTAL (C)	665,990	394,924	680,172	390,723	702,977	392,184
BENEFICIO TOTAL (B)	1,068,778	855,771	1,097,666	865,354	1,163,147	902,352
BENEFICIO NETO (B-C)	402,788	460,847	417,494	474,631	460,170	510,167
RELACION B/C	1.60	2.17	1.61	2.21	1.65	2.30
COSTO POR kW INSTALADO (US\$/kW)	1,357.10	795.03	1,427.47	812.60	1,506.92	835.23
COSTO DE LA ENERGIA (US\$/kWh)	0.0192	0.0131	0.0252	0.0167	0.0321	0.0207

EVAE1008

## EVALUACION DE LA TASA INTERNA DE RETORNO DE UN PROYECTO

e i c 06-May-92

## ANALISIS ECONOMICO FINAL - MERCADO INFINITO. PRODUCCIONES NETAS. IMPACTO AMBIENTAL

VALOR PRESENTE AL INICIO DE LA PRODUCCION : SI (Si se pone NO actualiza al inicio de la construcción)

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA CODO SINCLAIR Año inicio construcción 1996

TASA INT. : 8.0% ETAPA 1a FACTOR PLANTA 0.80

AÑOS DE CONSTRUCCION 7.0

CON LINEA DE TRANSMISION

CON IMPACTO AMBIENTAL

CON REDUCCION DE LA PRODUCCION

## COSTOS DEL PROYECTO HIDROELECTRICO

(Miles de US\$)

A & C de los desembolsos	INVERSION		INVERSION		Total
	Obras civ.	Equipo el.	Obras civ.	Equipo el.	
	(1/1991)	(1/1991)		(1/1991)	
1996	26,538	0	26,538	0	26,538
1997	37,057	26,172	37,057	26,172	63,229
1998	48,120	13,934	48,120	13,934	62,054
1999	65,156	37,000	65,156	37,000	102,156
2000	70,286	39,578	70,286	39,578	109,864
2001	40,182	19,098	40,182	19,098	59,280
2002	3,174	17,535	3,174	17,535	20,709
2003	0	0	0	0	0
2004	0	0	0	0	0
2005	0	0	0	0	0
2006	0	0	0	0	0
2007	0	0	0	0	0
2008	0	0	0	0	0
<hr/>					
	290,513	153,317	290,513	153,317	443,830

REPLAZO EQUIPOS ELMEC (85% del costo en dos años)

A & C	Valor
2007	65,160
2008	65,160

FACTOR REAJUSTE COSTOS (entre los desembolsos y los costos marginales)

1.0000

## COSTOS ANUALES DEL PROYECTO (1% obras civ.+2% equipos elmec)

(Miles de US\$)

(1/1991) (1/1991)

2002	5,971	5,971
2003	5,971	5,971
2004	5,971	5,971
2005	5,971	5,971
2006	5,971	5,971
2007	5,971	5,971
2008	5,971	5,971
hasta la fin del periodo	2007	5,971

TASA DE INTERES DE REFERENCIA

8.0%

CARACTERISTICAS PRODUCTIVAS DEL PROYECTO (P ins. 425 MW)

Factor de planta 0.800

	1a ETAPA	2a ETAPA	TOTAL		
Potencia cont. 90% (MW)	298.0	0.0	298.0		
Potencia garant.(MW)	372.5	0.0	372.5		
Energía primaria (GWh)	2,831.6	0.0	2,831.6	2,831.6	0.0
Energía secundaria (GWh)	0.0	0.0	0.0		

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE DCCA CODO SINCLAIR

TASA INT. : 3.0%

ESCALONAMIENTO MERCADO (INFINITO)			COSTOS MARGINALES DEL PROYECTO a1 (1/1991)			
Año	(%)	(MW)	Tasa inter.	Potencia (US\$/kW)	Energía pr. (US\$/MWh)	Energía se. (US\$/MWh)
2002	100.0%	2,832				
2003	100.0%	2,832				
2004	100.0%	2,832				
2005	100.0%	2,832	8.0%	41.31	22.15	3.44
2006	100.0%	2,832	10.0%	43.12	25.08	3.61
2007	100.0%	2,832	12.0%	46.47	26.27	11.08
2008	100.0%	2,832				
2009	100.0%	2,832				
2010	100.0%	2,832				
2011	100.0%	2,832				
2012	100.0%	2,832				

INVERSIONES, GASTOS DE FUNCIONAMIENTO, BENEFICIOS Y  
REDUCCION DE PRODUCCION DE ENERGIA DEL ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL  
(Miles US\$) 1a Etapa 2a Etapa

Inversiones	5,175	
Gastos de funcionamiento (anuales)	853	
Beneficios anuales	2,600	
Reduccion de produccion anual de energia	1.8%	13.2%

TASA INTERES	C O S T O S (Miles de US\$)				B E N E F I C I O S (Miles de US\$)				B-C	S/C
	Obras civ.	Equipo eia.	Costos anual	Total	Costo tot.	Costo en. p.benef. EIA	Totales			
0.080	379,254	196,835	87,702	663,791	205,255	328,671	74,792	1,068,778	402,788	1.30
0.100	354,690	178,250	63,286	596,186	147,375	601,970	24,733	775,905	177,719	1.30
0.120	332,338	163,531	49,064	544,931	112,292	492,251	19,743	553,291	38,310	1.07

TASA INTERNA DE RETORNO =  
12.74% 324,482 158,634 44,370 527,486 101,549 408,984 16,954 527,486 0 1.00

RESULTADOS CON T.I.R. RESULTADOS CON TASA DE INT. 0.08

COSTO TOTAL (C)	(Miles de US\$)	527,486	COSTO TOTAL (C)	(Miles de US\$)	527,486
BENEFICIO TOTAL (B)	(Miles de US\$)	527,486	BENEFICIO TOTAL (B)	(Miles de US\$)	1,068,778
BENEFICIO NETO (B-C)	(Miles de US\$)	0	BENEFICIO NETO (B-C)	(Miles de US\$)	402,788
RELACION B/C		1.00	RELACION B/C		1.30
T.I.R.	(%)	12.76	COSTO POR KW INSTALADO (US\$/kW)		1,157.1
			COSTO DE LA ENERGIA (US\$/MWh)		0.0192

CRONOGRAMA DE COSTOS Y BENEFICIOS

ETAPA 1a

Proyecto hidroeléctrico de: PROYECTO DE COCA CORD SINCLAIR

TASA INT. : 80

C O S T O S					B E N E F I C I O S				
Proyecto hidroeléctrico					Costos marginales de expansión				
(Miles de US\$)					(Miles de US\$)				
A N O S		Gastos civ. Equipo elec.	Costos en. (Incl. EIA)	Totales	Costo pot.	Costo en. p. Benef. EIA	Totales		
1	1996	27,277.3	0.0	27,277.3	0.0	0.0	0.0	0.0	
2	1997	37,778.5	16,172.4	63,969.3	0.0	0.0	0.0	0.0	
3	1998	40,859.3	13,433.9	62,793.3	0.0	0.0	0.0	0.0	
4	1999	65,874.7	37,000.4	102,895.3	0.0	0.0	0.0	0.0	
5	2000	71,025.7	39,577.6	110,603.3	0.0	0.0	0.0	0.0	
6	2001	40,521.4	19,097.5	60,019.3	0.0	0.0	0.0	0.0	
7	2002	5,913.1	17,535.2	6,804.5	15,573.2	62,720.3	2,600.0	60,893.5	
8	2003	0.0	0.0	6,804.5	15,573.2	62,720.3	2,600.0	60,893.5	
9	2004	0.0	0.0	6,804.5	15,573.2	62,720.3	2,600.0	60,893.5	
10	2005	0.0	0.0	6,804.5	15,573.2	62,720.3	2,600.0	60,893.5	
11	2006	0.0	0.0	6,804.5	15,573.2	62,720.3	2,600.0	60,893.5	
12	2007	0.0	0.0	6,804.5	15,573.2	62,720.3	2,600.0	60,893.5	
13	2008	0.0	0.0	6,804.5	15,573.2	62,720.3	2,600.0	60,893.5	
14	2009	0.0	0.0	6,804.5	15,573.2	62,720.3	2,600.0	60,893.5	
15	2010	0.0	0.0	6,804.5	15,573.2	62,720.3	2,600.0	60,893.5	
16	2011	0.0	0.0	6,804.5	15,573.2	62,720.3	2,600.0	60,893.5	
17	2012	0.0	0.0	6,804.5	15,573.2	62,720.3	2,600.0	60,893.5	
18	2013	0.0	0.0	6,804.5	15,573.2	62,720.3	2,600.0	60,893.5	
19	2014	0.0	0.0	6,804.5	15,573.2	62,720.3	2,600.0	60,893.5	
20	2015	0.0	0.0	6,804.5	15,573.2	62,720.3	2,600.0	60,893.5	
21	2016	0.0	0.0	6,804.5	15,573.2	62,720.3	2,600.0	60,893.5	
22	2017	0.0	0.0	6,804.5	15,573.2	62,720.3	2,600.0	60,893.5	
23	2018	0.0	0.0	6,804.5	15,573.2	62,720.3	2,600.0	60,893.5	
24	2019	0.0	0.0	6,804.5	15,573.2	62,720.3	2,600.0	60,893.5	
25	2020	0.0	0.0	6,804.5	15,573.2	62,720.3	2,600.0	60,893.5	
26	2021	0.0	0.0	6,804.5	15,573.2	62,720.3	2,600.0	60,893.5	
27	2022	0.0	0.0	6,804.5	15,573.2	62,720.3	2,600.0	60,893.5	
28	2023	0.0	0.0	6,804.5	15,573.2	62,720.3	2,600.0	60,893.5	
29	2024	0.0	0.0	6,804.5	15,573.2	62,720.3	2,600.0	60,893.5	
30	2025	0.0	0.0	6,804.5	15,573.2	62,720.3	2,600.0	60,893.5	
31	2026	0.0	0.0	6,804.5	15,573.2	62,720.3	2,600.0	60,893.5	
32	2027	0.0	0.0	6,804.5	15,573.2	62,720.3	2,600.0	60,893.5	
33	2028	0.0	0.0	6,804.5	15,573.2	62,720.3	2,600.0	60,893.5	
34	2029	0.0	0.0	6,804.5	15,573.2	62,720.3	2,600.0	60,893.5	
35	2030	0.0	0.0	6,804.5	15,573.2	62,720.3	2,600.0	60,893.5	
36	2031	0.0	0.0	6,804.5	15,573.2	62,720.3	2,600.0	60,893.5	
37	2032	0.0	0.0	6,804.5	15,573.2	62,720.3	2,600.0	60,893.5	
38	2033	0.0	0.0	6,804.5	15,573.2	62,720.3	2,600.0	60,893.5	
39	2034	0.0	0.0	6,804.5	15,573.2	62,720.3	2,600.0	60,893.5	

40	2035	0.0	6,804.5	6,804.5	15,573.2	62,720.3	2,600.0	80,893.5
41	2036	0.0	6,804.5	6,804.5	15,573.2	62,720.3	2,600.0	80,893.5
42	2037	55,159.9	6,804.5	71,964.4	15,573.2	62,720.3	2,600.0	80,893.5
43	2038	55,159.9	6,804.5	71,964.4	15,573.2	62,720.3	2,600.0	80,893.5
44	2039	0.0	6,804.5	6,804.5	15,573.2	62,720.3	2,600.0	80,893.5
45	2040	0.0	6,804.5	6,804.5	15,573.2	62,720.3	2,600.0	80,893.5
46	2041	0.0	6,804.5	6,804.5	15,573.2	62,720.3	2,600.0	80,893.5
47	2042	0.0	6,804.5	6,804.5	15,573.2	62,720.3	2,600.0	80,893.5
48	2043	0.0	6,804.5	6,804.5	15,573.2	62,720.3	2,600.0	80,893.5
49	2044	0.0	6,804.5	6,804.5	15,573.2	62,720.3	2,600.0	80,893.5
50	2045	0.0	6,804.5	6,804.5	15,573.2	62,720.3	2,600.0	80,893.5
51	2046	0.0	6,804.5	6,804.5	15,573.2	62,720.3	2,600.0	80,893.5
52	2047	0.0	6,804.5	6,804.5	15,573.2	62,720.3	2,600.0	80,893.5
53	2048	0.0	6,804.5	6,804.5	15,573.2	62,720.3	2,600.0	80,893.5
54	2049	0.0	6,804.5	6,804.5	15,573.2	62,720.3	2,600.0	80,893.5
55	2050	0.0	6,804.5	6,804.5	15,573.2	62,720.3	2,600.0	80,893.5
56	2051	0.0	6,804.5	6,804.5	15,573.2	62,720.3	2,600.0	80,893.5

EVAEICIO

EVALUACION DE LA TASA INTERNA DE RETORNO DE UN PROYECTO

e l c 06-May-72

ANALISIS ECONOMICO FINAL - MERCADO INFINITO. PRODUCCIONES NETAS, IMPACTO AMBIENTAL

VALOR PRESENTE AL INICIO DE LA PRODUCCION : SI (Si se pone NO actualiza al inicio de la construcción)

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA CORDA SINCLAIR Año inicio construcción 1976

TASA INT. : 10.0% ETAPA 1a FACTOR PLANTA 0.80

AÑOS DE CONSTRUCCION 7.0

CON LINEA DE TRANSMISION

CON IMPACTO AMBIENTAL

CON REDUCCION DE LA PRODUCCION

COSTOS DEL PROYECTO HIDROELECTRICO

(Miles de US\$)

A % O de los desembolsos	INVERSION (1/1991)		INVERSION (1/1991)		Total
	Obras civ.	Equipo ele.	Obras civ.	Equipo ele.	
1996	26,538	0	26,538	0	26,538
1997	37,057	26,172	37,057	26,172	63,229
1998	46,120	13,934	46,120	13,934	62,054
1999	65,156	37,000	65,156	37,000	102,156
2000	70,293	39,578	70,293	39,578	109,871
2001	40,182	19,098	40,182	19,098	59,280
2002	3,174	17,535	3,174	17,535	20,709
2003	0	0	0	0	0
2004	0	0	0	0	0
2005	0	0	0	0	0
2006	0	0	0	0	0
2007	0	0	0	0	0
2008	0	0	0	0	0
<hr/>					
	290,513	153,317	290,513	153,317	443,830

REEMPLAZO EQUIPOS ELNEC (85% del costo en dos años)

A ñ o	Valor
2007	65,160
2008	65,160

FACTOR REAJUSTE COSTOS (entre los desembolsos y los costos marginales)

1.0000

COSTOS ANUALES DEL PROYECTO (1% obras civ., 62% equipos elneec)

(Miles de US\$)

(1/1991) (1/1991)

	2002	5,971	5,971
	2003	5,971	5,971
	2004	5,971	5,971
	2005	5,971	5,971
	2006	5,971	5,971
	2007	5,971	5,971
	2008	5,971	5,971
hasta la fin del periodo	2009	5,971	5,971

TASA DE INTERES DE REFERENCIA

10.0%

CARACTERISTICAS PRODUCTIVAS DEL PROYECTO (P ins. 425 MW)

Factor de planta 0.800

	1a ETAPA	2a ETAPA	TOTAL		
Potencia cont. 90% (MW)	298.0	0.0	298.0		
Potencia garant. (MW)	372.5	0.0	372.5		
Energía primaria (GWh)	2,831.6	0.0	2,831.6	2,883.5	0.0
Energía secundaria (GWh)	0.0	0.0	0.0		

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA LOLO SINCLAIR

TASA INT. : 10.0%

ESCALONAMIENTO MERCADO (INFINITO)

Año	( % )	(GWh)
2002	100.0%	2,832
2003	100.0%	2,832
2004	100.0%	2,832
2005	100.0%	2,832
2006	100.0%	2,832
2007	100.0%	2,832
2008	100.0%	2,832
2009	100.0%	2,832
2010	100.0%	2,832
2011	100.0%	2,832
2012	100.0%	2,832

COSTOS MARGINALES DEL PROYECTO al (1/1991)

Tasa inter.	Potencia (US\$/kW)	Energía pr. (US\$/MWh)	Energía se. (US\$/MWh)
8.0%	41.31	22.15	6.54
10.0%	45.12	23.39	8.61
12.0%	49.47	26.87	11.08

INVERSIONES, GASTOS DE FUNCIONAMIENTO, BENEFICIOS Y

REDUCCION DE PRODUCCION DE ENERGIA DEL ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL

(Miles US\$) 1a Etapa 2a Etapa

Inversiones	5,175		
Gastos de funcionamiento (anuales)	833		
Beneficios anuales	2,600		
Reduccion de produccion anual de energia	1.8%		13.2%

TASA INTERES	C O S T O S				B E N E F I C I O S				B-C	B/C
	(Miles de US\$)				(Miles de US\$)					
	Obras civ.	Equipo eia.	Costos anual	Total	Costo pot.	Costo en. p.	Benef. EIA	Totales		
0.050	431,224	223,612	102,224	757,269	252,477	1,220,454	39,060	1,511,991	754,722	2.00
0.100	403,500	202,637	74,612	680,752	193,292	886,017	26,356	1,097,666	417,494	1.61
0.150	377,942	166,344	56,769	619,674	137,791	666,069	21,317	826,177	206,502	1.33

TASA INTERNA DE RETORNO =

15.38%	340,096	163,283	36,600	539,879	90,161	435,701	15,947	539,879	0	1.00
--------	---------	---------	--------	---------	--------	---------	--------	---------	---	------

RESULTADOS CON T.I.R.

COSTO TOTAL (C)	(Miles de US\$)	539,879
BENEFICIO TOTAL (B)	(Miles de US\$)	539,879
BENEFICIO NETO (B-C)	(Miles de US\$)	0
RELACION B/C		1.00
T.I.R.	( % )	15.38

RESULTADOS CON TASA DE INT. 0.1

COSTO TOTAL (C)	(Miles de US\$)	680,752
BENEFICIO TOTAL (B)	(Miles de US\$)	1,097,666
BENEFICIO NETO (B-C)	(Miles de US\$)	417,494
RELACION B/C		1.61
COSTO POR kW INSTALADO	(US\$/kW)	1,427.5
COSTO DE LA ENERGIA	(US\$/kWh)	0.0252



CRONOGRAMA DE COSTOS Y BENEFICIOS

ETAPA 1a

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA COBO SINCLAIR

TASA INT. : 10%

C O S T O S					B E N E F I C I O S				
Proyecto hidroeléctrico					Costos marginales de expansión				
(Miles de US\$)					(Miles de US\$)				
A N O S	Obras civ. Equipo el.	Costos an.	(Incl. EIA)	Totales	Costo pot.	Costo en. p.	Benef. EIA	Totales	
1	1996	27,277.3	0.0	27,277.3	0.0	0.0	0.0	0.0	
2	1997	37,795.9	28,172.4	63,968.3	0.0	0.0	0.0	0.0	
3	1998	48,859.3	13,933.9	62,793.3	0.0	0.0	0.0	0.0	
4	1999	65,894.9	37,000.4	102,895.3	0.0	0.0	0.0	0.0	
5	2000	71,025.7	39,577.6	110,603.3	0.0	0.0	0.0	0.0	
6	2001	40,921.4	19,097.9	58,019.3	0.0	0.0	0.0	0.0	
7	2002	3,915.1	17,535.2	6,804.5	16,806.1	81,239.1	2,600.0	100,645.2	
8	2003	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	16,806.1	81,239.1	2,600.0	100,645.2
9	2004	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	16,806.1	81,239.1	2,600.0	100,645.2
10	2005	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	16,806.1	81,239.1	2,600.0	100,645.2
11	2006	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	16,806.1	81,239.1	2,600.0	100,645.2
12	2007	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	16,806.1	81,239.1	2,600.0	100,645.2
13	2008	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	16,806.1	81,239.1	2,600.0	100,645.2
14	2009	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	16,806.1	81,239.1	2,600.0	100,645.2
15	2010	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	16,806.1	81,239.1	2,600.0	100,645.2
16	2011	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	16,806.1	81,239.1	2,600.0	100,645.2
17	2012	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	16,806.1	81,239.1	2,600.0	100,645.2
18	2013	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	16,806.1	81,239.1	2,600.0	100,645.2
19	2014	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	16,806.1	81,239.1	2,600.0	100,645.2
20	2015	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	16,806.1	81,239.1	2,600.0	100,645.2
21	2016	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	16,806.1	81,239.1	2,600.0	100,645.2
22	2017	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	16,806.1	81,239.1	2,600.0	100,645.2
23	2018	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	16,806.1	81,239.1	2,600.0	100,645.2
24	2019	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	16,806.1	81,239.1	2,600.0	100,645.2
25	2020	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	16,806.1	81,239.1	2,600.0	100,645.2
26	2021	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	16,806.1	81,239.1	2,600.0	100,645.2
27	2022	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	16,806.1	81,239.1	2,600.0	100,645.2
28	2023	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	16,806.1	81,239.1	2,600.0	100,645.2
29	2024	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	16,806.1	81,239.1	2,600.0	100,645.2
30	2025	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	16,806.1	81,239.1	2,600.0	100,645.2
31	2026	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	16,806.1	81,239.1	2,600.0	100,645.2
32	2027	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	16,806.1	81,239.1	2,600.0	100,645.2
33	2028	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	16,806.1	81,239.1	2,600.0	100,645.2
34	2029	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	16,806.1	81,239.1	2,600.0	100,645.2
35	2030	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	16,806.1	81,239.1	2,600.0	100,645.2
36	2031	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	16,806.1	81,239.1	2,600.0	100,645.2
37	2032	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	16,806.1	81,239.1	2,600.0	100,645.2
38	2033	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	16,806.1	81,239.1	2,600.0	100,645.2
39	2034	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	16,806.1	81,239.1	2,600.0	100,645.2

40	2035	0.0	6,804.5	6,804.5	16,806.1	81,239.1	2,600.0	100,645.2
41	2036	0.0	6,804.5	6,804.5	16,806.1	81,239.1	2,600.0	100,645.2
42	2037	65,159.9	6,804.5	71,964.4	16,806.1	81,239.1	2,600.0	100,645.2
43	2038	65,159.9	6,804.5	71,964.4	16,806.1	81,239.1	2,600.0	100,645.2
44	2039	0.0	6,804.5	6,804.5	16,806.1	81,239.1	2,600.0	100,645.2
45	2040	0.0	6,804.5	6,804.5	16,806.1	81,239.1	2,600.0	100,645.2
46	2041	0.0	6,804.5	6,804.5	16,806.1	81,239.1	2,600.0	100,645.2
47	2042	0.0	6,804.5	6,804.5	16,806.1	81,239.1	2,600.0	100,645.2
48	2043	0.0	6,804.5	6,804.5	16,806.1	81,239.1	2,600.0	100,645.2
49	2044	0.0	6,804.5	6,804.5	16,806.1	81,239.1	2,600.0	100,645.2
50	2045	0.0	6,804.5	6,804.5	16,806.1	81,239.1	2,600.0	100,645.2
51	2046	0.0	6,804.5	6,804.5	16,806.1	81,239.1	2,600.0	100,645.2
52	2047	0.0	6,804.5	6,804.5	16,806.1	81,239.1	2,600.0	100,645.2
53	2048	0.0	6,804.5	6,804.5	16,806.1	81,239.1	2,600.0	100,645.2
54	2049	0.0	6,804.5	6,804.5	16,806.1	81,239.1	2,600.0	100,645.2
55	2050	0.0	6,804.5	6,804.5	16,806.1	81,239.1	2,600.0	100,645.2
56	2051	0.0	6,804.5	6,804.5	16,806.1	81,239.1	2,600.0	100,645.2

EVAE1012

## EVALUACION DE LA TASA INTERNA DE RETORNO DE UN PROYECTO

e 1 c 06-May-92

## ANALISIS ECONOMICO FINAL - MERCADO INFINITO, PRODUCCIONES NETAS, IMPACTO AMBIENTAL

VALOR PRESENTE AL INICIO DE LA PRODUCCION : SI (SI se tiene NO actualiza al inicio de la construcción)

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA COPO SINCLAIR Año inicio construcción 1996

TASA INT. : 12.0% ETAPA 1a FACTOR PLANTA 0.80

AÑOS DE CONSTRUCCION 7.0

CON LINEA DE TRANSMISION

CON IMPACTO AMBIENTAL

CON REDUCCION DE LA PRODUCCION

## COSTOS DEL PROYECTO HIDROELECTRICO

(Miles de US\$)

AÑO de los desembolsos	INVERSION		INVERSION		Total
	Obras civ.	Equipo el.	Obras civ.	Equipo el.	
(1/1991)	(1/1991)	(1/1991)	(1/1991)	(1/1991)	
1996	26,538	0	26,538	0	26,538
1997	37,057	26,172	37,057	26,172	63,229
1998	45,120	13,934	45,120	13,934	62,054
1999	65,156	37,000	65,156	37,000	102,156
2000	70,286	39,578	70,286	39,578	109,864
2001	40,182	19,098	40,182	19,098	59,280
2002	3,174	17,535	3,174	17,535	20,709
2003	0	0	0	0	0
2004	0	0	0	0	0
2005	0	0	0	0	0
2006	0	0	0	0	0
2007	0	0	0	0	0
2008	0	0	0	0	0
	190,513	153,317	190,513	153,317	443,830

## REEMPLAZO EQUIPOS ELMEL (85% del costo en dos años)

AÑO	Valor
2007	65,160
2008	65,160

FACTOR REAJUSTE COSTOS (entre los desembolsos y los costos marginales)

1.0000

## COSTOS ANUALES DEL PROYECTO (1% obras civ.+2% equipos elmel)

(Miles de US\$)

(1/1991) (1/1991)

2002	5,971	5,971
2003	5,971	5,971
2004	5,971	5,971
2005	5,971	5,971
2006	5,971	5,971
2007	5,971	5,971
2008	5,971	5,971
2009	5,971	5,971

hasta la fin del periodo

TASA DE INTERES DE REFERENCIA

12.0%

## CARACTERISTICAS PRODUCTIVAS DEL PROYECTO (P ins. 425 MW)

Factor de planta 0.800

	1a ETAPA	2a ETAPA	TOTAL		
Potencia cont. 70% (MW)	278.0	0.0	278.0		
Potencia garant.(MW)	372.5	0.0	372.5		
Energía primaria (GWh)	2,831.6	0.0	2,831.6	2,831.6	0.0
Energía secundaria (GWh)	0.0	0.0	0.0		

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA COCO SINCLAIR

TASA INT. : 12.0%

ESCALONAMIENTO MERCADO (INFINITO)

COSTOS MARGINALES DEL PROYECTO a) (1/1991)

Año	( % )	(GWh)	Tasa inter.	Potencia (US\$/kW)	Energía pr. (US\$/MWh)	Energía se. (US\$/MWh)
2002	100.0%	2,832				
2003	100.0%	2,832				
2004	100.0%	2,832				
2005	100.0%	2,832	8.0%	41.81	21.15	6.64
2006	100.0%	2,832	10.0%	45.12	25.69	8.61
2007	100.0%	2,832	12.0%	48.47	36.87	11.98
2008	100.0%	2,832				
2009	100.0%	2,832				
2010	100.0%	2,832				
2011	100.0%	2,832				
2012	100.0%	2,832				

INVERSIONES, GASTOS DE FUNCIONAMIENTO, BENEFICIOS Y

REDUCCION DE PRODUCCION DE ENERGIA DEL ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL

(Miles US\$) 1a Etapa 2a Etapa

Inversiones	5,175	
Gastos de funcionamiento (anuales)	833	
Beneficios anuales	2,600	
Reduccion de produccion anual de energia	1.9%	13.2%

TASA INTERES	C O S T O S				B E N E F I C I O S				I-C	R/C
	(Miles de US\$)				(Miles de US\$)					
	Obras civ.	Equipo elm.	Costos anual	Total	Costo pot.	Costo en. n.	Benef. EIA	Totales		
0.000	489,204	253,899	115,755	859,858	507,693	1,779,268	44,311	2,121,262	1,272,194	2.40
0.100	487,518	259,791	84,186	771,607	253,370	1,291,700	32,168	1,347,240	775,653	2.01
0.120	408,748	210,940	63,289	702,977	167,720	971,044	24,133	1,163,147	480,170	1.65

TASA INTERNA DE RETORNO =

12.31%	553,667	167,023	59,762	550,652	79,496	439,709	11,448	550,652	(0)	1.00
--------	---------	---------	--------	---------	--------	---------	--------	---------	-----	------

RESULTADOS CON T.I.R.

RESULTADOS CON TASA DE INT. 0.12

COSTO TOTAL (C)	(Miles de US\$)	550,652	COSTO TOTAL (C)	(Miles de US\$)	702,977
BENEFICIO TOTAL (B)	(Miles de US\$)	550,652	BENEFICIO TOTAL (B)	(Miles de US\$)	1,163,147
BENEFICIO NETO (B-C)	(Miles de US\$)	(0)	BENEFICIO NETO (B-C)	(Miles de US\$)	460,170
RELACION B/C		1.00	RELACION B/C		1.65
T.I.R.	( % )	12.31	COSTO POR KW INSTALADO	(US\$/kW)	1,506.7
			COSTO DE LA ENERGIA	(US\$/MWh)	2,002.1

# CRONOGRAMA DE COSTOS Y BENEFICIOS

ETAPA 1a

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE LOMA CORDO SINCLAIR

TASA INT. : 12%

C O S T O S					B E N E F I C I O S				
Proyecto hidroeléctrico					Costos marginales de expansión				
(Miles de US\$)					(Miles de US\$)				
A N O S	Obras civ.	Equipo el.	Costos an.	Totales	Costo poi.	Costo en. o.	Benef. EIA	Totales	
1 1996	27,277.3	0.0		27,277.3	0.0	0.0	0.0	0.0	
2 1997	37,795.9	26,172.4		63,968.3	0.0	0.0	0.0	0.0	
3 1998	48,359.3	13,933.9		62,293.3	0.0	0.0	0.0	0.0	
4 1999	65,894.9	37,000.4		102,895.3	0.0	0.0	0.0	0.0	
5 2000	71,026.7	39,577.6		110,603.3	0.0	0.0	0.0	0.0	
6 2001	40,921.4	19,097.9		60,019.3	0.0	0.0	0.0	0.0	
7 2002	3,913.1	17,535.2	6,804.5	28,252.8	18,053.9	104,401.7	2,600.0	125,055.6	
8 2003	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	18,053.9	104,401.7	2,600.0	125,055.6	
9 2004	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	18,053.9	104,401.7	2,600.0	125,055.6	
10 2005	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	18,053.9	104,401.7	2,600.0	125,055.6	
11 2006	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	18,053.9	104,401.7	2,600.0	125,055.6	
12 2007	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	18,053.9	104,401.7	2,600.0	125,055.6	
13 2008	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	18,053.9	104,401.7	2,600.0	125,055.6	
14 2009	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	18,053.9	104,401.7	2,600.0	125,055.6	
15 2010	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	18,053.9	104,401.7	2,600.0	125,055.6	
16 2011	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	18,053.9	104,401.7	2,600.0	125,055.6	
17 2012	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	18,053.9	104,401.7	2,600.0	125,055.6	
18 2013	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	18,053.9	104,401.7	2,600.0	125,055.6	
19 2014	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	18,053.9	104,401.7	2,600.0	125,055.6	
20 2015	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	18,053.9	104,401.7	2,600.0	125,055.6	
21 2016	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	18,053.9	104,401.7	2,600.0	125,055.6	
22 2017	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	18,053.9	104,401.7	2,600.0	125,055.6	
23 2018	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	18,053.9	104,401.7	2,600.0	125,055.6	
24 2019	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	18,053.9	104,401.7	2,600.0	125,055.6	
25 2020	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	18,053.9	104,401.7	2,600.0	125,055.6	
26 2021	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	18,053.9	104,401.7	2,600.0	125,055.6	
27 2022	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	18,053.9	104,401.7	2,600.0	125,055.6	
28 2023	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	18,053.9	104,401.7	2,600.0	125,055.6	
29 2024	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	18,053.9	104,401.7	2,600.0	125,055.6	
30 2025	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	18,053.9	104,401.7	2,600.0	125,055.6	
31 2026	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	18,053.9	104,401.7	2,600.0	125,055.6	
32 2027	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	18,053.9	104,401.7	2,600.0	125,055.6	
33 2028	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	18,053.9	104,401.7	2,600.0	125,055.6	
34 2029	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	18,053.9	104,401.7	2,600.0	125,055.6	
35 2030	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	18,053.9	104,401.7	2,600.0	125,055.6	
36 2031	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	18,053.9	104,401.7	2,600.0	125,055.6	
37 2032	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	18,053.9	104,401.7	2,600.0	125,055.6	
38 2033	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	18,053.9	104,401.7	2,600.0	125,055.6	
39 2034	0.0	0.0	6,804.5	6,804.5	18,053.9	104,401.7	2,600.0	125,055.6	

40	2035	0.0	6,804.5	6,804.5	18,053.9	104,401.7	2,600.0	125,055.6
41	2036	0.0	6,804.5	6,804.5	18,053.9	104,401.7	2,600.0	125,055.6
42	2037	65,152.9	6,804.5	71,964.4	18,053.9	104,401.7	2,600.0	125,055.6
43	2038	65,152.9	6,804.5	71,964.4	18,053.9	104,401.7	2,600.0	125,055.6
44	2039	0.0	6,804.5	6,804.5	18,053.9	104,401.7	2,600.0	125,055.6
45	2040	0.0	6,804.5	6,804.5	18,053.9	104,401.7	2,600.0	125,055.6
46	2041	0.0	6,804.5	6,804.5	18,053.9	104,401.7	2,600.0	125,055.6
47	2042	0.0	6,804.5	6,804.5	18,053.9	104,401.7	2,600.0	125,055.6
48	2043	0.0	6,804.5	6,804.5	18,053.9	104,401.7	2,600.0	125,055.6
49	2044	0.0	6,804.5	6,804.5	18,053.9	104,401.7	2,600.0	125,055.6
50	2045	0.0	6,804.5	6,804.5	18,053.9	104,401.7	2,600.0	125,055.6
51	2046	0.0	6,804.5	6,804.5	18,053.9	104,401.7	2,600.0	125,055.6
52	2047	0.0	6,804.5	6,804.5	18,053.9	104,401.7	2,600.0	125,055.6
53	2048	0.0	6,804.5	6,804.5	18,053.9	104,401.7	2,600.0	125,055.6
54	2049	0.0	6,804.5	6,804.5	18,053.9	104,401.7	2,600.0	125,055.6
55	2050	0.0	6,804.5	6,804.5	18,053.9	104,401.7	2,600.0	125,055.6
56	2051	0.0	6,804.5	6,804.5	18,053.9	104,401.7	2,600.0	125,055.6

EVAEE003

EVALUACION DE LA TASA INTERNA DE RETORNO DE UN PROYECTO

p 1 c

04-May-72

ANALISIS ECONOMICO FINAL - MERCADO INFINITO, PRODUCCIONES NETAS, IMPACTO AMBIENTAL

VALOR PRESENTE AL INICIO DE LA PRODUCCION : SI (Si se pone NO actualiza al inicio de la construcción)

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA COBO SINCLAIR Año inicio construcción 2003

TASA INT. : 3.0% Etapa 2a FACTOR PLANTA 0.30

AÑOS DE CONSTRUCCION 5.0

CON LINEA DE TRANSMISION

CON IMPACTO AMBIENTAL

CON REDUCCION DE LA PRODUCCION

COSTOS DEL PROYECTO HIDROELECTRICO

(Miles de US\$)

AÑO de los desembolsos	INVERSION		INVERSION		Total
	Obras civ.	Equipo elm.	Obras civ.	Equipo elm.	
(1/1991)	(1/1991)	(1/1991)	(1/1991)	(1/1991)	
2003	15,366	0	15,366	0	15,366
2004	40,500	23,162	40,500	23,162	63,662
2005	44,879	23,159	44,879	23,159	68,038
2006	36,857	79,825	36,857	79,825	116,684
2007	3,316	11,432	3,316	11,432	14,748
2008	0	0	0	0	0
2009	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0
	140,920	137,578	140,920	137,578	278,498

REEMPLAZO EQUIPOS ELMEC (85% del costo en dos años)

AÑO Valor al 1/91

2042 53,471

2043 53,471

FACTOR PENALIZADO COSTOS (entre los desembolsos y los costos marginales)

1.0000

COSTOS ANUALES DEL PROYECTO (1% obras civ.+2% equipos elme)

(Miles de US\$)

(1/1991) (1/1991)

2008	4,161	4,161
2009	4,161	4,161
2010	4,161	4,161
2011	4,161	4,161
2012	4,161	4,161
2013	4,161	4,161
2014	4,161	4,161
hasta la fin del período	2015	4,161

TASA DE INTERES DE REFERENCIA

3.0%

CARACTERISTICAS PRODUCTIVAS DEL PROYECTO -A fase.

420 MW 1a Etapa

Factor de planta 0.300

	1a ETAPA	2a ETAPA	TOTAL		
Potencia cont. 900 (MW)	298.0	294.7	592.7		
Potencia garant.(MW)	372.5	366.4	740.9		
Energía primaria (GWh)	2,631.6	2,462.7	4,963.6	2,333.5	2,337.2
Energía secundaria (GWh)	0.0	0.0	0.0		

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA COPE ZINCLATA

TASA INT. : 9.0%

ESCALONAMIENTO MERCADO (INFINITO)			COSTOS MARGINALES DEL PROYECTO al (1/1991)			
Año	(%)	(GWh)	Tasa inter.	Potencia (US\$/kW)	Energía pr. (US\$/MWh)	Energía se. (US\$/MWh)
2008	100.00	2,463				
2009	100.00	2,463				
2010	100.00	2,463				
2011	100.00	2,463	9.0%	41.81	22.15	6.84
2012	100.00	2,463	10.6%	43.12	25.15	8.61
2013	100.00	2,463	11.0%	48.47	36.87	11.08
2014	100.00	2,463				
2015	100.00	2,463				
2016	100.00	2,463				
2017	100.00	2,463				
2018	100.00	2,463				

INVERSIONES, GASTOS DE FUNCIONAMIENTO, BENEFICIOS Y  
REDUCCION DE PRODUCCION DE ENERGIA DEL ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL  
(Miles US\$) 1a Etapa 2a Etapa

Inversiones	5,175	
Gastos de funcionamiento (anuales)	833	
Beneficios anuales	2,600	
Reduccion de produccion anual de energia	1.5%	13.25

TASA INTERES	C O S T O S				B E N E F I C I O S				B-C	B/C
	(Miles de US\$)				(Miles de US\$)					
	Otras inv.	Equipo elm.	Costos anual	Total	Costo tot.	Costo en. p. Benef. EIA	Totales			
0.0%	172,323	181,450	61,041	374,814	188,443	667,329	0	365,731	460,347	1.17
9.10	180,443	147,858	40,172	368,473	139,338	443,434	0	332,732	278,391	1.19
9.12	185,133	137,170	34,872	357,175	108,633	377,667	0	294,339	157,361	1.48

TASA INTERNA DE RETORNO =

17.10%	187,061	118,199	19,477	272,837	86,079	212,758	0	272,837	0	1.00
--------	---------	---------	--------	---------	--------	---------	---	---------	---	------

RESULTADOS CON T.I.R.

COSTO TOTAL (C)	(Miles de US\$)	272,837
BENEFICIO TOTAL (B)	(Miles de US\$)	272,837
BENEFICIO NETO (B-C)	(Miles de US\$)	0
RELACION B/C		1.00
T.I.R.	(%)	17.10

RESULTADOS CON TASA DE INT. 0.00

COSTO TOTAL (C)	(Miles de US\$)	374,814
BENEFICIO TOTAL (B)	(Miles de US\$)	365,731
BENEFICIO NETO (B-C)	(Miles de US\$)	460,347
RELACION B/C		2.17
COSTO POR kW INSTALADO	(US\$/kW)	755.0
COSTO DE LA ENERGIA	(US\$/MWh)	4,6101



CUADRO DE COSTOS Y BENEFICIOS

ETAPA 2a

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE OBRA ROTO SINGULAN

TASA INT. : 8%

C O S T O S					B E N E F I C I O S				
Proyecto hidroeléctrico					Costos marginales de expansión				
(Miles de US\$)					(Miles de US\$)				
A N O S	Obras civ.	Equipo ele.	Costos an.	(incl. EIA)	Costo pot.	Costo en. p.	Benef. EIA	Totales	
1	2003	15,366.0	0.0	15,366.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
2	2004	40,500.5	23,161.5	63,662.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
3	2005	44,678.7	23,159.3	68,838.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
4	2006	38,836.9	75,825.1	114,662.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
5	2007	3,315.5	11,432.3	14,748.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
6	2008	0.0	0.0	4,993.8	4,993.8	15,403.3	54,549.3	0.0	
7	2009	1,035.0	0.0	4,993.8	6,028.8	15,403.3	54,549.3	0.0	
8	2010	1,035.0	0.0	4,993.8	6,028.3	15,403.3	54,549.3	0.0	
9	2011	1,035.0	0.0	4,993.8	6,028.3	15,403.3	54,549.3	0.0	
10	2012	1,035.0	0.0	4,993.8	6,028.8	15,403.3	54,549.3	0.0	
11	2013	1,035.0	0.0	4,993.8	6,028.3	15,403.3	54,549.3	0.0	
12	2014	1,035.0	0.0	4,993.8	6,028.8	15,403.3	54,549.3	0.0	
13	2015	1,035.0	0.0	4,993.8	6,028.3	15,403.3	54,549.3	0.0	
14	2016	0.0	0.0	4,993.8	4,993.8	15,403.3	54,549.3	0.0	
15	2017	0.0	0.0	4,993.8	4,993.8	15,403.3	54,549.3	0.0	
16	2018	0.0	0.0	4,993.8	4,993.8	15,403.3	54,549.3	0.0	
17	2019	0.0	0.0	4,993.8	4,993.8	15,403.3	54,549.3	0.0	
18	2020	0.0	0.0	4,993.8	4,993.8	15,403.3	54,549.3	0.0	
19	2021	0.0	0.0	4,993.8	4,993.8	15,403.3	54,549.3	0.0	
20	2022	0.0	0.0	4,993.8	4,993.8	15,403.3	54,549.3	0.0	
21	2023	0.0	0.0	4,993.8	4,993.8	15,403.3	54,549.3	0.0	
22	2024	0.0	0.0	4,993.8	4,993.8	15,403.3	54,549.3	0.0	
23	2025	0.0	0.0	4,993.8	4,993.8	15,403.3	54,549.3	0.0	
24	2026	0.0	0.0	4,993.8	4,993.8	15,403.3	54,549.3	0.0	
25	2027	0.0	0.0	4,993.8	4,993.8	15,403.3	54,549.3	0.0	
26	2028	0.0	0.0	4,993.8	4,993.8	15,403.3	54,549.3	0.0	
27	2029	0.0	0.0	4,993.8	4,993.8	15,403.3	54,549.3	0.0	
28	2030	0.0	0.0	4,993.8	4,993.8	15,403.3	54,549.3	0.0	
29	2031	0.0	0.0	4,993.8	4,993.8	15,403.3	54,549.3	0.0	
30	2032	0.0	0.0	4,993.8	4,993.8	15,403.3	54,549.3	0.0	
31	2033	0.0	0.0	4,993.8	4,993.8	15,403.3	54,549.3	0.0	
32	2034	0.0	0.0	4,993.8	4,993.8	15,403.3	54,549.3	0.0	
33	2035	0.0	0.0	4,993.8	4,993.8	15,403.3	54,549.3	0.0	
34	2036	0.0	0.0	4,993.8	4,993.8	15,403.3	54,549.3	0.0	
35	2037	0.0	0.0	4,993.8	4,993.8	15,403.3	54,549.3	0.0	
36	2038	0.0	0.0	4,993.8	4,993.8	15,403.3	54,549.3	0.0	
37	2039	0.0	0.0	4,993.8	4,993.8	15,403.3	54,549.3	0.0	
38	2040	0.0	0.0	4,993.8	4,993.8	15,403.3	54,549.3	0.0	
39	2041	0.0	0.0	4,993.8	4,993.8	15,403.3	54,549.3	0.0	

40	2041	58,470.8	4,993.8	53,484.6	15,403.8	54,549.3	0.0	69,953.2
41	2042	58,470.8	4,993.8	53,484.6	15,403.8	54,549.3	0.0	69,953.2
42	2043	0.0	4,993.8	4,993.8	15,403.8	54,549.3	0.0	69,953.2
43	2044	0.0	4,993.8	4,993.8	15,403.8	54,549.3	0.0	69,953.2
44	2045	0.0	4,993.8	4,993.8	15,403.8	54,549.3	0.0	69,953.2
45	2046	0.0	4,993.8	4,993.8	15,403.8	54,549.3	0.0	69,953.2
46	2047	0.0	4,993.8	4,993.8	15,403.8	54,549.3	0.0	69,953.2
47	2048	0.0	4,993.8	4,993.8	15,403.8	54,549.3	0.0	69,953.2
48	2049	0.0	4,993.8	4,993.8	15,403.8	54,549.3	0.0	69,953.2
49	2050	0.0	4,993.8	4,993.8	15,403.8	54,549.3	0.0	69,953.2
50	2051	0.0	4,993.8	4,993.8	15,403.8	54,549.3	0.0	69,953.2
51	2052	0.0	4,993.8	4,993.8	15,403.8	54,549.3	0.0	69,953.2
52	2053	0.0	4,993.8	4,993.8	15,403.8	54,549.3	0.0	69,953.2
53	2054	0.0	4,993.8	4,993.8	15,403.8	54,549.3	0.0	69,953.2
54	2055	0.0	4,993.8	4,993.8	15,403.8	54,549.3	0.0	69,953.2
55	2056	0.0	4,993.8	4,993.8	15,403.8	54,549.3	0.0	69,953.2
56	2057	0.0	4,993.8	4,993.8	15,403.8	54,549.3	0.0	69,953.2

EVAERDIO

## EVALUACION DE LA TASA INTERNA DE RETORNO DE UN PROYECTO

p i c 56-May-92

## ANALISIS ECONOMICO FINAL - MERCADO INFINITO, PRODUCCIONES NETAS, IMPACTO AMBIENTAL

VALOR PRESENTE AL INICIO DE LA PRODUCCION : SI (Si se pone NO actualiza al inicio de la construcción)

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA LODO SINCLAIR Año inicio construcción 2003

TASA INT. : 10.00 ETAPA 2a FACTOR PLANTA 0.80

AÑOS DE CONSTRUCCION

5.0

CON LINEA DE TRANSMISION

CON IMPACTO AMBIENTAL

CON REDUCCION DE LA PRODUCCION

## COSTOS DEL PROYECTO HIDROELECTRICO

(Miles de US\$)

AÑO de los desembolsos	INVERSION		INVERSION		Total
	Obras civ.	Equipo elm.	Obras civ.	Equipo elm.	
(1/1991)	(1/1991)	(1/1991)	(1/1991)	(1/1991)	
2003	15,366	0	15,366	0	15,366
2004	40,500	23,162	40,500	23,162	63,662
2005	44,879	23,159	44,879	23,159	68,038
2006	36,859	79,825	36,859	79,825	116,684
2007	3,316	11,432	3,316	11,432	14,748
2008	0	0	0	0	0
2009	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0
	140,920	137,578	140,920	137,578	278,498

REEMPLAZO EQUIPOS ELMEC (85% del costo en dos años)

AÑO Valor al 1/91

2042 58,471

2043 58,471

FACTOR REANUSIE COSTOS (entre los desembolsos y los costos marginales)

1.0000

COSTOS ANUALES DEL PROYECTO (10 obras civ.+2% equipos elme)

(Miles de US\$)

(1/1991) (1/1991)

2008 4,161 4,161

2009 4,161 4,161

2010 4,161 4,161

2011 4,161 4,161

2012 4,161 4,161

2013 4,161 4,161

2014 4,161 4,161

hasta la fin del periodo 2015 4,161 4,161

TASA DE INTERES DE REFERENCIA

10.00

CARACTERISTICAS PRODUCTIVAS DEL PROYECTO (P inc.

420 MW 2a Etapa)

Factor de planta 0.800

1a ETAPA 2a ETAPA TOTAL

Potencia cont. 90% (MW) 293.0 294.7 587.7

Potencia parant.(MW) 372.5 368.4 740.9

Energía primaria (GWh) 2,831.6 2,462.7 4,925.6 2,883.5 2,337.2

Energía secundaria (GWh) 0.0 0.0 0.0

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA COMO SINCLAIR

TASA INT. : 10.0%

ESCALONAMIENTO MERCADO (INFINITO)			COSTOS MARGINALES DEL PROYECTO a1 (1/1991)			
Año	( % )	(GWh)	Tasa inter.	Potencia (US\$/kW)	Energía pr. (US\$/MWh)	Energía se. (US\$/MWh)
2008	100.0%	2,463				
2009	100.0%	2,463				
2010	100.0%	2,463				
2011	100.0%	2,463	9.0%	41.81	22.15	6.64
2012	100.0%	2,463	10.0%	45.12	28.69	9.61
2013	100.0%	2,463	12.0%	48.47	36.87	11.08
2014	100.0%	2,463				
2015	100.0%	2,463				
2016	100.0%	2,463				
2017	100.0%	2,463				
2018	100.0%	2,463				

INVERSIONES, GASTOS DE FUNCIONAMIENTO, BENEFICIOS Y  
REDUCCION DE PRODUCCION DE ENERGIA DEL ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL  
(Miles US\$) 1a Etapa 2a Etapa

Inversiones	5,175	
Gastos de funcionamiento (anuales)	333	
Beneficios anuales	2,500	
Reduccion de produccion anual de energia	1.6%	15.2%

TASA INTERES	C O S T O S (Miles de US\$)				B E N E F I C I O S (Miles de US\$)				R-C	B/C
	Obras civ.	Equipo el.	Costos anual	Total	Costo pol.	Costo en. p. Benef. EIA	Totales			
0.08	188,947	176,963	86,761	432,671	221,902	947,417	0	1,174,319	737,408	2.76
0.10	179,143	162,963	49,312	390,723	164,817	700,337	0	865,354	474,631	2.21
0.12	170,149	150,350	37,398	358,398	128,155	536,205	0	664,363	303,966	1.65

TASA INTERNA DE RETORNO =

20.51%	138,934	115,301	15,429	269,665	51,361	219,304	0	269,665	0	1.00
--------	---------	---------	--------	---------	--------	---------	---	---------	---	------

RESULTADOS CON T.I.R.

COSTO TOTAL (C)	(Miles de US\$)	269,665
BENEFICIO TOTAL (B)	(Miles de US\$)	269,665
BENEFICIO NETO (B-C)	(Miles de US\$)	0
RELACION B/C		1.00
T.I.R.	( % )	20.51

RESULTADOS CON TASA DE INT. 0.1

COSTO TOTAL (C)	(Miles de US\$)	390,723
BENEFICIO TOTAL (B)	(Miles de US\$)	865,354
BENEFICIO NETO (B-C)	(Miles de US\$)	474,631
RELACION B/C		2.21
COSTO POR KW INSTALADO	(US\$/kW)	312.5
COSTO DE LA ENERGIA	(US\$/MWh)	0.0117

# CRONOGRAMA DE COSTOS Y BENEFICIOS

ETAPA 2a

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA CODO SINCLAIR

TASA INT. : 10%

C O S T O S				B E N E F I C I O S			
Proyecto hidroeléctrico				Costos marginales de expansión			
A N O S	(Miles de US\$)			(Miles de US\$)			
	Obras civ.	Equipo el.	Totales	Costo pol.	Costo en. p.	Benef. EIA	Totales
			Costos an. (Incl. EIA)				
1	2003	15,366.0	0.0	15,366.0	0.0	0.0	0.0
2	2004	40,500.5	23,161.5	63,662.0	0.0	0.0	0.0
3	2005	44,873.7	23,159.3	68,033.0	0.0	0.0	0.0
4	2006	36,858.9	79,825.1	116,684.0	0.0	0.0	0.0
5	2007	3,315.5	11,632.5	14,948.0	0.0	0.0	0.0
6	2008	0.0	0.0	4,993.8	4,993.8	16,623.3	70,655.6
7	2009	1,035.0	0.0	4,993.8	4,993.8	16,623.3	70,655.6
8	2010	1,035.0	0.0	4,993.8	4,993.8	16,623.3	70,655.6
9	2011	1,035.0	0.0	4,993.8	4,993.8	16,623.3	70,655.6
10	2012	1,035.0	0.0	4,993.8	4,993.8	16,623.3	70,655.6
11	2013	1,035.0	0.0	4,993.8	4,993.8	16,623.3	70,655.6
12	2014	1,035.0	0.0	4,993.8	4,993.8	16,623.3	70,655.6
13	2015	1,035.0	0.0	4,993.8	4,993.8	16,623.3	70,655.6
14	2016	0.0	0.0	4,993.8	4,993.8	16,623.3	70,655.6
15	2017	0.0	0.0	4,993.8	4,993.8	16,623.3	70,655.6
16	2018	0.0	0.0	4,993.8	4,993.8	16,623.3	70,655.6
17	2019	0.0	0.0	4,993.8	4,993.8	16,623.3	70,655.6
18	2020	0.0	0.0	4,993.8	4,993.8	16,623.3	70,655.6
19	2021	0.0	0.0	4,993.8	4,993.8	16,623.3	70,655.6
20	2022	0.0	0.0	4,993.8	4,993.8	16,623.3	70,655.6
21	2023	0.0	0.0	4,993.8	4,993.8	16,623.3	70,655.6
22	2024	0.0	0.0	4,993.8	4,993.8	16,623.3	70,655.6
23	2025	0.0	0.0	4,993.8	4,993.8	16,623.3	70,655.6
24	2026	0.0	0.0	4,993.8	4,993.8	16,623.3	70,655.6
25	2027	0.0	0.0	4,993.8	4,993.8	16,623.3	70,655.6
26	2028	0.0	0.0	4,993.8	4,993.8	16,623.3	70,655.6
27	2029	0.0	0.0	4,993.8	4,993.8	16,623.3	70,655.6
28	2030	0.0	0.0	4,993.8	4,993.8	16,623.3	70,655.6
29	2031	0.0	0.0	4,993.8	4,993.8	16,623.3	70,655.6
30	2032	0.0	0.0	4,993.8	4,993.8	16,623.3	70,655.6
31	2033	0.0	0.0	4,993.8	4,993.8	16,623.3	70,655.6
32	2034	0.0	0.0	4,993.8	4,993.8	16,623.3	70,655.6
33	2035	0.0	0.0	4,993.8	4,993.8	16,623.3	70,655.6
34	2036	0.0	0.0	4,993.8	4,993.8	16,623.3	70,655.6
35	2037	0.0	0.0	4,993.8	4,993.8	16,623.3	70,655.6
36	2038	0.0	0.0	4,993.8	4,993.8	16,623.3	70,655.6
37	2039	0.0	0.0	4,993.8	4,993.8	16,623.3	70,655.6
38	2040	0.0	0.0	4,993.8	4,993.8	16,623.3	70,655.6
39	2041	0.0	0.0	4,993.8	4,993.8	16,623.3	70,655.6

40	2042	58,470.8	4,993.8	52,464.6	16,623.3	70,655.6	0.0	87,278.9
41	2043	58,470.8	4,993.8	53,464.6	16,623.3	70,655.6	0.0	87,278.9
42	2044	0.0	4,993.8	4,993.8	16,623.3	70,655.6	0.0	87,278.9
43	2045	0.0	4,993.8	4,993.8	16,623.3	70,655.6	0.0	87,278.9
44	2046	0.0	4,993.8	4,993.8	16,623.3	70,655.6	0.0	87,278.9
45	2047	0.0	4,993.8	4,993.8	16,623.3	70,655.6	0.0	87,278.9
46	2048	0.0	4,993.8	4,993.8	16,623.3	70,655.6	0.0	87,278.9
47	2049	0.0	4,993.8	4,993.8	16,623.3	70,655.6	0.0	87,278.9
48	2050	0.0	4,993.8	4,993.8	16,623.3	70,655.6	0.0	87,278.9
49	2051	0.0	4,993.8	4,993.8	16,623.3	70,655.6	0.0	87,278.9
50	2052	0.0	4,993.8	4,993.8	16,623.3	70,655.6	0.0	87,278.9
51	2053	0.0	4,993.8	4,993.8	16,623.3	70,655.6	0.0	87,278.9
52	2054	0.0	4,993.8	4,993.8	16,623.3	70,655.6	0.0	87,278.9
53	2055	0.0	4,993.8	4,993.8	16,623.3	70,655.6	0.0	87,278.9
54	2056	0.0	4,993.8	4,993.8	16,623.3	70,655.6	0.0	87,278.9
55	2057	0.0	4,993.8	4,993.8	16,623.3	70,655.6	0.0	87,278.9

EVAE2012

## EVALUACION DE LA TASA INTERNA DE RETORNO DE UN PROYECTO

p i c

05-May-92

## ANALISIS ECONOMICO FINAL - MERCADO INFINITO. PRODUCCIONES NETAS. IMPACTO AMBIENTAL

VALOR PRESENTE AL INICIO DE LA PRODUCCION : SI (SI se pone NO actualiza al inicio de la construcción)

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA COBO SINCLAIR Año inicio construcción 2003

TASA INT. : 12.00 ETAPA 2a FACTOR PLANTA 0.30

AÑOS DE CONSTRUCCION 5.0

CON LINEA DE TRANSMISION

CON IMPACTO AMBIENTAL

CON REDUCCION DE LA PRODUCCION

## COSTOS DEL PROYECTO HIDROELECTRICO

(Miles de US\$)

AÑO de los desembolsos	INVERSION		INVERSION		Total
	Obras civ.	Equipo eia.	Obras civ.	Equipo eia.	
(1/1991)	(1/1991)	(1/1991)	(1/1991)	(1/1991)	
2003	15,366	0	15,366	0	15,366
2004	40,500	23,162	40,500	23,162	63,662
2005	44,879	23,139	44,879	23,139	68,038
2006	38,859	79,825	38,859	79,825	118,684
2007	3,316	11,432	3,316	11,432	14,748
2008	0	0	0	0	0
2009	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0
<hr/>					
	140,920	137,578	140,920	137,578	278,498

REEMPLAZO EQUIPOS SINEC (85% del costo en dos años)

AÑO Valor al 1/91

2042 53,471

2043 53,471

FACTOR REAJUSTE COSTOS (entre los desembolsos y los costos marginales)

1.00000

COSTOS ANUALES DEL PROYECTO (1% obras civ.+2% equipos elect)

(Miles de US\$)

(1/1991) (1/1991)

2008	4,161	4,161
2009	4,161	4,161
2010	4,161	4,161
2011	4,161	4,161
2012	4,161	4,161
2013	4,161	4,161
2014	4,161	4,161
2015	4,161	4,161

hasta la fin del periodo

TASA DE INTERES DE REFERENCIA

12.0%

CARACTERISTICAS PRODUCTIVAS DEL PROYECTO (P ins. 420 MW 2a Etapa)

Factor de planta 0.500

	1a ETAPA	2a ETAPA	TOTAL		
Potencia cont. 90% (MW)	298.0	294.7	592.7		
Potencia garanti.(MW)	372.3	368.4	740.9		
Energía primaria (GWh)	2,831.6	2,462.7	4,965.6	2,833.5	2,837.2
Energía secundaria (GWh)	0.0	0.0	0.0		

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE EGCA CODO SINCLAIR

TASA INT. : 12.0%

ESCALONAMIENTO MERCADO (INFINITO)			COSTOS MARGINALES DEL PROYECTO al (1/1991)			
Año	( % )	(GWh)	Tasa inter.	Potencia (US\$/kW)	Energía pr. (US\$/MWh)	Energía se. (US\$/MWh)
2008	100.0%	2,463				
2009	100.0%	2,463				
2010	100.0%	2,463				
2011	100.0%	2,463	3.0%	41.31	22.15	6.64
2012	100.0%	2,463	10.0%	45.12	28.69	8.61
2013	100.0%	2,463	12.0%	48.47	36.87	11.08
2014	100.0%	2,463				
2015	100.0%	2,463				
2016	100.0%	2,463				
2017	100.0%	2,463				
2018	100.0%	2,463				

INVERSIONES, GASTOS DE FUNCIONAMIENTO, BENEFICIOS Y  
REDUCCION DE PRODUCCION DE ENERGIA DEL ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL  
(Miles US\$) 1a Etapa 2a Etapa

Inversiones	5,175	
Gastos de funcionamiento (anuales)	833	
Beneficios anuales	2,600	
Reduccion de produccion anual de energia	1.8%	13.2%

TASA INTERES	C O S T O S			B E N E F I C I O S			B-C	B/C
	(Miles de US\$)			(Miles de US\$)				
	Obras civ. Equipo el.	Costos anual	Total	Costo pol.	Costo en. p. Benef. EIA	Totales		
0.08	208,760	193,646	73,274	473,680	262,026	1,332,326	0	1,594,351
0.10	196,037	177,341	54,180	427,559	193,746	965,145	0	1,178,891
0.12	188,190	164,524	41,471	392,184	148,298	754,054	0	902,352

TASA INTERNA DE RETORNO =								
24.30%	139,936	113,422	12,205	265,562	43,644	221,918	0	265,562
							(0)	1.00

RESULTADOS CON T.I.A.

COSTO TOTAL (C)	(Miles de US\$)	265,562
BENEFICIO TOTAL (B)	(Miles de US\$)	265,562
BENEFICIO NETO (B-C)	(Miles de US\$)	(0)
RELACION B/C		1.00
T.I.A.	( % )	24.30

RESULTADOS CON TASA DE INT. 0.12

COSTO TOTAL (C)	(Mil US\$)	392,184
BENEFICIO TOTAL (B)	(Mil US\$)	902,352
BENEFICIO NETO (B-C)	(Mil US\$)	510,167
RELACION B/C		2.30
COSTO POR kW INSTALADO	(US\$/kW)	539.2
COSTO DE LA ENERGIA	(US\$/kWh)	4.0267



CRONOGRAMA DE COSTOS Y BENEFICIOS

ETAPA 2a

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA CODO SINCLAIR

TASA INT. : 12%

C O S T O S					B E N E F I C I O S				
Proyecto hidroeléctrico					Costos marginales de expansión				
(Miles de US\$)					(Miles de US\$)				
A N O S	Obras civ.	Equipo eim.	Costos an.	Totales (Incl. EIA)	Costo net.	Costo en. p.	Benef. EIA	Totales	
1	2003	15,366.0	0.0	15,366.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
2	2004	40,500.5	23,181.5	63,682.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
3	2005	44,872.7	23,159.3	68,032.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
4	2006	36,858.6	79,825.1	116,684.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
5	2007	3,515.5	11,432.5	14,948.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
6	2008	0.0	0.0	4,993.8	4,993.8	17,857.6	90,800.6	0.0	
7	2009	1,035.0	0.0	4,993.8	6,028.3	17,857.6	90,800.6	0.0	
8	2010	1,035.0	0.0	4,993.8	6,028.3	17,857.6	90,800.6	0.0	
9	2011	1,035.0	0.0	4,993.8	6,028.3	17,857.6	90,800.6	0.0	
10	2012	1,035.0	0.0	4,993.8	6,028.3	17,857.6	90,800.6	0.0	
11	2013	1,035.0	0.0	4,993.8	6,028.3	17,857.6	90,800.6	0.0	
12	2014	1,035.0	0.0	4,993.8	6,028.3	17,857.6	90,800.6	0.0	
13	2015	1,035.0	0.0	4,993.8	6,028.3	17,857.6	90,800.6	0.0	
14	2016		0.0	4,993.8	4,993.8	17,857.6	90,800.6	0.0	
15	2017		0.0	4,993.8	4,993.8	17,857.6	90,800.6	0.0	
16	2018		0.0	4,993.8	4,993.8	17,857.6	90,800.6	0.0	
17	2019		0.0	4,993.8	4,993.8	17,857.6	90,800.6	0.0	
18	2020		0.0	4,993.8	4,993.8	17,857.6	90,800.6	0.0	
19	2021		0.0	4,993.8	4,993.8	17,857.6	90,800.6	0.0	
20	2022		0.0	4,993.8	4,993.8	17,857.6	90,800.6	0.0	
21	2023		0.0	4,993.8	4,993.8	17,857.6	90,800.6	0.0	
22	2024		0.0	4,993.8	4,993.8	17,857.6	90,800.6	0.0	
23	2025		0.0	4,993.8	4,993.8	17,857.6	90,800.6	0.0	
24	2026		0.0	4,993.8	4,993.8	17,857.6	90,800.6	0.0	
25	2027		0.0	4,993.8	4,993.8	17,857.6	90,800.6	0.0	
26	2028		0.0	4,993.8	4,993.8	17,857.6	90,800.6	0.0	
27	2029		0.0	4,993.8	4,993.8	17,857.6	90,800.6	0.0	
28	2030		0.0	4,993.8	4,993.8	17,857.6	90,800.6	0.0	
29	2031		0.0	4,993.8	4,993.8	17,857.6	90,800.6	0.0	
30	2032		0.0	4,993.8	4,993.8	17,857.6	90,800.6	0.0	
31	2033		0.0	4,993.8	4,993.8	17,857.6	90,800.6	0.0	
32	2034		0.0	4,993.8	4,993.8	17,857.6	90,800.6	0.0	
33	2035		0.0	4,993.8	4,993.8	17,857.6	90,800.6	0.0	
34	2036		0.0	4,993.8	4,993.8	17,857.6	90,800.6	0.0	
35	2037		0.0	4,993.8	4,993.8	17,857.6	90,800.6	0.0	
36	2038		0.0	4,993.8	4,993.8	17,857.6	90,800.6	0.0	
37	2039		0.0	4,993.8	4,993.8	17,857.6	90,800.6	0.0	
38	2040		0.0	4,993.8	4,993.8	17,857.6	90,800.6	0.0	
39	2041		0.0	4,993.8	4,993.8	17,857.6	90,800.6	0.0	

40	2042	58,470.2	4,993.8	63,464.6	17,857.6	90,800.6	0.0	108,658.2
41	2043	58,470.2	4,993.8	63,464.6	17,857.6	90,800.6	0.0	108,658.2
42	2044	0.0	4,993.8	4,993.8	17,857.6	90,800.6	0.0	108,658.2
43	2045	0.0	4,993.8	4,993.8	17,857.6	90,800.6	0.0	108,658.2
44	2046	0.0	4,993.8	4,993.8	17,857.6	90,800.6	0.0	108,658.2
45	2047	0.0	4,993.8	4,993.8	17,857.6	90,800.6	0.0	108,658.2
46	2048	0.0	4,993.8	4,993.8	17,857.6	90,800.6	0.0	108,658.2
47	2049	0.0	4,993.8	4,993.8	17,857.6	90,800.6	0.0	108,658.2
48	2050	0.0	4,993.8	4,993.8	17,857.6	90,800.6	0.0	108,658.2
49	2051	0.0	4,993.8	4,993.8	17,857.6	90,800.6	0.0	108,658.2
50	2052	0.0	4,993.8	4,993.8	17,857.6	90,800.6	0.0	108,658.2
51	2053	0.0	4,993.8	4,993.8	17,857.6	90,800.6	0.0	108,658.2
52	2054	0.0	4,993.8	4,993.8	17,857.6	90,800.6	0.0	108,658.2
53	2055	0.0	4,993.8	4,993.8	17,857.6	90,800.6	0.0	108,658.2
54	2056	0.0	4,993.8	4,993.8	17,857.6	90,800.6	0.0	108,658.2
55	2057	0.0	4,993.8	4,993.8	17,857.6	90,800.6	0.0	108,658.2

APENDICE F

ANALISIS ECONOMICO

CASO F

SIN LINEAS DE TRANSMISION Y CON EIA  
CON REDUCCION DE PRODUCCION ENERGETICA

RESLCIR

PROYECTO COCA CODO SINCLAIR

ANALISIS ECONOMICO FINAL  
SIN LINEA DE TRANSMISION

CUADRO RESUMEN DE LOS RESULTADOS  
CON IMPACTO AMBIENTAL  
CON REDUCCION DE LA PRODUCCION

DATOS CARACTERISTICOS DEL PROYECTO

	1a Etapa	2a Etapa
Año de inicio de la construcción	1996	2003
Años de construcción	7	5
Costos totales de inversión (al 1/1991 en Miles de US\$)	393,912	233,468
-Obras Civiles	290,513	140,920
-Equipos electromecánico	103,399	92,549
-Remplazo Equipos		
Años	Valor	
2037	43,945	
2038	43,945	
2042	0	39,333
2043	0	39,333

CARACTERISTICAS PRODUCTIVAS DEL PROYECTO

	1a Etapa	2a Etapa
Factor de Planta	0.80	0.80
Potencia Instalada (MW)	424.50	419.90
Potencia Garantizada Neta (MW)	372.48	368.43
Energía Firme anual Bruta (GWh)	2,978.3	2,930.5
Energía Firme anual Neta	2,831.6	2,462.7

COSTOS MARGINALES DE EXPANSION POR AÑO AL 1/1991

Tasa int.	Potencia (US\$/kW)	Ener. pr. (US\$/MWh)	Ener. sec. (US\$/MWh)
8.0%	41.81	22.15	6.64
10.0%	45.12	28.69	8.61
12.0%	48.47	36.87	11.08

EFFECTOS DEL ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL

Inversiones	5,175	
Gastos anuales de funcionamiento	833	
Beneficios anuales (Miles de US\$)	2,600	
	1a Etapa	2 a Etapa
Reducción de producción de energía	1.8%	13.2%

RESULTADOS DE LOS ANALISIS ECONOMICO  
VALORES AL INICIO DE LA PRODUCCION ENERGETICA

TASA DE INTERES	8.0%		10.0%		12.0%	
	1 a Etapa	2 a Etapa	1 a Etapa	2 a Etapa	1 a Etapa	2 a Etapa
COSTOS (Miles de US\$)						
-Obras civiles (incl. EIA)	379,254	167,394	431,234	183,478	489,204	200,776
-Equipos	136,774	107,270	155,519	117,578	176,426	128,662
-Costos anuales (Incl. EIA)	76,711	39,883	87,225	43,715	98,951	47,837
BENEFICIOS (Miles de US\$)						
-Potencia	205,755	188,443	252,477	222,902	307,683	262,026
-Energia prim.	828,671	667,329	1,220,454	947,417	1,779,268	1,332,326
-Beneficios EIA	34,352	0	39,060	0	44,311	0
COSTO TOTAL (C)	592,739	314,547	608,575	314,190	631,641	317,597
BENEFICIO TOTAL (B)	1,068,778	855,771	1,097,666	865,354	1,163,147	902,352
BENEFICIO NETO (B-C)	476,039	541,224	489,091	551,164	531,505	584,755
RELACION B/C	1.80	2.72	1.80	2.75	1.84	2.84
COSTO POR kW INSTALADO (US\$/kW)	1,215.61	654.12	1,284.46	671.27	1,360.75	691.89
COSTO DE LA ENERGIA (US\$/kWh)	0.0171	0.0104	0.0225	0.0133	0.0288	0.0165

EVNEIC03

## EVALUACION DE LA TASA INTERNA DE RETORNO DE UN PROYECTO

a i c 06-May-92

## ANALISIS ECONOMICO FINAL - MERCADO INFINITO, PRODUCCIONES NETAS, IMPACTO AMBIENTAL

VALOR PRESENTE AL INICIO DE LA PRODUCCION : SI (Si se pone NO actualiza al inicio de la construcción)

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA COCO SINCLAIR Año inicio construcción 1996

TASA INT. : 8.0% ETAPA 1a FACTOR PLANTA 0.80

AÑOS DE CONSTRUCCION 7.0

SIN LINEA DE TRANSMISION

CON IMPACTO AMBIENTAL

CON REDUCCION DE LA PRODUCCION

## COSTOS DEL PROYECTO HIDROELECTRICO

(Miles de US\$)

AÑO de los desembolsos	INVERSION (1/1991)		INVERSION (1/1991)		Total
	Obras civ.	Equipo elm.	Obras civ.	Equipo elm.	
1996	26,538	0	26,538	0	26,538
1997	37,057	26,172	37,057	26,172	63,229
1998	48,120	13,934	48,120	13,934	62,054
1999	65,156	22,025	65,156	22,025	87,181
2000	70,286	24,602	70,286	24,602	94,889
2001	40,182	6,618	40,182	6,618	46,801
2002	3,174	10,048	3,174	10,048	13,221
2003	0	0	0	0	0
2004	0	0	0	0	0
2005	0	0	0	0	0
2006	0	0	0	0	0
2007	0	0	0	0	0
2008	0	0	0	0	0
<hr/>					
	290,513	103,399	290,513	103,399	393,912

## REEMPLAZO EQUIPOS ELMED (85% del costo en dos años)

AÑO	Valor
2037	43,945
2038	43,945

## FACTOR REAJUSTE COSTOS (entre los desembolsos y los costos marginales)

1.0000

## COSTOS ANUALES DEL PROYECTO (1% obras civ.+2% equipos elmed)

(Miles de US\$)

(1/1991) (1/1991)

2002	4,973	4,973
2003	4,973	4,973
2004	4,973	4,973
2005	4,973	4,973
2006	4,973	4,973
2007	4,973	4,973
2008	4,973	4,973
hasta la fin del periodo	2009	4,973

## TASA DE INTERES DE REFERENCIA

8.0%

## CARACTERISTICAS PRODUCTIVAS DEL PROYECTO (P ins.

425 MW)

Factor de planta 0.800

	1a ETAPA	2a ETAPA	TOTAL		
Potencia cont. 90% (MW)	298.0	0.0	298.0		
Potencia garant.(MW)	372.5	0.0	372.5		
Energía primaria (GWh)	2,831.6	0.0	2,831.6	2,883.5	0.0
Energía secundaria (GWh)	0.0	0.0	0.0		

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA CODO SINCLAIR

TASA INT. : 0.0%

ESCALONAMIENTO MERCADO (INFINITO)

COSTOS MARGINALES DEL PROYECTO al (1/1991)

Año	( % )	(kWh)	Tasa inter.	Potencia (US\$/kW)	Energía pr. (US\$/MWh)	Energía se. (US\$/MWh)
2002	100.0%	2.832				
2003	100.0%	2.832				
2004	100.0%	2.832				
2005	100.0%	2.832	8.0%	41.81	22.15	6.64
2006	100.0%	2.832	10.0%	45.12	23.59	6.61
2007	100.0%	2.832	12.0%	48.47	26.87	11.03
2008	100.0%	2.832				
2009	100.0%	2.832				
2010	100.0%	2.832				
2011	100.0%	2.832				
2012	100.0%	2.832				

INVERSIONES, GASTOS DE FUNCIONAMIENTO, BENEFICIOS Y

REDUCCION DE PRODUCCION DE ENERGIA DEL ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL

(Miles US\$) 1a Etapa 2a Etapa

Inversiones	5,175	
Gastos de funcionamiento (anuales)	833	
Beneficios anuales	2,600	
Reduccion de produccion anual de energia	1.02	13.22

TASA INTERES	C O S T O S				B E N E F I C I O S				B-C	B/C
	(Miles de US\$)				(Miles de US\$)					
	Obras civ.	Equipo elm.	Costos anual	Total	Costo pot.	Costo en. p.	Benef. EIA	Totales		
0.050	379,254	136,774	76,711	592,739	205,755	328,871	34,352	1,068,778	476,037	1.80
0.100	354,690	124,839	55,690	535,219	149,373	501,893	24,938	775,903	240,686	1.46
0.120	332,386	115,427	41,866	489,679	112,292	452,251	13,743	583,251	93,513	1.19

TASA INTERNA DE RETORNO =

13.96%	312,445	107,642	32,483	452,570	67,126	350,898	14,546	452,570	(0)	1.00
--------	---------	---------	--------	---------	--------	---------	--------	---------	-----	------

RESULTADOS CON T.I.R.

RESULTADOS CON TASA DE INT. 0.49

COSTO TOTAL (C)	(Miles de US\$)	452,570	COSTO TOTAL (C)	(Miles de US\$)	592,739
BENEFICIO TOTAL (B)	(Miles de US\$)	452,570	BENEFICIO TOTAL (B)	(Miles de US\$)	1,068,778
BENEFICIO NETO (B-C)	(Miles de US\$)	(0)	BENEFICIO NETO (B-C)	(Miles de US\$)	476,037
RELACION B/C		1.00	RELACION B/C		1.80
T.I.R.	( % )	13.96	COSTO POR KW INSTALADO	(US\$/kW)	1,215.6
			COSTO DE LA ENERGIA	(US\$/kWh)	0.0171

CRONOGRAMA DE COSTOS Y BENEFICIOS

ETAPA 1a

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA COCO SINCLAIR

TASA INT. : 8%

C O S T O S				B E N E F I C I O S			
Proyecto hidroeléctrico				Costos marginales de expansión			
(Miles de US\$)				(Miles de US\$)			
A N O S	Obras civ.	Equipo elm.	Totales	Costo pot.	Costo ex. p.	Benef. EIA	Totales
1 1996	27,277.3	0.0	27,277.3	0.0	0.0	0.0	0.0
2 1997	37,795.7	26,172.4	63,968.3	0.0	0.0	0.0	0.0
3 1998	48,859.3	13,933.9	62,793.3	0.0	0.0	0.0	0.0
4 1999	65,894.9	22,825.0	87,719.9	0.0	0.0	0.0	0.0
5 2000	71,025.7	14,602.2	85,627.9	0.0	0.0	0.0	0.0
6 2001	40,921.4	6,618.4	47,539.9	0.0	0.0	0.0	0.0
7 2002	3,913.1	10,047.5	13,960.6	15,573.2	62,720.3	2,600.0	80,893.5
8 2003	0.0	0.0	5,806.1	15,573.2	62,720.3	2,600.0	80,893.5
9 2004	0.0	0.0	5,806.1	15,573.2	62,720.3	2,600.0	80,893.5
10 2005	0.0	0.0	5,806.1	15,573.2	62,720.3	2,600.0	80,893.5
11 2006	0.0	0.0	5,806.1	15,573.2	62,720.3	2,600.0	80,893.5
12 2007	0.0	0.0	5,806.1	15,573.2	62,720.3	2,600.0	80,893.5
13 2008	0.0	0.0	5,806.1	15,573.2	62,720.3	2,600.0	80,893.5
14 2009	0.0	0.0	5,806.1	15,573.2	62,720.3	2,600.0	80,893.5
15 2010	0.0	0.0	5,806.1	15,573.2	62,720.3	2,600.0	80,893.5
16 2011	0.0	0.0	5,806.1	15,573.2	62,720.3	2,600.0	80,893.5
17 2012	0.0	0.0	5,806.1	15,573.2	62,720.3	2,600.0	80,893.5
18 2013	0.0	0.0	5,806.1	15,573.2	62,720.3	2,600.0	80,893.5
19 2014	0.0	0.0	5,806.1	15,573.2	62,720.3	2,600.0	80,893.5
20 2015	0.0	0.0	5,806.1	15,573.2	62,720.3	2,600.0	80,893.5
21 2016	0.0	0.0	5,806.1	15,573.2	62,720.3	2,600.0	80,893.5
22 2017	0.0	0.0	5,806.1	15,573.2	62,720.3	2,600.0	80,893.5
23 2018	0.0	0.0	5,806.1	15,573.2	62,720.3	2,600.0	80,893.5
24 2019	0.0	0.0	5,806.1	15,573.2	62,720.3	2,600.0	80,893.5
25 2020	0.0	0.0	5,806.1	15,573.2	62,720.3	2,600.0	80,893.5
26 2021	0.0	0.0	5,806.1	15,573.2	62,720.3	2,600.0	80,893.5
27 2022	0.0	0.0	5,806.1	15,573.2	62,720.3	2,600.0	80,893.5
28 2023	0.0	0.0	5,806.1	15,573.2	62,720.3	2,600.0	80,893.5
29 2024	0.0	0.0	5,806.1	15,573.2	62,720.3	2,600.0	80,893.5
30 2025	0.0	0.0	5,806.1	15,573.2	62,720.3	2,600.0	80,893.5
31 2026	0.0	0.0	5,806.1	15,573.2	62,720.3	2,600.0	80,893.5
32 2027	0.0	0.0	5,806.1	15,573.2	62,720.3	2,600.0	80,893.5
33 2028	0.0	0.0	5,806.1	15,573.2	62,720.3	2,600.0	80,893.5
34 2029	0.0	0.0	5,806.1	15,573.2	62,720.3	2,600.0	80,893.5
35 2030	0.0	0.0	5,806.1	15,573.2	62,720.3	2,600.0	80,893.5
36 2031	0.0	0.0	5,806.1	15,573.2	62,720.3	2,600.0	80,893.5
37 2032	0.0	0.0	5,806.1	15,573.2	62,720.3	2,600.0	80,893.5
38 2033	0.0	0.0	5,806.1	15,573.2	62,720.3	2,600.0	80,893.5
39 2034	0.0	0.0	5,806.1	15,573.2	62,720.3	2,600.0	80,893.5



39	2034	0.0	5,806.1	5,806.1	15,573.2	62,720.3	2,600.0	80,893.5
40	2035	0.0	5,806.1	5,806.1	15,573.2	62,720.3	2,600.0	80,893.5
41	2036	0.0	5,806.1	5,806.1	15,573.2	62,720.3	2,600.0	80,893.5
42	2037	43,944.8	5,806.1	49,750.9	15,573.2	62,720.3	2,600.0	80,893.5
43	2038	43,944.8	5,806.1	49,750.9	15,573.2	62,720.3	2,600.0	80,893.5
44	2039	0.0	5,806.1	5,806.1	15,573.2	62,720.3	2,600.0	80,893.5
45	2040	0.0	5,806.1	5,806.1	15,573.2	62,720.3	2,600.0	80,893.5
46	2041	0.0	5,806.1	5,806.1	15,573.2	62,720.3	2,600.0	80,893.5
47	2042	0.0	5,806.1	5,806.1	15,573.2	62,720.3	2,600.0	80,893.5
48	2043	0.0	5,806.1	5,806.1	15,573.2	62,720.3	2,600.0	80,893.5
49	2044	0.0	5,806.1	5,806.1	15,573.2	62,720.3	2,600.0	80,893.5
50	2045	0.0	5,806.1	5,806.1	15,573.2	62,720.3	2,600.0	80,893.5
51	2046	0.0	5,806.1	5,806.1	15,573.2	62,720.3	2,600.0	80,893.5
52	2047	0.0	5,806.1	5,806.1	15,573.2	62,720.3	2,600.0	80,893.5
53	2048	0.0	5,806.1	5,806.1	15,573.2	62,720.3	2,600.0	80,893.5
54	2049	0.0	5,806.1	5,806.1	15,573.2	62,720.3	2,600.0	80,893.5
55	2050	0.0	5,806.1	5,806.1	15,573.2	62,720.3	2,600.0	80,893.5
56	2051	0.0	5,806.1	5,806.1	15,573.2	62,720.3	2,600.0	80,893.5

## ANALISIS ECONOMICO FINAL - MERCADO INFINITO, PRODUCCIONES NETAS, IMPACTO AMBIENTAL

VALOR PRESENTE AL INICIO DE LA PRODUCCION : SI (SI se pone NO actualiza el inicio de la construcción)

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA CODO SINCLAIR Año inicio construcción 1996

TASA INT. : 10.00 ETAPA 1a FACTOR PLANTA 0.80

AÑOS DE CONSTRUCCION 7.0

EN LINEA DE TRANSMISION

CON IMPACTO AMBIENTAL

CON REDUCCION DE LA PRODUCCION

## COSTOS DEL PROYECTO HIDROELECTRICO

(Miles de US\$)

A A O de los desechos	INVERSION		INVERSION		Total
	Obras civ.	Equipo eia.	Obras civ.	Equipo eia.	
(1/1991)	(1/1991)	(1/1991)	(1/1991)	(1/1991)	
1996	26,538	0	26,538	0	26,538
1997	37,057	26,172	37,057	26,172	63,229
1998	48,120	13,934	48,120	13,934	62,054
1999	65,156	22,025	65,156	22,025	87,181
2000	70,286	24,602	70,286	24,602	94,889
2001	40,182	6,616	40,182	6,616	46,801
2002	3,174	10,048	3,174	10,048	13,221
2003	0	0	0	0	0
2004	0	0	0	0	0
2005	0	0	0	0	0
2006	0	0	0	0	0
2007	0	0	0	0	0
2008	0	0	0	0	0
2009	0	0	0	0	0
<hr/>					
	290,513	103,399	290,513	103,399	393,912

REEMPLAZO EQUIPOS ELNEC (85% del costo en dos años)

A A O	Valor
2007	43,946
2008	43,946

FACTOR REAJUSTE COSTOS (entre los desembolsos y los costos marginales)

1.0000

COSTOS ANUALES DEL PROYECTO (1% obras civ.+2% equipos eiaec)

(Miles de US\$)

(1/1991) (1/1991)

2002	4,973	4,973
2003	4,973	4,973
2004	4,973	4,973
2005	4,973	4,973
2006	4,973	4,973
2007	4,973	4,973
2008	4,973	4,973
2009	4,973	4,973

hasta la fin del periodo

TASA DE INTERES DE REFERENCIA

10.0%

CARACTERISTICAS PRODUCTIVAS DEL PROYECTO (P int.

425 MW)

Factor de planta

0.800

	1a ETAPA	2a ETAPA	TOTAL
Potencia cont. 90% (MW)	298.0	0.0	298.0
Potencia parant.(MW)	372.5	0.0	372.5
Energía primaria (GWh)	2,831.5	0.0	2,831.5
Energía secundaria (GWh)	0.0	0.0	0.0

2,831.5 0.0

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE CODA CORDA SINCLAIR

TASA INT. : 10.00

ESCALONAMIENTO MERCADO (INFINITO)			COSTOS MARGINALES DEL PROYECTO a) (1/1991)			
Año	(%)	(GWh)	Tasa inter.	Potencia (US\$/kW)	Energía pr. (US\$/MWh)	Energía se. (US\$/MWh)
2002	100.00	2,832				
2003	100.00	2,832				
2004	100.00	2,832				
2005	100.00	2,832	3.00	41.81	22.15	4.64
2006	100.00	2,832	10.00	45.12	26.89	8.31
2007	100.00	2,832	12.00	48.47	36.87	11.06
2008	100.00	2,832				
2009	100.00	2,832				
2010	100.00	2,832				
2011	100.00	2,832				
2012	100.00	2,832				

INVERSIONES, GASTOS DE FUNCIONAMIENTO, BENEFICIOS Y  
REDUCCION DE PRODUCCION DE ENERGIA DEL ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL  
(Miles US\$) 1a Etapa 2a Etapa

Inversiones	5,175	
Gastos de funcionamiento (anuales)	833	
Beneficios anuales	2,600	
Reduccion de produccion anual de energia	1.8%	13.2%

TASA INTERES	C O S T O S			B E N E F I C I O S					B-C	B/C
	(Miles de US\$)			(Miles de US\$)						
	Terres civ.	Equipo el.	Costos anual	Total	Costo pot.	Costo en. p.	Benef. EIA	Totales		
0.020	431,234	155,519	37,223	623,976	262,477	1,220,454	39,060	1,511,991	888,013	2.24
0.100	403,303	141,749	61,313	606,375	193,292	836,017	29,338	1,097,666	489,091	1.80
0.120	377,542	131,247	47,104	555,792	137,771	666,069	21,317	825,177	268,386	1.43

TASA INTERNA DE RETORNO =  
16.68% 217,085 111,573 21,575 465,853 77,770 375,023 12,035 465,853 (0) 1.00

RESULTADOS CON T.I.R.

COSTO TOTAL (C)	(Miles de US\$)	465,853
BENEFICIO TOTAL (B)	(Miles de US\$)	465,853
BENEFICIO NETO (B-C)	(Miles de US\$)	0
RELACION B/C		1.00
T.I.R.	(%)	16.68

RESULTADOS CON TASA DE INT. 0.1

COSTO TOTAL (C)	(Miles US\$)	606,375
BENEFICIO TOTAL (B)	(Miles US\$)	1,097,666
BENEFICIO NETO (B-C)	(Miles US\$)	489,091
RELACION B/C		1.80
COSTO POR kW INSTALADO (US\$/kW)		1,264.3
COSTO DE LA ENERGIA (US\$/MWh)		0.0225

CRONOGRAMA DE COSTOS Y BENEFICIOS

ETAPA 1a

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE LUCA CODO SINCLAIR

EASA INT. : 100

C O S T O S				B E N E F I C I O S			
Proyecto hidroeléctrico				Costos marginales de expansión			
(Miles de US\$)				(Miles de US\$)			
A N O S	Obras civ.	Equipo el.	Totales	Costo bot.	Costo en. p.	Benef. EIA	Totales
			(Incl. EIA)				
1	1996	27,277.3	0.0	27,277.3	0.0	0.0	0.0
2	1997	37,755.7	28,172.4	65,928.1	0.0	0.0	0.0
3	1998	48,839.3	13,933.9	62,773.2	0.0	0.0	0.0
4	1999	55,894.5	22,025.0	87,919.5	0.0	0.0	0.0
5	2000	71,025.7	24,602.2	95,627.9	0.0	0.0	0.0
6	2001	46,921.4	5,512.4	52,433.8	0.0	0.0	0.0
7	2002	3,913.1	10,047.5	13,960.6	15,305.1	51,239.1	100,845.2
8	2003	0.0	0.0	5,305.1	15,305.1	51,239.1	100,845.2
9	2004	0.0	0.0	5,305.1	15,305.1	51,239.1	100,845.2
10	2005	0.0	0.0	5,305.1	15,305.1	51,239.1	100,845.2
11	2006	0.0	0.0	5,305.1	15,305.1	51,239.1	100,845.2
12	2007	0.0	0.0	5,305.1	15,305.1	51,239.1	100,845.2
13	2008	0.0	0.0	5,305.1	15,305.1	51,239.1	100,845.2
14	2009	0.0	0.0	5,305.1	15,305.1	51,239.1	100,845.2
15	2010	0.0	0.0	5,305.1	15,305.1	51,239.1	100,845.2
16	2011	0.0	0.0	5,305.1	15,305.1	51,239.1	100,845.2
17	2012	0.0	0.0	5,305.1	15,305.1	51,239.1	100,845.2
18	2013	0.0	0.0	5,305.1	15,305.1	51,239.1	100,845.2
19	2014	0.0	0.0	5,305.1	15,305.1	51,239.1	100,845.2
20	2015	0.0	0.0	5,305.1	15,305.1	51,239.1	100,845.2
21	2016	0.0	0.0	5,305.1	15,305.1	51,239.1	100,845.2
22	2017	0.0	0.0	5,305.1	15,305.1	51,239.1	100,845.2
23	2018	0.0	0.0	5,305.1	15,305.1	51,239.1	100,845.2
24	2019	0.0	0.0	5,305.1	15,305.1	51,239.1	100,845.2
25	2020	0.0	0.0	5,305.1	15,305.1	51,239.1	100,845.2
26	2021	0.0	0.0	5,305.1	15,305.1	51,239.1	100,845.2
27	2022	0.0	0.0	5,305.1	15,305.1	51,239.1	100,845.2
28	2023	0.0	0.0	5,305.1	15,305.1	51,239.1	100,845.2
29	2024	0.0	0.0	5,305.1	15,305.1	51,239.1	100,845.2
30	2025	0.0	0.0	5,305.1	15,305.1	51,239.1	100,845.2
31	2026	0.0	0.0	5,305.1	15,305.1	51,239.1	100,845.2
32	2027	0.0	0.0	5,305.1	15,305.1	51,239.1	100,845.2
33	2028	0.0	0.0	5,305.1	15,305.1	51,239.1	100,845.2
34	2029	0.0	0.0	5,305.1	15,305.1	51,239.1	100,845.2
35	2030	0.0	0.0	5,305.1	15,305.1	51,239.1	100,845.2
36	2031	0.0	0.0	5,305.1	15,305.1	51,239.1	100,845.2
37	2032	0.0	0.0	5,305.1	15,305.1	51,239.1	100,845.2
38	2033	0.0	0.0	5,305.1	15,305.1	51,239.1	100,845.2
39	2034	0.0	0.0	5,305.1	15,305.1	51,239.1	100,845.2

40	2035	0.0	5,306.1	5,306.1	16,306.1	81,239.1	2,600.0	100,645.2
41	2036	0.0	5,306.1	5,306.1	16,306.1	81,239.1	2,600.0	100,645.2
42	2037	45,944.6	5,306.1	49,750.7	16,306.1	81,239.1	2,600.0	100,645.2
43	2038	43,944.6	5,306.1	49,750.7	16,306.1	81,239.1	2,600.0	100,645.2
44	2039	0.0	5,306.1	5,306.1	16,306.1	81,239.1	2,600.0	100,645.2
45	2040	0.0	5,306.1	5,306.1	16,306.1	81,239.1	2,600.0	100,645.2
46	2041	0.0	5,306.1	5,306.1	16,306.1	81,239.1	2,600.0	100,645.2
47	2042	0.0	5,306.1	5,306.1	16,306.1	81,239.1	2,600.0	100,645.2
48	2043	0.0	5,306.1	5,306.1	16,306.1	81,239.1	2,600.0	100,645.2
49	2044	0.0	5,306.1	5,306.1	16,306.1	81,239.1	2,600.0	100,645.2
50	2045	0.0	5,306.1	5,306.1	16,306.1	81,239.1	2,600.0	100,645.2
51	2046	0.0	5,306.1	5,306.1	16,306.1	81,239.1	2,600.0	100,645.2
52	2047	0.0	5,306.1	5,306.1	16,306.1	81,239.1	2,600.0	100,645.2
53	2048	0.0	5,306.1	5,306.1	16,306.1	81,239.1	2,600.0	100,645.2
54	2049	0.0	5,306.1	5,306.1	16,306.1	81,239.1	2,600.0	100,645.2
55	2050	0.0	5,306.1	5,306.1	16,306.1	81,239.1	2,600.0	100,645.2
56	2051	0.0	5,306.1	5,306.1	16,306.1	81,239.1	2,600.0	100,645.2

EVNEC12

## EVALUACION DE LA TASA INTERNA DE RETORNO DE UN PROYECTO

p 1 c

09-May-72

ANALISIS ECONOMICO FINAL - MERCADO INFINITO. PRODUCCIONES NETAS. IMPACTO AMBIENTAL

VALOR PRESENTE AL INICIO DE LA PRODUCCION : 51 (51 se pone NO actualiza al inicio de la construcción)

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA COCO SINGATA Año inicio construcción 1996

TASA INT. : 12.0% ETAPA 1a FACTOR PLANTA 0.80

AÑOS DE CONSTRUCCION 7.0

SIN LINEA DE TRANSMISION

CON IMPACTO AMBIENTAL

CON REDUCCION DE LA PRODUCCION

## COSTOS DEL PROYECTO HIDROELECTRICO

(Miles de US\$)

AÑO	INVERSION		INVERSION		Total
de los	(1/1971)		(1/1971)		
desechos	Obras civ.	Equipo elec.	Obras civ.	Equipo elec.	
1996	26,538	0	26,538	0	26,538
1997	37,057	26,172	37,057	26,172	63,229
1998	46,120	13,934	46,120	13,934	62,054
1999	55,156	22,023	55,156	22,023	87,181
2000	70,282	24,502	70,282	24,502	94,889
2001	40,162	6,618	40,162	6,618	46,801
2002	3,174	10,045	3,174	10,045	13,221
2003	0	0	0	0	0
2004	0	0	0	0	0
2005	0	0	0	0	0
2006	0	0	0	0	0
2007	0	0	0	0	0
2008	0	0	0	0	0
<hr/>					
	290,510	103,347	290,510	103,347	393,912

REEMPLAZO EQUIPOS ELMEC (5% del costo en dos años)

AÑO Valor

2007 43,943

2008 43,943

FACTOR REAJUSTE COSTOS (entre los desembolsos y los costos marginales)

1.0000

COSTOS ANUALES DEL PROYECTO (1% obras civ.+2% equipos elmeec)

(Miles de US\$)

(1/1971) (1/1971)

2002	4,973	4,973
2003	4,973	4,973
2004	4,973	4,973
2005	4,973	4,973
2006	4,973	4,973
2007	4,973	4,973
2008	4,973	4,973
2009	4,973	4,973

hasta la fin del periodo

2009 4,973 4,973

TASA DE INTERES DE REFERENCIA

12.0%

CARACTERISTICAS PRODUCTIVAS DEL PROYECTO (9 hrs.

425 MW)

Factor de planta 0.500

	1a ETAPA	2a ETAPA	TOTAL		
Potencia cont. 90% (MW)	295.6	0.0	295.6		
Potencia garant.(MW)	372.5	0.0	372.5		
Energía primaria (GWh)	2,531.5	0.0	2,531.5	2,531.5	0.0
Energía secundaria (GWh)	0.0	0.0	0.0		

Proyecto Hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA LOBO SINCLAIR

TASA INT. : 12.00

ESCALONAMIENTO MERCADO (INFINITO)

Año	(%)	(GWh)
2002	100.00	2,832
2003	100.00	2,832
2004	100.00	2,832
2005	100.00	2,832
2006	100.00	2,832
2007	100.00	2,832
2008	100.00	2,832
2009	100.00	2,832
2010	100.00	2,832
2011	100.00	2,832
2012	100.00	2,832

COSTOS MARGINALES DEL PROYECTO a) (1/1991)

Tasa inter.	Potencia (US\$/kW)	Energía pr. (US\$/GWh)	Energía se. (US\$/GWh)
3.0%	41.83	22.15	6.64
10.0%	43.12	23.69	8.61
12.0%	48.47	36.37	11.08

INVERSIONES, GASTOS DE FUNCIONAMIENTO, BENEFICIOS Y  
REDUCCION DE PRODUCCION DE ENERGIA DEL ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL

(Miles US\$) 1a Etapa 2a Etapa

Inversiones	5,175
Gastos de funcionamiento (anuales)	833
Beneficios anuales	2,600
Reduccion de produccion anual de energia	1.8% 13.2%

TASA	C O S T O S				B E N E F I C I O S				B-C	B/C
INTERES	(Miles de US\$)				(Miles de US\$)					
	Obras civ.	Equipo elec.	Costos anual	Total	Costo pot.	Costo en. p.	Benef. EIA	Totales		
0.060	489,204	176,426	58,951	764,581	307,683	1,779,268	44,311	2,131,262	1,366,681	2.79
0.100	457,518	161,631	71,836	690,385	233,379	1,291,702	32,162	1,547,240	856,855	2.24
0.120	428,748	148,890	54,003	631,641	167,920	971,044	24,183	1,163,147	531,505	1.84

TASA INTERNA DE RETORNO =

19.69%	339,861	115,513	22,177	477,551	62,957	378,783	9,931	477,551	0	1.00
--------	---------	---------	--------	---------	--------	---------	-------	---------	---	------

RESULTADOS CON T.I.R.

COSTO TOTAL (C)	(Miles de US\$)	477,551
BENEFICIO TOTAL (B)	(Miles de US\$)	477,551
BENEFICIO NETO (B-C)	(Miles de US\$)	0
RELACION B/C		1.00
T.I.R.	(%)	19.69

RESULTADOS CON TASA DE INT. 0.12

COSTO TOTAL (C)	(Miles de US\$)	631,641
BENEFICIO TOTAL (B)	(Miles de US\$)	1,163,147
BENEFICIO NETO (B-C)	(Miles de US\$)	531,505
RELACION B/C		1.84
COSTO POR kW INSTALADO	(US\$/kW)	1,366.7
COSTO DE LA ENERGIA	(US\$/kWh)	0.0288

CRONOGRAMA DE COSTOS Y BENEFICIOS

ETAPA 1a

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE DCA CODO SINCLAIR

TASA INT. : 12%

C O S T O S					B E N E F I C I O S				
Proyecto hidroeléctrico					Costos marginales de expansión				
(Miles de US\$)					(Miles de US\$)				
A N O S	Obras civ. Equipos el.	Costos an. (incl. EIA)	Totales	Costo vol.	Costo en. o. Benef. EIA	Totales			
1	1996	27,277.3	0.0	27,277.3	0.0	0.0	0.0		
2	1997	37,773.9	23,172.4	60,946.3	0.0	0.0	0.0		
3	1998	48,859.3	13,933.9	62,793.3	0.0	0.0	0.0		
4	1999	61,894.9	22,025.0	83,919.9	0.0	0.0	0.0		
5	2000	71,023.7	24,602.1	95,625.8	0.0	0.0	0.0		
6	2001	90,923.4	6,818.4	97,741.8	0.0	0.0	0.0		
7	2002	3,913.1	10,047.3	13,960.4	18,053.9	104,401.7	125,055.6		
8	2003	0.0	0.0	13,960.4	18,053.9	104,401.7	125,055.6		
9	2004	0.0	0.0	13,960.4	18,053.9	104,401.7	125,055.6		
10	2005	0.0	0.0	13,960.4	18,053.9	104,401.7	125,055.6		
11	2006	0.0	0.0	13,960.4	18,053.9	104,401.7	125,055.6		
12	2007	0.0	0.0	13,960.4	18,053.9	104,401.7	125,055.6		
13	2008	0.0	0.0	13,960.4	18,053.9	104,401.7	125,055.6		
14	2009	0.0	0.0	13,960.4	18,053.9	104,401.7	125,055.6		
15	2010	0.0	0.0	13,960.4	18,053.9	104,401.7	125,055.6		
16	2011	0.0	0.0	13,960.4	18,053.9	104,401.7	125,055.6		
17	2012	0.0	0.0	13,960.4	18,053.9	104,401.7	125,055.6		
18	2013	0.0	0.0	13,960.4	18,053.9	104,401.7	125,055.6		
19	2014	0.0	0.0	13,960.4	18,053.9	104,401.7	125,055.6		
20	2015	0.0	0.0	13,960.4	18,053.9	104,401.7	125,055.6		
21	2016	0.0	0.0	13,960.4	18,053.9	104,401.7	125,055.6		
22	2017	0.0	0.0	13,960.4	18,053.9	104,401.7	125,055.6		
23	2018	0.0	0.0	13,960.4	18,053.9	104,401.7	125,055.6		
24	2019	0.0	0.0	13,960.4	18,053.9	104,401.7	125,055.6		
25	2020	0.0	0.0	13,960.4	18,053.9	104,401.7	125,055.6		
26	2021	0.0	0.0	13,960.4	18,053.9	104,401.7	125,055.6		
27	2022	0.0	0.0	13,960.4	18,053.9	104,401.7	125,055.6		
28	2023	0.0	0.0	13,960.4	18,053.9	104,401.7	125,055.6		
29	2024	0.0	0.0	13,960.4	18,053.9	104,401.7	125,055.6		
30	2025	0.0	0.0	13,960.4	18,053.9	104,401.7	125,055.6		
31	2026	0.0	0.0	13,960.4	18,053.9	104,401.7	125,055.6		
32	2027	0.0	0.0	13,960.4	18,053.9	104,401.7	125,055.6		
33	2028	0.0	0.0	13,960.4	18,053.9	104,401.7	125,055.6		
34	2029	0.0	0.0	13,960.4	18,053.9	104,401.7	125,055.6		
35	2030	0.0	0.0	13,960.4	18,053.9	104,401.7	125,055.6		
36	2031	0.0	0.0	13,960.4	18,053.9	104,401.7	125,055.6		
37	2032	0.0	0.0	13,960.4	18,053.9	104,401.7	125,055.6		
38	2033	0.0	0.0	13,960.4	18,053.9	104,401.7	125,055.6		
39	2034	0.0	0.0	13,960.4	18,053.9	104,401.7	125,055.6		



40	2035	0.0	5,806.1	5,806.1	18,053.7	104,401.7	2,800.0	125,055.6
41	2036	0.0	5,806.1	5,806.1	18,053.7	104,401.7	2,800.0	125,055.6
42	2037	43,744.2	5,806.1	49,750.9	18,053.7	104,401.7	2,800.0	125,055.6
43	2038	43,744.2	5,806.1	49,750.9	18,053.7	104,401.7	2,800.0	125,055.6
44	2039	0.0	5,806.1	5,806.1	18,053.7	104,401.7	2,800.0	125,055.6
45	2040	0.0	5,806.1	5,806.1	18,053.7	104,401.7	2,800.0	125,055.6
46	2041	0.0	5,806.1	5,806.1	18,053.7	104,401.7	2,800.0	125,055.6
47	2042	0.0	5,806.1	5,806.1	18,053.7	104,401.7	2,800.0	125,055.6
48	2043	0.0	5,806.1	5,806.1	18,053.7	104,401.7	2,800.0	125,055.6
49	2044	0.0	5,806.1	5,806.1	18,053.7	104,401.7	2,800.0	125,055.6
50	2045	0.0	5,806.1	5,806.1	18,053.7	104,401.7	2,800.0	125,055.6
51	2046	0.0	5,806.1	5,806.1	18,053.7	104,401.7	2,800.0	125,055.6
52	2047	0.0	5,806.1	5,806.1	18,053.7	104,401.7	2,800.0	125,055.6
53	2048	0.0	5,806.1	5,806.1	18,053.7	104,401.7	2,800.0	125,055.6
54	2049	0.0	5,806.1	5,806.1	18,053.7	104,401.7	2,800.0	125,055.6
55	2050	0.0	5,806.1	5,806.1	18,053.7	104,401.7	2,800.0	125,055.6
56	2051	0.0	5,806.1	5,806.1	18,053.7	104,401.7	2,800.0	125,055.6

EJECUCION

## EVALUACION DE LA TASA INTERNA DE RETORNO DE UN PROYECTO

e 1 r 03-May-72

ANALISIS ECONOMICO FINAL - MERCADO INFINITO. PRODUCCIONES NETAS, IMPACTO AMBIENTAL

VALOR PRESENTE AL INICIO DE LA PRODUCCION : 01 (Si se pide NO actualiza al inicio de la construcción)

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA COCO BINCALIA Año inicio construcción 1997

TASA INT. : 5.00 ETAPA 2a FACTOR PLANTA 0.30

AÑOS DE CONSTRUCCION 5.0

SIN LINEA DE TRANSMISION

CON IMPACTO AMBIENTAL

COSTOS DEL PROYECTO HIDROELECTRICO

CON REDUCCION DE LA PRODUCCION

(Miles de US\$)

AÑO de los cosemboleros	INVERSION		INVERSION		Total
	Obras civ.	Equipo elm.	Obras civ.	Equipo elm.	
2003	15,356	0	15,356	0	15,356
2004	40,500	7,652	40,500	7,652	50,152
2005	44,879	7,650	44,879	7,650	54,529
2006	10,309	62,568	36,857	60,568	107,427
2007	5,316	4,578	5,316	4,578	7,894
2008	0	0	0	0	0
2009	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0
<hr/>					
	100,029	72,549	100,029	72,549	203,458

REPLAZO EQUIPOS ELMEC (45% del costo en dos años)

AÑO Valor al 1/91

2041 39,373

2043 39,332

FACTOR REAJUSTE COSTOS entre los cosemboleros y los costos marginales:

1.0000

COSTOS ANUALES DEL PROYECTO (10 obras civ., 01 equipos elme)

(Miles de US\$)

(1/1991) (1/1991)

1995 3,260 3,260

2009 3,260 3,260

2010 3,260 3,260

2011 3,260 3,260

2012 3,260 3,260

2013 3,260 3,260

2014 3,260 3,260

hasta la fin del periodo

2015 3,260 3,260

TASA DE INTERES DE REFERENCIA

5.0%

CARACTERISTICAS PRODUCTIVAS DEL PROYECTO (5 aos.

420 % 2a Etapa)

Factor de planta 0.300

	1a ETAPA	2a ETAPA	TOTAL
Potencia cont. (MW)	258.0	274.7	532.7
Potencia parant. (MW)	372.5	368.4	740.9
Energía primaria (GWh)	3,331.6	2,482.7	4,764.3
Energía secundaria (GWh)	0.0	0.0	0.0

1,583.5 2,837.2

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA CODO SINCLAIR

TASA INT. : 8.02

ESCALONAMIENTO MERCADO (INFINITO)

COSTOS MARGINALES DEL PROYECTO a1 (1/1991)

Año	(%)	(GWh)	Tasa inter.	Potencia (US\$/kW)	Energía pr. (US\$/MWh)	Energía se. (US\$/MWh)
2008	100.02	2,463				
2009	100.02	2,463				
2010	100.02	2,463				
2011	100.02	2,463	8.02	41.81	22.15	6.64
2012	100.02	2,463	10.02	45.12	28.69	8.61
2013	100.02	2,463	12.02	48.47	36.87	11.08
2014	100.02	2,463				
2015	100.02	2,463				
2016	100.02	2,463				
2017	100.02	2,463				
2018	100.02	2,463				

INVERSIONES, GASTOS DE FUNCIONAMIENTO, BENEFICIOS Y

REDUCCION DE PRODUCCION DE ENERGIA DEL ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL

(Miles US\$) 1a Etapa 2a Etapa

Inversiones	5,175	
Gastos de funcionamiento (anuales)	833	
Beneficios anuales	2,600	
Reducción de producción anual de energía	1.82	13.22

TASA INTERES	C O S T O S (Miles de US\$)				B E N E F I C I O S (Miles de US\$)				B-C	B/C
	Obras civ.	Equipo elm.	Costos anual	Total	Costo pot.	Costo en. p.	Benef. EIA	Totales		
0.08	167,394	107,270	39,883	314,547	188,443	667,329	0	855,771	541,224	2.72
0.10	159,264	97,893	29,490	286,647	139,338	493,434	0	632,772	346,125	2.21
0.12	151,717	90,503	22,573	264,792	106,653	377,687	0	484,339	219,547	1.83

TASA INTERNA DE RETORNO =

20.06%	126,159	69,308	9,555	205,021	45,146	159,675	0	205,021	(0)	1.00
--------	---------	--------	-------	---------	--------	---------	---	---------	-----	------

RESULTADOS CON T.I.R.

RESULTADOS CON TASA DE INT. 0.08

COSTO TOTAL (C)	(Miles de US\$)	205,021	COSTO TOTAL (C)	(Mil US\$)	314,547
BENEFICIO TOTAL (B)	(Miles de US\$)	205,021	BENEFICIO TOTAL (B)	(Mil US\$)	855,771
BENEFICIO NETO (B-C)	(Miles de US\$)	(0)	BENEFICIO NETO (B-C)	(Mil US\$)	541,224
RELACION B/C		1.00	RELACION B/C		2.72
T.I.R.	(%)	20.06	COSTO POR KW INSTALADO	(US\$/kW)	654.1
			COSTO DE LA ENERGIA	(US\$/MWh)	0.0104

CRONOGRAMA DE COSTOS Y BENEFICIOS

ETAPA 2a

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA CODO SINCLAIR

TASA INT. : 8%

C O S T O S				B E N E F I C I O S			
Proyecto hidroeléctrico				Costos marginales de expansión			
A Ñ O S	(Miles de US\$)			(Miles de US\$)			
	Obras civ.	Equipo elm.	Totales	Costo pot.	Costo en. p.	Benef. EIA	Totales
			Costos an. (Incl. EIA)				
1	2003	15,366.0	0.0	15,366.0	0.0	0.0	0.0
2	2004	40,500.5	9,652.4	50,152.9	0.0	0.0	0.0
3	2005	44,878.7	9,650.2	54,528.9	0.0	0.0	0.0
4	2006	36,858.9	68,567.7	105,426.6	0.0	0.0	0.0
5	2007	3,315.5	4,678.5	7,994.0	0.0	0.0	0.0
6	2008	0.0	0.0	3,260.2	15,403.8	54,549.3	69,953.2
7	2009	0.0	0.0	3,260.2	15,403.8	54,549.3	69,953.2
8	2010	0.0	0.0	3,260.2	15,403.8	54,549.3	69,953.2
9	2011	0.0	0.0	3,260.2	15,403.8	54,549.3	69,953.2
10	2012	0.0	0.0	3,260.2	15,403.8	54,549.3	69,953.2
11	2013	0.0	0.0	3,260.2	15,403.8	54,549.3	69,953.2
12	2014	0.0	0.0	3,260.2	15,403.8	54,549.3	69,953.2
13	2015	0.0	0.0	3,260.2	15,403.8	54,549.3	69,953.2
14	2016	0.0	0.0	3,260.2	15,403.8	54,549.3	69,953.2
15	2017	0.0	0.0	3,260.2	15,403.8	54,549.3	69,953.2
16	2018	0.0	0.0	3,260.2	15,403.8	54,549.3	69,953.2
17	2019	0.0	0.0	3,260.2	15,403.8	54,549.3	69,953.2
18	2020	0.0	0.0	3,260.2	15,403.8	54,549.3	69,953.2
19	2021	0.0	0.0	3,260.2	15,403.8	54,549.3	69,953.2
20	2022	0.0	0.0	3,260.2	15,403.8	54,549.3	69,953.2
21	2023	0.0	0.0	3,260.2	15,403.8	54,549.3	69,953.2
22	2024	0.0	0.0	3,260.2	15,403.8	54,549.3	69,953.2
23	2025	0.0	0.0	3,260.2	15,403.8	54,549.3	69,953.2
24	2026	0.0	0.0	3,260.2	15,403.8	54,549.3	69,953.2
25	2027	0.0	0.0	3,260.2	15,403.8	54,549.3	69,953.2
26	2028	0.0	0.0	3,260.2	15,403.8	54,549.3	69,953.2
27	2029	0.0	0.0	3,260.2	15,403.8	54,549.3	69,953.2
28	2030	0.0	0.0	3,260.2	15,403.8	54,549.3	69,953.2
29	2031	0.0	0.0	3,260.2	15,403.8	54,549.3	69,953.2
30	2032	0.0	0.0	3,260.2	15,403.8	54,549.3	69,953.2
31	2033	0.0	0.0	3,260.2	15,403.8	54,549.3	69,953.2
32	2034	0.0	0.0	3,260.2	15,403.8	54,549.3	69,953.2
33	2035	0.0	0.0	3,260.2	15,403.8	54,549.3	69,953.2
34	2036	0.0	0.0	3,260.2	15,403.8	54,549.3	69,953.2
35	2037	0.0	0.0	3,260.2	15,403.8	54,549.3	69,953.2
36	2038	0.0	0.0	3,260.2	15,403.8	54,549.3	69,953.2
37	2039	0.0	0.0	3,260.2	15,403.8	54,549.3	69,953.2
38	2040	0.0	0.0	3,260.2	15,403.8	54,549.3	69,953.2
39	2041	0.0	0.0	3,260.2	15,403.8	54,549.3	69,953.2

40	2042	39,333.2	3,260.2	42,593.4	15,403.8	54,549.3	0.0	69,953.2
41	2043	39,333.2	3,260.2	42,593.4	15,403.8	54,549.3	0.0	69,953.2
42	2044	0.0	3,260.2	3,260.2	15,403.8	54,549.3	0.0	69,953.2
43	2045	0.0	3,260.2	3,260.2	15,403.8	54,549.3	0.0	69,953.2
44	2046	0.0	3,260.2	3,260.2	15,403.8	54,549.3	0.0	69,953.2
45	2047	0.0	3,260.2	3,260.2	15,403.8	54,549.3	0.0	69,953.2
46	2048	0.0	3,260.2	3,260.2	15,403.8	54,549.3	0.0	69,953.2
47	2049	0.0	3,260.2	3,260.2	15,403.8	54,549.3	0.0	69,953.2
48	2050	0.0	3,260.2	3,260.2	15,403.8	54,549.3	0.0	69,953.2
49	2051	0.0	3,260.2	3,260.2	15,403.8	54,549.3	0.0	69,953.2
50	2052	0.0	3,260.2	3,260.2	15,403.8	54,549.3	0.0	69,953.2
51	2053	0.0	3,260.2	3,260.2	15,403.8	54,549.3	0.0	69,953.2
52	2054	0.0	3,260.2	3,260.2	15,403.8	54,549.3	0.0	69,953.2
53	2055	0.0	3,260.2	3,260.2	15,403.8	54,549.3	0.0	69,953.2
54	2056	0.0	3,260.2	3,260.2	15,403.8	54,549.3	0.0	69,953.2
55	2057	0.0	3,260.2	3,260.2	15,403.8	54,549.3	0.0	69,953.2

EVNE2C10

## EVALUACION DE LA TASA INTERNA DE RETORNO DE UN PROYECTO

e l c 08-May-92

## ANALISIS ECONOMICO FINAL - MERCADO INFINITO, PRODUCCIONES NETAS, IMPACTO AMBIENTAL

VALOR PRESENTE AL INICIO DE LA PRODUCCION : SI (Si se pone NO actualiza al inicio de la construcción)

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA CODO SINCLAIR Año inicio construcción 2003

TASA INT. : 10.02 ETAPA 2a FACTOR PLANTA 0.80

AÑOS DE CONSTRUCCION 5.0

SIN LINEA DE TRANSMISION

CON IMPACTO AMBIENTAL

CON REDUCCION DE LA PRODUCCION

## COSTOS DEL PROYECTO HIDROELECTRICO

(Miles de US\$)

Año de los desembolsos	INVERSION (1/1991)		INVERSION (1/1991)		Total
	Obras civ.	Equipo elm.	Obras civ.	Equipo elm.	
2003	15,366	0	15,366	0	15,366
2004	40,500	9,652	40,500	9,652	50,153
2005	44,879	9,650	44,879	9,650	54,529
2006	36,859	68,568	36,859	68,568	105,427
2007	3,316	4,678	3,316	4,678	7,994
2008	0	0	0	0	0
2009	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0
	140,920	92,549	140,920	92,549	233,468

REEMPLAZO EQUIPOS ELMEC (85% del costo en dos años)

Año Valor al 1/91

2042 39,333

2043 39,333

FACTOR REAJUSTE COSTOS (entre los desembolsos y los costos marginales)

1.0000

COSTOS ANUALES DEL PROYECTO (12 obras civ.+22 equipos elmec)

(Miles de US\$)

(1/1991) (1/1991)

2008 3,260 3,260

2009 3,260 3,260

2010 3,260 3,260

2011 3,260 3,260

2012 3,260 3,260

2013 3,260 3,260

2014 3,260 3,260

hasta la fin del período 2015 3,260 3,260

TASA DE INTERES DE REFERENCIA

10.02

CARACTERISTICAS PRODUCTIVAS DEL PROYECTO (P int. 420 MW 2a Etapa)

Factor de planta 0.800

	1a ETAPA	2a ETAPA	TOTAL
Potencia cont. 90% (MW)	298.0	294.7	592.7
Potencia garant.(MW)	372.5	366.4	740.9
Energía primaria (GWh)	2,831.6	2,462.7	4,963.6
Energía secundaria (GWh)	0.0	0.0	0.0

2,863.5 2,637.2

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA CODO SINCLAIR

TASA INT. : 10.02

ESCALONAMIENTO MERCADO (INFINITO)

Año	( % )	(GWh)
2008	100.02	2,463
2009	100.02	2,463
2010	100.02	2,463
2011	100.02	2,463
2012	100.02	2,463
2013	100.02	2,463
2014	100.02	2,463
2015	100.02	2,463
2016	100.02	2,463
2017	100.02	2,463
2018	100.02	2,463

COSTOS MARGINALES DEL PROYECTO al

(1/1991)

Tasa inter.	Potencia (US\$/kW)	Energía pr. (US\$/MWh)	Energía se. (US\$/MWh)
8.02	41.81	22.15	6.64
10.02	45.12	28.69	8.61
12.02	48.47	36.87	11.08

INVERSIONES, GASTOS DE FUNCIONAMIENTO, BENEFICIOS Y  
REDUCCION DE PRODUCCION DE ENERGIA DEL ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL

(Miles US\$) 1a Etapa 2a Etapa

Inversiones	5,175	
Gastos de funcionamiento (anuales)	833	
Beneficios anuales	2,600	
Reduccion de produccion anual de energia	1.82	13.22

TASA INTERES	C O S T O S (Miles de US\$)				B E N E F I C I O S (Miles de US\$)				R-C	B/C
	Obras civ.-Equipo elm.	Costos anual	Total	Costo pot.	Costo en. p.benef. EIA	Totales				
0.08	183,478	117,578	43,715	344,771	222,902	947,417	0	1,170,319	825,547	3.39
0.10	174,567	107,299	32,324	314,190	164,817	700,537	0	865,354	551,164	2.75
0.12	166,255	99,199	24,742	290,235	126,155	536,208	0	662,363	372,128	2.28

TASA INTERNA DE RETORNO =

23.782	127,795	67,994	7,597	203,386	38,737	164,649	0	203,386	0	1.00
--------	---------	--------	-------	---------	--------	---------	---	---------	---	------

RESULTADOS CON T.I.R.

COSTO TOTAL (C)	(Miles de US\$)	203,386
BENEFICIO TOTAL (B)	(Miles de US\$)	203,386
BENEFICIO NETO (B-C)	(Miles de US\$)	0
RELACION B/C		1.00
T.I.R.	( % )	23.78

RESULTADOS CON TASA DE INT. 0.1

COSTO TOTAL (C)	(Mil US\$)	314,190
BENEFICIO TOTAL (B)	(Mil US\$)	865,354
BENEFICIO NETO (B-C)	(Mil US\$)	551,164
RELACION B/C		2.75
COSTO POR kW INSTALADO	(US\$/kW)	671.3
COSTO DE LA ENERGIA	(US\$/MWh)	0.0133

CRONOGRAMA DE COSTOS Y BENEFICIOS

ETAPA 2a

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA CODO SINCLAIR

TASA INT. : 10%

C O S T O S					B E N E F I C I O S				
Proyecto hidroeléctrico					Costos marginales de expansión				
(Miles de US\$)					(Miles de US\$)				
A N O S	Obras civ.	Equipo el.	Costos an.	Totales (Incl. EIA)	Costo pot.	Costo en. p.	Benef. EIA	Totales	
1	2003	15,366.0	0.0	15,366.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
2	2004	40,500.5	9,652.4	50,152.9	0.0	0.0	0.0	0.0	
3	2005	44,878.7	9,650.2	54,528.9	0.0	0.0	0.0	0.0	
4	2006	36,858.9	68,567.7	105,426.6	0.0	0.0	0.0	0.0	
5	2007	3,315.5	4,678.5	7,994.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
6	2008	0.0	0.0	3,260.2	16,623.3	70,655.6	0.0	87,278.9	
7	2009	0.0	0.0	3,260.2	16,623.3	70,655.6	0.0	87,278.9	
8	2010	0.0	0.0	3,260.2	16,623.3	70,655.6	0.0	87,278.9	
9	2011	0.0	0.0	3,260.2	16,623.3	70,655.6	0.0	87,278.9	
10	2012	0.0	0.0	3,260.2	16,623.3	70,655.6	0.0	87,278.9	
11	2013	0.0	0.0	3,260.2	16,623.3	70,655.6	0.0	87,278.9	
12	2014	0.0	0.0	3,260.2	16,623.3	70,655.6	0.0	87,278.9	
13	2015	0.0	0.0	3,260.2	16,623.3	70,655.6	0.0	87,278.9	
14	2016	0.0	0.0	3,260.2	16,623.3	70,655.6	0.0	87,278.9	
15	2017	0.0	0.0	3,260.2	16,623.3	70,655.6	0.0	87,278.9	
16	2018	0.0	0.0	3,260.2	16,623.3	70,655.6	0.0	87,278.9	
17	2019	0.0	0.0	3,260.2	16,623.3	70,655.6	0.0	87,278.9	
18	2020	0.0	0.0	3,260.2	16,623.3	70,655.6	0.0	87,278.9	
19	2021	0.0	0.0	3,260.2	16,623.3	70,655.6	0.0	87,278.9	
20	2022	0.0	0.0	3,260.2	16,623.3	70,655.6	0.0	87,278.9	
21	2023	0.0	0.0	3,260.2	16,623.3	70,655.6	0.0	87,278.9	
22	2024	0.0	0.0	3,260.2	16,623.3	70,655.6	0.0	87,278.9	
23	2025	0.0	0.0	3,260.2	16,623.3	70,655.6	0.0	87,278.9	
24	2026	0.0	0.0	3,260.2	16,623.3	70,655.6	0.0	87,278.9	
25	2027	0.0	0.0	3,260.2	16,623.3	70,655.6	0.0	87,278.9	
26	2028	0.0	0.0	3,260.2	16,623.3	70,655.6	0.0	87,278.9	
27	2029	0.0	0.0	3,260.2	16,623.3	70,655.6	0.0	87,278.9	
28	2030	0.0	0.0	3,260.2	16,623.3	70,655.6	0.0	87,278.9	
29	2031	0.0	0.0	3,260.2	16,623.3	70,655.6	0.0	87,278.9	
30	2032	0.0	0.0	3,260.2	16,623.3	70,655.6	0.0	87,278.9	
31	2033	0.0	0.0	3,260.2	16,623.3	70,655.6	0.0	87,278.9	
32	2034	0.0	0.0	3,260.2	16,623.3	70,655.6	0.0	87,278.9	
33	2035	0.0	0.0	3,260.2	16,623.3	70,655.6	0.0	87,278.9	
34	2036	0.0	0.0	3,260.2	16,623.3	70,655.6	0.0	87,278.9	
35	2037	0.0	0.0	3,260.2	16,623.3	70,655.6	0.0	87,278.9	
36	2038	0.0	0.0	3,260.2	16,623.3	70,655.6	0.0	87,278.9	
37	2039	0.0	0.0	3,260.2	16,623.3	70,655.6	0.0	87,278.9	
38	2040	0.0	0.0	3,260.2	16,623.3	70,655.6	0.0	87,278.9	
39	2041	0.0	0.0	3,260.2	16,623.3	70,655.6	0.0	87,278.9	



40	2042	39,333.2	3,260.2	42,593.4	16,623.3	70,655.6	0.0	87,278.9
41	2043	39,333.2	3,260.2	42,593.4	16,623.3	70,655.6	0.0	87,278.9
42	2044	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	70,655.6	0.0	87,278.9
43	2045	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	70,655.6	0.0	87,278.9
44	2046	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	70,655.6	0.0	87,278.9
45	2047	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	70,655.6	0.0	87,278.9
46	2048	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	70,655.6	0.0	87,278.9
47	2049	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	70,655.6	0.0	87,278.9
48	2050	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	70,655.6	0.0	87,278.9
49	2051	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	70,655.6	0.0	87,278.9
50	2052	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	70,655.6	0.0	87,278.9
51	2053	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	70,655.6	0.0	87,278.9
52	2054	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	70,655.6	0.0	87,278.9
53	2055	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	70,655.6	0.0	87,278.9
54	2056	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	70,655.6	0.0	87,278.9
55	2057	0.0	3,260.2	3,260.2	16,623.3	70,655.6	0.0	87,278.9

## ANALISIS ECONOMICO FINAL - MERCADO INFINITO, PRODUCCIONES NETAS, IMPACTO AMBIENTAL

VALOR PRESENTE AL INICIO DE LA PRODUCCION : SI (Si se pone NO actualiza al inicio de la construcción):

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA COCO SINCLAIR Año inicio construcción 2003

TASA INT. : 12.02 ETAPA 2a FACTOR PLANTA 0.80

AÑOS DE CONSTRUCCION 5.0

SIN LINEA DE TRANSMISION

CON IMPACTO AMBIENTAL

CON REDUCCION DE LA PRODUCCION

## COSTOS DEL PROYECTO HIDROELECTRICO

(Miles de US\$)

AÑO de los desarrollos	INVERSION (1/1991)		INVERSION (1/1991)		Total
	Obras civ.	Equipo ele.	Obras civ.	Equipo ele.	
2003	15,366	0	15,366	0	15,366
2004	40,500	9,652	40,500	9,652	50,153
2005	44,879	9,650	44,879	9,650	54,529
2006	36,859	60,565	36,859	60,565	103,427
2007	3,316	4,678	3,316	4,678	7,994
2008	0	0	0	0	0
2009	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0
<hr/>					
	140,920	92,549	140,920	92,549	233,468

## REPLAZO EQUIPOS ELMEC (25% del costo en dos años)

AÑO Valor al 1/91

2042 39,333

2043 39,333

## FACTOR REAJUSTE COSTOS (entre los desarrollos y los costos marginales)

1.0000

## COSTOS ACTUALES DEL PROYECTO (1% obras civ.+2% equipos elmecc)

(Miles de US\$)

(1/1991) (1/1991)

2003 3,260 3,260

2004 3,260 3,260

2005 3,260 3,260

2006 3,260 3,260

2007 3,260 3,260

2008 3,260 3,260

2009 3,260 3,260

2010 3,260 3,260

hasta la fin del periodo

2015 3,260 3,260

## TASA DE INTERES DE REFERENCIA

12.02

## CARACTERISTICAS PRODUCTIVAS DEL PROYECTO (6 ms.

420 MW 2a Etapa)

Factor de planta 0.800

1a ETAPA

2a ETAPA

TOTAL

Potencia gen. 900 (MW) 272.6 274.7 547.7

Potencia gener. (MW) 372.3 369.4 741.9

Energía primaria (GWh) 1,651.6 2,462.7 4,114.3 2,653.5 2,837.2

Energía secundaria (GWh) 0.0 0.0 0.0

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA CODO SINCLAIR

TASA INT. : 12.02

ESCALONAMIENTO MERCADO (INFINITO)

Año	( 2 )	(GWh)
2008	100.02	2,463
2009	100.02	2,463
2010	100.02	2,463
2011	100.02	2,463
2012	100.02	2,463
2013	100.02	2,463
2014	100.02	2,463
2015	100.02	2,463
2016	100.02	2,463
2017	100.02	2,463
2018	100.02	2,463

COSTOS MARGINALES DEL PROYECTO a1 (1/1991)

Tasa inter.	Potencia (US\$/kW)	Energía pr. (US\$/MWh)	Energía se. (US\$/MWh)
8.02	41.81	22.15	6.64
10.02	45.12	28.69	8.61
12.02	48.47	36.87	11.08

INVERSIONES, GASTOS DE FUNCIONAMIENTO, BENEFICIOS Y REDUCCION DE PRODUCCION DE ENERGIA DEL ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL

(Miles US\$) 1a Etapa 2a Etapa

Inversiones	5,175	
Gastos de funcionamiento (anuales)	833	
Beneficios anuales	2,600	
Reduccion de produccion anual de energia	1.82	13.22

TASA INTERES	C O S T O S (Miles de US\$)				B E N E F I C I O S (Miles de US\$)			R-C	B/C
	Obras civ.	Equipo elm.	Costos anual	Total	Costo pot.	Costo en. p.	Benef. EIA	Totales	
0.08	200,776	128,662	47,837	377,275	262,026	1,332,326	0	1,594,351	1,217,077 4.23
0.10	191,024	117,415	35,371	343,811	193,746	985,145	0	1,178,891	835,081 3.43
0.12	181,972	108,551	27,074	317,597	148,298	754,054	0	902,352	584,755 2.84

TASA INTERNA DE RETORNO =

27.882	128,632	66,131	6,024	200,788	32,999	167,789	0	200,788	(0) 1.00
--------	---------	--------	-------	---------	--------	---------	---	---------	----------

RESULTADOS CON T.I.R.

COSTO TOTAL (C)	(Miles de US\$)	200,788
BENEFICIO TOTAL (B)	(Miles de US\$)	200,788
BENEFICIO NETO (B-C)	(Miles de US\$)	(0)
RELACION B/C		1.00
T.I.R.	( % )	27.88

RESULTADOS CON TASA DE INT. 0.12

COSTO TOTAL (C)	(Mil US\$)	317,597
BENEFICIO TOTAL (B)	(Mil US\$)	902,352
BENEFICIO NETO (B-C)	(Mil US\$)	584,755
RELACION B/C		2.84
COSTO POR kW INSTALADO	(US\$/kW)	691.9
COSTO DE LA ENERGIA	(US\$/kWh)	0.0165

## CRONOGRAMA DE COSTOS Y BENEFICIOS

ETAPA 2a

Proyecto hidroeléctrico de : PROYECTO DE COCA CODO SINCLAIR

TASA INT. :

12%

C O S T O S					B E N E F I C I O S				
Proyecto hidroeléctrico					Costos marginales de expansión				
(Miles de US\$)					(Miles de US\$)				
A N O S	Obras civ.	Equipo elm.	Costos an.	Totales (Incl. EIA)	Costo pot.	Costo en. p.	Benef. EIA	Totales	
1 2003	15,366.0	0.0		15,366.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
2 2004	40,500.5	9,652.4		50,152.9	0.0	0.0	0.0	0.0	
3 2005	44,878.7	9,650.2		54,528.9	0.0	0.0	0.0	0.0	
4 2006	36,858.9	68,567.7		105,426.6	0.0	0.0	0.0	0.0	
5 2007	3,315.5	4,678.5		7,994.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
6 2008	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	90,800.6	0.0	108,658.2	
7 2009	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	90,800.6	0.0	108,658.2	
8 2010	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	90,800.6	0.0	108,658.2	
9 2011	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	90,800.6	0.0	108,658.2	
10 2012	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	90,800.6	0.0	108,658.2	
11 2013	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	90,800.6	0.0	108,658.2	
12 2014	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	90,800.6	0.0	108,658.2	
13 2015	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	90,800.6	0.0	108,658.2	
14 2016	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	90,800.6	0.0	108,658.2	
15 2017	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	90,800.6	0.0	108,658.2	
16 2018	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	90,800.6	0.0	108,658.2	
17 2019	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	90,800.6	0.0	108,658.2	
18 2020	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	90,800.6	0.0	108,658.2	
19 2021	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	90,800.6	0.0	108,658.2	
20 2022	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	90,800.6	0.0	108,658.2	
21 2023	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	90,800.6	0.0	108,658.2	
22 2024	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	90,800.6	0.0	108,658.2	
23 2025	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	90,800.6	0.0	108,658.2	
24 2026	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	90,800.6	0.0	108,658.2	
25 2027	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	90,800.6	0.0	108,658.2	
26 2028	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	90,800.6	0.0	108,658.2	
27 2029	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	90,800.6	0.0	108,658.2	
28 2030	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	90,800.6	0.0	108,658.2	
29 2031	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	90,800.6	0.0	108,658.2	
30 2032	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	90,800.6	0.0	108,658.2	
31 2033	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	90,800.6	0.0	108,658.2	
32 2034	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	90,800.6	0.0	108,658.2	
33 2035	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	90,800.6	0.0	108,658.2	
34 2036	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	90,800.6	0.0	108,658.2	
35 2037	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	90,800.6	0.0	108,658.2	
36 2038	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	90,800.6	0.0	108,658.2	
37 2039	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	90,800.6	0.0	108,658.2	
38 2040	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	90,800.6	0.0	108,658.2	
39 2041	0.0	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	90,800.6	0.0	108,658.2	

40	2042	39,333.2	3,260.2	42,593.4	17,857.6	90,800.6	0.0	108,658.2
41	2043	39,333.2	3,260.2	42,593.4	17,857.6	90,800.6	0.0	108,658.2
42	2044	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	90,800.6	0.0	108,658.2
43	2045	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	90,800.6	0.0	108,658.2
44	2046	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	90,800.6	0.0	108,658.2
45	2047	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	90,800.6	0.0	108,658.2
46	2048	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	90,800.6	0.0	108,658.2
47	2049	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	90,800.6	0.0	108,658.2
48	2050	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	90,800.6	0.0	108,658.2
49	2051	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	90,800.6	0.0	108,658.2
50	2052	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	90,800.6	0.0	108,658.2
51	2053	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	90,800.6	0.0	108,658.2
52	2054	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	90,800.6	0.0	108,658.2
53	2055	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	90,800.6	0.0	108,658.2
54	2056	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	90,800.6	0.0	108,658.2
55	2057	0.0	3,260.2	3,260.2	17,857.6	90,800.6	0.0	108,658.2