

2.8 COSTOS DE RACIONAMIENTO

Representa el costo promedio incurrido por los usuarios al no disponer de energía eléctrica y abastecerse de fuentes alternativas. De acuerdo a lo dispuesto en la Ley de Concesiones Eléctricas debe ser fijado por el OSINERG-GART, por lo que para el presente estudio se ha considerado el costo de racionamiento vigente de 0,250 US\$/kWh.

2.9 TASA DE ACTUALIZACION

La tasa de actualización utilizada en los cálculos es del 12% real anual, de acuerdo con el Artículo 79° de la Ley de Concesiones Eléctricas.

3 PROYECCION DE LA DEMANDA DEL SISTEMA ELECTRICO INTERCONECTADO NACIONAL

3.1 SISTEMA ELECTRICO INTERCONECTADO NACIONAL

Como resultado del estudio desarrollado por la empresa Consultora Monenco AGRA, el COES dispone de una metodología para efectuar la proyección de la Demanda de Energía y Potencia del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), de acuerdo con los lineamientos establecidos por la Ley y su Reglamento.

3.1.1 METODOLOGÍA

- En base a dicha metodología, se ha efectuado una actualización de la proyección de demanda para el periodo correspondiente al presente estudio tarifario.
- Se ha ajustado el modelo de pronóstico econométrico de ventas del SEIN, para considerar los valores disponibles de crecimiento del PBI en el 2003 (3,9%), así como se ha ajustado las cifras de ventas de energía para el 2003 (13 355 GWh).
- Para el pronóstico del crecimiento del PBI se ha utilizado los resultados preparados por APOYO CONSULTORIA, considerando un escenario base. Dichos resultados son los siguientes: año 2004 (3,9%), año 2005 (3,8%), año 2006 (3,2%), año 2007 (3,8%) y año 2008 (4,3%).

REP ha informado que de acuerdo al "Convenio para la Construcción, Operación y Mantenimiento de la Interconexión Internacional a 230 kV Ecuador - Perú entre TRANSELECTRIC y REP", se acordó que la entrada en operación de la Interconexión Internacional debía ser a más tardar el 30 de setiembre de 2004.

Esto representará la primera etapa de la interconexión (interconexión radial) con el Ecuador. Teniendo en cuenta las observaciones alcanzadas por OSINERG-GART con ocasión de la Fijación Tarifaria de noviembre 2003, se ha efectuado un análisis más minucioso de la interconexión radial con el Ecuador, habiendo considerado como demanda asociada a la interconexión, la demanda de la empresa EMELORO que está

ubicada en la barra Machala 230 KV, punto final de la línea de interconexión en el Ecuador, desde octubre 2004 a abril del año 2008.

Para efectos del cálculo de la demanda asociada a la interconexión con el Ecuador se ha simulado en la barra Machala la oferta de una central termoeléctrica con un costo variable equivalente al costo marginal promedio de la energía en el Ecuador para cada mes del período octubre 2004 – abril 2008. De esta forma se representa en el modelo Perseo el concepto de que para que exista intercambio entre los países se debe cumplir que el precio de la energía en el país exportador sea inferior al precio en el país que la está importando. La demanda neta resultante a partir de esta simulación ha sido considerada en la barra Zorritos en el modelo Perseo para el cálculo del precio básico de la energía.

Para mayores detalles referirse al Anexo B. En dicho anexo se adjunta la metodología de cálculo de la demanda por barras, la metodología de cálculo de la demanda asociada a la interconexión con el Ecuador y el informe del consultor APOYO CONSULTORIA antes referido.

3.1.2 RESULTADOS

Se ha determinado que la proyección de las ventas de energía en el SEIN está dada por la siguiente ecuación:

$$\text{Ventas del SEIN} = -10\,806,419 + 0,6726 * (\text{población del SEIN}) + 0,0706 * (\text{PBI del SEIN}) - 176,9098 * (\text{Tarifa promedio del país})$$

Con esta ecuación y los valores proyectados de los parámetros exógenos (PBI, población, Tarifa) se obtienen los resultados de ventas de energía que se muestran en el Cuadro No 3.1.

En el Cuadro No 3.2 se resumen los resultados del pronóstico para el período 2004-2008.

Cuadro No 3.1
PROYECCION DE PARAMETROS ECONOMETRICOS Y VENTAS DE ENERGIA DEL SEIN

Año	PBI (Soles de 1994)	%	POBLACION (MILES)	%	TARIFA PROM. (Ctvs US \$/kWh)	%	VENTAS (GWh) (*)	%
2003	123 850		24 256		6,68		13 355	
2004	128 649	3,9%	24 614	1,48%	6,68	0,0%	13 648	2,2%
2005	133 587	3,8%	24 972	1,45%	6,68	0,0%	14 238	4,3%
2006	137 858	3,2%	25 330	1,43%	6,68	0,0%	14 780	3,8%
2007	143 109	3,8%	25 688	1,41%	6,68	0,0%	15 392	4,1%
2008	149 296	4,3%	26 046	1,39%	6,68	0,0%	16 069	4,4%

(*) Las ventas del 2003 se han estimado en base a la información proporcionada por las empresas y la producción del SEIN del año 2003.

Cuadro No 3.2
PROYECCION DE LA DEMANDA DEL SEIN
Período 2004-2008

Año	Demanda (*) Anual MW	Energía (*) Anual GWh	Factor de Carga Anual	Tasa de Crecimiento (%)	
				Potencia	Energía
2003	2 977	20 753	79,6%		
2004	3 101	21 461	79,0%	4,2%	3,4%
2005	3 222	22 531	79,8%	3,9%	5,0%
2006	3 310	23 196	80,0%	2,7%	3,0%
2007	3 435	24 069	80,0%	3,8%	3,8%
2008	3 555	24 765	79,5%	3,5%	2,9%

(*) Considera la demanda asociada a la interconexión con el Ecuador desde octubre 2004
Asimismo, incluye la demanda asociada a la producción de las CC.HH. Curumuy y Poechos.

4 PROGRAMA DE OBRAS

4.1 PARQUE GENERADOR EXISTENTE

Las centrales hidráulicas existentes en el SEIN, se muestran en el Cuadro No 4.1.

Cuadro No 4.1
CENTRALES HIDRAULICAS EXISTENTES

Central	Potencia Efectiva (MW)
Cahua	43,1
Cañón del Pato	260,7
Carhuaquero	95,0
Mentaro	631,8
Restitución	209,7
Callahuanca	75,1
Huampaní	30,2
Huinco	247,3
Matucana	128,6
Moyopampa	64,7
Malpaso	48,0
Oroya	8,7
Pachachaca	12,3
Yaupi	104,8
Paríac	4,5
Galito Ciego	38,1
Yanango	42,6
Chimay	150,9
Huanchor	19,6
Curumuy (*)	12,5
Charcani I	1,6
Charcani II	0,6
Charcani III	3,9
Charcani IV	15,3
Charcani V	139,9
Charcani VI	8,9
Aricota I	22,5
Aricota II	12,4
San Gabán II	113,1
Hercca	1,0
Machupicchu	85,8
Misapuquio	3,9
San Antonio - San Ignacio	1,0
Huayllacho	0,2
Total	2 638,5

(*) Esta Central no forma parte del COES