

OLADE
REPUBLICA DEL ECUADOR

**Evaluación Económica y Financiera de Pequeñas y
Medianas Centrales Hidroeléctricas en el Ecuador**

Informe Preliminar

Rafael Campo Ph.D.

Evaluación Económica y Financiera de Pequeñas y Medianas Centrales Hidroeléctricas en Ecuador

Antecedentes

La Subsecretaría de Electrificación del Ministerio de Energía y Minas (MEM) del Ecuador reporta que el país tiene una reserva hidroeléctrica técnicamente explotable y económicamente factible de al menos 21 520 MW. El MEM considera prioritario fomentar el desarrollo y uso de los recursos hidro-energéticos del país a pequeña y mediana escala, para lo cual se prevé que la Subsecretaría de Electrificación actúe como facilitadora y promotora de un Programa de Desarrollo e Implantación de Pequeñas y Medianas Centrales Hidroeléctricas. El sector privado procedería entonces a la construcción y explotación de los proyectos.

El MEM y el CONELEC (Ente Regulador del sector eléctrico ecuatoriano) han priorizado 18 proyectos, escogidos según criterios de potencia instalable (entre 1.7 y 19.9 MW), costo (entre 2.6 y 29 millones de dólares), nivel de estudio, localización de la cuenca (vertientes Amazónica o Pacífica) y factibilidad de conectarse al Sistema Nacional Interconectado.

El nivel de estudios realizados es diferente para cada uno de los 18 proyectos: anteproyecto, prefactibilidad, factibilidad avanzada y diseño definitivo. Los estudios disponibles fueron hechos por el INECEL a medianos de los 80, en muchos casos con la participación de firmas consultoras locales y extranjeras, de reconocido prestigio. Lamentablemente, con la desaparición del INECEL desapareció también información valiosa de algunos de estos proyectos. En la actualidad los reportes existentes de los estudios hechos por el INECEL se encuentran en la Universidad Politécnica Nacional. El INAMHI está en capacidad de proporcionar información histórica de caudales en el sitio de los proyectos.

La evaluación económica y financiera de los proyectos es esencial para determinar qué tan atractivos son para el sector privado y constituye un punto de referencia para una negociación sobre su explotación y regalías. Adicionalmente, puede servir para comparar diseños alternativos. Por ejemplo, para determinar la conveniencia o no de construir almacenamientos (pondajes) que permitan regular la operación de la central a nivel diario, en caso de que sean factibles.

El presente estudio tiene como objetivos los siguientes:

- (1) Efectuar un análisis económico de los proyectos, que permita la estimación de sus ingresos por venta de energía y por potencia remunerable, funcionando dentro del mercado eléctrico ecuatoriano.
- (2) Desarrollar e implantar un modelo financiero que les permita a los inversionistas la obtención de la información que requieren para evaluar la rentabilidad de los proyectos, incluidos indicadores tales como valor presente neto, tasa interna de retorno y relación beneficio-costos.

En este Informe Preliminar se efectúa el análisis económico de los siguientes proyectos: Chinchipe, Chambo y Rio Luis.

1. Introducción

El Análisis Económico estima los ingresos por venta de energía y por potencia remunerable de los proyectos funcionando dentro del mercado eléctrico ecuatoriano. El análisis se hizo para dos escenarios de equipamiento futuro para el período 2003 – 2016, contruidos en forma consistente con base en estimativos de crecimiento de la demanda y del precio internacional del petróleo.

Dada la aleatoriedad del recurso hidroeléctrico, se utilizaron 100 escenarios hidrológicos. Los ingresos por venta de energía se proporcionan para cada uno de estos escenarios. Note que los ingresos por potencia remunerable, según la regulación ecuatoriana, no dependen de la hidrología que se materialice en un año determinado.

Para cada proyecto analizado se proporcionan en hojas de Excel a nivel anual los siguientes resultados, por escenario e hidrología. Adicionalmente se proporcionan valores promedios:

- Generaciones (GWh)
- Ingresos por venta de energía (miles de dólares)
- Ingresos por potencia remunerable

Puesto que están en Excel, los resultados del análisis económico pueden utilizarse fácilmente en el análisis financiero.

2. Descripción de Escenarios

El análisis económico se hizo bajo dos escenarios de crecimiento de la demanda: de referencia y bajo. De común acuerdo con el MEM se determinó un plan de expansión de la generación en el período 2002 – 2008. De ahí en adelante se construyen planes para cada uno de los escenarios de demanda en forma tal que satisfacen los siguientes criterios de confiabilidad:

- (1) Para ningún mes del horizonte se presentan racionamientos en mas de un 5% de las hidrologías simuladas (se simulan 100 hidrologías).
- (2) Los racionamientos promedios para las hidrologías con déficit no superan el 3% de la demanda del mes.

Adicionalmente, los precios del barril de petróleo se supusieron iguales a 25 US\$ para el escenario de referencia y 20 US\$ para el escenario bajo. Su escalamiento anual se hizo igual al 0.4%. Estas cifras son consistentes con las proyecciones del Departamento de Energía de los Estados Unidos.

Las tablas 1,2 y 3 a continuación incluyen los escenarios promedio y bajo de crecimiento de la demanda.

Año	Escenario de Referencia	Escenario Bajo
2002	4.5%	3.0%
2003	4.5%	3.0%
2004	4.5%	3.0%
2005	5.0%	4.0%
2006	5.0%	4.0%
2007	5.0%	4.0%
2008	5.0%	4.0%
2009	5.0%	4.0%
2010	5.0%	4.0%
2011	4.5%	3.5%
2012	4.5%	3.5%
2013	4.5%	3.5%
2014	4.5%	3.5%
2015	4.5%	3.5%
2016	4.5%	3.5%

Tabla 1
Crecimientos Anuales de Demanda
para Escenarios Alto y de Referencia

Año	Escenario de Referencia (MW)	Escenario Bajo (MW)
2002	2081	2081
2003	2175	2143
2004	2273	2208
2005	2375	2274
2006	2494	2365
2007	2618	2460
2008	2749	2558
2009	2887	2660
2010	3031	2767
2011	3167	2863
2012	3310	2964
2013	3459	3067
2014	3614	3175
2015	3777	3286
2016	3947	3401

Tabla 2
Potencias Anuales por Escenario

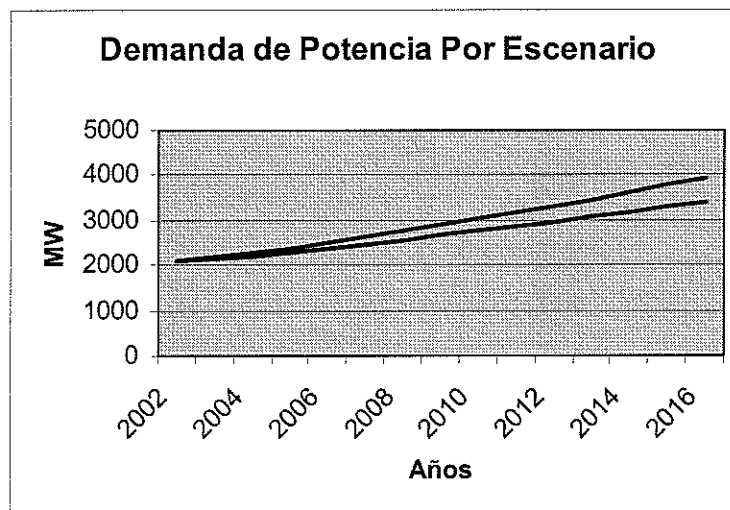


Figura 1
Demandas de Potencia por Escenario

Año	Escenario de Referencia (GWh)	Escenario Bajo (GWh)
2002	11325	11325
2003	11835	11665
2004	12367	12015
2005	12924	12375
2006	13570	12870
2007	14248	13385
2008	14961	13920
2009	15709	14477
2010	16494	15056
2011	17237	15583
2012	18012	16129
2013	18823	16693
2014	19670	17277
2015	20555	17882
2016	21480	18508

Tabla 3
Energías Anuales por Escenario

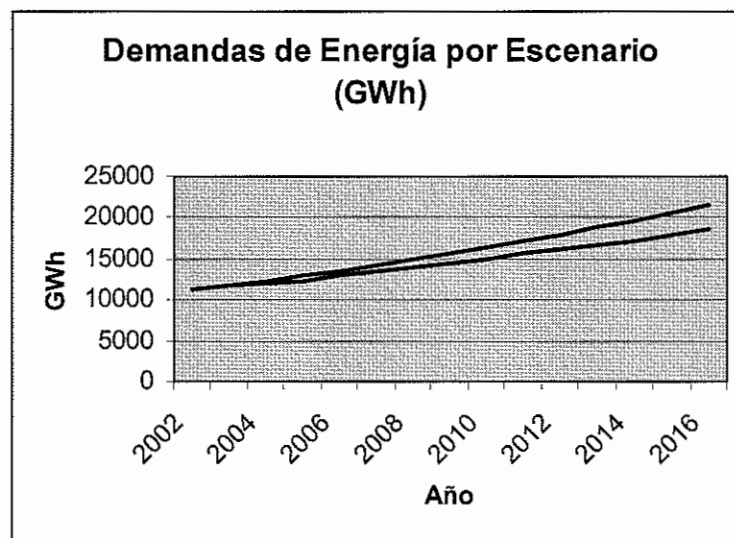


Figura 2
Demandas de Energía por Escenario

Las Tablas 4 y 5 incluyen los planes de expansión ajustados para cada escenario de demanda.

YEAR	TERMICAS	HIDROELECTRICAS
2002	Oct. EDC (130)	
2003	Mar. Colombia (240) Dic. Colombia (70)	
2004	Dic. Perú (100)	
2005	Jun. EDC (80) Dic. T. Oriente (270)	
2006		Dic. S. Francisco (230)
2007		
2008	Jun EDC (112)	Jan. Mazar (190)
2009		
2010		
2011		
2012		
2013		
2014		Abitagua (200) Angamarca (50) Apaquí (36)
2015		Pilatón (190)
2016		CC Bunker (300)

Tabla 4
Plan de Expansión
Escenario de Referencia

Colombia y Perú se refieren a las interconexiones con estos países. Adicionalmente se suponen los siguientes retiros en enero de 2005: Guayaquil Vapor (30 MW); G. Zevallos Gas (20 MW) and A. Santos Gas (89 MW).

YEAR	THERMAL	HYDRO
2002	Oct. EDC (130)	
2003	Mar. Colombia (240) Dec. Colombia (70)	
2004	Dec. Perú (100)	
2005	Jun. EDC (80) Dec. T. Oriente (270)	
2006		Dec. S. Francisco (230)
2007		
2008	Jun EDC (112)	Jan. Mazar (190)
2009		
2010		
2011		
2012		
2013		
2014		
2015		
2016		

Tabla 5
Plan de Expansión
Escenario Bajo

3. Metodología

Para la determinación de costos marginales a igual que de generaciones e ingresos por venta de energía de los proyectos bajo estudio, se utilizó un programa de despacho a mínimo costo, similar al que usa el CENACE para el despacho del Sistema Nacional Interconectado, según lo que estipula la ley eléctrica.

Los ingresos por potencia se determinan mediante la utilización del mismo programa y la aplicación de la actual regulación del CONELEC: para los meses de noviembre a febrero se encuentra la energía de despacho del proyecto con una probabilidad de ser superada del 90%, en los escalones de punta y valle. Esta energía se divide por la duración de dichos escalones y se multiplica por 12, el número de meses del año. La potencia así encontrada se remunera a razón de 71.38 \$/kw-año.

4. Resultados

A continuación se resumen los resultados obtenidos. Un archivo en Excel que acompaña al presente Informe contiene estos resultados por secuencia hidrológica

4.1 Costos Marginales

Los costos marginales promedios anuales para el escenario de referencia pueden apreciarse en la Figura 3.

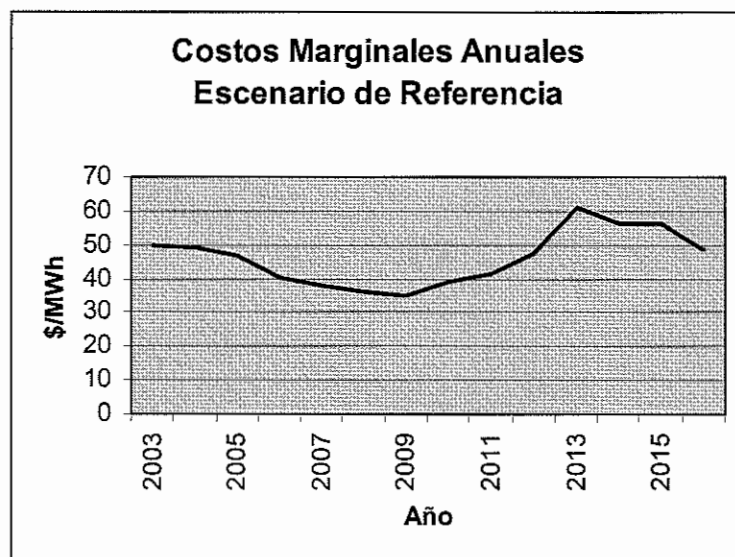


Figura 3
Costos Marginales Anuales
Escenario de Referencia

La figura 4 incluye los costos marginales anuales promedios para el escenario bajo.

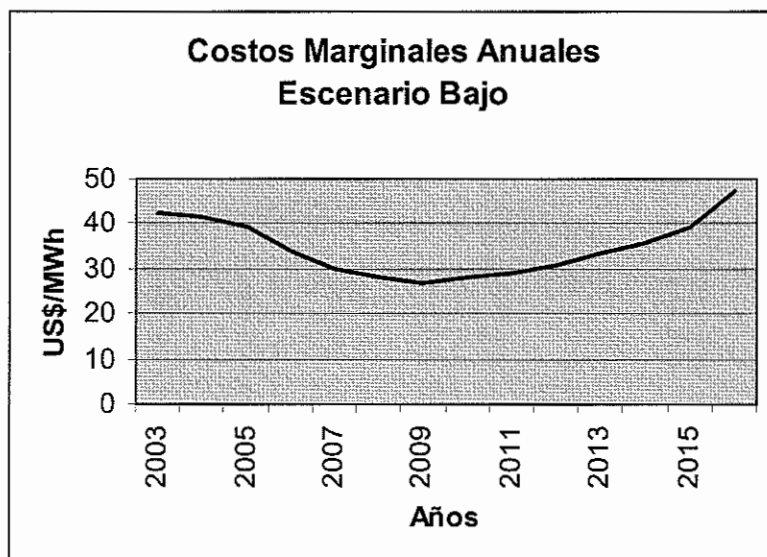


Figura 4
Costos Marginales Anuales
Escenario Bajo

4.2 Generaciones

4.2.1 Proyecto Chinchipe

Las generaciones promedias anuales de los proyectos Chinchipe, Chambo y Rio Luis se presentan en las Tablas 6, 7 y 8 para los dos escenarios de demanda.

Año	Escenario de Referencia (GWh)	Escenario Bajo (GWh)
2003	0.00	0.00
2004	0.00	0.00
2005	60.00	60.49
2006	59.70	59.85
2007	60.16	59.85
2008	59.40	59.75
2009	59.87	59.55
2010	59.67	59.80
2011	59.24	59.82
2012	59.50	59.82
2013	59.98	59.00
2014	59.48	59.47
2015	59.19	59.68
2016	59.31	60.00

Tabla 6
Generaciones Anuales Promedias de Chinchipe

4.2.2 Proyecto Chambo

Año	Escenario de Referencia (GWh)	Escenario Bajo (GWh)
2003	0.00	0.00
2004	0.00	0.00
2005	88.19	88.38
2006	87.10	87.58
2007	86.03	85.92
2008	85.03	83.99
2009	86.23	83.94
2010	86.93	87.07
2011	85.49	86.90
2012	85.22	85.75
2013	86.23	84.92
2014	85.94	84.90
2015	86.76	86.54
2016	84.98	85.10

Tabla 7
Generaciones Anuales Promedias de Chambo

4.2.3 Proyecto Rio Luis

Año	Escenario de Referencia (GWh)	Escenario Bajo (GWh)
2003	0.00	0.00
2004	0.00	0.00
2005	97.51	97.73
2006	99.43	99.51
2007	97.62	95.73
2008	97.24	96.72
2009	98.38	97.41
2010	94.55	93.85
2011	95.34	96.26
2012	95.42	94.76
2013	96.80	95.43
2014	96.65	95.61
2015	97.40	97.04
2016	97.70	97.55

Tabla 8
Generaciones Anuales Promedias de Rio Luis

Las generaciones promedias de Chinchipe, Chambo y Rio Luis se pueden apreciar en la Figura 5.

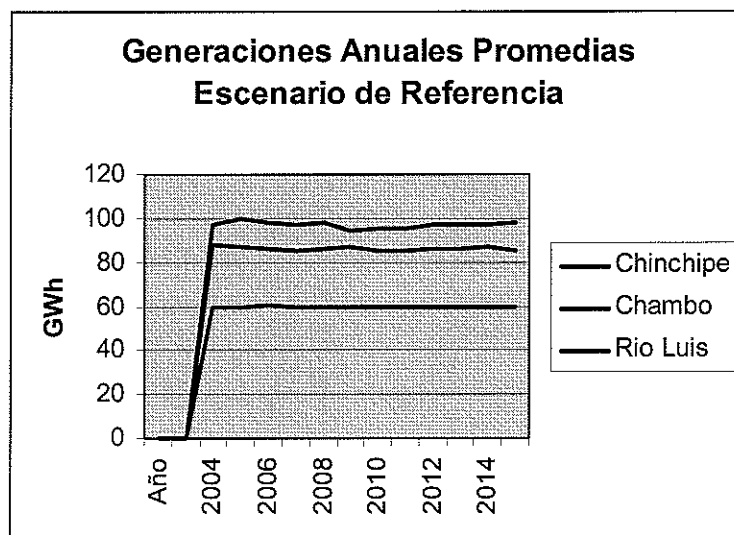


Figura 5
Generaciones Anuales Promedias
para Escenario de Referencia

4.3 Ingresos por Ventas de Energía

Las tablas 9, 10 y 11 incluyen los ingresos anuales promedios por venta de energía de los proyectos Chinchipe, Chambo y Río Luis para los dos escenarios de demanda.

4.3.1 Proyecto Chinchipe

Año	Escenario de Referencia (GWh)	Escenario Bajo (GWh)
2003	0.00	0.00
2004	0.00	0.00
2005	2746.45	2376.80
2006	2390.45	2055.92
2007	2281.32	1813.96
2008	2152.42	1712.68
2009	2123.00	1641.34
2010	2400.94	1721.54
2011	2542.33	1772.31
2012	2840.69	1881.08
2013	3728.17	2044.97
2014	3401.34	2192.23
2015	3505.14	2400.16
2016	3058.20	2894.18

Tabla 9
Ingresos por Energía de Chinchipe

4.3.2 Proyecto Chambo

Año	Escenario de Referencia (GWh)	Escenario Bajo (GWh)
2003	0.00	0.00
2004	0.00	0.00
2005	3990.44	3350.96
2006	3437.89	2880.03
2007	3172.71	2523.66
2008	3020.68	2350.69
2009	3026.80	2321.75
2010	3468.38	2504.28
2011	3690.80	2543.96
2012	4133.00	2689.08
2013	5546.19	2869.94
2014	5029.87	3181.27
2015	5276.68	3565.13
2016	4519.01	4347.95

Tabla 10
Ingresos por Energía de Chambo

4.3.3 Proyecto Río Luis

Año	Escenario de Referencia (GWh)	Escenario Bajo (GWh)
2003	0.00	0.00
2004	0.00	0.00
2005	4634.70	3940.67
2006	3967.26	3325.28
2007	3704.16	2934.41
2008	3789.78	2913.32
2009	3583.81	2759.60
2010	3912.81	2843.94
2011	4302.75	2944.69
2012	4731.87	3083.30
2013	6649.72	3441.87
2014	5975.27	3669.79
2015	5939.42	4045.58
2016	5195.00	4980.75

Tabla 11
Ingresos por Energía de Río Luis

La Figura 6 permite apreciar los ingresos anuales promedios de los proyectos Chinchipe, Chambo y Río Luis para el escenario de demanda de referencia.

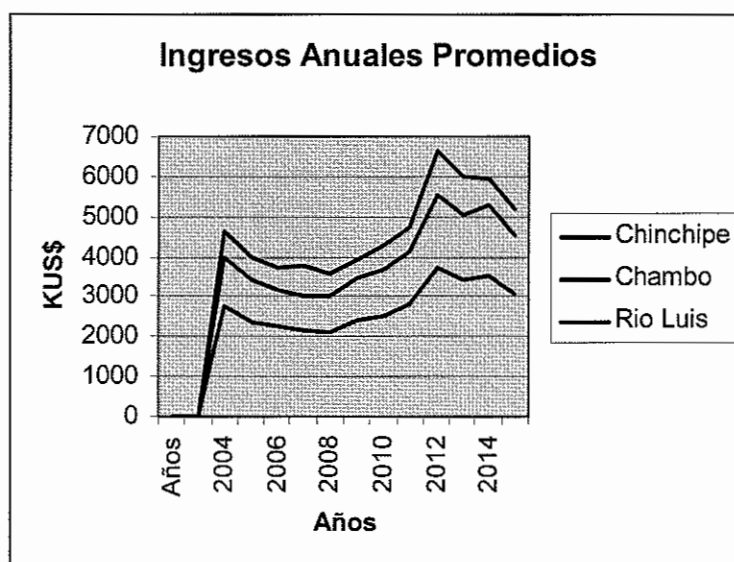


Figura 6
Ingresos Anuales Promedios
por Venta de Energía
Escenario de Referencia

4.4 Remuneración por potencia

Las tablas 12, 13 y 14 incluyen los ingresos por potencia de los proyectos Chinchipe, Chambo y Río Luis para los escenarios de demanda de referencia y bajo. La figura 7 presenta estos resultados en forma gráfica para el escenario de referencia.

4.4.1 Proyecto Chinchipe

Año	Escenario de Referencia (KUS\$)	Escenario Bajo (KUS\$)
2003	0.00	0.00
2004	252.32	252.32
2005	492.63	512.93
2006	488.08	482.27
2007	489.32	507.13
2008	512.93	502.58
2009	512.93	512.93
2010	512.93	512.93
2011	512.93	512.93
2012	512.93	474.40
2013	484.76	512.52
2014	512.93	512.93
2015	511.28	503.41
2016	254.81	258.12

Tabla 12
Remuneración por Potencia de Chinchipe

Note que la remuneración del año 2004 corresponde únicamente a los meses de enero y febrero de 2005. En forma similar, la remuneración del año 2016 es la correspondiente únicamente a los meses de noviembre y diciembre de dicho año. Lo mismo aplica a los resultados que se proporcionan para Chambo y Río Luis.

4.4.2 Proyecto Chambo

Año	Escenario de Referencia (KUS\$)	Escenario Bajo (KUS\$)
2003	0.00	0.00
2004	282.16	207.16
2005	445.40	418.05
2006	401.07	384.49
2007	415.15	440.84
2008	437.11	355.91
2009	391.95	359.22
2010	408.11	454.10
2011	410.60	486.00
2012	420.95	414.74
2013	374.96	418.47
2014	460.73	432.97
2015	426.76	390.71
2016	207.99	205.09

Tabla 13
Remuneración por Potencia de Chambo

4.4.3 Proyecto Rio Luis

Año	Escenario de Referencia (KUS\$)	Escenario Bajo (KUS\$)
2003	0.00	0.00
2004	488.08	488.08
2005	797.99	819.95
2006	760.70	791.36
2007	721.34	701.45
2008	777.27	787.22
2009	800.06	790.95
2010	769.82	766.92
2011	710.15	694.41
2012	747.44	752.83
2013	758.22	796.75
2014	812.91	787.63
2015	802.96	781.83
2016	251.50	339.75

Tabla 14
Remuneración por Potencia de Rio Luis

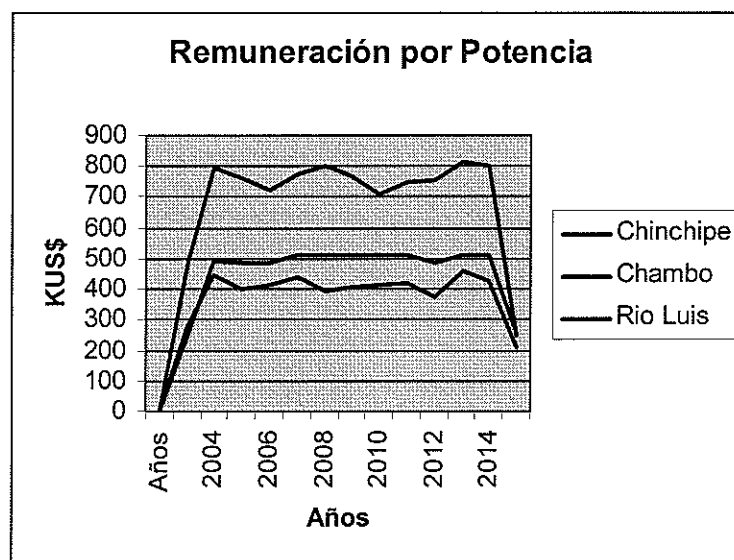


Figura 7
Remuneraciones por Potencia
Escenario de Referencia

ANEXO

En una hoja de Excel que acompaña al presente informe se presentan para los proyectos Chinchipe, Chambo y Rio Luis generaciones (GWh) e ingresos anuales por venta de energía (KUS\$) para los dos escenarios de demanda considerados (de referencia y bajo) para cada una de 100 hidrologías. Adicionalmente, para cada uno de estos proyectos se proporcionan los ingresos por potencia. Los anteriores resultados abarcan el período del estudio (2005 – 2016).