

ANEXO B

PROYECCION DE LA DEMANDA

- B1: PROYECCION DE LA DEMANDA GLOBAL Y REPRESENTACION DE DEMANDA POR BARRAS**
- B2: DETERMINACION DE LA DEMANDA ASOCIADA A LA INTERCONEXIÓN CON EL ECUADOR**
- B3: INFORME DE APOYO CONSULTORIA**
- B4: CARTAS SUSTENTATORIAS PARA LA PROYECCION DE LA DEMANDA (CARGAS INCORPORADAS Y ESPECIALES)**

Se adjunta en medio magnético:

- **Demanda_COES.xls:** Contiene la proyección de la demanda con el modelo MONENCO-AGRA y realiza el proceso de la distribución de la demanda global en barras.
- **Simulación_Ecuador.zip:** Contiene datos y resultados de la simulación del SEIN incluyendo la demanda y oferta asociada a la interconexión con el Ecuador en configuración radial.

B1: PROYECCION DE LA DEMANDA GLOBAL Y REPRESENTACION DE LA DEMANDA POR BARRAS

PROYECCION DE LA DEMANDA DEL SISTEMA ELECTRICO INTERCONECTADO NACIONAL Y REPRESENTACION EN BARRAS PARA LA SIMULACION CON EL MODELO PERSEO

B1.1 Metodología de la Proyección de la demanda global

La proyección de la demanda para el Sistema Interconectado Nacional tiene como base el modelo desarrollado por la Consultora Monenco AGRA para el SICN. Las proyecciones de PBI y población fueron preparados por la empresa APOYO Consultoría.

B1.1.1 Variables del Modelo Econométrico

Ventas de Energía

Las ventas de energía para el Sistema Interconectado Nacional son la suma de las ventas del SIS y SICN desde el año 1981 a 2002, dichos datos son recopilados de la información estadística de la OSINERG-GART y fueron utilizados por dicho organismo en la Regulación Tarifaria de Noviembre 2003. Asimismo, para el año 2003 se estimaron las ventas del SEIN, en base a información enviada por las empresas y la producción de energía del SEIN.

Participación de las ventas por nivel de tensión

Se ha considerado la participación de las ventas por nivel de tensión utilizada en la Regulación Tarifaria de Noviembre de 2003, los porcentajes son:

- Participación Venta Facturada Distribuidor (MT y BT) 80,1%
- Participación Venta Facturada Distribuidor (MAT y AT) 3,8%
- Participación Venta Facturada Generador (MAT, AT y MT) 16,1%

Estos porcentajes de participación se han mantenido a lo largo del horizonte de estudio.

Pérdidas de Distribución

Los porcentajes de pérdidas de distribución corresponden a las pérdidas calculadas por OSINERG para las empresa de distribución en el período 2004-2008, estos porcentajes están referidos a la inyección en Media Tensión y son los mismos de la Regulación Tarifaria de Noviembre de 2003.

Los resultados de la proyección de los porcentajes de pérdidas de distribución son los siguientes: año 2004 (8,0%), año 2005 (7,5%), año 2006, 2007 y 2008 (7,0%).

Pérdidas de Transformación y sub transmisión

El porcentaje de pérdidas de transformación y sub transmisión es el utilizado por OSINERG en la Regulación Tarifaria de Noviembre de 2003, siendo este valor (1,74%) igual en todo el horizonte de estudio.

Producto Bruto Interno y Población

Se ha efectuado una revisión y actualización del PBI en la nueva base (1994) a cargo de APOYO CONSULTORIA. La proyección del PBI se realizó para tres escenarios (optimista, base y pesimista), de los cuales se ha utilizado el escenario base.

Asimismo, APOYO CONSULTORIA ha ajustado la población para el período 1981-2008 excluyendo los departamentos de Tumbes y Ucayali debido a que la demanda de dichos departamentos se representan en forma externa al modelo, en la denominada "cargas incorporadas".

El pronóstico del crecimiento del PBI del SEIN preparado por APOYO CONSULTORIA para el escenario base (Cuadros N° 28 y N° 29 del anexo B3) es el siguiente: año 2004 (3,9%), año 2005 (3,8%), año 2006 (3,2%), el año 2007 (3,8%) y el año 2008 (4,3%) es necesario mencionar que dichas tasas de crecimiento del PBI no incluyen el efecto de la inclusión de nuevos proyectos mineros.

Tarifa promedio Nacional a nivel de cliente final

Los valores históricos de la tarifa a cliente final para el periodo 1981-2002, corresponden a las publicaciones de la OSINERG-GART. Para el año 2003 se ha considerado la información publicada por OSINERG-GART al tercer trimestre del presente año.

Para los próximos años (2004-2008) se ha supuesto que la tarifa mantiene una estabilidad en el valor de la tarifa estimada del año 2003 (6,68 ctvs/kWh).

B1.1.2 Formulación econométrica de las ventas

En el cuadro B-1 se muestra la base de datos econométricos que se han utilizado para efectuar el pronóstico indicado.

Utilizando el programa estadístico E-Views, cuyos resultados se muestran en el cuadro B-2, se ha determinado que la proyección de las ventas en el SEIN está fundamentada por la siguiente ecuación:

$$\text{Ventas del SEIN} = -10806,419 + 0,6726 * (\text{población del SEIN} + 0,0706 * (\text{PBI del SEIN}) - 176,9098 * (\text{Tarifa promedio del país}))$$

B1.2 Otras Representaciones

B1.2.1 Modelamiento de Centrales Hidráulicas no representadas en el modelo Perseo

En este caso se ha efectuado una disminución de la demanda igual a la generación de cada central a partir del mes en que ingresan a operación.

En el cuadro B-5 se ha efectuado los siguientes ajustes:

- Para considerar la oferta suministrada por la C.H. Viru se ha restado a la demanda global en potencia 7,7 MW y en energía 15,6 GWh.

- Para considerar el aporte de la central de la refinería La Pampilla se ha restado a la demanda global en potencia 9,8 MW y en energía 77,44 GWh.

B1.3 Resultados

Las proyecciones de ventas de energía del SEIN para el período 2004-2008, así como los correspondientes parámetros econométricos, se muestran en el cuadro B-3.

En el cuadro B-4 se muestra las cargas incorporadas. Estas cargas son aquellas que se han incorporado al SICN o SIS en los últimos años, son cargas que reingresan a operación, o constituyen medianos sistemas eléctricos que se interconectarán con el SEIN en los siguientes años. Por motivos de facilidad en el manejo de la información se las ha considerado por separado de las ventas a cliente final. En estas cargas se encuentran la demanda del sistema de Pucallpa, Yura-Cachimayo, y las demandas de Talara, Tumbes entre otros.

Asimismo, en el mismo cuadro B-4 se muestran las cargas especiales. Estas cargas corresponden a los consumos del Subsistema Ex-Centromín, Southern Perú, Shougang, Antamina, Cerro Verde, Tintaya, San Rafael, Cementos Yura, Yanacocha, Huarón, Callalli, Marsa y Horizonte.

En Cuadro B-5 se muestra la demanda asociada a la interconexión con el Ecuador¹.

Asimismo, en los casos en que las empresas han informado sus factores de carga y su probabilidad de ocurrencia del proyecto, se ha considerado dichos valores caso contrario se asumieron de acuerdo a proyectos similares.

El orden de prioridad de las fuentes de información para incluirlos en el modelo fue el siguiente: Compañía en mención, empresa suministradora e informe de Apoyo Consultoría.

En base al modelo preparado por Monenco AGRA, se ha obtenido la proyección global de la demanda de energía y potencia para el período 2004-2008, que se muestra en el cuadro B-5.

B1.4 Representación de la demanda por barras

B1.4.1 Información base

La información utilizada corresponde a los registros de medidores de energía del año 2001 y 2002

Las principales fuentes de información fueron:

- Información de las transferencias de energía entre integrantes del COES del año 2001 y 2002.
- Información suministrada por las empresas de generación de sus clientes y de las cargas que se encuentran en sus áreas de influencia de los años

¹ Detallado en el Anexo B2

2001 y 2002.

B1.4.2 Consideraciones generales

La proyección de la demanda de energía determinada por el modelo MONENCO es a nivel de bornes de generación (Demanda Global Proyectada) y por lo tanto contiene la demanda de las cargas (ventas de energía a clientes), las pérdidas de distribución y las pérdidas del sistema de transmisión (longitudinales y transversales) y los servicios auxiliares de las unidades de generación. Por lo que es necesario repartir temporalmente y espacialmente la Demanda Global Proyectada Anual.

Para la definición de barras de carga se ha considerado la red representada en la Fijación Tarifaria de Noviembre 2003. La red contiene 96 barras, de las cuales 73 son barras de carga. A esta red de transmisión definida para el modelo se le ha denominado “red reducida”.

Las barras consideradas en esta red reducida no corresponden estrictamente a cargas individuales, sino en la mayoría de los casos a un conjunto de cargas individuales reales, acumuladas en alguna barra de la red reducida, por lo tanto, la demanda representada en esta barra contiene también las pérdidas (longitudinales y transversales) de la red asociada a estas cargas.

Debido que el modelamiento lineal de la red del modelo tarifario PERSEO no considera las pérdidas transversales, éstas tienen que ser incluidas como demandas en ambos extremos de las líneas de transmisión.

Discretización de la demanda en bloques horarios:

Se ha discretizado la demanda en tres bloques horarios: punta, media y base.

Duración de bloques horarios

- El bloque de punta se extiende de las 18 a 23 horas de cada día exceptuando domingos y feriados.
- El bloque de media se extiende de a 8 a 18 horas, se incluye en este bloque las horas comprendidas entre las 18 y 23 horas de los días domingos y feriados.
- El bloque de base está comprendido entre las 23 y 8 horas de cada día.

B1.4.3 METODOLOGÍA PARA DISTRIBUIR LA DEMANDA

La distribución de la demanda global proyectada anteriormente se realiza sobre una plantilla de distribución anual para los consumos vegetativos, grandes industrias, cargas especiales y proyectos. Esta plantilla fue construida en base a la información de medidores de energía de los años 2000,2001 y 2002. En esta plantilla no se incluye el consumo de los servicios auxiliares de las centrales hidroeléctricas, pues dichos consumos son internamente representados en el modelo PERSEO.

Para el presente estudio Tarifario (Mayo 2004) se ha elaborado la nueva plantilla de distribución espacial, mensual y por bloques horarios de la demanda. Tomando como datos : Los archivos de ventas de clientes del área de influencia de los generadores del COES y archivos de transferencias de

energía correspondientes al año 2002. Para efectos de considerar la estadística, ésta plantilla fue comparada y ponderada con la plantilla anterior (Base 2001). La nueva plantilla se muestra en las hojas "Vegetativa" y "Especiales" del libro "Demanda Coes.xls"

Separación por tipos de consumo y pérdidas

De acuerdo a la clasificación planteada en el modelo Monenco AGRA se ha clasificado a la demanda en:

Carga Vegetativa

Estas cargas incluyen los consumos domésticos, consumos de la pequeña y mediana industria. Se ha deducido de la demanda Global Proyectada.

Cargas Incorporadas y Especiales

Cada carga incorporada y especial se ha representado con sus factores de distribución mensual y sus factores de distribución por bloque horario (determinados en base a la información de los años 2000, 2001 y 2002).

Proyectos

Constituye la cartera de proyectos planteado en el Modelo MONENCO. Se ha supuesto factores de distribución mensual y por bloques horarios y su pronóstico anual es extraído del resultado del Modelo MONENCO.

Pérdidas

En base a datos de las líneas de transmisión de la red reducida para la simulación con el modelo PERSEO se ha determinado las pérdidas transversales de las líneas para cada año, éstas pérdidas se han mantenido constantes en el horizonte de estudio.

Las pérdidas longitudinales se estiman a través de un procedimiento iterativo que se describe en B.4.3.1 y B.4.3.8.

$$\sum_1^n D_i + \text{Pérdidas longitudinales} = \text{Demanda Global Proyectada} = \text{Generación anual PERSEO}$$

Donde:

$$D_i = \text{Demanda en la barra } i \text{ de la red reducida}$$

B1.4.3.1 Procedimiento de distribución

El primer paso consiste en determinar la matriz de factores de distribución mensual y por bloques horarios para la demanda vegetativa, factores de distribución mensual y por bloques horarios para cada carga especial y para cada proyecto.

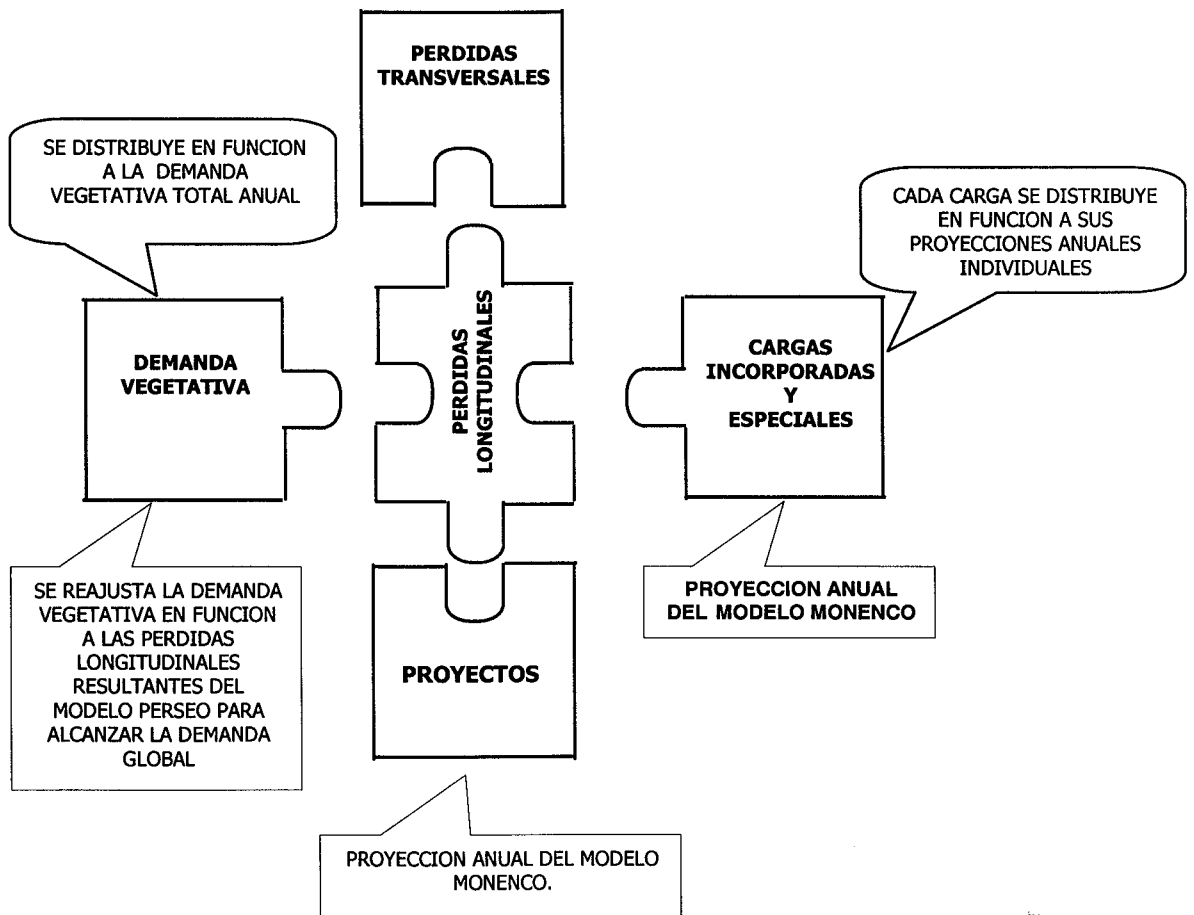
La demanda anual está conformada por los siguientes componentes:

$$\begin{aligned} \text{Demanda Global Proyectada} = & \text{Demanda Vegetativa} + \text{Cargas especiales} + \text{Cargas Incorporadas} + \\ & + \text{Proyectos} + \text{Pérdidas transversales} + \text{Pérdidas longitudinales} \end{aligned}$$

Cada barra de carga representada en el modelo Perseo tiene los cinco primeros componentes de la Demanda Global Proyectada. Debido a que el objetivo es alcanzar la Demanda Global Proyectada por el modelo Monenco AGRA, y que las pérdidas longitudinales son dependientes del resultado del despacho y de la solución de la red, para alcanzar dicha generación se realiza un proceso de reajuste en las pérdidas inicialmente estimadas. Para ello se ejecuta el modelo PERSEO teniendo como datos las demandas en barras de carga determinadas a través de los factores de distribución mensual y por bloques, y se observa si la generación total es lo suficientemente cercana a la Demanda Global Proyectada. El proceso de asignar las pérdidas longitudinales se realiza iterativamente hasta obtener un error menor a 0.1% de la Demanda Global Proyectada. A continuación se muestra en el gráfico N° B1 la composición de la demanda global y en el gráfico N° B2 el diagrama de flujo del proceso de distribución de la demanda en barras.

Gráfico N° B1

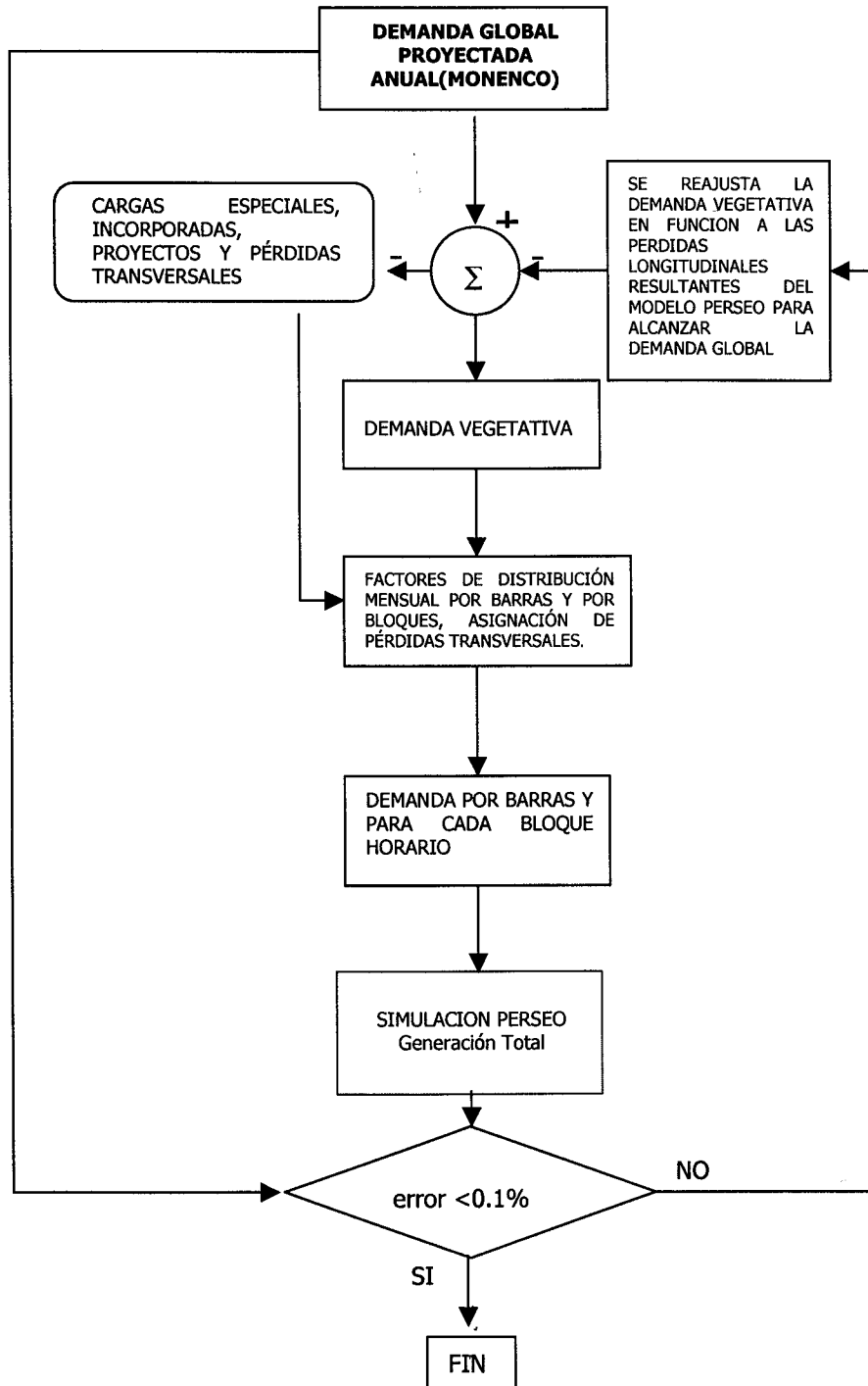
Composición de la demanda global anual



El proceso de cálculo de la demanda por barras para cada año se efectúa en el libro Excel que distribuye la demanda global por barras (Ver archivo magnético Demanda COES.xls), cuyos resultados son obtenidos directamente en la hoja SINAC.DEM.

Gráfico B2

Diagrama de flujo del proceso de distribución de la demanda en barras



B1.4.3.2 Distribución por meses y por bloques horarios

Para la distribución de la demanda se ha determinado factores de distribución a nivel mensual y por bloque horario de cada carga representada en el modelo PERSEO.

Los factores de distribución son definidos como:

Factores de Distribución del mes i

$$fdm_i = \frac{d_{mes\ i}}{D_{anual}}$$

Factores de Distribución del bloque j en el mes i

$$fdb_{ji} = \frac{d_{bloque\ j\ i}}{D_{mes\ i}}$$

En función a la clasificación de las cargas mencionada anteriormente se ha calculado factores de distribución de cada mes y de cada bloque.

Los datos base se muestran en la hoja "BASE-2002" del libro Excel que distribuye la demanda global en barras de carga (Ver archivo magnético Demanda COES.xls).

B1.4.3.3 Demanda de la carga c en el bloque j del mes i

En el caso de cargas especiales, cargas incorporadas y proyectos (se exceptúa la demanda del Subsistema Electroandes y Southern Perú, cuya representación se explica más adelante en el numeral B.4.3.5)

$$D_{ji}^c = fdm_i^c \times fdb_{ji}^c \times D_{anual}^c$$

D_{ji}^c = Demanda de la carga c en el bloque j en el mes i

D_{anual}^c = Demanda anual de la carga c

En el caso de cargas del tipo vegetativo

$$D_{ji}^c = fdmv_i \times fd_i^c \times fdb_{ji}^c \times DV_{anual}$$

Donde:

$fdmv_i$ = Factor de distribución de la demanda vegetativa total mensual respecto a la demanda vegetativa total anual.

fd_i^c = Factor de distribución de la demanda de la carga c del mes i respecto a la demanda vegetativa total del mes i .

fdb_{ji}^c = Factor de distribución de la demanda de la carga c del bloque horario j en el mes i .

DV_{anual} = Demanda vegetativa total anual.

Los factores de distribución para cada carga se muestran en las hojas "PROYECTOS" y "FACT_VEG" del libro Excel que realiza la distribución de la demanda global en barras (Ver archivo magnético Demanda COES.xls).

B1.4.3.4 Representación de la Demanda Vegetativa.

La demanda vegetativa resulta de descontar a la demanda global anual las cargas especiales, las cargas incorporadas los proyectos, las pérdidas transversales y longitudinales, cada carga vegetativa se representa en función a su participación con respecto a la demanda vegetativa mensual y se determina en cada bloque horario de acuerdo a los factores de distribución por bloque horario.

B1.4.3.5 Representación de Cargas Especiales e Incorporadas

Cada carga especial que figura en el rubro Cargas Especiales e Incorporadas del Modelo Monenco es representada mediante sus factores de distribución de los años 2000, 2001 y 2002, constituyen casos adicionales para una mejor representación: la demanda de la Refinería de Zinc y de Aceros Arequipa, cuyas demandas se han separado de las ventas y se han representado de acuerdo a su característica de consumo de los años 2001 y 2002. En el caso de las cargas incorporadas como Pucallpa, Cachimayo se ha supuesto factores de distribución mensual y por bloque horario.

La representación de la demanda del Subsistema Electroandes y su proyección se obtiene directamente de los valores usados en el proceso de Fijación de Tarifas y Compensaciones del Sistema Secundario de Transmisión de ELECTROANDES S.A; los mismos que también fueron empleados por OSINERG GART en la Regulación Tarifaria de Noviembre 2003.

Para el reparto de la demanda de Southern Perú en Barras de Perseo y conociendo sus pronósticos anuales, se usa la siguiente formula:

$$dSPCC_{ji}^c = fdm_i \times fd_i^c \times fdb_{ji}^c \times DSPCC_{anual}$$

Donde:

- $dSPCC_{ij}^c$: Demanda de la barra c en el bloque j del mes i (que se encuentra en Southern Perú)
- fdm_i : Factor de distribución de la demanda de Southern del mes i respecto a la demanda anual de Southern.
- fd_i^c : Factor de distribución de la demanda mensual de la carga c respecto a la demanda mensual de Southern.
- fdb_{ji}^c : Factor de distribución del bloque horario j del mes i de la carga c.
- $DSPCC_{anual}$: Demanda anual de Southern

La demanda de Tumbes y la demanda asociada a la interconexión con el Ecuador están representadas en la barra Zorritos 220KV.

Los datos base y las proyecciones de este tipo de cargas que enlazan con los datos del modelo Monenco AGRA y se muestran en la hoja "BASE-2002" del libro Excel que realiza la distribución de la demanda global en barras (Ver archivo magnético Demanda Coes.xls).

B1.4.3.6 Representación de los Proyectos

Cada proyecto tiene asignado una barra de suministro en la red del SEIN modelada en el PERSEO. La energía de cada proyecto es distribuida por cada bloque y cada mes de acuerdo a su matriz de factores de distribución de mes y de bloque.

Para fines del presente estudio tarifario, no se ha considerado la inclusión de nuevos proyectos al SEIN.

B1.4.3.7 Representación de las pérdidas transversales

Las pérdidas transversales se han determinado con los datos de parámetros de las líneas de transmisión del SEIN utilizando la siguiente formula:

$$P_T = \frac{G \times L \times V^2}{1 \times 10^{-6}} \quad (\text{MW})$$

Donde:

P_T	:	Pérdidas transversales (MW)
G	:	Conductancia en derivación de la línea ($\mu S / Km$)
L	:	Longitud de la línea (Km)
V	:	Tensión de operación de la línea (kV)

Se determinan las potencias promedio por cada bloque y estas se mantienen durante todo el año, con la duración de cada bloque se determina la energía para cada bloque horario.

La información de las pérdidas transversales se muestra en la hoja "Ptransv" del libro que realiza el proceso de distribución de la demanda global en barras (Ver archivo magnético Demanda COES.xls).

Cabe aclarar que la disminución de pérdidas transversales declarada por REP mediante documento GO-375-2003 del 31.07.03 y considerada en la Regulación Tarifaria de Noviembre 2003, deberá ser aplicada solamente a este ítem.

B1.4.3.8 Representación de las pérdidas longitudinales

Las pérdidas longitudinales como se mencionó anteriormente se determinan a través de un proceso iterativo que consiste en ejecutar el modelo PERSEO con una distribución preliminar y verificar la generación anual con la demanda global anual, el proceso culmina hasta que la generación sea cercanamente igual a la demanda global anual. El porcentaje de pérdidas longitudinales se inicializa en la hoja "Cuadro B5".

B1.4.3.9 Inclusión de las Centrales. que son modeladas por disminución de la demanda.

En este caso se ha efectuado una disminución de la demanda igual a la generación de cada central a partir del mes en que ingresan a operación.

Cabe aclarar que para el presente Estudio, se está considerando a las C.H. de Curumuy y Poechos en el modelamiento de centrales del programa PERSEO.

B1.4.4 Descripción del libro Excel que realiza la distribución de la demanda en barras de carga (Demanda coes.xls)

El libro Excel que realizan el proceso de distribución de la demanda se encuentran asociadas al libro del modelo MONENCO. Se ha reducido el libro del modelo MONENCO a 3 hojas. Las hojas adicionales realizan el proceso de distribución de la demanda en barras.

La hoja "BASE-2002" contiene la información del consumo anual de las cargas especiales y proyectos, así como los valores iniciales de las pérdidas longitudinales y transversales que se desea considerar. Adicionalmente en la derecha se muestra la demanda base por cada barra de carga representada en el modelo PERSEO fundamentalmente con información del año 2001 y 2002.

En la hoja "FAC_VEG" se encuentra todos los factores de distribución para todas las barras con demanda vegetativa distribuidas en bloques de Punta, Media y Base; basado en información del año 2000, 2001 y 2002 (Hoja BASE-2002_2001).

En la Hoja SINAC.DEM se encuentra el resultado final del cálculo en el formato de datos de demanda para el modelo PERSEO, la misma que es la suma de 3 hojas "DEM_VEG_TOT", "PROYECTOS" y "Ptransv". La primera contiene la demanda vegetativa, la segunda la demanda de los proyectos, cargas especiales, incorporadas y factores de distribución, finalmente la tercera contiene las pérdidas transversales de las líneas de transmisión en cada barra.

CUADRO B1

PROYECCION DE VENTAS DE ENERGIA DEL SEIN

Año	Poblacion		PBI Soles de 1994	Tarifas cent. US\$ /kwh	Ventas		% ΔVentas	% ΔPop.	% ΔPBI
	Miles Habitantes				GWh				
1981	16322	88639	4.540	5679	4.7%	2.3%	-0.6%		
1982	16700	88103	4.930	5947	-3.2%	2.3%	-12.2%		
1983	17077	77332	3.910	5756	6.2%	2.2%	5.3%		
1984	17454	81425	4.370	6114	6.3%	2.2%	3.1%		
1985	17832	83916	4.230	6498	8.2%	2.1%	10.5%		
1986	18213	92741	4.150	7030	9.2%	2.1%	8.4%		
1987	18596	100510	4.150	7674	1.1%	2.1%	-9.1%		
1988	18978	91341	2.930	7762	-7.5%	2.0%	-11.9%		
1989	19354	80428	2.400	7180	-0.8%	1.9%	-5.4%		
1990	19719	76064	4.900	7126	7.6%	1.8%	2.7%		
1991	20070	78123	4.710	7667	-11.2%	1.7%	-0.4%		
1992	20410	77848	6.430	8806	14.5%	1.6%	4.6%		
1993	20744	81448	5.590	7794	13.0%	1.6%	13.4%		
1994	21078	92342	7.613	8805	4.4%	1.6%	8.6%		
1995	21420	100282	8.371	9193	2.8%	1.6%	2.5%		
1996	21768	102765	8.663	9448	5.2%	1.6%	6.9%		
1997	22120	109818	8.200	9940	6.4%	1.6%	-0.9%		
1998	22474	108808	7.040	10575	3.5%	1.6%	1.0%		
1999	22829	109846	6.850	10950	7.5%	1.6%	2.9%		
2000	23185	113076	7.160	11775	2.1%	1.5%	0.3%		
2001	23541	113467	7.025	12019	4.8%	1.5%	5.0%		
2002	23898	119186	6.600	12592	6.1%	1.5%	3.9%		
2003	24256	123850	6.680	13355	2.2%	1.5%	3.9%		
2004	24614	128649	6.680	13648	4.3%	1.5%	3.8%		
2005	24972	133587	6.680	14238	3.8%	1.4%	3.2%		
2006	25330	137858	6.680	14780	4.1%	1.4%	3.8%		
2007	25688	143109	6.680	15392	4.4%	1.4%	4.3%		
2008	26046	149296	6.680	16069					

FORMULA DE PROYECCION

$$\text{Ventas} = C + B1 * \text{Poblacion} + B2 * \text{PBI} + B3 * \text{Tarifas}$$

C	B1	B2	B3
-10806.419	0.6726	0.0706	-176.9098

CUADRO B-2

Dependent Variable: VENTAS

Method: Least Squares

Date: 01/08/04 Time: 10:35

Sample (adjusted): 1981 2003

Included observations: 23 after adjusting endpoints

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-10806.42	538.5394	-20.06616	0.00E+00
POB	0.6726	0.042944	15.66115	0.00E+00
PBI	0.0706	0.006096	11.58177	0.00E+00
TARIFA	-176.9097	47.24613	-3.744426	0.0014
R-squared	0.988589	Mean dependent var		8594.941
Adjusted R-squared	0.986787	S.D. dependent var		2334.084
S.E. of regression	268.2994	Akaike info criterion		14.17885
Sum squared resid	1367706	Schwarz criterion		14.37633
Log likelihood	-159.0568	F-statistic		548.6696
Durbin-Watson stat	1.367044	Prob(F-statistic)		0

CUADRO B3

PROYECCION ECONOMETRICA DE VENTAS DE ENERGIA DEL SEIN

Año	Ventas	C	POB*B1	PBI*B2	TARIFA*B3	Ventas Proyectadas	Crecimiento Ventas Proy
1981	5679	(10806)	10977	6258	(803)	5626	
1982	5947	(10806)	11232	6220	(872)	5773	2.6%
1983	5756	(10806)	11485	5459	(692)	5446	-5.7%
1984	6114	(10806)	11739	5748	(773)	5908	8.5%
1985	6498	(10806)	11993	5924	(748)	6362	7.7%
1986	7030	(10806)	12249	6547	(734)	7256	14.0%
1987	7674	(10806)	12507	7096	(734)	8062	11.1%
1988	7762	(10806)	12764	6448	(518)	7887	-2.2%
1989	7180	(10806)	13017	5678	(425)	7464	-5.4%
1990	7126	(10806)	13262	5370	(867)	6959	-6.8%
1991	7667	(10806)	13498	5515	(833)	7374	6.0%
1992	6806	(10806)	13727	5496	(1138)	7279	-1.3%
1993	7794	(10806)	13951	5750	(989)	7906	8.6%
1994	8805	(10806)	14176	6519	(1347)	8542	8.0%
1995	9193	(10806)	14406	7080	(1481)	9198	7.7%
1996	9448	(10806)	14640	7255	(1533)	9556	3.9%
1997	9940	(10806)	14877	7753	(1451)	10373	8.5%
1998	10575	(10806)	15115	7682	(1245)	10745	3.6%
1999	10950	(10806)	15354	7755	(1212)	11090	3.2%
2000	11775	(10806)	15593	7983	(1267)	11503	3.7%
2001	12019	(10806)	15833	8011	(1243)	11794	2.5%
2002	12592	(10806)	16073	8414	(1168)	12513	6.1%
2003	13355	(10806)	16313	8744	(1182)	13069	4.4%
2004		(10806)	16554	9082	(1182)	13648	4.4%
2005		(10806)	16795	9431	(1182)	14238	4.3%
2006		(10806)	17036	9732	(1182)	14780	3.8%
2007		(10806)	17276	10103	(1182)	15392	4.1%
2007		(10806)	17517	10540	(1182)	16069	4.4%

CARGAS ESPECIALES Y CARGAS INCORPORADAS

	2003	2004	2005	2006	2007	2008
--	------	------	------	------	------	------

**Cargas Especiales
Energía (GWh)**

Ex-Centromin (1)	1 005	1 074	1 097	1 110	1 233	1 235
Shougang Hierro Perú	346	380	403	407	411	415
Antamina	676	740	740	740	740	740
Southern	1 521	1 524	1 542	1 586	1 672	1 672
Cerro Verde	329	340	340	340	340	340
Tintaya BHP (Incluye planta de Oxidos)	109	313	329	329	329	329
San Rafael (MINSUR-AZANGARO60)	89	98	112	112	112	112
Callalli	53	48	54	55	56	56
Cementos Yura	69	64	66	67	72	72
Ampliación Yanacocha	118	119	119	119	119	119
Huarón	41	41	41	41	41	41
Marsa y Horizonte			57	59	61	63
Energía total de cargas especiales (GWh)	4 354	4 740	4 901	4 967	5 188	5 195

**Cargas Incorporadas
Energía (GWh)**

Talara	82	84	86	88	90	92
Tumbes	68	69	71	72	73	75
Yura-Cachimayo(24 MW fuera de punta y 9 MW en punta)	172	186	185	185	185	185
Joya, Santa Rita y Siguan (Arequipa) Tambobamba, Huancabamba	34	40	44	45	46	46
Pucallpa	111	115	118	122	125	129
Energía total de cargas incorporadas (GWh)	467	493	504	512	520	527

**Cargas Especiales
Potencia (MW)**

Ex-Centromin (1)	138	137	139	142	153	153
Shougang Hierro Perú	53	54	57	58	58	59
Antamina	93	93	93	93	93	93
Southern	188	188	195	195	205	205
Cerro Verde	44	44	44	44	44	44
Tintaya BHP (Incluye planta de Oxidos)	37	41	41	41	41	41
San Rafael (MINSUR-AZANGARO60)	14	14	15	15	15	15
Callalli	7	6	6	6	7	7
Cementos Yura	11	11	15	15	15	15
Ampliación Yanacocha	15	15	15	15	15	15
Huarón	6	6	6	6	6	6
Marsa y Horizonte			8	8	8	9
Potencia total de cargas especiales (MW)	606	608	635	638	660	662

**Cargas Incorporadas
Potencia (MW)**

Talara	19	20	21	21	22	23
Tumbes	13	14	14	14	14	15
Yura-Cachimayo(22 MW fuera de punta y 9 MW en punta)	9	9	9	9	9	9
Joya, Santa Rita y Siguan (Arequipa) Tambobamba, Huancabamba	8	10	12	14	14	14
Pucallpa	23	23	24	24	24	25
Potencia total de cargas incorporadas (MW)	73	76	79	83	84	85

Energía total de cargas especiales e incorporadas (GWh)	4 821	5 234	5 404	5 478	5 708	5 722
--	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------

Potencia total de cargas especiales e incorporadas (MW)	679	684	714	721	744	747
--	------------	------------	------------	------------	------------	------------

CUADRO B5

PROYECCION GLOBAL DE ENERGIA Y DEMANDA

ENERGIA (GWh)	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Pronostico Econometrico	13 355	13 648	14 238	14 780	15 392	16 069
Venta del Distribuidor MT y BT	10 700	10 935	11 407	11 842	12 332	12 875
Pérdidas de Distribución % GWh	8.5% 993	8.0% 951	7.5% 926	7.0% 893	7.0% 930	7.0% 971
Energía Entregada a Distribución (MT y BT)	11693	11886	12333	12735	13262	13845
Venta Facturada Distribuidor (MAT y AT)	511	523	545	566	589	615
Energía Entregada a Distribución	12204	12408	12878	13301	13851	14461
Pérdidas Transform. Transmis. Distribuidor % GWh	1.74% 216	1.74% 220	1.74% 228	1.74% 236	1.74% 245	1.74% 256
Entrada al Nivel de Distribución	12421	12628	13106	13536	14096	14717
Venta Facturada Generador (MAT, AT y MT)	2143	2191	2285	2372	2470	2579
Salida del Nivel de Transmisión	14564	14819	15391	15908	16567	17296
Pérdidas de Transmisión % GWh	6.86% 1073	6.86% 1091	6.86% 1134	6.86% 1172	6.86% 1220	6.86% 1274
Entrada al Nivel de Transmisión	15637	15910	16525	17080	17787	18570
Total de cargas especiales e incorporadas	4821	5234	5404	5478	5708	5722
Total de proyectos	-	-	-	-	-	-
Demanda asociada a la interconexión con el Ecuador ⁽¹⁾		105	378	405	327	214
Disminución de Pérdidas REP	(7)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)
Consumo Propio Centrales	337	318	330	340	354	366
TOTAL	20 788	21 554	22 624	23 289	24 162	24 858
Aporte de Viru	(16)	(16)	(16)	(16)	(16)	(16)
Aporte de Refinería de la Pampilla	(19)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)
TOTAL SISTEMA ⁽²⁾	20 753	21 461	22 531	23 196	24 069	24 765
	5.2%	3.4%	5.0%	3.0%	3.8%	2.9%
TOTAL DE PRODUCCION SIN VIRU, SIN PAMPILLA	20 753	21 461	22 531	23 196	24 069	24 765

POTENCIA (MW)

Entrada al Nivel de Transmisión (GWh)	15637	15910	16525	17080	17787	18570
Factor de carga	76.5%	76.7%	76.8%	77.0%	77.1%	77.3%
Potencia	2332	2368	2455	2533	2632	2743
Total de cargas especiales e incorporadas	679	684	714	721	744	747
Total de proyectos	-	-	-	-	-	-
Factor de simultaneidad	90.0%	90.0%	90.0%	90.0%	90.0%	90.0%
Demanda asociada a la interconexión con el Ecuador ⁽¹⁾		87	91	94	98	102
Consumo Propio Centrales	50	47	49	50	52	54
Disminución de Pérdidas REP	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)
TOTAL	2 994	3 119	3 239	3 327	3 453	3 573
Aporte de Viru	(8)	(8)	(8)	(8)	(8)	(8)
Aporte de Refinería de la Pampilla	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)
TOTAL SISTEMA ⁽²⁾	2 977	3 101	3 222	3 310	3 435	3 555
	2.3%	4.2%	3.9%	2.7%	3.8%	3.5%
TOTAL DE POTENCIA SIN VIRU, SIN PAMPILLA	2 977	3 101	3 222	3 310	3 435	3 555

⁽¹⁾ Demanda estimada tomando en cuenta los costos marginales de ECUADOR

⁽²⁾ Incluye la producción de las C.H. Curumuy y Poechos por modelamiento en el PERSEO

ESQUEMA DE LA RED ELECTRICA

**B2: DETERMINACION DE LA DEMANDA ASOCIADA
A LA INTERCONEXIÓN CON EL ECUADOR**

ANEXO B2

**DETERMINACIÓN DE LA DEMANDA ASOCIADA
A LA INTERCONEXIÓN CON EL ECUADOR**

ANEXO B2

DETERMINACIÓN DE LA DEMANDA ASOCIADA A LA INTERCONEXIÓN CON EL ECUADOR

B2.1. ANTECEDENTES

REP ha informado que de acuerdo a su Contrato de Concesión tiene prevista la construcción de la L.T. 220 kV Zorritos – Zarumilla, contando como plazo máximo para su operación comercial hasta marzo del año 2005.

Sin embargo según el “Convenio para la Construcción, Operación y Mantenimiento de la Interconexión Internacional a 230 kV Ecuador – Perú entre TRANSELECTRIC y REP”, suscrito el 19 de noviembre de 2002 y posteriores addendums, se acordó que la entrada en operación de la Interconexión Internacional será el 30 de setiembre de 2004; asimismo se estableció que la subestación de llegada en Ecuador sea, la S.E. Machala.

Del “Informe preliminar de Estudios Interconexión Colombia – Ecuador – Perú” (Medellín – Colombia, Octubre 22 de 2003) del Subgrupo de Estudios Eléctricos, el cual estableció las condiciones de operación de los proyectos de interconexión entre los sistemas Colombia- Ecuador y Perú; concluyendo de las simulaciones de estabilidad, que no es viable técnicamente la interconexión en corriente alterna entre los sistemas de Perú y Ecuador, sin haber previamente implementado una subestación Back to Back en la frontera entre Perú y Ecuador. Asimismo dicho estudio concluyó favorable la operación para condiciones de carga radial, pudiendo abastecerse completamente la demanda de la barra de Machala (87 MW) para el caso Peruano y hasta 80 MW para el caso Ecuatoriano.

De los avances del Subgrupo de Estudios Energéticos en reuniones de trabajo realizadas el 17 de setiembre en Quito y el 20,21 y 22 de Octubre en Lima; se considera que los intercambios de energía en las interconexiones, son función de los Precios de Oferta de Importación (POI) y Precios de Oferta de Exportación (POE) de cada sistema, que para el caso Perú – Ecuador serán los costos marginales autónomos de Perú y de Ecuador (este último en configuración Ecuador - Colombia coordinados).

La operación de la línea de transmisión Zorritos – Machala 220KV en configuración radial con la zona de Machala deberá observar los POI y POE del Ecuador y Perú. Tal y como se muestra en la Gráfico 1.

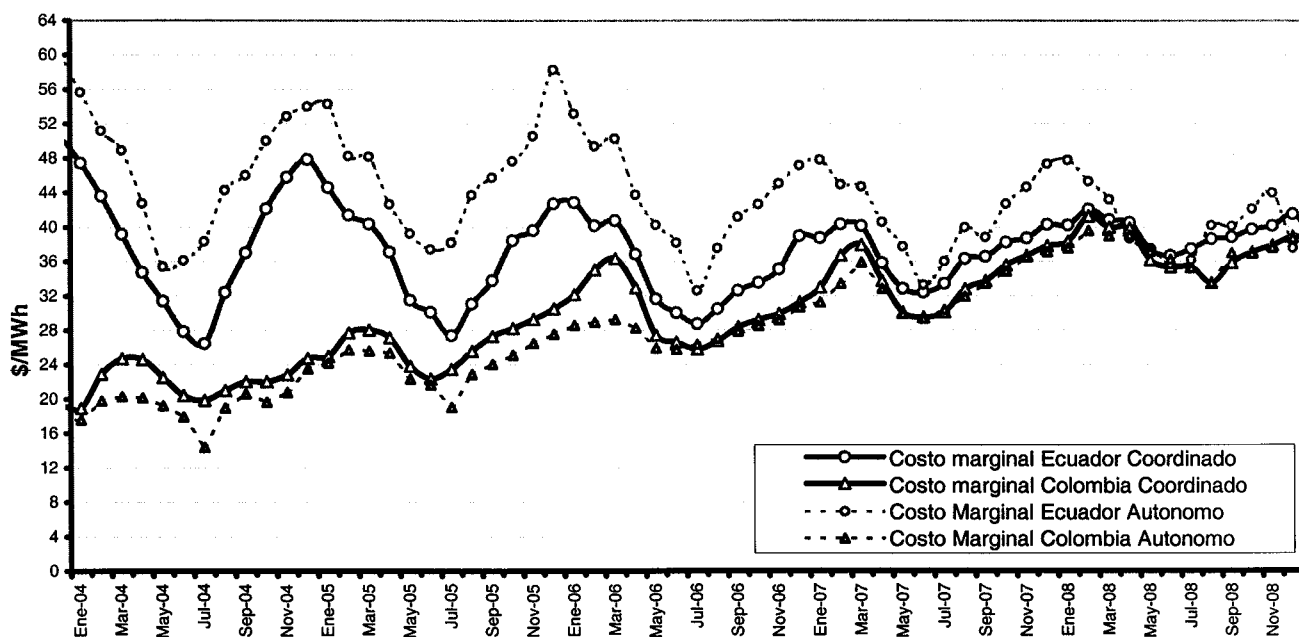
esta simulación ha sido considerada en la barra Zorritos en el modelo Perseo para el cálculo del precio básico de la energía.

Finalmente del intercambio neto de energía obtenido de dicha simulación se ha determinado la demanda asociada a la interconexión con el Ecuador. Para el cálculo del precio básico de la energía esta demanda se representará en la barra Zorritos 220KV utilizando los factores de distribución mensuales y por bloques horarios del ítem B2.4.

Para efectos de la referida simulación se ha determinado la demanda de la distribuidora EMELORO, utilizando, la *“Estadística del sector eléctrico ecuatoriano año 2002 - pagina 144”* y la tendencia de crecimiento estimada en el *“Plan de electrificación 2002-2011- anexos 4.05 y 4.06”*.

Se ha estimado razonable considerar como costo variable representativo de la oferta de generación del Ecuador el costo marginal del Ecuador en configuración Ecuador – Colombia coordinados, la misma que fue obtenida de los avances del subgrupo de Estudios Energéticos con el modelo SDDP en el CENACE, mostrado en el Gráfico 2.

GRAFICO 2
COSTOS MARGINALES ECUADOR Y COLOMBIA 2004 - 2008



Para la obtención de los costos marginales mostrados en el Gráfico 2, se utilizó el plan de expansión en generación mostrado en el Cuadro 1, el mismo que fue alcanzado al subgrupo de estudios energéticos por los representantes de Ecuador y Colombia.

**CUADRO 1
PLAN DE EXPANSION EN GENERACIÓN ECUADOR - COLOMBIA**

ECUADOR - FACTIBLE

PROYECTO	CAPACIDAD	FECHA DE INGRESO
C.H. Sibimbe	15	01/01/2005
C.T Esmeraldas	50	01/10/2005
C.H. Ocaña	26	01/04/2006
C.T. Temoriente	265	01/07/2006
C.T Machala Power	234	01/09/2007
C.T Machala Power	312	01/09/2008
C.H. San Francisco	230	01/12/2008
C.H. Mazar	186	01/12/2008

COLOMBIA

PROYECTO	CAPACIDAD	FECHA DE INGRESO
Canoas (Planta Hidro. Charquito)	19	01/09/2004
Salto (Planta Hidro. San Antonio)	19	01/09/2004
C.H. Porce III	660	01/06/2010

Como resultado de la simulación se determinó la demanda asociada a la interconexión con el Ecuador (en configuración radial) en la barra Zorritos 220KV; la misma que se obtiene del flujo neto de energía en la línea de transmisión Zorritos–Machala 220 KV.

B2.4 DEMANDA DE ECUADOR EN LA BARRA ZORRITOS 220 KV

B2.4.1 DEMANDA DE EMELORO

Para efectos de la simulación en el modelo Perseo se determina la demanda de EMELORO de la siguiente manera:

Del documento *“Estadística del sector eléctrico ecuatoriano 2002 - paginas 144 y 146”* publicada por el CONELEC en su pagina web www.conelec.gov.ec se obtiene que, la energía requerida por la distribuidora EMELORO el año 2002 fue: en energía 412 GWh y en potencia 77 MW.

CUADRO 2

Demanda de la Distribuidora EMELORO - ECUADOR 2002 (Periodos de Estiaje en Ecuador)

Mes	Energía MWh	Demanda		Fac. Carga %	Fac. Distr. Mensual *
		Máxima MW			
Enero	35 729,1	72,64		66,11%	0,08663483
Febrero	31 220,6	72,12		64,42%	0,07570287
Marzo	34 817,1	73,84		63,38%	0,08442349
Abril	34 882,5	73,32		66,08%	0,08458207
Mayo	37 674,5	75,84		66,77%	0,09135193
Junio	34 201,3	73,46		64,66%	0,08293022
Julio	33 326,7	72,13		62,10%	0,08080963
Agosto	33 497,6	71,72		62,78%	0,08122403
Septiembre	32 587,7	74,00		61,16%	0,07901757
Octubre	33 823,8	73,44		61,90%	0,08201497
Noviembre	33 851,3	76,04		61,83%	0,08208153
Diciembre	36 798,1	77,28		64,00%	0,08922687
TOTAL	412 410,24	77,28		60,92%	1,00000000

* usado en el modelo de demanda para la simulación.

Por otro lado del documento “Plan de Electrificación 2002-2011- anexos 4.05 y 4.06” publicada por CONELEC, se obtiene para el caso de la distribuidora EMELORO, una tendencia de crecimiento de la demanda promedio de: 5,2% en energía y 4,2% en potencia para los años 2004-2008.

CUADRO 3

Crecimiento de la demanda anual de Potencia y Energía 2002 – 2011 (Escenario de crecimiento medio) Distribuidora El Oro

Año	%Crec. Potencia	%Crec. Energía
2004	5,0%	5,3%
2005	3,6%	5,3%
2006	4,6%	5,2%
2007	4,4%	5,2%
2008	3,2%	5,1%

Considerando del Cuadro 2 la demanda anual de energía y potencia de la distribuidora EMELORO para año 2002 (412 GWh y 77 MW), la tendencia de crecimiento del Cuadro 3 y además, considerando la fecha de ingreso en operación de la línea de transmisión Zorritos – Machala 220KV octubre del 2004; se obtiene el requerimiento de potencia y energía de la

distribuidora EMELORO para el periodo 2004 – 2008, mostrado en el Cuadro 4.

CUADRO 4

Proyección de la demanda de potencia y energía de la distribuidora El Oro 2002-2011

Año	Potencia MW	Energía GWh
2004*	87	114
2005	91	474
2006	94	498
2007	98	523
2008	102	549

* Energía de Octubre-Diciembre de 2004

Para la determinación de los factores de distribución por bloques, se considera el diagrama de carga de la ciudad de Machala de una semana del año 2001.

CUADRO 5

HORA	05/11/2001	06/11/2001	07/11/2001	08/11/2001	09/11/2001	10/11/2001	11/11/2001
01:00	34,3	37,2	36,5	37,3	38,0	37,4	38,4
02:00	32,8	34,9	34,4	34,6	35,2	35,0	36,0
03:00	32,0	34,2	33,5	33,7	33,6	33,5	34,2
04:00	31,9	33,8	33,6	33,3	32,8	33,4	33,4
05:00	33,6	35,3	35,1	34,8	33,8	34,5	33,3
06:00	36,9	38,3	37,6	37,3	37,3	36,1	34,1
07:00	36,0	37,2	34,4	35,8	33,4	22,5	30,5
08:00	36,3	37,6	33,4	35,4	35,7	35,0	29,8
09:00	39,4	41,0	38,6	39,2	39,5	36,5	30,8
10:00	39,8	41,8	40,1	40,1	40,4	37,0	32,2
11:00	40,2	42,0	42,1	42,3	41,5	36,8	32,5
12:00	41,2	42,2	43,3	42,7	42,0	36,8	33,1
13:00	40,3	40,9	42,7	42,6	41,1	35,5	33,7
14:00	40,1	40,0	43,0	43,0	40,4	34,8	33,3
15:00	41,6	41,5	43,3	44,2	41,3	34,4	33,2
16:00	42,2	41,4	43,5	44,6	41,4	34,5	32,4
17:00	41,9	40,7	42,2	43,0	40,7	35,4	32,5
18:00	44,3	46,8	43,5	47,7	47,6	41,8	39,8
19:00	64,5	63,6	62,2	64,3	62,6	60,7	59,0
20:00	64,8	63,2	62,3	64,2	62,6	60,6	59,3
21:00	63,3	61,8	61,2	62,8	60,5	59,3	57,4

22:00	58,2	57,0	56,3	58,7	56,8	56,0	53,4
23:00	50,6	49,3	49,3	51,4	49,6	49,5	46,1
24:00	42,1	40,3	42,1	43,2	42,2	44,6	38,7

*Información proporcionada por EGENOR

Incluyendo además las horas mensuales del modelo Perseo para el año 2001, se obtienen los factores de distribución siguientes:

CUADRO 6

Año	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
PUNTA	0,13697	0,14603	0,14851	0,12989	0,14273	0,14177	0,13123	0,14273	0,14774	0,14273	0,14177	0,13123
MEDIA	0,50703	0,49686	0,49407	0,51497	0,50056	0,50164	0,51347	0,50056	0,49494	0,50056	0,50164	0,51347
BASE	0,35600	0,35711	0,35742	0,35514	0,35671	0,35659	0,35530	0,35671	0,35732	0,35671	0,35659	0,35530

B2.4.2 RESULTADOS

Con los datos de demanda de la distribuidora EMELORO y la oferta de generación equivalente del Ecuador con costo variable igual al costo marginal de dicho país (promedio mensual), se ha simulado en el modelo Perseo la operación del sistema. Ver archivo adjunto "simulación_Ecuador.zip".

Los elementos adicionales a la red reducida del modelo Perseo son:

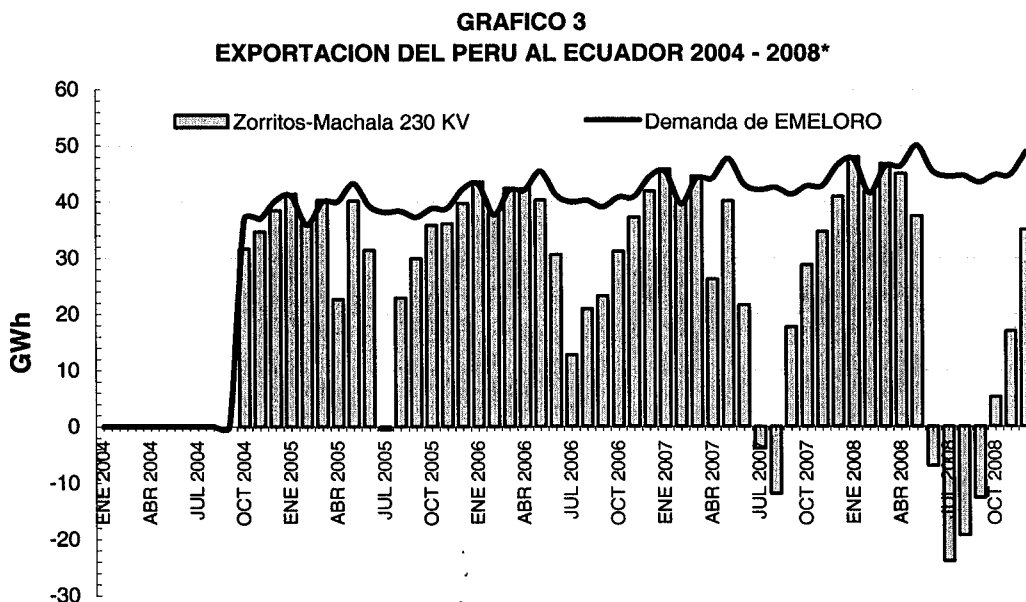
- La barra Machala 220 KV
- La línea Zorritos-Machala 220 KV
- La demanda de EMELORO
- La C.T. equivalente del Ecuador

Finalmente se obtiene como resultado :

- El despacho de generación de la C.T. equivalente del Ecuador.
- El flujo neto de energía en la línea Zorritos – Machala 220KV.

De este ultimo resultado se obtiene la demanda asociada a la interconexión con el ecuador (en configuración radial) en la barra Zorritos 220 KV, mostrado en el Cuadro 7.

Asimismo en el Gráfico 3 se muestra el abastecimiento de la demanda de EMELORO obtenida de la simulación.



B2.5 CONCLUSIONES

La demanda asociada a la interconexión con el Ecuador en la barra Zorritos 220 KV, puede representarse en base al balance demanda-oferta del requerimiento de energía de EMELORO y la producción por mérito de la oferta de generación equivalente del Ecuador.

De los resultados mostrados en el Cuadro 7, se concluye que la central térmica equivalente del Ecuador opera por mérito, solamente para abastecer parcialmente la demanda de la distribuidora EMELORO (34%) , el restante es obtenido del SEIN (66%).

CUADRO 7

	DEMANDA EMELORO	DEMANDA ABASTECIDA LOCALMENTE	DEMANDA ASOCIADA A LA INTERCONEXIÓN CON ECUADOR
	(GWh)	(GWh)	(GWh)
2004	114	10	105
2005	474	96	378
2006	498	94	405
2007	523	197	327
2008	549	335	214
TOTALES	2 159	731	1428
		34%	66%

B3: INFORME DE APOYO CONSULTORIA



**Elaboración de proyecciones
del Producto Bruto Interno
(PBI) y de la Población para el
período 2003-2008.**

Documento preparado para el
Comité de Operación Económica
del Sistema Interconectado
Nacional COES- SINAC.

Diciembre, 2003



INDICE

RESUMEN EJECUTIVO	3
I. ANÁLISIS HISTÓRICO DEL PBI EN EL ÁREA DE INFLUENCIA DEL SEIN.....	6
II. METODOLOGÍA PARA LA PROYECCIÓN DEL PBI Y LA POBLACIÓN.....	8
1. PROYECCIÓN DEL PRODUCTO BRUTO INTERNO POR SECTORES ECONÓMICOS	
a. SECTOR AGROPECUARIO	
b. SECTOR PESCA	
c. SECTOR MINERIA E HIDROCARBUROS	
d. SECTOR MANUFACTURA	
e. SECTOR ELECTRICIDAD Y AGUA	
f. SECTOR CONSTRUCCION	
g. SECTOR COMERCIO	
h. OTROS SERVICIOS	
2. PROYECCIÓN DEL PRODUCTO BRUTO INTERNO POR COMPONENTES DEL GASTO	
3. PROYECCION DEL PBI DENTRO DEL ÁREA DE INFLUENCIA DEL SEIN	
4. PROYECCIÓN DE LA POBLACIÓN	
III. ESCENARIOS DE PROYECCIÓN DEL PBI GLOBAL PARA EL PERÍODO 2003-2008	17
IV. PROYECCIONES DE LA POBLACIÓN	40
 ANEXOS	
<u>ANEXO 1:</u> EVOLUCION HISTORICA DEL PBI DEPARTAMENTAL	42
<u>ANEXO 2:</u> PROYECCIÓN DEL PBI EN EL ÁREA DE INFLUENCIA DEL SEIN	44
<u>ANEXO 3:</u> PROYECCION DEL PBI SIN CONSIDERAR NUEVOS PROYECTOS MINEROS	47
<u>ANEXO 4:</u> EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LA POBLACIÓN POR DEPARTAMENTOS	50
<u>ANEXO 5:</u> PROYECCIÓN DE LA POBLACIÓN POR DEPARTAMENTOS	54

RESUMEN EJECUTIVO

Este informe presenta las proyecciones de APOYO Consultoría S.A.C. del crecimiento del Producto Bruto Interno (PBI) para el período 2003 – 2008. Las proyecciones se realizan sobre la base de tres escenarios: base, optimista y pesimista. Asimismo, se presentan las proyecciones de la población para el mismo período.

La metodología seguida consiste en determinar los principales condicionantes de crecimiento del PBI en dos etapas. En primer lugar, se proyecta la evolución de la economía por sectores económicos, teniendo en cuenta el conocimiento específico en cada sector y distintos supuestos que definen el ambiente para cada actividad bajo cada escenario. En segundo lugar, una vez proyectado el crecimiento de cada sector se halla el crecimiento global de la economía, el cual es contrastado en un modelo de proyección por el lado del gasto. De este modo, se hace consistente la proyección de PBI con distintos comportamientos esperados de la inversión, el gasto público, el consumo privado, y el crecimiento mundial bajo cada escenario. En el caso de las proyecciones de la población, se han tomado las proyecciones oficiales del INEI.

El informe también presenta las proyecciones del PBI y de la población para el área de influencia del SEIN. Los departamentos que forman parte de esta área representan alrededor del 93% del PBI Nacional. Por lo tanto, históricamente las tasas de crecimiento del PBI correspondientes al área de influencia del SEIN han sido similares a las tasas de crecimiento del PBI Global. Para el período de proyección 2003-2008 se asume que el PBI de esta área crece a una tasa igual a la de la economía global. En el caso de la población, la proyección correspondiente al área de influencia del SEIN se ha hecho a partir de identificar las proyecciones oficiales de la población para cada uno de los departamentos incluidos en dicha área.

Se proyecta un crecimiento promedio del PBI Global de 3,9% para el escenario base durante el período de análisis (2003-2008). Para los escenarios optimista y pesimista, el crecimiento promedio se ubicaría en 4,7% y 3,3% anual, respectivamente. La principal diferencia entre los escenarios viene dada por los supuestos sobre el impacto a futuro de los actuales motores de crecimiento de la economía (impulso exportador, ATPDEA, programas habitacionales, etc), y sobre la evolución del panorama político y del ambiente de negocios que afectan las decisiones de inversión de las empresas. Además, en el escenario pesimista se ha proyectado la ocurrencia de un Fenómeno del Niño de intensidad moderada en el año 2008.

A solicitud del COES-SINAC, también se presenta la proyección del PBI sin considerar la entrada en operación de nuevos proyectos mineros. En este caso, el PBI Global crecería durante el período 2003-2008 a una tasa promedio anual de 3,8%, en el escenario base.

CUADRO N°1
ESCENARIO BASE
PRODUCTO BRUTO INTERNO POR SECTOR ECONÓMICO
(Var. % real)

Sectores económicos	2003	2004	2005	2006	2007	2008	Promedio 2003 - 2008
Agropecuario	3,0	3,3	4,4	5,2	5,0	4,8	4,3
Agrícola	2,7	3,0	4,1	5,0	4,9	4,7	4,1
Pecuario	3,4	3,7	4,7	5,5	5,2	5,0	4,6
Pesca	-12,7	8,8	5,3	5,7	4,6	0,8	2,1
Minería e hidrocarburos	3,6	6,5	11,0	3,7	3,6	10,4	6,5
Minería	5,6	3,5	7,3	4,0	3,9	3,0	4,6
Hidrocarburos	-4,3	18,4	25,5	2,4	2,5	40,0	14,1
Manufactura	2,5	3,8	3,7	3,4	3,8	4,0	3,5
Procesadores recursos primarios	-0,7	3,2	4,1	3,6	3,3	3,5	2,8
Industria no primaria	3,5	4,0	3,6	3,3	3,9	4,1	3,7
Construcción	4,1	4,4	4,1	3,8	4,0	3,8	4,0
Comercio	4,2	3,4	3,4	3,0	3,6	3,7	3,6
Otros servicios	4,0	3,4	3,7	3,0	3,7	3,8	3,6
VAB	3,6	3,7	4,3	3,4	3,8	4,4	3,9
Impuestos	7,2	6,8	3,5	3,0	3,5	3,5	4,6
PBI	3,9	4,0	4,2	3,3	3,8	4,3	3,9
VAB primario	2,3	4,6	6,7	4,4	4,2	6,6	4,8
VAB no primario	4,0	3,5	3,7	3,1	3,7	3,8	3,6

Fuente: APOYO Consultoría S.A.C.

CUADRO N°2
ESCENARIO BASE
PRODUCTO BRUTO INTERNO POR TIPO DE GASTO
(Var. % real)

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	Promedio 2003 - 2008
Oferta global	3,8	4,0	4,4	3,5	3,7	3,9	3,9
PBI	3,9	4,0	4,2	3,3	3,8	4,3	3,9
Importaciones	3,0	3,6	5,7	4,3	3,4	1,6	3,6
Demanda global	3,8	4,0	4,4	3,5	3,7	3,9	3,9
Demanda interna	3,5	3,1	4,0	3,4	3,8	3,5	3,5
Consumo privado	3,6	3,1	3,9	3,3	3,8	3,7	3,6
Consumo público	4,1	3,0	3,0	2,5	2,5	2,5	2,9
Inversión bruta interna	2,8	2,8	4,9	4,3	4,3	3,2	3,7
Inversión bruta fija	3,6	3,7	6,6	4,9	3,8	3,4	4,3
Privada	4,4	4,3	7,4	5,4	4,1	3,6	4,9
Pública	-0,3	0,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,3
Exportaciones	6,1	6,7	6,8	3,8	3,5	6,0	5,5

Fuente: APOYO Consultoría S.A.C.

Con respecto a la población, se calcula un crecimiento promedio anual de 1,44% para el período 2003-2008, sobre la base de las proyecciones oficiales proporcionadas por el INEI. Similar tasa de crecimiento se observaría para la población en el área de influencia del SEIN.

80

CUADRO N°3
EVOLUCIÓN DE LA POBLACIÓN
(Miles de habitantes)

	Nacional	SEIN 1/
2003	27 148	24 256
2004	27 547	24 614
2005	27 947	24 972
2006	28 349	25 330
2007	28 751	25 688
2008	29 153	26 046

1/ Excluye los departamentos de Tumbes,
Amazonas, San Martín, Loreto, Madre de Dios
y Ucayali.

Fuente: BCR, APOYO Consultoría S.A.C.

I. ANÁLISIS HISTÓRICO DEL PBI EN EL ÁREA DE INFLUENCIA DEL SEIN

CUADRO N°4
CRECIMIENTO DEL PRODUCTO
Y DE LA POBLACIÓN EN EL ÁREA
DE INFLUENCIA DEL SEIN 1/

(Var. % promedio)

	PBI	Población
1982-1985	-1,1	2,2
1986-1990	-1,5	2,0
1991-1995	5,8	1,7
1996-2000	2,5	1,6
2001-2002	2,7	1,5

*1/ Excluye los departamentos de Tumbes, Ucayali,
San Martín, Amazonas, Loreto y Madre de Dios.*

Fuente: APOYO Consultoría S.A.C.

Período 1982 – 1985

En este período se registra una tasa de crecimiento promedio negativa igual a 1,1% anual en el área de influencia del SEIN. Este promedio se encuentra marcado por la fuerte contracción de la producción que se registró el año 1983 como consecuencia de El Niño. El período se caracterizó por una política proteccionista, tasa de inflación creciente, déficit fiscales, desbalances externos, y un entorno internacional desfavorable al restringirse el flujo de capitales hacia América Latina. De esta manera, durante este período sólo se registraron reducidas tasas de crecimiento.

Período 1986 - 1990

Sólo en los primeros dos años del período se observó un crecimiento positivo. Básicamente este crecimiento se explica por la expansión del gasto público, el control de las tasas de interés y la expansión del crédito. La hiperinflación resultante, unida a la introducción de medidas proteccionistas, la interrupción del pago de la deuda externa y el intento de estatización de la banca ocasionaron una paralización de la inversión nacional y extranjera y la consecuente reducción de la producción. En promedio, el área de influencia del SEIN presentó una tasa negativa de crecimiento promedio anual de 1,5%

Período 1990 – 1995

En este período se observa una tasa de crecimiento promedio positiva (5,8%) en el área de influencia del SEIN. Este resultado se fundamenta sobre la base de las reformas estructurales iniciadas en el primer gobierno de Fujimori, el control de la inflación y la promoción de la inversión extranjera. Adicionalmente, debe mencionarse la derrota del terrorismo y la reincorporación a la comunidad financiera internacional. Como consecuencia se observa un incremento de la inversión nacional y extranjera que lideró el crecimiento del producto en este período.

Período 1996 – 2000

El crecimiento económico observado en los años 1996 y 1997 se detuvo como consecuencia de El Niño y de la crisis del sistema financiero que se inició a mediados de 1998, cuando las economías emergentes se vieron afectadas por una restricción de fuentes de financiamiento externas y una salida de capitales de los mercados locales. Ello se debió al incremento en la percepción de riesgo de las economías emergentes a raíz de la cesación de pagos de Rusia sobre su deuda externa. Anteriormente, hacia finales de 1997, las economías del sudeste asiático ya habían presentado problemas financieros importantes. Como consecuencia de la salida de capitales, se produjo una fuerte reducción en el crédito al sector privado, que se combinó con una política monetaria restrictiva de parte del Banco Central para contrarrestar las presiones sobre el tipo de cambio. Como resultado, se observó un incremento en las tasas de interés y una desaceleración de la economía. El crecimiento promedio del PBI en el área de influencia del SEIN durante este período fue 2,5%.

Período 2001 – 2002

La inestabilidad política durante los años 2000 y 2001 no permitió que se sienten las bases para una recuperación de la inversión privada, la cual alcanzó 15,5% del PBI en el 2001, muy por debajo del 19,4% observado en 1997. En consecuencia, el crecimiento de la economía en el 2001 fue casi nulo.

A partir del 2002 se observa una recuperación de la economía. El PBI creció 4,9%, obteniendo el Perú el crecimiento más alto desde 1998 y la tasa más elevada en América Latina. La recuperación estuvo liderada principalmente por un mayor consumo privado y exportaciones, con crecimientos acumulados de 4,5% y 6,8% respectivamente. Sin embargo, la inversión privada sólo creció 0,2% en 2002.

II. METODOLOGÍA PARA LA PROYECCIÓN DEL PBI Y LA POBLACIÓN

1. PROYECCIÓN DEL PRODUCTO BRUTO INTERNO POR SECTORES ECONÓMICOS

El enfoque metodológico se basa en la proyección de tasas de crecimiento reales para los distintos sectores de la economía, al nivel más desagregado posible, sobre la base de la perspectiva de los factores principales que determinan la evolución de cada uno.

Las tasas de crecimiento real calculadas para cada sector son aplicadas a las cifras en Nuevos Soles constantes de 1994, proporcionadas por el INEI, y se obtiene el valor para cada sector del Producto Bruto Interno (PBI) para el período proyectado. La suma de los valores de la totalidad de sectores se compara con la suma de los valores del mismo período del año previo, obteniéndose la tasa de crecimiento real del PBI global.

CUADRO N°5
ESTRUCTURA DEL PBI
AÑO BASE 1994
(%)

Agricultura, caza y silvicultura	7,8
Pesca	0,8
Minería	4,9
Industria manufacturera	21,1
Electricidad y agua	2,3
Construcción	5,8
Comercio	15,4
Transportes y comunicaciones	8,2
Gobierno	6,4
Otros servicios	27,3
PBI Global	100,0

Fuente: INEI

Los criterios metodológicos que se aplican en cada uno de los sectores para la proyección respectiva son los siguientes:

A. SECTOR AGROPECUARIO

En el caso del sector agropecuario, APOYO Consultoría S.A.C. cuenta con una base de datos para cada producto agropecuario a Nuevos Soles constantes de 1994, sobre la que se aplican las tasas proyectadas.

Los pasos que se realizan para la estimación de la proyección son los siguientes:

1. Se desagrega al sector agropecuario en sus dos subsectores de la siguiente manera:

<p>Sector agropecuario</p> <ol style="list-style-type: none">1. Agrícola:<ol style="list-style-type: none">a. Consumo Humano (dividido en los diferentes cultivos)b. Consumo Industrial (dividido en los diferentes cultivos)c. Pastos cultivadosd. Otros2. Pecuario<ol style="list-style-type: none">a. Carnes (dividido en ave, ovino, porcino y vacuno)b. Otros (productos lácteos, huevos, entre otros)
--

2. Se proyecta la tasa de crecimiento para cada uno de los componentes.

A.1 SUBSECTOR AGRICOLA:

Para proyecciones para los próximos 10 ó 12 meses se cuenta con información estadística de lo siguiente:

- Áreas sembradas. En condiciones normales existe una relación directa y estable entre el área sembrada y el nivel de producción futura.
- Tiempo de maduración del cultivo (tiempo entre la siembra y la cosecha). Para utilizar el dato de las áreas sembradas, se toma en cuenta qué cultivo es y en cuánto tiempo madura. Se toma este tiempo referencial y con ello se ubica la cosecha del mes al que corresponde las hectáreas sembradas y su variación para el mismo mes del año anterior.

Los siguientes factores son utilizados en la proyección de 12 meses y otras para un horizonte más amplio de tiempo:

- Tendencia de la producción (cambios lentos en el caso agrícola).
- Apreciación de los distintos gremios de productores o empresas representativas (agroindustria).
- Indicadores sobre la expansión de tierras de cultivos (proyectos de irrigación)
- Marco legal.

A.2 SUBSECTOR PECUARIO:

El pollo es la carne mayormente consumida en el país, por lo tanto, tiene una mayor participación en la producción pecuaria (50%) y requiere un seguimiento más profundo. Este seguimiento, permite además estimar la producción de huevos, cuyo consumo también es considerable. La información estadística empleada es:

- Colocación de pollos BB. Se utilizan dos variables principales:
 - Colocación de pollos BB línea carne (carne de ave).
 - Colocación de pollos BB línea postura (producción de huevos).
- Ciclo de producción de los pollos: carne y postura.

Otra información relevante y que da una idea en un horizonte más amplio de tiempo es:

- Marco legal.
- Colocación e importación de pollos “abuelos”, diferentes líneas.
- Apreciación de algunas empresas representativas del sector.
- En el caso de las demás carnes y otros productos pecuarios, se consideran tasas de crecimiento tendenciales.
- Factores externos: variaciones en clima, otros coyunturales.

Sobre la base de dichas variables, se estima una tasa de crecimiento mensual para cada uno de los productos, la cual se aplica a la base de datos anteriormente citada y, finalmente, se obtiene la tasa para los agregados agropecuarios.

3. Se agrega la información para el cálculo de las variaciones para los subsectores y para el sector agropecuario, utilizando pesos constantes según información del INEI.

B. SECTOR PESCA

La metodología para el cálculo del PBI del sector pesquero emplea como insumo principal una base de datos construida a partir de series de tiempo. Las series contenidas en dicha base tienen una periodicidad mensual y corresponden a volúmenes de desembarque, valor de la tonelada y del desembarque desembarcados expresados en Nuevos Soles de 1994. La información se subdivide en los rubros consumo humano indirecto o industrial (CHI) y consumo humano directo (CHD).

Las proyecciones se realizan sobre la información proporcionada por empresas del sector privado, duración de las temporadas, cuotas de pesca establecidas por las autoridades sectoriales y perspectivas de cambios climáticos significativos.

C. SECTOR MINERIA E HIDROCARBUROS

C.1. MINERIA

Los productos mineros relevantes para las proyecciones de crecimiento del subsector minero-metálico son los siguientes: cobre, plomo, zinc, plata, hierro, oro y estaño.

La proyección se realiza para cada uno de dichos minerales, considerando su valor real en Nuevos Soles de 1994. El volumen de producción, en cada caso, se estima sobre la base de las siguientes variables principales:

- Promedio de producción de los últimos años. Sobre esta información se realiza el análisis de tendencias en los volúmenes de extracción.
- Información de las empresas mineras y del Ministerio de Energía y Minas sobre avances en la ejecución de proyectos y posibles paralizaciones en las diversas unidades y su incidencia sobre la producción mensual.

- Evolución de las cotizaciones mineras. Importante variable en la determinación de los niveles de extracción en el largo plazo, en especial en las unidades de la mediana minería.
- Anuncios de proyectos de inversión. Sobre la base de consultas con las empresas, se detalla la fecha, tamaño estimado y el tiempo en alcanzar la máxima capacidad productiva de cada proyecto.

Para estimar la variación en el valor de producción del subsector minero-metálico, se valorizan los volúmenes de producción por los precios registrados en el año base 1994. Los resultados son comparados con el respectivo valor de producción registrado en cada caso en el mismo período del año previo y se obtiene la tasa de crecimiento de la producción por mineral.

C.2. HIDROCARBUROS

En el caso de la producción de hidrocarburos, las proyecciones se realizan a partir de las siguientes variables:

- Promedio de producción diaria por lote. Análisis de tendencia de producción según zonas y lotes.
- Evolución de las cotizaciones del petróleo. Se estima su incidencia sobre la mayor o menor extracción de crudo y gas natural (cuyo precio está relacionado directamente por ser un bien sustituto) en cada lote.
- Anuncios de proyectos de inversión. La información sobre proyectos de inversión es incluida dentro del volumen total de producción.
- Factibilidad del proyecto Camisea, así como del proyecto de exportación de GNL (gas natural licuefactado) al mercado externo.

D. MANUFACTURA

Las tasas de crecimiento del sector manufacturero se calculan usando el Índice de Volumen Físico (IVF) de la producción manufacturera. Este es elaborado por el Mitinci utilizando información de producción proporcionada por las principales empresas de cada sub-sector.

La información del IVF manufacturero está ordenada por CIIU, que se subdividen en diez grandes grupos: Harina y Aceite de Pescado; Alimentos, Bebidas y Tabaco; Textiles, Confecciones y Cueros; Madera; Papel, Imprenta y Editorial; Sustancias y Productos Químicos; Minerales No Metálicos; Metálica Básica; Metálica y Maquinaria y Manufactura Diversa.

Estos a su vez se subdividen en las diversas ramas industriales (sub-sectores a tres dígitos de CIIU).

Para el cálculo de las proyecciones se toman en cuenta las siguientes consideraciones:

- La evolución mensual del IVF histórico para un análisis de los niveles, tendencias y estacionalidades de cada sector y sub-sectores.

- Contactos establecidos por APOYO Consultoría. La información que se obtiene está relacionada a los niveles de producción y/o ventas de la empresa y a sus perspectivas de crecimiento e inversión.
- Información pública de sectores primarios vinculados a ramas manufactureras.
- Anuncios públicos de inversión de las empresas de cada sub-sector.

En este sentido, las proyecciones se realizan para cada sub-sector de acuerdo a su composición y sus características particulares. Estas son luego consolidadas en un modelo que incluye la estructura de ponderaciones de la totalidad del sector manufacturero y que toma en cuenta distintos escenarios.

E. ELECTRICIDAD Y AGUA

La proyección de crecimiento del PBI Electricidad y Agua se calcula a partir de una composición ponderada en la cual el peso del PBI del sector eléctrico es 78,4% y el del PBI del sector agua es 21,6%.

El PBI del sector eléctrico se calcula como suma de la producción total de energía eléctrica de las empresas de servicio público del Sistema Interconectado Nacional (SEIN) y de los Sistemas Aislados. Para llevar a cabo este cálculo se recopila la información de producción por empresas, cuya lista se detalla a continuación:

- SEIN: Electroperú, Edegel, Egenor, Electroandes, Etevensa, Shougesa, Cahua / CNP-Energía, Aguaytía, Eepsa, Egemsa, Enersur, Egasa, Egesur, San Gabán, entre otras.
- Sistemas Aislados: Electro Oriente, Electro Ucayali, entre otras.

Por otro lado, el PBI del sector agua está directamente relacionado con el nivel de almacenamiento de agua en los principales reservorios del país, dato calculado por el Ministerio de Agricultura.

F. CONSTRUCCION

Se utilizan, básicamente, dos variables: consumo interno de cemento y el Índice de Avance Físico de Obras (IAFO), que mide la inversión pública que realiza el Ministerio de Transportes. El consumo interno de cemento tiene una ponderación que fluctúa entre 93% y 97%; y el IAFO entre 7% y 3%.

El crecimiento de los despachos de cemento se obtiene de la Asociación de Productores de Cemento (Asocem) y el IAFO del Instituto Nacional de Estadística (INEI).

G. COMERCIO

Para la estimación del crecimiento del PBI del sector comercio se utilizan como insumos el desempeño de los sectores agropecuario y manufactura, así como el crecimiento de las importaciones de bienes de consumo. La razón por la cual el crecimiento del PBI comercio se calcula a partir de las variables mencionadas es porque el INEI realiza a su vez una medición indirecta de la actividad del sector. Dicha medición tiene como base el uso de factores de ponderación deducidos de la matriz insumo-producto de 1994. Es decir se ve el impacto de la actividad de los otros sectores sobre el sector comercio. El INEI también realiza encuestas de

ventas en los principales canales de comercialización, cuyos resultados contrastan con la estimación indirecta.

Para la estimación del crecimiento del PBI Comercio del mes anterior y para la proyección del mismo para el mes corriente, se utilizan las estimaciones y proyecciones realizadas por los correspondientes analistas de APOYO Consultoría S.A. respecto al PBI manufacturero, PBI agrícola e importaciones.

H. OTROS SERVICIOS

Para la estimación del crecimiento del PBI del sector otros servicios se utilizan las siguientes variables y procedimientos:

- **Transportes y comunicaciones:** En transporte, se toma la evolución esperada del tráfico de carga nacional e internacional, ya sea por vía marítima, aérea o terrestre. Se utiliza información del desempeño esperado del sector comercio y la información acerca de la expansión y mejoramiento de la infraestructura de transporte. En comunicaciones, se utiliza la evolución del tráfico de voz o datos y que se asocia al desempeño de la telefonía fija o inalámbrica. Se emplean las proyecciones de crecimiento de las principales empresas e instituciones del sector.
- **Servicios gubernamentales e impuestos:** evolución de los servicios públicos de educación, salud y seguridad. El desempeño esperado se encuentra sujeto a las proyecciones del comportamiento del Sector Público No Financiero (SPNF).
- **Otros:** evolución de servicios personales, servicios financieros y no financieros (asesorías), entre otros. En este caso, se emplea la evolución histórica del sector y sus relaciones con el desempeño de otros sectores económicos.

Las proyecciones se sustentarán en la evolución esperada de las variables y las restricciones impuestas por el desempeño de otros sectores económicos. Las variables se agregan según su participación en el PBI, de acuerdo a las cifras publicadas por el INEI con base 1994.

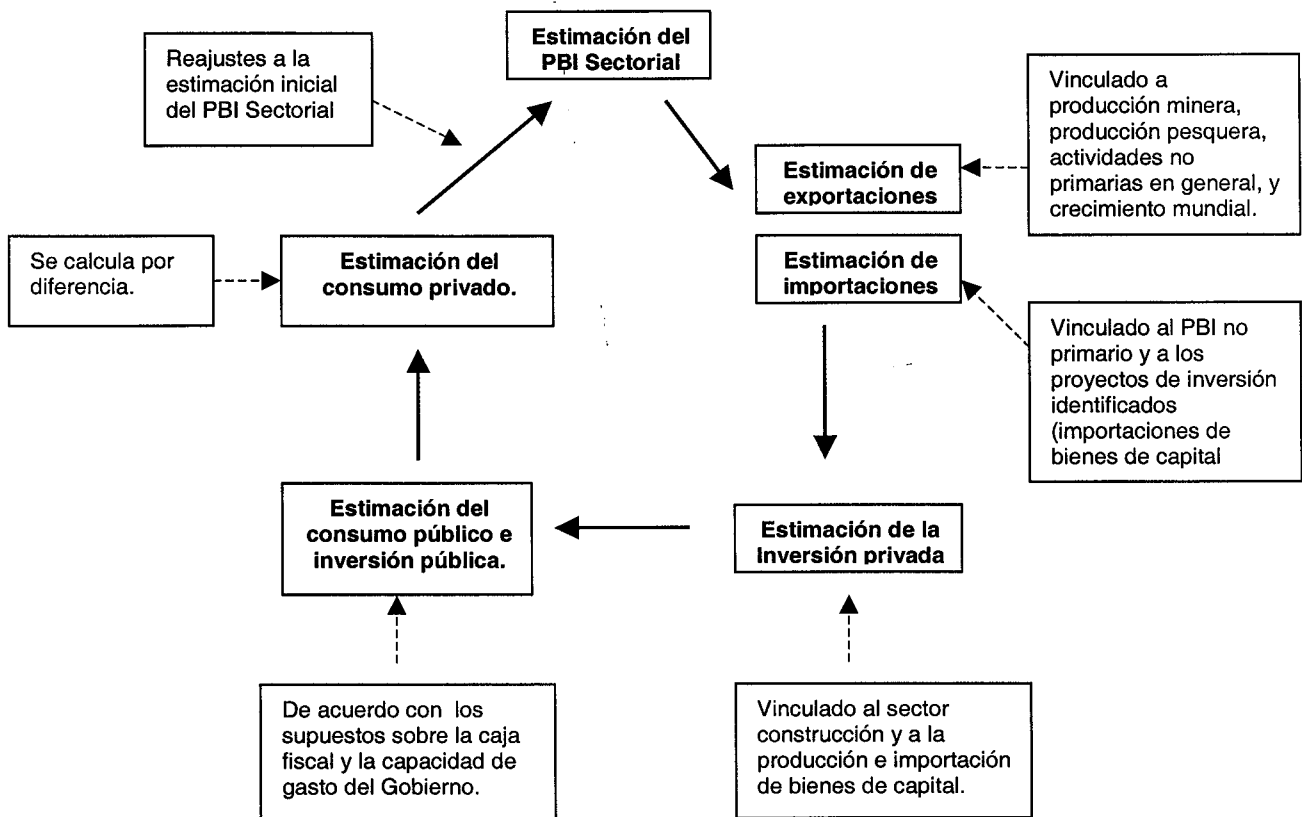
2. PROYECCIÓN DEL PRODUCTO BRUTO INTERNO POR COMPONENTES DEL GASTO.

Una vez que se ha obtenido una proyección preliminar del PBI, a partir de los comportamientos sectoriales, se analiza la consistencia de dicha proyección a partir de la evolución de los componentes del gasto. Para ello, se realizan proyecciones de las siguientes variables:

- Importaciones
- Exportaciones
- Inversión privada
- Inversión pública
- Consumo público

La variable consumo privado se obtiene como residuo. En el esquema a continuación se detalla cómo se correlacionan estas variables con la proyección del PBI sectorial y otras variables que se introducen en el modelo de manera exógena.

ESQUEMA GENERAL DEL MODELO DE ESTIMACIÓN POR COMPONENTES DEL GASTO



Como se observa en el esquema anterior, el proceso de estimación es un proceso iterativo, de manera tal que se alcancen estimaciones consistentes y razonables (de acuerdo a los supuestos elaborados) para escenario, tanto por el lado de los sectores productivos, como por el lado de los componentes del gasto.

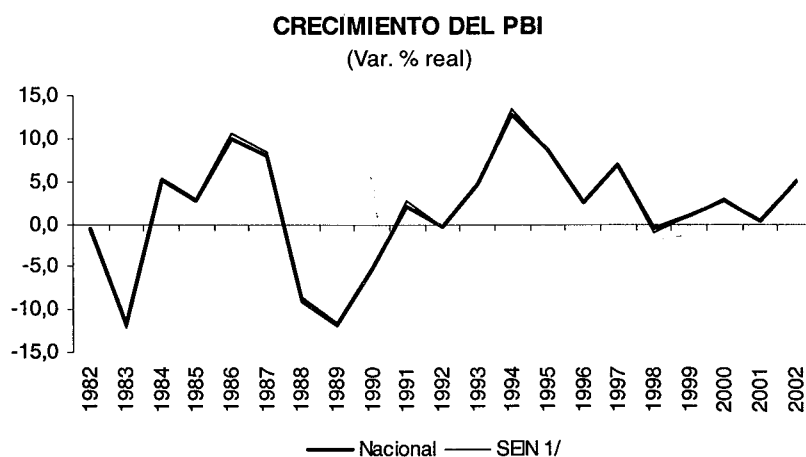
3. PROYECCIÓN DEL PRODUCTO BRUTO INTERNO DENTRO DEL ÁREA DE INFLUENCIA DEL SEIN

El área de influencia del SEIN incluye a todos los departamentos del Perú con excepción de Tumbes, Ucayali, San Martín, Amazonas, Loreto y Madre de Dios. En el caso de los tres primeros, éstos departamentos se han excluido del área de influencia debido a que su proyección de demanda eléctrica se maneja por fuera del modelo econométrico, a pesar de que dichos departamentos (u algunas localidades de los mismos) están en el SEIN o se incorporarán en el futuro. En el caso de los departamentos de Amazonas, Loreto y Madre de Dios, éstos se encuentran fuera del Sistema y por lo tanto no se incluyen dentro del área de influencia.

Los departamentos considerados dentro del área de influencia del SEIN han representado en promedio el 93,3% del PBI Nacional para el periodo 1981-2002 (basándose en las estimaciones realizadas por APOYO Consultoría para

regulaciones tarifarias anteriores)¹. Dado que los departamentos dentro del área de influencia del SEIN representan casi la totalidad del PBI Nacional, las tasas de crecimiento tanto del PBI correspondiente a ésta área como del PBI Global son bastante cercanas, tal como se observa en el gráfico a continuación (tomado del último estudio de Proyecciones de PBI preparado para el COES-SINAC con fines de la regulación tarifaria de Noviembre 2003):

Gráfico N°1



1/ Excluye los departamentos de Tumbes, Ucayali, San Martín, Amazonas, Loreto y Madre de Dios.

Fuente: INEI, BCR, APOYO Consultoría S.A.C.

En consecuencia, para el período de proyección 2003-2008 se ha asumido que la tasa de crecimiento del PBI correspondiente al área de influencia del SEIN es igual a la tasa de crecimiento del PBI Global.

4. PROYECCIÓN DE LA POBLACIÓN

En el 2001, el INEI revisó sus cifras de población para el período 1950-2050². Sin embargo, a nivel departamental sólo existen cifras oficiales para el período 1990-2005. Por ello ha sido necesario estimar la población departamental para el período 1981-1989, de modo que sea consistente con la población total oficial presentada por el INEI. Se han seguido los siguientes pasos:

- Para el año 1981 se reconstruyó la población departamental según la estructura del censo realizado en ese año.
- Tomando en cuenta la población departamental reconstruida para el año 1981 y la información oficial para el año 1990, se calculó la tasa de crecimiento promedio anual en el período 1982-1990 para cada departamento. En base a esas tasas se estimaron las poblaciones departamentales para dicho período.

¹ Tomando en consideración la información publicada por el INEI (Producto Bruto Interno por Departamentos 1994-2001 -Año base 1994. CD-ROM), la participación de los departamentos considerados en el área de influencia del SEIN en el Valor Agregado Bruto (VAB) entre los años 1994-2001 promedió 93,6%.

² INEI. "Perú: Estimaciones y Proyecciones de Población, 1950-2050. Urbana - Rural 1970-2025". Boletín de Análisis Demográfico N°35. Lima, Julio 2001.

- Finalmente, cualquier diferencia entre los resultados estimados a nivel nacional y las cifras oficiales se distribuyó de acuerdo al peso relativo de cada departamento.

Para realizar las proyecciones para el período 2006 – 2008, se tomaron como puntos de referencia las proyecciones oficiales departamentales para los años 2005 y 2010³. De este modo, se calcularon las tasas de crecimiento promedio para los años 2006-2008. Siguiendo la misma metodología que en el período 1982-1990, las diferencias entre los resultados obtenidos a escala nacional y las proyecciones oficiales, se distribuyeron de acuerdo al peso relativo de cada departamento.

³ INEI. Boletín Estadístico 2002.

III. ESCENARIOS DE PROYECCIÓN DEL PBI GLOBAL PARA EL PERÍODO 2003-2008

Las proyecciones se presentan en tres escenarios: base, optimista y pesimista, los cuales comparten algunos supuestos generales principalmente respecto a la política fiscal y la política monetaria.

ESCENARIO BASE

Supuestos Generales

Política Fiscal

El panorama de las cuentas fiscales aparece complicado para los próximos años. Para asegurar la sostenibilidad fiscal es necesario aumentar el superávit primario. El BCR estima que con un crecimiento del PBI de 4% y una tasa de interés para el nuevo endeudamiento de 9,5%, se requiere un superávit primario de 1,5% del PBI. Para el 2003, si se logra alcanzar la meta de déficit fiscal equivalente a 1,9% del PBI, el superávit primario sería tan sólo equivalente al 0,2% del PBI.

Debido a ello es de esperar que el Gobierno busque aumentar la presión tributaria en el mediano plazo, a través de nuevas medidas administrativas, la eliminación de exoneraciones, el incremento de algunas tasas y/o la creación de nuevos impuestos. Estas medidas serían adicionales a las que el Gobierno ha aprobado recientemente como parte de la reforma tributaria (que incluyen entre otras, al impuesto a las Transacciones Financieras).

El consumo público de bienes y servicios crecería en promedio por debajo del límite establecido en la nueva Ley de Prudencia y Transparencia Fiscal (3,0%), y con una tendencia a desacelerarse hacia los años 2006-2008. La inversión pública permanece rezagada creciendo a tasas más moderadas. Ello se debe a que se espera que la necesidad del Gobierno de aumentar el ahorro público, para avanzar hacia la sostenibilidad fiscal, se dé principalmente a través del ajuste en esta variable, tal como ha ocurrido en el pasado (ya que los gastos corrientes en bienes y servicios son más inflexibles a ser recortados).

Política Monetaria

Se asume para los tres escenarios que se mantiene la independencia del Banco Central de Reserva del Perú y su objetivo de mantener la inflación baja y estable. El esquema de metas de inflación explícitas adoptado por el Banco Central de Reserva le daría mayor predictibilidad al manejo monetario y permitiría que la inflación se sitúe dentro de los límites anunciados (1,5% - 3,5%).

Actividad económica mundial

Se espera que la recuperación económica de Estados Unidos se consolide en el 2004 y de este modo se impulse la actividad económica mundial. Las últimas cifras sobre el desempeño de la economía y el mercado laboral norteamericano hacen pensar que esta consolidación podría darse antes de lo anticipado, incluso durante la primer mitad de 2004.

Por otro lado, según información del BCR (Reporte de Inflación Agosto 2003), el crecimiento de los principales socios comerciales del Perú se recuperaría en el 2004 (de 1,9% en el 2003 a 3,4% en el 2002).

Nuestros estimados se basan en un supuesto de crecimiento moderado de la economía mundial durante el periodo 2003-2008, en torno a un 3,4%-3,7%.

Política comercial

Con respecto a la política comercial, se han realizado los siguientes supuestos para el escenario base:

- Fomento de políticas sectoriales, sobre todo en bienes agrícolas y determinados rubros industriales, ocasionan nuevas modificaciones arancelarias de tendencia proteccionista.
- Acuerdo de Complementación Económica con MERCOSUR no presenta mayores riesgos ni aprovechamiento de oportunidades hasta 2005, por lo menos, debido a que subsiste una amplia lista de bienes sensibles con periodos prolongados de desgravación, entre otras limitaciones.
- Inicio de negociaciones para la firma de un TLC con EEUU en 1T2004 se prolongaría debido a año electoral en EEUU. Se espera que se firme antes del vencimiento del ATPDEA (fines de 2006).
- No se consideran resultados concretos en negociaciones globales en el marco de la OMC por la falta de acuerdo en temas específicos (subsidijs agrícolas, eliminación de cuotas de exportación, aplicación indiscriminada de medidas para-arancelarias, entre otras) durante el periodo analizado

Ambiente de negocios

Con respecto al ambiente de negocios, se han realizado los siguientes supuestos para el escenario base:

- El proceso de descentralización continúa de manera desordenada y poco efectivo en términos de mejoramiento de la competitividad regional, al menos inicialmente.
- La aprobación presidencial fluctúa dentro de un rango bajo, pero estable.
- Aparecen manifestaciones sociales con cierta frecuencia e intensidad, pero sin pérdida de control.
- El gobierno 2006-2011 es centrista, con algunas iniciativas heterodoxas, pero de lineamientos generales de libre mercado.