

000045

ANEXO B: PROYECCION DE LA DEMANDA

- B1: METODOLOGIA PROYECCION DE LA DEMANDA
- B2: PROYECCION DE LA DEMANDA Y REPRESENTACION DE DEMANDA POR BARRAS (MEDIO OPTICO)
- B3: CARTAS SUSTENTATORIAS
- B4: CARGAS INCORPORADAS, ESPECIALES Y GENERADORES AUTOPRODUCTORES (MEDIO OPTICO)

000046

**B1 : METODOLOGIA PROYECCION DE
LA DEMANDA**

.....

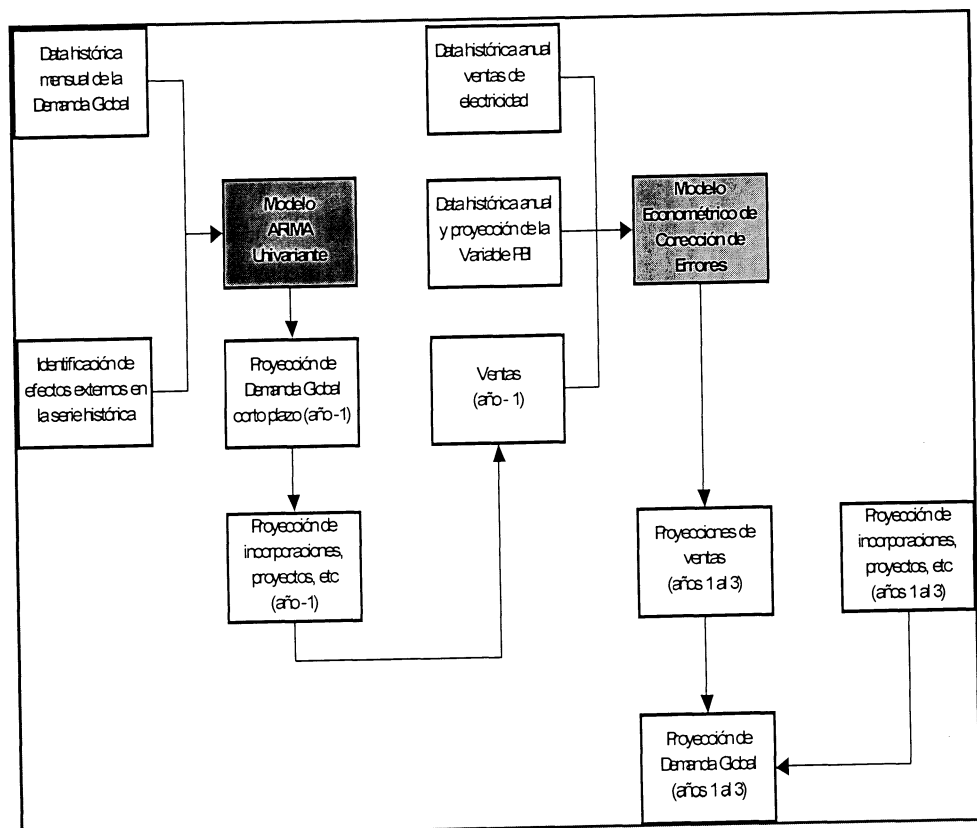
PROYECCION DE LA DEMANDA GLOBAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL Y REPRESENTACION EN BARRAS PARA LA SIMULACIÓN CON EL MODELO PERSEO

B1.1 Metodología de la Proyección de la Demanda Global.

Para el presente Estudio Tarifario se utilizó los registros de medición de energía y potencia del año 2010 y para la proyección anual se empleó el modelo econométrico de corrección errores utilizado por OSINERGMIN en la Fijación Tarifaria del año 2010.

Utilizando el modelo econométrico de corrección de errores y las series de PBI, Población y Tarifas se proyectan los valores de los años 2011-2013. Esta propuesta se encuadra bajo el esquema que se muestra en la figura B1.1 y el procedimiento desarrollado en el cuadro B1.1.

Figura B1.1
Esquema de la Propuesta del COES



000048

Cuadro B1.1
Determinación de la Demanda Global

AÑO	Secuencia	Fórmula
2010	Registros históricos de energía y potencia del 2010	
2011	Aplicación del crecimiento en diferencias de logaritmos (Año2010/Año2009) obtenido del Modelo Econométrico a las ventas del año 2009. Luego se adiciona las pérdidas, las grandes cargas, proyectos, etc. Para obtener la demanda global.	$V_{2011} = \exp(\ln(V_{2011}) + \Delta \ln_{2011/2010})$ $D_{2011} = V_{2011} + k_{2011}$
2012	Aplicación del crecimiento en diferencias de logaritmos (Año2010/Año2009) obtenido del Modelo Econométrico a las ventas del año 2009. Luego se adiciona las pérdidas, las grandes cargas, proyectos, etc. Para obtener la demanda global.	$V_{2012} = \exp(\ln(V_{2012}) + \Delta \ln_{2012/2011})$ $D_{2012} = V_{2012} + k_{2012}$
2013	Aplicación del crecimiento en diferencias de logaritmos (Año2012/Año2011) obtenido del Modelo Econométrico a las ventas del año 2010. Luego se adiciona las pérdidas, las grandes cargas, proyectos, etc. Para obtener la demanda global.	$V_{2013} = \exp(\ln(V_{2013}) + \Delta \ln_{2013/2012})$ $D_{2013} = V_{2013} + k_{2013}$

$D_{2011-2013}$: Demanda Global años 2011 a 2013

$V_{2011-2013}$: Ventas de los años 2011 a 2013

$K_{2011-2013}$: Pérdidas, incorporaciones, grandes cargas, proyectos, etc (años 2011 a 2013).

$\Delta \ln$: Crecimientos en diferencias de logaritmos anuales.

La proyección de las ventas del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) tiene como base la metodología desarrollada por la consultora Monenco AGRA con la especificación del Modelo Econométrico de Corrección de errores detallado en el ítem B.1.1.2 Las proyecciones del PBI fueron extraídas del informe de proyección de Cifras Macroeconómicas del Reporte de Inflación de setiembre de 2010, preparadas por El Banco Central de Reserva del Perú.

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 2010, dichos datos son recopilados de la información estadística del OSINERGMIN-GART y fueron utilizados por dicho organismo en la Regulación Tarifaria de Mayo 2010. Asimismo, para el año 2010 se estimaron las ventas del SEIN, en base a la información enviada por las empresas, información comercial del OSINERGMIN y la producción de energía del SEIN hasta setiembre de 2010.

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 mayo de 2009, los porcentajes son:

- Participación Venta Facturada Distribuidor (MT y BT) 78.34 %
- Participación Venta Facturada Distribuidor (MAT y AT) 1.90 %
- Participación Venta Facturada Generador (MAT y AT) 19.76 %

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 el COES siguiendo una tendencia de los últimos años, los mismos que están referidos a la inyección en Media Tensión.

Para estimar las pérdidas de distribución se realizó una regresión lineal considerando valores históricos de los últimos 9 años (2001 - 2009) ver cuadro B-10 con dicho detalle en anexo.

Los resultados de la proyección de los porcentajes de pérdidas de los años 2010 - 2013:

	2010	2011	2012	2013
Perdidas de Distribución (%)	7.57%	7.40%	7.22%	7.04%

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 mayo de 2010, siendo este valor 5.86% igual en todo el horizonte de estudio.

Producto Bruto Interno

Se ha efectuado una revisión y actualización del PBI en la nueva base (1994) según la proyección del Banco Central del Perú publicada en el Reporte de Inflación del mes de Setiembre de 2010.

El pronóstico del crecimiento del PBI del SEIN preparado por el Banco Central de Reserva del Perú se encuentra detallado en el anexo B2.

Población

Asimismo, se utiliza la serie población del período: 1981 – 2013 excluyendo al departamento de Tumbes debido a que la demanda de dicho departamento se representa en forma externa al modelo, en la denominada “cargas incorporadas”

Tarifa

Los valores históricos de la tarifa al cliente final para el período de 1981 – 2005 corresponden a las publicaciones de la OSINERGMIN-GART. Para el año 2009 se ha considerado la información proporcionada por OSINERGMIN-GART .

Para los próximos años (2010-2013) se ha supuesto que la tarifa mantiene una estabilidad en el valor de la tarifa estimada del año 2009 (8.23 ctvs. US\$/KWh).

B1.1.2 Formulación Econométrica de las Ventas

En el presente ESTUDIO se ha considerado el modelo econométrico de corrección de errores **con resolución anual**, utilizado por el OSINERGMIN en el proceso de Fijación Tarifaria del 2010.

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 la proyección de las ventas en el SEIN la misma que está fundamentada por las siguientes ecuaciones:

$$\text{Ln}(ventas) = c_0 + m_1 * \text{Ln}(Poblacion) + m_2 * \text{Ln}(PBI) + m_3 * \text{Ln}(Tarifas)$$

$$\text{Ln}(\text{Error}) = \text{Ln}(Ventas) - (c_0 + m_1 * \text{Ln}(Poblacion) + m_2 * \text{Ln}(PBI) +$$

$m3 * \ln(\text{Tarifas})$

$$D(\ln(\text{ventas})) = d0 + k1 * D(\ln(\text{PBI})) + k2 * D(\ln(\text{Ventas}(-2))) + k3 * \ln(\text{Error}(-1)) + k4 * D(\text{DUMMY}_{92})$$

Donde:

$D(\ln(\text{PBI}))$: Primera diferencia del logaritmo Natural de la serie histórica del PBI.

$\ln(\text{Pob})$: Logaritmo Natural de la serie Histórica Población.

$\ln(\text{Tarifas})$: Logaritmo Natural de la serie Histórica de tarifas.

$D(\text{Dummy}_{92})$: Primera Diferencia de la variable auxiliar ficticia.

$\ln(\text{Error})$: Logaritmo Natural de la diferencia de logaritmo de ventas reales y logaritmo de ventas estimadas.

$D(\ln(\text{Ventas}))$: Primera diferencia de las ventas.

B1.1.3 Modelo Arima

En esta ocasión es necesario actualizar meses faltantes del año 2010 y se aplica el modelo ARIMA, el cual es utilizado por el COES en las programaciones mensuales de operación.

B1.2 Otras Representaciones

B1.2.1 Modelamiento de Centrales que no pertenecen al COES y no son 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 en operación.

En el cuadro B-6 se ha efectuado los siguientes ajustes:

- Para considerar el aporte de la central de la refinería La Pampilla se ha restado a la demanda global.
- El aporte de la C.T. Paramonga
- El aporte de la C.H. de Yauli y Sacsamarca, incluida por OSINERGMIN desde la fijación tarifaria de mayo 2005.
- C.T. Oquendo – SdF Energia
- C.T la Pampilla

- El aporte de las centrales hidroelectricas Pias y las tipo RER.

B1.3 Resultados

Las proyecciones de ventas de energía del SEIN para el periodo 2010 - 2013, así como los correspondientes parámetros econométricos, se muestran en los cuadros B-1 al B-3.

En el cuadro B-4 se muestra las cargas incorporadas al SICN o SIS en los últimos años los cuales 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 Pucallpa, Yura-Cahimayo, las demandas de Talara, Tumbes, las nuevas incorporaciones del sistema Bagua – Jaén, Tarapoto-Moyobamba, Bellavista y Puerto Maldonado.

En el mismo cuadro B-4 también se muestran las cargas especiales. Estas cargas corresponden a los consumos del Subsistema Ex – Centromin, Southern Copper, Shougang, Antamina, Cerro Verde y su ampliación, Tintaya, San Rafael, Cementos Yura, Yanacocha, Huarón, Callalli y Ampliación de Acreos Arequipa.

En el cuadro B-5 se incluye la demanda de nuevos proyectos, entre los cuales se tiene:

- La demanda del proyecto de expansión de la concentradora Toquepala la misma que demandará del SEIN 50 MW en el 2012, y un consumo de energía esperado de 258 GWh, informada por la empresa SOUTHERN COPPER y sustentada con carta del 22.09.2010.
- El proyecto Tía María que demandará del SEIN 10 MW en año 2011 y 75 MW el año 2012, con una demanda de energía esperada de 36 GWh y 360 GWh para los años 2011 y 2012 respectivamente, sustentada por la empresa SOUTHERN COPPER con carta del 22.09.2010.
- La demanda del proyecto Cajamarquilla (2^{da} Etapa Ampliación) proyecto que se terminó de desarrollar en el segundo semestre del 2010 y demandaría del SEIN en el año 2011 al 2013 1200 GWh, 1200,

sustentada por la empresa Votorantim-Metals con Carta: Votorantim-Metals 4CJ017-005-2008 del 11.01.2009.

- La demanda del proyecto de Ampliación Siderperú que tomará del SEIN 5 y 30 MW en el 2011 y 2013 respectivamente, con una demanda esperada de energía de 71 GWh al 2013, sustentada por comunicación de SiderPerú.
- La demanda del Proyecto Toromocho comunicada por la Minera Chinalco que demandaría 23MW y 128 MW en el 2012 y 2013 respectivamente y un consumo esperado de 72 y 869 GWh respectivamente.
- La demanda del Proyecto Minas Conga informada por La Empresa Minera Yanacocha con un consumo esperado de 25 MW y 180 GWh en el 2013.
- La demanda del proyecto El Brocal comunicada por la Sociedad Minera El Brocal, con un consumo adicional esperado de 111GWh y 168 GWh los años 2012 y 2013.

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 es: 1) propia empresa en mención, 2) empresa suministradora. En otros casos se consideró información de la regulación tarifaria de Mayo de 2010.

En base al modelo Econométrico de Corrección de Errores con resolución anual, se ha obtenido la proyección global de la demanda de energía y potencia para el período 2010 – 2013, que se muestra en cuadro B-6.

B1.4 Representación de la demanda por barras

B1.4.1 Información Base

- La información utilizada corresponde a la plantilla utilizada por OSINERG en la regulación tarifaria de mayo de 2010

B1.4.2 Consideraciones generales

La proyección de la demanda de energía determinada por el modelo ARIMA-Econométrico es a nivel de bornes de generación (Demanda Global Proyectada) y contiene la demanda de los distribuidores, la demanda de las grandes cargas (ventas de energía a clientes regulados y libres), las pérdidas

de distribución, transformación y transmisión (longitudinales y transversales) y los servicios auxiliares de las unidades de generación. Por lo que es necesario implementar una metodología para repartir temporal y espacialmente la Demanda Global.

Para la definición de barras de carga se ha considerado la red representada en la Fijación Tarifaria de Mayo de 2010. Contiene 136 barras, de las cuales 97 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 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 a que por el modelamiento lineal de la red el modelo tarifario PERSEO no considera las pérdidas transversales 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 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 del día siguiente.

B1.4.3 Determinación de la Plantilla de distribución por Barras, Meses, Bloques.

La demanda global que se obtiene con los métodos econométricos, se debe distribuir en las diferentes barras del sistema en la "red reducida".

La metodología considerada divide esta demanda en dos grandes rubros: la demanda residual vegetativa, y las grandes cargas. Siendo

las primeras las que se distribuyen por barras mediante factores, y las grandes cargas de manera discreta a las barras respectivas.

Entonces el problema se reduce a obtener la demanda residual vegetativa por barras en la red reducida, descontando las grandes cargas que son consideradas en el modelo de demanda.

B1.4.3.1 La demanda Residual Vegetativa

La demanda residual vegetativa es aquella demanda que no considera el aporte de las grandes cargas incluidas en el modelo de demanda.

Para su obtención se procedió de la siguiente manera: Una vez obtenida la demanda total mensual de cualquier barra se descuenta la demanda de las grandes cargas que estuvieran conectadas a dicha barra. Para el presente estudio se ha utilizado la información de la División de Evaluación del COES de los años 2006/2007, en lo referente a la demanda total mensual por barras y para la demanda de la fijación tarifaria de Mayo 2008 para los años 2006/2007.

Cabe indicar que la cantidad de barras modeladas por la DEV es inferior a la "red reducida" del PERSEO, por lo cual se hicieron aproximaciones en algunas barras concentradas, asimismo la distribución por bloques y por meses no será actualizada, utilizando las obtenidas anteriormente en el cálculo de la plantilla de distribución de la fijación Tarifaria de Mayo 2010.

B1.4.3.2 La demanda de las Grandes Cargas

La demanda de grandes cargas es la demanda de incorporaciones, cargas especiales, proyectos, etc. Que son considerados en el modelo de demanda.

La demanda de las grandes cargas, como magnitud (GWh) se obtiene de la información retenida por la empresa o por sus suministradores o de la información de ventas del OSINERGMIN. Conociendo la magnitud de cada una de ellas, procede a colocarlas en las barras respectivas.

Asimismo cabe indicar que también se debe considerar el descuento por barras, las grandes cargas que son proyectadas dentro del total vegetativo y que luego son descontadas y ubicadas en sus barras correspondientes, tales como: La refinería de Cajamarquilla, Aceros Arequipa, Quimpaq, Perú Bar, entre otras.

Para cada una de las grandes cargas con la información remitida por las empresas (medidores), se obtienen los factores de distribución mensual y por

bloques, asimismo no es necesario obtener la distribución espacial puesto que cada grande carga tiene una ubicación específica.

Una vez obtenida la demanda residual vegetativa, por barras se procede a calcular sus factores de su factor de distribución espacial y tasas de crecimiento por zonas.

B1.4.3.4 Utilización de la plantilla de distribución

La distribución de la demanda global proyectada, se realiza sobre la plantilla de distribución anual para los consumos vegetativos, y de manera puntual para las grandes industrias, cargas especiales y proyectos. Cabe indicar que en la planilla no se incluye el consumo de los servicios auxiliares de las centrales hidroeléctricas, por lo que dichos consumos son internamente representados en el modelo PERSEO.

En resumen, para el presente estudio Tarifario (mayo 2011) se ha aplicado la plantilla de distribución espacial, mensual, por bloques horarios de la demanda vegetativa y el crecimiento por zonas, de la regulación tarifaria del 2010

Separación por tipos de consumo y pérdidas

De acuerdo a la clasificación planteada en la metodología de 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 que 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 2006 y 2007).

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, estas pérdidas se han mantenido constantes el horizonte de estudio.

Las pérdidas longitudinales se estiman a través de un procedimiento iterativo que se describe en B.4.3.1 y B4.3.3.8

$$\sum_{i=1}^n D_i + \text{Pérdidas}_{\text{longitudinales}} = \text{Demanda Global}_{\text{Proyectada}} = \text{Generación}_{\text{Anual}} \text{PERSEOP}$$

Donde:

D_i = Demanda en la barra i de la red reducida

B1.4.4.1 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 del total de la demanda residual vegetativa histórica.

Los factores de distribución son definidos como:

Factores de Distribución del mes i :

$$f_{dm_i} = \frac{d_{mes_i}}{D_{\text{anual}}}$$

$$f_{db_{ji}} = \frac{d_{\text{bloque}_{ji}}}{D_{mes_i}}$$

Con estos factores se obtienen la demanda residual vegetativa por bloques y por meses de todo el sistema.

B1.4.4.2 Procedimiento de Distribución

Una vez distribuida la demanda residual vegetativa por bloques y por meses se procede a distribuirla por barras para ello se utiliza los factores de distribución espacial o factores de distribución por barras anteriormente detallados.

Luego con los factores de distribución mensual y por bloques horarios de las grandes cargas se distribuye la demanda de las cargas especiales, incorporaciones y proyectos, las mismas que espacialmente ya tienen definidas su ubicación.

Finalmente, la demanda anual estará conformada por los siguientes componentes:

$$\begin{aligned} \text{Demanda Global Proyectada} \\ = \text{Demanda Vegetativa} + \text{Cargas Especiales} + \text{Cargas Incorporadas} + \text{Proyectos} \\ + \text{Pérdidas Transversales} + \text{Pérdidas Longitudinales} \end{aligned}$$

Por consiguiente, cada barra de carga representada en el modelo PERSEO tendrá los cinco primeros componentes de la Demanda Global Proyectada.

Las pérdidas transversales se estiman mediante formulas (detallado en B1.4.4.7) y las pérdidas longitudinales debido a que son dependientes del resultado del despacho y de la solución de la red reajustándola hasta obtener que la producción total de las centrales sea igual a la demanda global, de la siguiente manera:

Iteración 1:

$$G_0 = F_0 * D \quad (\text{La generación total es mayor a a la demanda}).$$

$$F_a = \frac{(G_0 - D)}{D} \quad (\text{Se determina un factor de ajuste}).$$

Iteración 2:

$$G = (F_0 + F_a) * D + P_{\text{long}}$$

Donde:

G_0 : Producción resultado de la primera iteración.

G : Producción final igual a la demanda global.

D : Demanda Global.

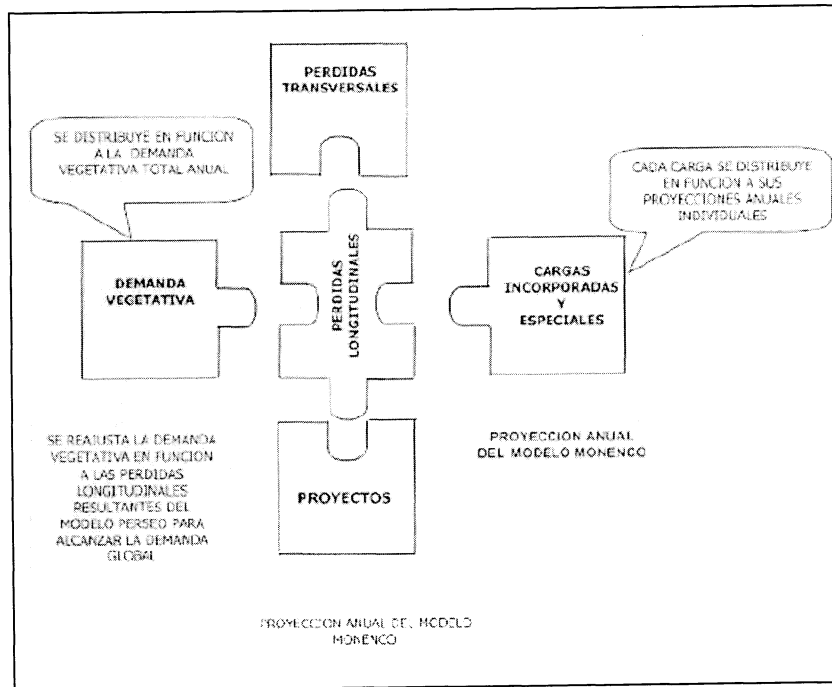
P_{long} : Pérdidas longitudinales del modelo PERSEO.

F_0 : Factor de ajuste inicial de la demanda global.

Fa : Factor de ajuste de la demanda global.

A continuación se muestra en el grafico B1.2 la composición de la demanda global y en el gráfico B1.3 el diagrama de flujo del proceso de distribución de la demanda en barras.

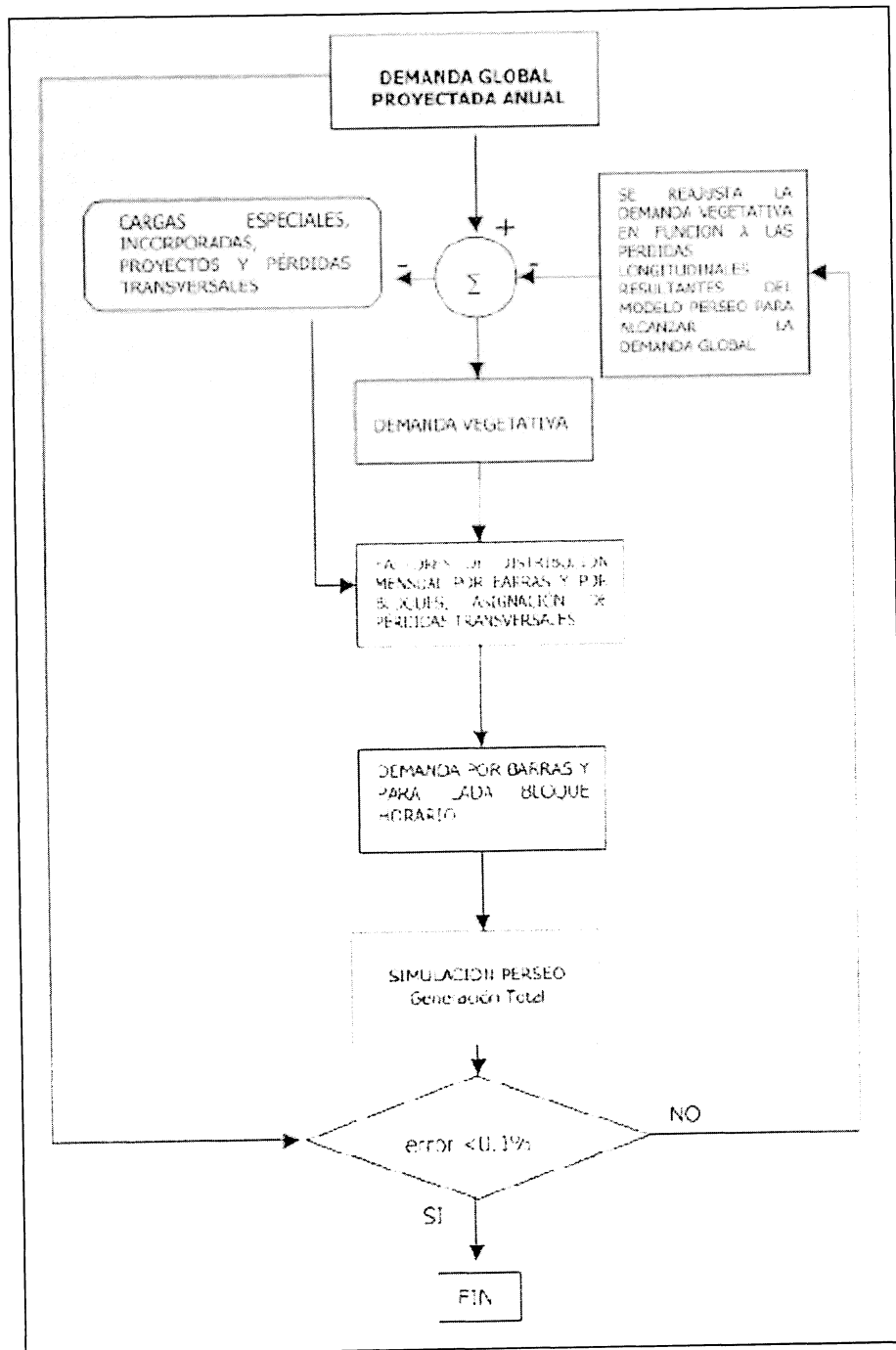
Cuadro B1.2
Composición de la demanda global anual



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 magenetic Demanda.xls). Cuyos resultados son ubicados directamente en el archivo SINAC.DEM.

000061

Cuadro B1.3
Diagrama de Flujo del proceso de distribución de la demanda de barras



B1.4.4.3 Demanda de las cargas 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), cuya representación se explica más adelante en el numeral B4.3.5)

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

Donde:

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.

fdm_i^c = Factor de distribución por mes.

fdb_{ji}^c = Factor de distribución por bloque.

En el caso de cargas del tipo vegetativo

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

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_{ij}^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 "PROYECTOS" y "FACT_VEG" del libro Excel que realiza la distribución de la demanda global en barras (Ver archivo magnetico Modelo Demanda por Nodos.xls).

B1.4.4.5 Demanda de las cargas c en el bloque j del mes i

Cada carga especial que figura en el rubro de cargas especiales e incorporadas 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 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 Tarifas y Compensación del Sistema Secundario de Transmisión de ELECTROANDES SA; los mismos que también fueron empleados por OSINERGMIN GART en la regulación Tarifaria de mayo 2010.

Para el reparto de la demanda de Southern 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:

$dSPCC_{ji}^c$: Demanda de la barra c en el bloque j del mes (que se encuentra en southern)

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

$dSPCC_{anual}$: Demanda anual de Southern.

Los datos base y las proyecciones de este tipo de cargas se enlazan con los datos del modelo de demanda y se muestran en la hoja "BASE-2001-2-3" del libro Excel que realiza la distribución de la demanda global en barra (Ver archivo magnético Modelo Demanda por Barras_0509(PC).xls)

B1.4.4.6 Representación de los Proyectos

Cada proyecto tiene asignada 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 bloque.

Asimismo se está considerando la ampliación de la refinería Cajamarquilla, la cual incrementa su potencia en horas fuera de punta y su energía anual desde inicios del año 2010, se considera los factores de distribución de Cajamarquilla existente.

B1.4.4.7 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 fórmula:

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

Donde:

P_T : Perdidas Transversales (MW)

G : Conductancia en derivación de la línea ($\mu\text{S}/\text{Km}$)

L : Longitud de la Línea (Km).

V : Tensión de operación de la línea (Kv).

Se determina 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.xls)

B1.4.4.8 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 "BASE-2001-2-3"

B1.4.5 Descripción del libro Excel que realiza la distribución de la demanda en barras de carga (Modelo Demanda por Nodos.xls)

El libro Excel que realiza el proceso de distribución de la demanda se encuentra asociado al libro inicial que entrego MONENCO. Se ha reducido el libro de MONENCO a 3 hojas. En concordancia con la metodología dejada por MONENCO, se desarrollaron 04 hojas, las cuales muestran: 1) Proyección econométrica, 2) Detalle de Cargas especiales e incorporaciones, 3) Detalle de proyectos y 4) Demanda Global. Las hojas adicionales realizan el proceso de distribución de la demanda en barras.

La hoja "BASE-2001-2-3" contiene el resumen (en GWh) de la información del consumo anual de las cargas especiales, incorporaciones 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 2006 y 2007.

En la hoja "FAC_VEG" se encuentra todos los factores de distribución por barras, para todas las barras con demanda vegetativa distribuidas en bloques de punta, media y base; basado en información del año 2006 (Hoja BASE-2001-2-3).

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 al demanda vegetativa, la segunda la demanda de los proyectos, cargas especiales, incorporadas y factores de distribución, finalmente la

000066

tercera contiene las pérdidas transversales de las líneas de transmisión en cada barra.

Cuadro B1
Proyección de Ventas de Energía del SEIN

Año	POBLACION	PBI	TARIFAS	Ventas	%	%	%
-----	-----------	-----	---------	--------	---	---	---

000067

	Mio	Millones de S/ de 1994	Ctvs US\$/kWh	GWh	ΔPob.	ΔPBI	ΔVentas
1981	16322	88731	4.54	5679			
1982	16700	88440	4.93	5947	2.32%	-0.3%	4.7%
1983	17077	79801	3.91	5756	2.26%	-9.8%	-3.2%
1984	17454	82908	4.37	6114	2.21%	3.9%	6.2%
1985	17832	84853	4.23	6498	2.17%	2.3%	6.3%
1986	18213	95573	4.15	7030	2.14%	12.6%	8.2%
1987	18596	103328	4.15	7674	2.10%	8.1%	9.2%
1988	18978	93160	2.93	7762	2.05%	-9.8%	1.1%
1989	19354	80428	2.40	7180	1.98%	-13.7%	-7.5%
1990	19719	76089	4.90	7126	1.89%	-5.4%	-0.8%
1991	20070	78123	4.71	7667	1.78%	2.7%	7.6%
1992	20410	77848	6.43	6806	1.69%	-0.4%	-11.2%
1993	20744	81447	5.59	7794	1.64%	4.6%	14.5%
1994	21078	92343	7.61	8805	1.61%	13.4%	13.0%
1995	21420	100281	8.37	9193	1.62%	8.6%	4.4%
1996	21768	102765	8.66	9448	1.62%	2.5%	2.8%
1997	22120	109859	8.20	9940	1.62%	6.9%	5.2%
1998	22474	108722	7.04	10575	1.60%	-1.0%	6.4%
1999	22829	109769	6.85	10950	1.58%	1.0%	3.5%
2000	23185	113022	7.16	11775	1.56%	3.0%	7.5%
2001	23541	113262	7.02	12019	1.54%	0.2%	2.1%
2002	23898	119102	6.60	12592	1.52%	5.2%	4.8%

000068

2003	24256	123748	6.64	13286	1.50%	3.9%	5.5%
2004	24614	130207	7.04	14120	1.48%	5.2%	6.3%
2005	24972	138605	7.61	15043	1.45%	6.4%	6.5%
2006	25330	149139	7.58	16452	1.43%	7.6%	9.4%
2007	25688	162547	7.41	17860	1.41%	9.0%	8.6%
2008	26046	178476	8.08	19660	1.39%	9.8%	10.1%
2009	26403	180082	8.23	20064	1.37%	0.9%	2.1%
2010	26760	193589	8.23	21723	1.35%	7.5%	8.3%
2011	27117	204623	8.23	22996	1.33%	5.7%	5.9%
2012	27473	216901	8.23	24472	1.31%	6.0%	6.4%
2013	27834	229915	8.23	26057	1.31%	6.0%	6.5%

Cuadro B2
 MODELOS ECONÓMICOS

Ecuación de Error

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

Cuadro B-2a

Dependent Variable: LOG(VENTAS)				
Method: Least Squares				
Date: 10/25/10 Time: 23:14				
Sample (adjusted): 1981 2010				
Included observations: 30 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-15.39093	0.468211	-32.87182	0.00
LOG(PBI)	0.73043	0.032461	22.50193	0.00
LOG(TARIFAUS)	-0.08004	0.021263	-3.764486	0.00
LOG(POB)	1.63233	0.069584	23.45862	0.00
R-squared	0.996561	Mean dependent var	9.200755	
Adjusted R-squared	0.996164	S.D. dependent var	0.40387	
S.E. of regression	0.025013	Akaike info criterion	-4.415286	
Sum squared resid	0.016267	Schwarz criterion	-4.22846	
Log likelihood	70.2293	Hannan-Quinn criter.	-4.355519	
F-statistic	2511.514	Durbin-Watson stat	1.96E+00	
Prob(F-statistic)	0			

Ecuación de Corrección de Error

$$D\ln Ventas = B1 * D(\ln(PBI)) + B2 * D(\ln(Ventas(-2))) + B2 * D(DUMMY_92) + C + AR(1)$$

Cuadro B-2b

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	0.036056	0.005553	6.492769	0.00E+00
DLOG(PBI)	0.598405	0.066918	8.942421	0.00E+00
DLOG(VENTAS(-2))	-0.15282	0.070498	-2.167725	0.0413
LOG(VENTAS(-1))-(-15.39093+0.73043*LOG(PBI(-1))-0.08004*LOG(TARIFAUS(-1))+1.63233*LOG(POB(-1)))	-0.478705	0.222108	-2.155282	0.0423
D(D92)	-0.090431	0.019616	-4.610015	1.00E-04
R-squared	0.890185	Mean dependent var		0.04919
Adjusted R-squared	0.870218	S.D. dependent var		0.053476
S.E. of regression	0.019265	Akaike info criterion		-4.895506
Sum squared resid	0.008165	Schwarz criterion		-4.655536
Log likelihood	71.08933	Hannan-Quinn criter.		-4.82415
F-statistic	44.58416	Durbin-Watson stat		2.05E+00
Prob(F-statistic)	0			

000071

Cuadro B3
PROYECCION ECONOMETRICA DE ENERGIA DEL SEIN

AÑOS	Ln (POBLACION)	Ln (PBI)	Ln (TARIFAS)	Dummy	Ln (VENTAS)	D(Ln(Ventas))
1981	9.70	11.39	1.51	0	8.64	
1982	9.72	11.39	1.60	0	8.69	
1983	9.75	11.29	1.36	0	8.66	
1984	9.77	11.33	1.47	0	8.72	0.049
1985	9.79	11.35	1.44	0	8.78	0.055
1986	9.81	11.47	1.42	0	8.86	0.100
1987	9.83	11.55	1.42	0	8.95	0.085
1988	9.85	11.44	1.08	0	8.96	-0.027
1989	9.87	11.30	0.88	0	8.88	-0.045
1990	9.89	11.24	1.59	0	8.87	0.020
1991	9.91	11.27	1.55	0	8.94	0.030
1992	9.92	11.26	1.86	1	8.83	-0.078
1993	9.94	11.31	1.72	0	8.96	0.168
1994	9.96	11.43	2.03	0	9.08	0.095
1995	9.97	11.52	2.12	0	9.13	0.031
1996	9.99	11.54	2.16	0	9.15	0.030
1997	10.00	11.61	2.10	0	9.20	0.071
1998	10.02	11.60	1.95	0	9.27	0.029
1999	10.04	11.61	1.92	0	9.30	0.035
2000	10.05	11.64	1.97	0	9.37	0.053
2001	10.07	11.64	1.95	0	9.39	0.031
2002	10.08	11.69	1.89	0	9.44	0.056
2003	10.10	11.73	1.89	0	9.49	0.057
2004	10.11	11.78	1.95	0	9.56	0.058
2005	10.13	11.84	2.03	0	9.62	0.064
2006	10.14	11.91	2.03	0	9.71	0.070
2007	10.15	12.00	2.00	0	9.79	0.080
2008	10.17	12.09	2.09	0	9.89	0.087
2009	10.18	12.10	2.11	0	9.91	0.034
2010	10.19	12.17	2.11	0	9.97	0.067
2011	10.21	12.23	2.11	0	10.04	0.069
2012	10.22	12.29	2.11	0	10.11	0.062
2013	10.23	12.35	2.11	0	10.17	0.063

000072

Cuadro B4
CARGAS ESPECIALES Y CARGAS INCORPORADAS

Energía (GWh)	2010	2011	2012	2013
ELECTROANDES	767	769	769	769
SHOUGESA	428	1288	1586	1586
ANTAMINA	668	966	995	1005
SOUTHERN	1630	1630	1630	1630
CERRO VERDE	389	460	460	460
TINTAYA BHP	205	205	205	205
SAN RAFAEL (MINSUR - AZANGARO 60)	108	109	110	165
CALLALI	125	125	125	125
CEMENTOS YURA	115	116	116	116
YANACOCCHA (nuevo)	485	485	485	485
HUARON	72	72	72	72
CERRO VERDE (socabaya)	987	987	987	987
CERRO CORONA (Soc. Minera Corona-Cajamarca)	123	123	123	123
AMPLIACION DE ACEROS AREQUIPA	187	202	222	352
Total Cargas Especiales	6290	7537	7885	8080

Potencia (MW)	2010	2011	2012	2013
ELECTROANDES	113	113	113	113
SHOUGESA	80	193	309	309
ANTAMINA	90	130	130	130
SOUTHERN	207	207	207	207
CERRO VERDE	46	60	60	60
TINTAYA BHP	40	40	40	40
SAN RAFAEL (MINSUR - AZANGARO 60)	14	14	14	21
CALLALI	25	25	25	25
CEMENTOS YURA	30	30	30	30
YANACOCCHA (nuevo)	72	72	72	72
HUARON	9	9	9	9
CERRO VERDE (NUEVO)	125	125	125	125
CERRO CORONA (Soc. Minera Corona-Cajamarca)	16	17	17	17
AMPLIACION DE ACEROS AREQUIPA	19	24	36	41
Total Cargas Especiales	887	1059	1188	1200

000073

**Cuadro B5
PROYECTOS**

Incrementos de Potencia (MW)

	2011	2012	2013
Expansión de la concentradora Toquepala		50	
Expansión de la Fundicion de Ilo y refineria de cobre			
Proyecto Tia Maria	10	55	
Proyecto Constancia		75	15
Cajamarquilla (2ra Etapa Ampliación) (1)			
Proyecto Galeno		3	7
Ampliacion Quimpac		26	
Antapacay	15	69	56
Bayovar	11	2	2
Marcobre (Mina Justa)	5		25
Proyecto Magistral			
Ampliación Siderperú	8		12
Proyecto Toromocho		23	105
Proyecto Minas Conga			25
El Brocal		26	

Potencial Acumulada (MW)

Expansión de la concentradora Toquepala	-	50	50
Proyecto Tia Maria	10	65	65
Proyecto Constancia	-	75	90
Cajamarquilla (2ra Etapa Ampliación) (1)	-	-	-
Proyecto Galeno	-	3	10
Ampliacion Quimpac	-	26	26
Antapacay	15	84	140
Bayovar	11	13	15
Marcobre (Mina Justa)	5	5	30
Ampliación Siderperú	8	8	20
Proyecto Toromocho	-	23	128
Proyecto Minas Conga	-	-	25
El Brocal	-	26	26
Suma Proyectos	49	378	624
Suma Total Esperada (MW)	44	309	597

Energía Esperada (GWh)

Expansión de la concentradora Toquepala	-	258	430
Proyecto Tia Maria	36	335	558
Proyecto Constancia	-	427	670
Cajamarquilla (2ra Etapa Ampliación) (1)	265	265	265
Proyecto Galeno	-	9	47
Ampliacion Quimpac	-	128	214
Antapacay	103	415	693
Bayovar	88	102	117
Marcobre (Mina Justa)	39	39	237
Ampliación Siderperú	31	31	70
Proyecto Toromocho	-	72	869
Proyecto Minas Conga	-	-	180
El Brocal	-	111	168
Suma Total	562	2082	4350

000074

**Cuadro B6
PROYECCION GLOBAL DE ENERGIA Y POTENCIA**

	2010	2011	2012	2013
Pronóstico Econométrico	21723	22996	24472	26057
Venta del Distribuidor MT y BT	17017	18014	19171	20413
Pérdidas de Distribución %	7.57%	7.40%	7.22%	7.04%
GWh	1395	1439	1492	1546
Energía Entregada a Distribución (MT y BT)	18412	19453	20663	21959
Venta Facturada Distribuidor (MAT y AT)	413	437	466	496
Energía Entregada a Distribución	18825	19891	21128	22455
Pérdidas Transform. Transmis. Distribuidor %	1.96%	1.96%	1.96%	1.96%
GWh	376	398	422	449
Entrada al Nivel de Distribución	19202	20288	21551	22904
Venta Facturada Generador (MAT, AT y MT)	4293	4544	4836	5149
Salida del Nivel de Transmisión	23494	24832	26386	28053
Pérdidas de Transmisión %	5.86%	5.86%	5.86%	5.86%
GWh	1462	1546	1642	1746
Entrada al Nivel de Transmisión	24957	26378	28029	29799
ELECTROANDES	767	769	769	769
SHOUGESA	428	1288	1586	1586
ANTAMINA	668	966	995	1005
SOUTHERN	1630	1630	1630	1630
CERRO VERDE	389	460	460	460
TINTAYA BHP	205	205	205	205
SAN RAFAEL (MINSUR - AZANGARO 60)	108	109	110	165
CALLALI	125	125	125	125
CEMENTOS YURA	115	116	116	116
YANACOCCHA (nuevo)	485	485	485	485
HUARON	72	72	72	72
CERRO VERDE (socabaya)	987	987	987	987
CERRO CORONA (Soc. Minera Corona-Cajamarca)	123	123	123	123
AMPLIACION DE ACEROS AREQUIPA	187	202	222	352
Total Cargas Especiales	6290	7537	7885	8080
	6955	8020	8567	
Talara	117	120	123	126
Tumbes	134	137	139	142
Yura-Cachimayo	162	226	226	270
Joya, San Camilo y Siguan (Arequipa)	39	39	39	39
Pucallpa	181	186	192	198
Bagua - Jaen	12	12	12	12
Tarapoto- Moyobamba y Bellavista			170	170
Puerto Maldonado	36	39	39	39
Total Cargas Incorporadas	681	758	940	995
	863	892	920	
Industrias y Proyectos	0	562	2082	4350
	661	1754	3082	
Consumo Propio Centrales	479	529	584	648
	483	538	588	
Interconexión Perú-Ecuador	0	0	0	0
Disminución de Pérdidas REP	-13	-13	-13	-13
TOTAL	32393	35750	39506	43859
	32648	36406	39808	
CH Shima	0.0	0.0	-8.2	-32.9
CT Oquendo CT Paita - SdF Energia	-231.6	-245.6	-234.1	-234.1
CH Yauli y Sacsamarca	-6.6	-6.6	-6.6	-6.6
CT La Pampilla	-78.0	-78.0	-78.0	-78.0
CT Paramonga	-95.8	-115.0	-115.0	-115.0
CT Atocongo	-42.0	-72.0	-144.0	-144.0
CH Pias I	-54.7	-82.0	-82.0	-82.0
CH Roncador	-7.6	-26.6	-26.6	-26.6
CT Huaycoloro (Biomasa)	0.0	-14.6	-29.3	-29.3
CT Marcona (Eolica)	0.0	0.0	-10.0	-120.5
CT Talara y Cupisnique (Eolica)	0.0	0.0	-197.5	-395.1
CT Panamericana, Majes, Reparticion, Tacna (Solar)	0.0	0.0	-86.5	-172.9
CH Nueva Imperial	0.0	0.0	-16.7	-25.0
CH Pumamarca	0.0	-4.5	-9.0	-9.0
	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0
TOTAL SISTEMA	31877	35105	38462	42388
TOTAL SIN AUTOPRODUCTORES	31877	35105	38462	42388
Energía Registrada por el COES	32212	35492	38838	42764

000075

Entrada a nivel de Transmisión	24957	26378	28029	29799
Factor de carga	75.4%	75.4%	75.4%	75.4%
Potencia	3778	3994	4244	4512
ELECTROANDES	113	113	113	113
SHOUGESA	80	193	309	309
ANTAMINA	90	130	130	130
SOUTHERN	207	207	207	207
CERRO VERDE	46	60	60	60
TINTAYA BHP	40	40	40	40
SAN RAFAEL (MINSUR - AZANGARO 60)	14	14	14	21
CALLALI	25	25	25	25
CEMENTOS YURA	30	30	30	30
YANACOCHA (nuevo)	72	72	72	72
HUARON	9	9	9	9
CERRO VERDE (NUEVO)	125	125	125	125
CERRO CORONA (Soc. Minera Corona-Cajamarca)	16	17	17	17
AMPLIACION DE ACEROS AREQUIPA	19	24	36	41
Talara	24	25	25	26
Tumbes	24	24	25	25
Yura-Cachimayo(24 MW fuera de punta y 9 MW en punta)	26	29	29	34
Joya, Santa Rita y Siguan (Arequipa)	11	11	11	11
Pucallpa	26	26	27	27
Bagua - Jaen	2	2	2	2
Tarapoto- Moyobamba y Bellavista			37	37
Puerto Maldonado	8	8	8	8
Total Cargas Espec. e Incorporadas	1006	1185	1353	1370
	1106	1144	1234	
Total Industrias y Proyectos	0	44	309	597
	107	258	447	
Factor de simultaneidad	91%	91%	91%	91%
Consumo Propio Centrales	73	80	88	98
Interconexión Perú-Ecuador	0	0	0	0
Disminución de Pérdidas REP	-1	-1	-1	-1
TOTAL	4761	5185	5834	6389
CH Shima	0.0	0.0	-5.0	-5.0
CT Oquendo CT Paíta - SdF Energia	-29.4	-29.4	-29.4	-29.4
CH Yauli y Sacsamarca	-1.0	-1.0	-1.0	-1.0
CT La Pampilla	-9.0	-9.0	-9.0	-9.0
CT Paramonga	-20.0	-20.0	-20.0	-20.0
CT Atocongo	-40.0	-40.0	-40.0	-40.0
CH Pias I	-12.5	-12.5	-12.5	-12.5
CH Roncador	-3.8	-3.8	-3.8	-3.8
CT Huaycoloro (Biomasa)	0.0	-4.4	-4.4	-4.4
CT Marcona (Eolica)	0.0	0.0	-32.0	-32.0
CT Talara y Cupisnique (Eolica)	0.0	0.0	-110.0	-110.0
CT Panamericana, Majes, Reparticion, Tacna (Solar)	0.0	0.0	-80.0	-80.0
CH Nueva Imperial	0.0	0.0	-4.0	-4.0
CH Pumamarca	0.0	-1.8	-1.8	-1.8
TOTAL SISTEMA	4645	5063	5482	6036
TOTAL SIN AUTOPRODUCTORES	4645	5063	5482	6036
Factor de Carga	78.3%	79.1%	80.1%	80.2%
Máxima demanda registrada por el COES	4698	5117	5535	6090

000076

B3: CARTAS SUSTENTATORIAS

.....

" 000077

**SOUTHERN COPPER**
SOUTHERN PERUCon la minería,
el Perú progresa

Lima, 22 de setiembre del 2010

Señor ingeniero
Juan Antonio Rozas
Representante del Subcomité de Generadores del COES
Av Victor Andres Belaunde 280, Piso 2
SAN ISIDRO

De mi consideración:

**Asunto : Información para el Estudio de Precios en Barra para la fijación
Tarifaria Período Mayo 2011-Abril 2012**
Referencia: Vuestra Carta SCG-016-2010 del 13 de setiembre del 2010

Es grato dirigirme a usted con respecto al documento de la referencia para indicarles a Uds., que SOUTHERN PERU, con carta de fecha 7 de junio del 2010 envió respuesta al COES sobre INFORMACION PARA EL INFORME DE DIAGNOSTICO DEL SEIN en la cual se precisa la proyección de la demanda actualizada hasta el 2020, la misma que adjuntamos a la presente toda vez que sigue siendo vigente.

Sin otro particular, quedo de usted,

Atentamente,

Luis Toledo Okamoto
Superintendente del Sistema de Potencia

Cc: Comité de Energía SPCC
Energur.



SOUTHERN COPPER
SOUTHERN PERU

000078



Con la minería,
el Perú progresa

Lima, 7 de junio del 2010

Señor ingeniero
Eduardo Antúnez de Mayolo Ramis
Director de Planificación de Transmisión
Comité de Operación Económica del
Sistema Interconectado Nacional (COES-SINAC)
Calle Manuel Roud y Paz Soldán 364
SAN ISIDRO

De mi consideración:

Asunto : INFORMACIÓN PARA EL INFORME DE DIAGNÓSTICO DEL SEIN
Referencia: Vuestra Carta COES/D/DP-079-2010 del 07 de mayo del 2010

Es grato dirigirme a usted con respecto al documento de la referencia para indicarle que estamos actualizando la información con la siguiente proyección de la demanda:

ANO	MW	MWH
2010	207	1,630,000
2011	217	1,690,000
2012	332	2,720,000
2013	354	2,900,000
2014	372	3,047,000
2016	434	3,552,000
2020	472	3,862,000

Para el año 2011, estamos proyectando un incremento de la demanda de 10 MW en la mina de Tía María, se pondrá en servicio los talleres de mantenimiento, las palas, las perforadoras y para los requerimientos en los trabajos de la construcción. El punto de conexión será en la subestación de Montalvo 220 KV.

Para el año 2012, se pondrá en servicio la planta de lixiviación en la mina Tia María cuya demanda máxima estaría incrementándose en 65 MW adicionales. Asimismo, se prevé la puesta en servicio el proyecto de expansión de la planta concentradora de Toquepala, cuya carga es del orden de 50 MW.

Para el año 2013, se prevé la puesta en servicio el proyecto de expansión de la Concentradora de Cuajone con una chancadora HPGR, cuya carga estimada es de 22 MW.



SOUTHERN COPPER
SOUTHERN PERU

000079



Con la minería,
el Perú progresa

Los proyectos enunciados en el cuadro después del 2014, corresponden a proyectos de expansión de la planta electrolítica de la Refinería y de la Fundición en Ilo, cuya demanda es de 18 MW, una concentradora en el Proyecto Los Chancas con 62 MW para el año 2016 y una planta Lesde con 38 MW en el Proyecto Los Chancas para el 2020. Las probabilidades de ejecución de dichos proyectos son bajas, debido a que se encuentran en proceso de estudios.

Debemos indicarles que las fichas han sido llenadas con la información existente y las más cercanas posibles, ya que nuestros proyectos mayores de las expansiones son estimaciones estadísticas de los procesos mineros metalúrgicos y que, a la fecha, no hemos alcanzado los niveles de estudios completos de selección de equipos del proceso, todo lo cual limita nuestras posibilidades de proporcionar una información mayor y más detallada.

Sin otro particular, quedo de usted,

Atentamente,

Luis Toledo O.

Superintendente de Potencia

Cc: Comité de Energía SPCC
Enersur.

000080

FICHA DE INFORMACIÓN No D1
PROYECCIÓN DE DEMANDA

1.0 ASPECTOS GENERALES:

1.1 Nombre de la carga/ampliación o proyecto:

EXPANSION DE LA CONCENTRADORA DE TOQUEPALA

1.2 Empresa propietaria:

SOUTHERNPERU COPPER CORPORATION

1.3 Ubicación de la carga/ampliación o proyecto:

Departamento	Provincia	Distrito	Coord. UTM
TACNA	JORGE BASADRE	ILABAYA	

1.4 Actividad a desarrollar:

PROCESAR A 100 MIL TONELADAS DE MATERIAL MINERALIZADO POR DIA

1.5 Descripción de la carga/ampliación o proyecto:

1.5.1 Situación actual

1.5.2 Etapas y su estado de avance: (en caso de ser Proyecto o Ampliación)

ETAPAS	Título (Petitorio)	ESTADO
PRE-INVERSIÓN	Exploración	
	Estudio de Factibilidad	
	Financiamiento	
INVERSIÓN	Ingeniería	X
	Construcción	
	Puesta en marcha	
OPERACIÓN		

2.0 ASPECTOS TECNICOS:

2.1 Características Técnicas (en caso de actividad minera)

Facilidades de infraestructura	
Características geográficas	
Tipo de yacimiento, operación y volumen de extracción	COBRE, CONCENTRADORA, 40000TMD
Metales a extraer	COBRE
Reservas	
Escala de producción	
Planta de beneficio (Proceso)	
Recuperaciones metalúrgicas	
Leyes de concentrado	
Radio de concentración	
Capacidad de tratamiento y Producción anual	

2.2 Indicadores Técnicos de Consumo de electricidad

Item	Toneladas métricas (TM)	Energía (KWh)	Consumo (KWh/TM)
Mineral extraído			

2.3 Fuentes de suministro eléctrico

Subestación de conexión al SEIN	SUBESTACION DE MILLSITE EN TOQUEPALA
Nivel de tensión	138KV
Empresa Suministradora de Electricidad	ENERSUR

000081

2.4 Demanda Eléctrica Proyectada

2.4.1 Proyección de Demanda en Escenario Base.

Año	Energía (GWh)	Potencia (MW) (1)		Factor de carga (%)	Probabilidad (%) (2)
		HP	HFP		
2011					
2012	430	50	50		60
.....					
2018					
2019					
2020					
2021					
2022					

2.4.2 Proyección de Demanda en Escenario Optimista.

Año	Energía (GWh)	Potencia (MW) (1)		Factor de carga (%)	Probabilidad (%) (2)
		HP	HFP		
2011					
2012	430	50	50		60
.....					
2018					
2019					
2020					
2021					
2022					

2.4.3 Proyección de Demanda en Escenario Pesimista.

Año	Energía (GWh)	Potencia (MW) (1)		Factor de carga (%)	Probabilidad (%) (2)
		HP	HFP		
2011					
2012	430	50	50		60
.....					
2018					
2019					
2020					
2021					
2022					

2.5 Factor de Potencia estimado: ENTRE 0.9 A 095

2.6 Equipos de compensación reactiva

	MVAR		MVAR
Inductivo		Capacitivo	

2.7 Diagramas unifilares adjuntos

Año	Primera Etapa	Segunda Etapa	Final
Adjunto (Marcar con "X")			

2.8 Cronograma de ejecución (Referencial)

Item	Actividad	2011	2012	2013	2020
1	Estudio de Ingeniería					
2	Financiamiento					
3	Construcción	X				
4	Producción		X			

000082

3.0 ASPECTOS ECONÓMICOS: (Referencial)

3.1 Indicadores Económicos

Costo de Producción (US\$/unidad)	Cotizaciones Promedio	
	Metales	Precio (US\$/unidad)

3.2 Inversiones Estimadas/Periodos

Periodo (Años)	Monto de Inversión (US\$)
2011	
2012	
2013	
2014	
2015	
.....	
2020	
2021	
2022	

3.3 Financiamiento:

--

4.0 FACTORES QUE FAVORECEN LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO:

--

5.0 FACTORES QUE DESFAVORECEN LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO:

--

6.0 RESUMEN DE LA SITUACION DEL PROYECTO

REQUISITOS (3)	ESTADO DE SITUACION				
	En Elaboración	Presentado	En trámite (Evaluación)	Aprobado/ Autorizado	Firmado
Estudio de Factibilidad.					
Estudio de Impacto ambiental para Explotación y Beneficio minero.					
Convenio de estabilidad jurídica.					
Concesión de Beneficio.					
Concesión de transporte minero y Labor General.					
Autorización de uso minero o Servidumbre.					
Contrato de estabilidad Tributaria.					
Certificado de operación minera.					
Autorización de uso de Agua.					
Certificado de inexistencia de restos arqueológicos.					
Concesión de transmisión eléctrica.					
Licencia municipal de construcción.					
Autorización de Vertimientos.					
Autorización de Desbosque.					

7.0 COMENTARIOS:

--

Notas:

- (1): HP = Hora punta, de 19:00 a 23:00 horas. HFP = Hora fuera de punta, de 00:00 a 19:00 y de 23:00 a 24:00 horas
(2): Probabilidad de ejecución del proyecto en la fecha estimada.

000083

(3): Con referencia a los requisitos marcar la respectiva (X) en el Estado de Situación del Proyecto, o indicar (NR) en caso no sea requerido para el proyecto.

Para consultas sobre el llenado de información puede contactarse con las siguientes personas:

- * Edwar Angelino. Teléfono: 6118556, correo: eangelino@coes.org.pe
- * Marco Colorado. Teléfono: 6118588, correo: mcolorado@coes.org.pe

000084

FICHA DE INFORMACIÓN No D1
PROYECCIÓN DE DEMANDA

1.0 ASPECTOS GENERALES:

1.1 Nombre de la carga/ampliación o proyecto:

EXPANSION DE LA REFINERIA DE COBRE A 360KTPA

1.2 Empresa propietaria:

SOUTHERNPERU COPPER CORPORATION

1.3 Ubicación de la carga/ampliación o proyecto:

Departamento	Provincia	Distrito	Coord. UTM
MOQUEGUA	ILO	PACUCHA	

1.4 Actividad a desarrollar:

PRODUCIR A 360 MIL TONELADAS METRICAS DE CATODOS DE COBRE POR AÑO

1.5 Descripción de la carga/ampliación o proyecto:

1.5.1 Situación actual

1.5.2 Etapas y su estado de avance: (en caso de ser Proyecto o Ampliación)

ETAPAS	Título (Petitorio)	ESTADO
PRE-INVERSIÓN	Exploración	
	Estudio de Factibilidad	X
	Financiamiento	
INVERSIÓN	Ingeniería	
	Construcción	
OPERACIÓN	Puesta en marcha	

2.0 ASPECTOS TECNICOS:

2.1 Características Técnicas (en caso de actividad minera)

Facilidades de infraestructura	
Características geográficas	
Tipo de yacimiento, operación y volumen de extracción	
Metales a extraer	
Reservas	
Escala de producción	
Planta de beneficio (Proceso)	
Recuperaciones metalúrgicas	
Leyes de concentrado	
Ratio de concentración	
Capacidad de tratamiento y Producción anual	

2.2 Indicadores Técnicos de Consumo de electricidad

Item	Toneladas métricas (TM)	Energía (KWh)	Consumo (KWh/TM)
Mineral extraído			

2.3 Fuentes de suministro eléctrico

Subestación de conexión al SEIN	SUBESTACION REFINERIA
Nivel de tensión	10KV
Empresa Suministradora de Electricidad	ENERSUR

000085

2.4 Demanda Eléctrica Proyectada

2.4.1 Proyección de Demanda en Escenario Base.

Año	Energía (GWh)	Potencia (MW) (1)		Factor de carga (%)	Probabilidad (%) (2)
		HP	HFP		
2011					
2012					
2013					
2014	65	8	8		10
...					
2020					
2021					
2022					

2.4.2 Proyección de Demanda en Escenario Optimista.

Año	Energía (GWh)	Potencia (MW) (1)		Factor de carga (%)	Probabilidad (%) (2)
		HP	HFP		
2011					
2012					
2013					
2014	65	8	8		10
...					
2020					
2021					
2022					

2.4.3 Proyección de Demanda en Escenario Pesimista.

Año	Energía (GWh)	Potencia (MW) (1)		Factor de carga (%)	Probabilidad (%) (2)
		HP	HFP		
2011					
2012					
.....					
2018					
2019					
2020					
2021					
2022					

2.5 Factor de Potencia estimado: ENTRE 0.9 A 095

2.6 Equipos de compensación reactiva

	MVAR		MVAR
Inductivo	<input type="text"/>	Capacitivo	<input type="text"/>

2.7 Diagramas unifilares adjuntos

	Primera Etapa	Segunda Etapa	Final
Año			
Adjunto (Marcar con "X")			

2.8 Cronograma de ejecución (Referencial)

Item	Actividad	2011	2012	2013	2020
1	Estudio de Ingeniería					
2	Financiamiento					
3	Construcción					
4	Producción					

" 000086 "

3.0 ASPECTOS ECONÓMICOS: (Referencial)

3.1 Indicadores Económicos

Costo de Producción (US\$/unidad)	Cotizaciones Promedio	
	Metales	Precio (US\$/unidad)

3.2 Inversiones Estimadas/Periodos

Período (Años)	Monto de Inversión (US\$)
2011	
2012	
2013	
2014	
2015	
.....	
2020	
2021	
2022	

3.3 Financiamiento:

--

4.0 FACTORES QUE FAVORECEN LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO:

--

5.0 FACTORES QUE DESFAVORECEN LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO:

--

6.0 RESUMEN DE LA SITUACIÓN DEL PROYECTO

REQUISITOS (3)	ESTADO DE SITUACION				
	En Elaboración	Presentado	En trámite (Evaluación)	Aprobado/ Autorizado	Firmado
Estudio de Factibilidad.					
Estudio de Impacto ambiental para Explotación y Beneficio minero.					
Convenio de estabilidad jurídica.					
Concesión de Beneficio.					
Concesión de transporte minero y Labor General.					
Autorización de uso minero o Servidumbre.					
Contrato de estabilidad Tributaria.					
Certificado de operación minera.					
Autorización de uso de Agua.					
Certificado de Inexistencia de restos arqueológicos.					
Concesión de transmisión eléctrica.					
Licencia municipal de construcción.					
Autorización de Vertimientos.					
Autorización de Desbosque.					

7.0

COMENTARIOS:

--

Notas:

(1): HP = Hora punta, de 19:00 a 23:00 horas. HFP = Hora fuera de punta, de 00:00 a 19:00 y de 23:00 a 24:00 horas

(2): Probabilidad de ejecución del proyecto en la fecha estimada.

000087

(3): Con referencia a los requisitos marcar la respectiva (X) en el Estado de Situación del Proyecto, o indicar (NR) en caso no sea requerido para el proyecto.

Para consultas sobre el llenado de información puede contactarse con las siguientes personas:

- * Edwar Angelino. Teléfono: 6118556, correo: eangelino@coes.org.pe
- * Marco Colorado. Teléfono: 6118588, correo: mcolorado@coes.org.pe

000088

FICHA DE INFORMACIÓN No D1
PROYECCIÓN DE DEMANDA

1.0 ASPECTOS GENERALES:

1.1 Nombre de la carga/ampliación o proyecto:

PROYECTO TIA MARIA

1.2 Empresa propietaria:

SOUTHERNPERU COPPER CORPORATION

1.3 Ubicación de la carga/ampliación o proyecto:

Departamento	Provincia	Distrito	Coord. UTM
AREQUIPA	ISLAY	COCACHACRA	

1.4 Actividad a desarrollar:

PRODUCIR 100 MIL TONELADAS METRICAS DE COBRE POR AÑO

1.5 Descripción de la carga/ampliación o proyecto:

1.5.1 Situación actual

PRODUCIR 120 MIL TONELADAS DE COBRE A TRAVES DEL PROCESO DE LIXIVIACION

1.5.2 Etapas y su estado de avance: (en caso de ser Proyecto o Ampliación)

ETAPAS	Título (Petitorio)	ESTADO
PRE-INVERSIÓN	Exploración	
	Estudio de Factibilidad	
	Financiamiento	
INVERSIÓN	Ingeniería	X
	Construcción	X
OPERACIÓN	Puesta en marcha	

2.0 ASPECTOS TECNICOS:

2.1 Características Técnicas (en caso de actividad minera)

Facilidades de infraestructura	
Características geográficas	
Tipo de yacimiento, operación y volumen de extracción	
Metales a extraer	
Reservas	
Escala de producción	
Planta de beneficio (Proceso)	
Recuperaciones metalúrgicas	
Leyes de concentrado	
Radio de concentración	
Capacidad de tratamiento y Producción anual	

2.2 Indicadores Técnicos de Consumo de electricidad

Item	Toneladas métricas (TM)	Energía (KWh)	Consumo (KWh/TM)
Mineral extraído			

2.3 Fuentes de suministro eléctrico

Subestación de conexión al SEIN	SUBESTACION DE MONTALVO
Nivel de tensión	220 KV
Empresa Suministradora de Electricidad	

" 000089

2.4 Demanda Eléctrica Proyectada

2.4.1 Proyección de Demanda en Escenario Base.

Año	Energía (GWh)	Potencia (MW) (1)		Factor de carga (%)	Probabilidad (%) (2)
		HP	HFP		
2011	60	10	10		60
2012	600	65	65		60
2013					
2014					
...					
2020					
2021					
2022					

2.4.2 Proyección de Demanda en Escenario Optimista.

Año	Energía (GWh)	Potencia (MW) (1)		Factor de carga (%)	Probabilidad (%) (2)
		HP	HFP		
2011	60	10	10		60
2012	600	65	65		60
2013					
2014					
....					
2020					
2021					
2022					

2.4.3 Proyección de Demanda en Escenario Pesimista.

Año	Energía (GWh)	Potencia (MW) (1)		Factor de carga (%)	Probabilidad (%) (2)
		HP	HFP		
2011					
2012					
.....					
2018					
2019					
2020					
2021					
2022					

2.5 Factor de Potencia estimado: ENTRE 0.9 A 0.95

2.6 Equipos de compensación reactiva

	MVAR		MVAR
Inductivo	<input type="text"/>	Capacitivo	<input type="text"/>

2.7 Diagramas unifilares adjuntos

	Primera Etapa	Segunda Etapa	Final
Año			
Adjunto (Marcar con "X")			

2.8 Cronograma de ejecución (Referencial)

Item	Actividad	2011	2012	2013	2020
1	Estudio de Ingeniería					
2	Financiamiento					
3	Construcción	X	X			
4	Producción	X	X			

000090

3.0 ASPECTOS ECONÓMICOS: (Referencial)

3.1 Indicadores Económicos

Costo de Producción (US\$/unidad)	Cotizaciones Promedio	
	Metales	Precio (US\$/unidad)

3.2 Inversiones Estimadas/Periodos

Periodo (Años)	Monto de Inversión (US\$)
2011	
2012	
2013	
2014	
2015	
.....	
2020	
2021	
2022	

3.3 Financiamiento:

--

4.0 FACTORES QUE FAVORECEN LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO:

--

5.0 FACTORES QUE DESFAVORECEN LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO:

--

6.0 RESUMEN DE LA SITUACION DEL PROYECTO

REQUISITOS (3)	ESTADO DE SITUACION				
	En Elaboración	Presentado	En trámite (Evaluación)	Aprobado/ Autorizado	Firmado
Estudio de Factibilidad.					
Estudio de Impacto ambiental para Explotación y Beneficio minero.					
Convenio de estabilidad Jurídica.					
Concesión de Beneficio.					
Concesión de transporte minero y Labor General.					
Autorización de uso minero o Servidumbre.					
Contrato de estabilidad Tributaria.					
Certificado de operación minera.					
Autorización de uso de Agua.					
Certificado de inexistencia de restos arqueológicos.					
Concesión de transmisión eléctrica.					
Licencia municipal de construcción.					
Autorización de Vertimientos.					
Autorización de Desbosque.					

7.0 COMENTARIOS:

--

Notas:

(1): HP = Hora punta, de 19:00 a 23:00 horas. HFP = Hora fuera de punta, de 00:00 a 19:00 y de 23:00 a 24:00 horas

(2): Probabilidad de ejecución del proyecto en la fecha estimada.

" 000091

(3) Con referencia a los requisitos marcar la respectiva (X) en el Estado de Situación del Proyecto, o Indicar (NR) en caso no sea requerido para el proyecto.

Para consultas sobre el llenado de información puede contactarse con las siguientes personas:

- * Edwar Angelino. Teléfono: 6118556, correo: eangelino@coes.org.pe
- * Marco Colorado. Teléfono: 6118588, correo: mcolorado@coes.org.pe

" 000092

**FICHA DE INFORMACIÓN No D1
PROYECCIÓN DE DEMANDA**

1.0 ASPECTOS GENERALES:

1.1 Nombre de la carga/ampliación o proyecto:

PROYECTO LOS CHANCAS

1.2 Empresa propietaria:

SOUTHERNPERU COPPER CORPORATION

1.3 Ubicación de la carga/ampliación o proyecto:

Departamento	Provincia	Distrito	Coord. UTM
APURIMAC	ABANCAY	TAPAYRIHUE	

1.4 Actividad a desarrollar:

EXPLOTACION DE COBRE POR CONCENTRADORA Y POR PROCESO DE LIXIVIACION

1.5 Descripción de la carga/ampliación o proyecto:

1.5.1 Situación actual

1.5.2 Etapas y su estado de avance: (en caso de ser Proyecto o Ampliación)

ETAPAS	Título (Petitorio)	ESTADO
PRE-INVERSIÓN	Exploración	
	Estudio de Factibilidad	
	Financiamiento	
INVERSIÓN	Ingeniería	
	Construcción	
	Puesta en marcha	

2.0 ASPECTOS TECNICOS:

2.1 Características Técnicas (en caso de actividad minera)

Facilidades de Infraestructura	
Características geográficas	
Tipo de yacimiento, operación y volumen de extracción	
Metales a extraer	
Reservas	
Escala de producción	
Planta de beneficio (Proceso)	
Recuperaciones metalúrgicas	
Leyes de concentrado	
Radio de concentración	
Capacidad de tratamiento y Producción anual	

2.2 Indicadores Técnicos de Consumo de electricidad

Item	Toneladas métricas (TM)	Energía (KWh)	Consumo (KWh/TM)
Mineral extraído			

2.3 Fuentes de suministro eléctrico

Subestación de conexión al SEIN	
Nivel de tensión	
Empresa Suministradora de Electricidad	

" 000093

2.4 Demanda Eléctrica Proyectada

2.4.1 Proyección de Demanda en Escenario Base.

Año	Energía (GWh)	Potencia (MW) (1)		Factor de carga (%)	Probabilidad (%) (2)
		HP	HFP		
2011					
2012					
....					
2015					
2016	505	62	62		10
2020	310	38	38		10
2021					

2.4.2 Proyección de Demanda en Escenario Optimista.

Año	Energía (GWh)	Potencia (MW) (1)		Factor de carga (%)	Probabilidad (%) (2)
		HP	HFP		
2011					
2012					
....					
2015					
2016	505	62	62		10
2020	310	38	38		10
2021					

2.4.3 Proyección de Demanda en Escenario Pesimista.

Año	Energía (GWh)	Potencia (MW) (1)		Factor de carga (%)	Probabilidad (%) (2)
		HP	HFP		
2011					
2012					
.....					
2018					
2019					
2020					
2021					
2022					

2.5 Factor de Potencia estimado: ENTRE 0.9 A 0.95

2.6 Equipos de compensación reactiva

	MVAR		MVAR
Inductivo		Capacitivo	

2.7 Diagramas unifilares adjuntos

	Primera Etapa	Segunda Etapa	Final
Año			
Adjunto (Marcar con "X")			

2.8 Cronograma de ejecución (Referencial)

Item	Actividad	2011	2012	2013	2020
1	Estudio de Ingeniería					
2	Financiamiento					
3	Construcción					
4	Producción					

" 000094

3.0 ASPECTOS ECONÓMICOS: (Referencial)

3.1 Indicadores Económicos

Costo de Producción (US\$/unidad)	Cotizaciones Promedio	
	Metales	Precio (US\$/unidad)

3.2 Inversiones Estimadas/Periodos

Periodo (Años)	Monto de Inversión (US\$)
2011	
2012	
2013	
2014	
2015	
.....	
2020	
2021	
2022	

3.3 Financiamiento:

--

4.0 FACTORES QUE FAVORECEN LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO:

--

5.0 FACTORES QUE DESFAVORECEN LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO:

--

6.0 RESUMEN DE LA SITUACIÓN DEL PROYECTO

REQUISITOS (3)	ESTADO DE SITUACION				
	En Elaboración	Presentado	En trámite (Evaluación)	Aprobado/ Autorizado	Firmado
Estudio de Factibilidad.					
Estudio de Impacto ambiental para Explotación y Beneficio minero.					
Convenio de estabilidad jurídica.					
Concesión de Beneficio.					
Concesión de transporte minero y Labor General.					
Autorización de uso minero o Servidumbre.					
Contrato de estabilidad Tributaria.					
Certificado de operación minera.					
Autorización de uso de Agua.					
Certificado de inexistencia de restos arqueológicos.					
Concesión de transmisión eléctrica.					
Licencia municipal de construcción.					
Autorización de Vertimientos.					
Autorización de Desbosque.					

7.0 COMENTARIOS:

Proyecto para ser revisado en otra oportunidad y queda suspendido hasta nuevo aviso.
--

Notas:

- (1): HP = Hora punta, de 19:00 a 23:00 horas. HFP = Hora fuera de punta, de 00:00 a 19:00 y de 23:00 a 24:00 horas
(2): Probabilidad de ejecución del proyecto en la fecha estimada.

n. 000095

(3): Con referencia a los requisitos marcar la respectiva (X) en el Estado de Situación del Proyecto, o Indicar (NR) en caso no sea requerido para el proyecto.

Para consultas sobre el llenado de información puede contactarse con las siguientes personas:

- Edwar Angelino. Teléfono: 6118556, correo: eangelino@coes.org.pe
- Marco Colorado. Teléfono: 6118588, correo: mcolorado@coes.org.pe

000096

PROYECCION DE LA DEMANDA DE SOUTHERNPERU

Elab. por: Comité de Energía
Rev N° 1, JUNIO-2010

2010	207	1,630,000		90	100
2011	217	1,690,000	obras y mejoramiento de la red de distribución de energía eléctrica en la zona de influencia de la planta de generación de energía eléctrica de la Refinería de la Marina y trabajos de construcción civil.	89	60
2012	332	2,720,000	Proyecto de la Marina y Ampliación de la Concentradora de Quepa a 230KV.	94	60
2013	354	2,900,000	Ampliación de la Concentradora de Quepa a 230KV y proyecto de la Refinería.	94	60
2014	372	3,047,000	Ampliación de la fundición de la Refinería.	94	10
2015	372	3,047,000		94	
2016	434	3,552,000	Concentradora de los Chancas.	93	10
2017	434	3,552,000		93	
2018	434	3,552,000		93	
2019	434	3,552,000		93	
2020	472	3,862,000	Planta de generación de energía eléctrica de los Chancas.	93	10
2021	472	3,862,000		93	
2022	472	3,862,000		93	

000097

FICHA DE PROYECTOS No DE1
PROYECTOS DE DEMANDA

1.0 ASPECTOS GENERALES:

1.1 Nombre del Proyecto:
Constancia

1.2 Empresa propietaria:
Norsemont Perú SAC

1.3 Ubicación del proyecto

Departamento	Provincia	Distrito
Cuzco	Chumbivilcas	Chamaca, Livitaca y Velille

1.4 Actividad a desarrollar:
Proyecto Minero de Cobre, Molibdeno y Plata

1.5 Descripción del proyecto
1.5.1 Situación actual (Estado del Proyecto):
Estudio de Factibilidad - Concluido

1.5.2 Etapas y su estado de avance:

ETAPAS		ESTADO
PRE-INVERSIÓN	Título (Petitorio)	Vigente
	Exploración	
	Estudio de Factibilidad	Concluido
INVERSIÓN	Financiamiento	
	Ingeniería	
	Construcción	2010(fines)
OPERACIÓN	Puesta en marcha	2013

2.0 ASPECTOS TECNICOS:

2.1 Indicadores Técnicos de Consumo de electricidad

Item	Toneladas métricas (TM)	Energía (KWh)	Consumo (KWh/TM)
Mineral extraído procesado	277,400,000	657,000,000	2.368421053

2.2 Fuentes de suministro eléctrico

Subestación de conexión al SEIN	Sub Estación Tintaya (a 70km)
Nivel de tensión	220Kv
Empresa Suministradora de Electricidad	No definido

2.3 Demanda Eléctrica Proyectada

2.4.1 Proyección de Demanda en Escenario Base

Año	Energía (GWh)	Potencia (MW) ⁽¹⁾		Factor de carga (%)	Probabilidad (%) ⁽²⁾
		HP	HFP		
2009					
2010					
2011	427.05	75	75	0.65	
2012	670.14	90	90	0.85	

2.4 Factor de Potencia estimado: 0.95

2.5 Equipos de compensación reactiva

	MVAR		MVAR
Inductivo	No se requiere	Capacitivo	Tintaya 60MVAR en 22.9 Kv y en Constancia 50 MVAR en 22.9 Kv

2.6 Cronograma de ejecución (referencial)

Item	Actividad	2009	2010	2011	2012	2020
1	Estudio de Ingeniería		X	X		
2	Financiamiento					
3	Construcción		X	X	X	
4	Producción				2013	

3.0 COMENTARIOS:

Notas:

- (1): HP = Hora punta, de 19:00 a 23:00 horas. HFP = Hora fuera de punta, de 00:00 a 19:00 y de 23:00 a 24:00 horas
- (2): Probabilidad de ejecución del proyecto en la fecha estimada
- (3): Con referencia a los requisitos marcar la respectiva (X) en el Estado de Situación del Proyecto, o indicar (NR) en caso no sea requerido para el proyecto.

**SUBCOMITÉ
DE GENERADORES DEL COES**

Lima, 13 de setiembre del 2010

SCG-016-2010

Señor
Esteban Viton
Gerente General
QUIMPAC

Asunto: Información para el Estudio de Precios en Barra para la Fijación Tarifaria
Período Mayo 2011 – Abril 2012

De nuestra consideración:

Es grato dirigirnos a usted para informarle que conforme a lo dispuesto por la Ley General de Electricidad y sus modificatorias, el Subcomité de generadores del COES se encuentra desarrollando el estudio de Precios en Barra para la Fijación Tarifaria Mayo 2011 y para ello estamos requiriendo información necesaria para la actualización del modelo de la demanda correspondiente al período Enero 2011 – Abril 2013.

Al respecto, considerando el horizonte descrito solicitamos tenga a bien brindarnos información relativa a los requerimientos de demanda de potencia y energía de sus proyectos de ampliación, el cual apreciaremos remitir antes del 27 de setiembre empleando el formato adjunto a la presente, para lo cual ponemos a su disposición las siguientes direcciones:

- Vía fax al N° 4220348
- Vía correo electrónico, a la dirección econtreras@snpower.com.pe
- Vía courier a la Av. Víctor Andrés Belaunde 280, Piso 2, San Isidro

Agradecemos de antemano su colaboración y atención a la presente.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para expresarle nuestro cordial saludo.

Atentamente,



Juan Antonio Rozas
Representante del Subcomité de Generadores del COES

000099

>
> -----Mensaje original-----
> De: ROGELIO LLANOS [mailto:RLLANOS@QUIMPAC.COM.PE]
>
> Enviado el: Viernes, 24 de Septiembre de 2010 04:45 p.m.
> Para: Edgar Contreras
> CC: MANUEL PEREZ
> Asunto: Proyectos de demanda - Anexo 1
>
>
>
>
>
> Atención: Sr. Juan Antonio Rozas
> Representante del Subcomité de Generadores del COES.
>
> Estimado Sr. Rozas:
>
> En relación su comunicación de fecha 13 de septiembre
> cuya referencia es Información para el Estudio de Precios
> en Barra para la Fijación Tarifaria Período Mayo 2011 -
> Abril 2012, cumpla con remitirle el Anexo 1 con los datos
> solicitados.
>
> Muy atentamente,
>
> Rogelio Llanos
>
> (See attached file: Proyectos de demanda - Anexo 1.pdf)
>

SUBCOMITÉ DE GENERADORES DEL COES

FICHA DE PROYECTOS No 1
PROYECTOS DE DEMANDA

1.0 ASPECTOS GENERALES:

1.1 Nombre del Proyecto: AMPLIACION PLANTA QUITPAC

1.2 Empresa propietaria: QUITPAC

1.3 Ubicación del proyecto

Departamento	Provincia	Distrito
	<u>Callao</u>	<u>Callao</u>

1.4 Actividad a desarrollar: PRODUCCION QUITPAC

1.5 Descripción del proyecto

1.5.1 Situación actual (Estado del Proyecto): EN REEVALUACION

1.6.2 Etapas y su estado de avance:

ETAPAS		ESTADO
PRE-INVERSIÓN	Título (Patente)	
	Exploración	
	Estudio de Factibilidad	
INVERSIÓN	Financiamiento	
	Ingeniería	<u>INGENIERIA BASICA</u>
	Construcción	
OPERACIÓN	Puesta en marcha (mes-año)	

2.0 ASPECTOS TECNICOS:

2.1 Indicadores Técnicos de Consumo de electricidad

Item	Toneladas métricas (TM)	Energía (KWh)	Consumo (KWh/TM)
Mineral extraído			<u>2900</u>

2.2 Fuentes de suministro eléctrico

Subestación de conexión al SEIN	<u>EN REEVALUACION</u>
Nivel de tensión	
Empresa Suministradora de Electricidad	

2.3 Demanda Eléctrica Proyectada

2.4.1 Proyección de Demanda en Escenario Base.

Año	Energía (GWh)	Potencia (MW) ⁽¹⁾		Factor de carga (%)	Probabilidad (%) ⁽²⁾
		HP	HFP		
2010					
2011					
2012	<u>47</u>	<u>10.5</u>	<u>26</u>	<u>95</u>	<u>60</u>
2013	<u>18.5</u>	<u>10.5</u>	<u>26</u>	<u>95</u>	<u>60</u>
2014					
2020					

ULTIMO TRIMESTRE
INCLUYE ENERGIA DE 2012

2.4 Factor de Potencia estimado: 0.96

2.5 Equipos de compensación reactiva

Inductivo	MVAR	Capacitivo	MVAR

2.6 Cronograma de ejecución (referencial)

Item	Actividad	2010	2011	2012	2013	2014	2020
1	Estudio de Ingeniería	X	X				
2	Financiamiento						
3	Construcción		X	X			
4	Producción			X	X		

3.0 COMENTARIOS:

NOTAS:

- (1) HP = Hora punta, de 18:00 a 23:00 horas, HFP = Hora fuera de punta, de 00:00 a 18:00 y de 23:00 a 24:00 horas
 (2) Probabilidad de que la demanda tenga los valores indicados
 (3) Con referencia a los requisitos marcar la respectiva (X) en el Estado de Situación del Proyecto, o Indicar (NR) en caso no sea requerido para el proyecto.

000101

**SUBCOMITÉ
DE GENERADORES DEL COES**

Lima, 13 de setiembre del 2010

SCG-016-2010

Señor
Emilio Sica
Gerente General – Proyecto Antapacay
XSTRATA TINTAYA S.A.

Asunto: Información para el Estudio de Precios en Barra para la Fijación Tarifaria
Período Mayo 2011 – Abril 2012

De nuestra consideración:

Es grato dirigimos a usted para informarle que conforme a lo dispuesto por la Ley General de Electricidad y sus modificatorias, el Subcomité de generadores del COES se encuentra desarrollando el estudio de Precios en Barra para la Fijación Tarifaria Mayo 2011 y para ello estamos requiriendo información necesaria para la actualización del modelo de la demanda correspondiente al período Enero 2011 – Abril 2013.

Al respecto, considerando el horizonte descrito solicitamos tenga a bien brindarnos información relativa a los requerimientos de demanda de potencia y energía de su proyecto de ampliación Antapacay; asimismo, información sobre su carga Tintaya, el cual apreciaremos remitir antes del 27 de setiembre empleando el formato adjunto a la presente, para lo cual ponemos a su disposición las siguientes direcciones:

- Vía fax al N° 4220348
- Vía correo electrónico, a la dirección econtreras@snpower.com.pe
- Vía courier a la Av. Víctor Andrés Belaunde 280, Piso 2, San Isidro

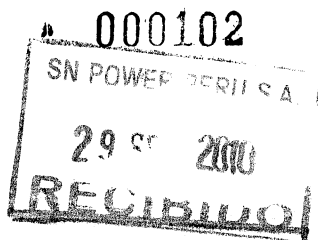
Agradecemos de antemano su colaboración y atención a la presente.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para expresarle nuestro cordial saludo.

Atentamente,



Juan Antonio Rozas
Representante del Subcomité de Generadores del COES



XSLT-723/10

Tintaya, 27 de Septiembre 2010

Señor
JUAN ANTONIO ROZAS
Representante del Subcomité de Generadores del COES
Av. Víctor Andrés Belaúnde N° 280, Piso 2 – San Isidro.
Lima.-

Asunto : Remite Información para Estudio de Precios en Barra para Fijación Tarifaria
Período Mayo 2011 – Abril 2012
Referencia : SCG-016-2010

De nuestra consideración:

Sirva la presente para expresarle un cordial saludo y, estando a la comunicación de la referencia, hacemos llegar a su Despacho la información solicitada respecto al requerimiento de demanda de potencia y energía del Proyecto Antapaccay, así como también de la Carga Tintaya. Adjunto al presente se servirá encontrar los formatos respectivos debidamente llenados.

Cabe precisar que la información en referencia estará siendo remitida vía correo electrónico, sin perjuicio que ingrese formalmente por las oficinas de su representada..

Sin otro particular, quedamos de Usted.

Atentamente,


Luis Rivera Ruiz
GERENTE GENERAL



Xstrata Tintaya S.A.
Av. San Martín 301
Vallecito, Arequipa
Perú
www.tintaya.com.pe
www.xstrata.com

FICHA DE INFORMACIÓN No D1
PROYECCIÓN DE DEMANDA

1.0 ASPECTOS GENERALES:

1.1 Nombre de la carga/ampliación o proyecto:

Tintaya - Antapacay

1.2 Empresa propietaria:

Xstrata Tintaya S.A.

1.3 Ubicación de la carga/ampliación o proyecto:

Departamento	Provincia	Distrito	Coord. UTM
Cusco	Espinar	Espinar	

1.4 Actividad a desarrollar:

Extracción y procesamiento de Concentrado de Cobre

1.5 Descripción de la carga/ampliación o proyecto:

1.5.1 Situación actual

Es estudio de factibilidad

1.5.2 Etapas y su estado de avance: (en caso de ser Proyecto o Ampliación)

ETAPAS	Título (Petitorio)	ESTADO
PRE-INVERSIÓN	Exploración	Condiciona
	Estudio de Factibilidad	Terminado
		Terminado
INVERSIÓN	Financiamiento	Condiciona
	Ingeniería	Finalizada Ing Basica
	Construcción	Condiciona
OPERACIÓN	Puesta en marcha	2012

2.0 ASPECTOS TECNICOS:

2.1 Indicadores Técnicos de Consumo de electricidad

Item	Toneladas métricas (TM)	Energía (KWh)	Consumo (KWh/TM)
Mineral extraído			

2.2 Fuentes de suministro eléctrico

Subestación de conexión al SEIN	Subestación Tintaya
Nivel de tensión	138 / 220 kV
Empresa Suministradora de Electricidad	

2.3 Demanda Eléctrica Proyectada

2.4.1 Proyección de Demanda en Escenario Base.

Año	Energía (GWh)	Potencia (MW) (1)		Factor de carga (%)	Probabilidad (%) (2)
		HP	HFP		
2010	205	40	40	0.82	
2011	308	55	55	0.7	
2012	620	124	124	0.62	
2013	898	108	108	1.03	

2.4.2 Proyección de Demanda en Escenario Optimista.

Año	Energía (GWh)	Potencia (MW) (1)		Factor de carga (%)	Probabilidad (%) (2)
		HP	HFP		
2010	252	38	38	0.84	
2011	293	52	52	0.7	
2012	589	118	118	0.62	
2013	853	103	103	1.03	

2.4.3 Proyección de Demanda en Escenario Pesimista.

Año	Energía (GWh)	Potencia (MW) (1)		Factor de carga (%)	Probabilidad (%) (2)
		HP	HFP		
2010	278	42	42	0.82	
2011	323	58	58	0.69	
2012	651	130	130	0.62	
2013	942	113	113	1.04	

2.4 Factor de Potencia estimado:

2.5 Equipos de compensación reactiva

	MVAR		MVAR
Inductivo	TBD	Capacitivo	TBD

TBD A ser determinado durante la ingeniería de detalle

2.6 Cronograma de ejecución (Referencial)

Item	Actividad	2011	2012	2013	2020
1	Estudio de Ingeniería	x				
2	Financiamiento	x				
3	Construcción		x			
4	Producción			x		

COMENTARIOS:

Notas:

- (1): HP = Hora punta, de 19:00 a 23:00 horas. HFP = Hora fuera de punta, de 00:00 a 19:00 y de 23:00 a 24:00 horas
- (2): Probabilidad de ejecución del proyecto en la fecha estimada.
- (3): Con referencia a los requisitos marcar la respectiva (X) en el Estado de Situación del Proyecto, o indicar (NR) en caso no sea requerido para el proyecto.

Para consultas sobre el llenado de información puede contactarse con las siguientes personas:

" 000106

**SUBCOMITÉ
DE GENERADORES DEL COES**

Lima, 13 de setiembre del 2010

SCG-016-2010

Señor
David Brownrigg
Gerente General
MARCOBRE S.A.C.

Asunto: Información para el Estudio de Precios en Barra para la Fijación Tarifaria
Período Mayo 2011 – Abril 2012

De nuestra consideración:

Es grato dirigirnos a usted para informarle que conforme a lo dispuesto por la Ley General de Electricidad y sus modificatorias, el Subcomité de generadores del COES se encuentra desarrollando el estudio de Precios en Barra para la Fijación Tarifaria Mayo 2011 y para ello estamos requiriendo información necesaria para la actualización del modelo de la demanda correspondiente al período Enero 2011 – Abril 2013.

Al respecto, considerando el horizonte descrito solicitamos tenga a bien brindarnos información relativa a los requerimientos de demanda de potencia y energía de su proyecto Mina Justa; el cual apreciaremos remitir antes del 27 de setiembre empleando el formato adjunto a la presente, para lo cual ponemos a su disposición las siguientes direcciones:

- Vía fax al N° 4220348
- Vía correo electrónico, a la dirección econtreras@snpower.com.pe
- Vía courier a la Av. Víctor Andrés Belaunde 280, Piso 2, San Isidro

Agradecemos de antemano su colaboración y atención a la presente.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para expresarle nuestro cordial saludo.

Atentamente,


Juan Antonio Rozas
Representante del Subcomité de Generadores del COES

" 000107

De: Alicia Diaz <aliciad@marcobre.com>

Fecha: 21 de septiembre de 2010 15:24:19 GMT-05:00

Para: Edgar Contreras <econtreras@snpower.com.pe>

Cc: 'David Brownrigg' <davidb@marcobre.com>

Asunto: Información para el Estudio de Precios en Barra Periodo Mayo 2010 - Abril 2012

Sr. Contreras,

En atención a su carta No. SCG-016-2010 de fecha 13 de setiembre, adjunto le hacemos llegar la ficha de proyectos de demanda debidamente llenada con la información solicitada por ustedes.

Agradeceremos dar por atendida su solicitud.

Atentamente,

David Brownrigg

Gerente General

MARCOBRE SAC

000108

FICHA DE PROYECTOS No.1
PROYECTOS DE DEMANDA

1.0 ASPECTOS GENERALES:

1.1 Nombre de la carga/ampliación o proyecto:

MINA JUSTA

1.2 Empresa propietaria:

MARCOBRE SAC

1.3 Ubicación de la carga/ampliación o proyecto:

Departamento	Provincia	Distrito	Coord. UTM (WGS 84)
ICA	NAZCA	MARCONA	492571 E 8323142 N

1.4 Actividad a desarrollar:

EXPLOTACION

1.5 Descripción de la carga/ampliación o proyecto:

1.5.1 Situación actual

EXPLORACION

1.5.2 Etapas y su estado de avance: (en caso de ser Proyecto o Ampliación)

ETAPAS	ESTADO	
PRE-INVERSIÓN	Título (Petitorio)	CONCLUIDO
	Exploración	EN PROCESO
	Estudio de Factibilidad	CONCLUIDO
INVERSIÓN	Financiamiento	--
	Ingeniería	--
	Construcción	--
OPERACIÓN	Puesta en marcha	--

2.0 ASPECTOS TECNICOS:

2.1 Indicadores Técnicos de Consumo de electricidad: AUN NO INICIA OPERACIONES

Item	Toneladas métricas (TM)	Energía (KWh)	Consumo (KWh/TM)
Mineral extraído	--	--	--

2.2 Fuentes de suministro eléctrico

Subestación de conexión al SEIN	SE Marcona
Nivel de tensión	220 kv
Empresa Suministradora de Electricidad	--

2.3 Demanda Eléctrica Proyectada

2.4.1 Proyección de Demanda en Escenario Base.

Año	Energía (GWh)	Potencia (MW) (1)		Factor de carga (%)	Probabilidad (%) (2)
		HP	HFP		
2011		5,000.00	5,000.00	0.85	
2012		5,000.00	5,000.00	0.85	
2013		40,000.00	40,000.00	0.90	
2014		40,000.00	40,000.00	0.90	
2015		70,000.00	70,000.00	0.90	
.....		70,000.00	70,000.00	0.90	
2021		70,000.00	70,000.00	0.90	
2022		70,000.00	70,000.00	0.90	

2.4 Factor de Potencia estimado:

2.5 Equipos de compensación reactiva

	MVAR		MVAR
Inductivo	--	Capacitivo	--

2.6 Cronograma de ejecución (Referencial)

Item	Actividad	2011	2012	2013	2014	2020
1	Estudio de Ingeniería	X				
2	Financiamiento	X				
3	Construcción		X	X		
4	Producción			X	X	X

3.0

COMENTARIOS:

Notas:

- (1): HP = Hora punta, de 19:00 a 23:00 horas. HFP = Hora fuera de punta, de 00:00 a 19:00 y de 23:00 a 24:00 horas
- (2): Probabilidad de ejecución del proyecto en la fecha estimada.
- (3): Con referencia a los requisitos marcar la respectiva (X) en el Estado de Situación del Proyecto, o indicar (NR) en caso no sea requerido para el proyecto.

000110

**SUBCOMITÉ
DE GENERADORES DEL COES**

Lima, 13 de setiembre del 2010

SCG-016-2010

Señor
Hermann Von Muhlenbrak
Gerente General
SIDERPERU

Asunto: Información para el Estudio de Precios en Barra para la Fijación Tarifaria
Período Mayo 2011 – Abril 2012

De nuestra consideración:

Es grato dirigirnos a usted para informarle que conforme a lo dispuesto por la Ley General de Electricidad y sus modificatorias, el Subcomité de generadores del COES se encuentra desarrollando el estudio de Precios en Barra para la Fijación Tarifaria Mayo 2011 y para ello estamos requiriendo información necesaria para la actualización del modelo de la demanda correspondiente al período Enero 2011 – Abril 2013.

Al respecto, considerando el horizonte descrito solicitamos tenga a bien brindarnos información relativa a los requerimientos de demanda de potencia y energía de sus proyectos de ampliación, el cual apreciaremos remitir antes del 27 de setiembre empleando el formato adjunto a la presente, para lo cual ponemos a su disposición las siguientes direcciones:

- Vía fax al N° 4220348
- Vía correo electrónico, a la dirección econtreras@snpower.com.pe
- Vía courier a la Av. Víctor Andrés Belaunde 280, Piso 2, San Isidro

Agradecemos de antemano su colaboración y atención a la presente.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para expresarle nuestro cordial saludo.

Atentamente,


Juan Antonio Rozas
Representante del Subcomité de Generadores del COES

.. 000111

De: Nórvil Revilla Goicochea [mailto:nrevilla@sider.com.pe]

Enviado el: Miércoles, 29 de Septiembre de 2010 11:05 p.m.

Para: Edgar Contreras

Asunto: Información para el Estudio de Precios en Barra para la Fijación Tarifaria Periodo Mayo 2011-Abril 2012

Estimados Señores del Subcomité de Generadores del COES:

En respuesta a vuestra Carta SCG-016-2010 del 13-09-2010, enviamos la información solicitada en el documento adjunto a la presente.

Les agradeceremos confirmarnos la recepción.

Atentamente,

Nórvil Revilla Goicochea

ASESOR TÉCNICO INDUSTRIAL

GERDAU – SIDERPERU

Telf: 043-483025

**FICHA DE PROYECTOS No 1
PROYECTOS DE DEMANDA**

1.0 ASPECTOS GENERALES:

- 1.1 Nombre del proyecto:
Proyecto de Ampliación de SIDERPERU
- 1.2 Empresa propietaria:
Empresa Siderúrgica del Perú S.A.A. / SIDERPERU
- 1.3 Ubicación del proyecto:
- | Departamento | Provincia | Distrito | Coord. UTM |
|--------------|-----------|----------|------------|
| Ancash | Santa | Chimbote | |
- 1.4 Actividad a desarrollar:
Incremento de capacidad de producción de productos terminados, instalando nuevos equipos de producción
- 1.5 Descripción del proyecto:
1.5.1 Situación actual (Estado del Proyecto)
En estudio de factibilidad

1.5.2 Etapas y su estado de avance:

ETAPAS		ESTADO
PRE-INVERSIÓN	Título (Petitorio)	NR
	Exploración	NR
	Estudio de Factibilidad	En desarrollo
INVERSIÓN	Financiamiento	Por definir
	Ingeniería	Por desarrollar
	Construcción	Por ejecutar
OPERACIÓN	Puesta en marcha (mes-año)	Progresiva, de set-2013 a junio-2015

2.0 ASPECTOS TECNICOS:

- 2.1 Indicadores Técnicos de Consumo de electricidad
- | Item | Toneladas métricas (TM) | Energía (KWh) | Consumo (KWh/TM) |
|---------------------|-------------------------|---------------|------------------|
| Producción de Acero | 37,325 | 21,396,385 | 573 |
- 2.2 Fuentes de suministro eléctrico
- | | |
|--|------------|
| Subestación de conexión al SEIN | Chimbote 2 |
| Nivel de tensión | 13.2 kV |
| Empresa Suministradora de Electricidad | EDEGEL |
- 2.3 Demanda Eléctrica Proyectada

2.4.1 Proyección de Demanda en Escenario Base.

Año	Energía (GWh)	Potencia (MW) (1)		Factor de carga (%)	Probabilidad (%) (2)
		HP	HFP		
2010	257	16	54	55	
2011	291	21	62	59	90
2012	291	21	62	59	90
2013	345	22	74	60	80
2014	872	25	193	60	80
2015	890	26	196	60	80
2020	902	26	199	60	80

- 2.4 Factor de Potencia estimado: 0.96
- 2.5 Equipos de compensación reactiva
- | | MVAR | | MVAR |
|-----------|------|------------|------------|
| Inductivo | | Capacitivo | 8 / 50 (*) |
- (*) A fines del 2011
- 2.6 Cronograma de ejecución (Referencial)

Item	Actividad	2011	2012	2013	2014	2020
1	Estudio de Ingeniería	X				
2	Financiamiento	X				
3	Construcción		X	X	X	
4	Producción			X	X	X

3.0 COMENTARIOS:

La puesta en marcha de unidades que incrementan la demanda es escalonada, desde set-2013 hasta jun-2015.

Notas:

- (1): HP = Hora punta, de 18:00 a 23:00 horas. HFP = Hora fuera de punta, de 00:00 a 18:00 y de 23:00 a 24:00 horas
 (2): Probabilidad de ejecución del proyecto en la fecha estimada.
 (3): Con referencia a los requisitos marcar la respectiva (X) en el Estado de Situación del Proyecto, o indicar (NR) en caso no sea requerido para el proyecto.

000113

**SUBCOMITÉ
DE GENERADORES DEL COES**

Lima, 13 de setiembre del 2010

SCG-016-2010

Señor
Gerald Wolfe
Gerente General
MINERA CHINALCO PERU S.A.

Asunto: Información para el Estudio de Precios en Barra para la Fijación Tarifaria
Período Mayo 2011 – Abril 2012

De nuestra consideración:

Es grato dirigimos a usted para informarle que conforme a lo dispuesto por la Ley General de Electricidad y sus modificatorias, el Subcomité de generadores del COES se encuentra desarrollando el estudio de Precios en Barra para la Fijación Tarifaria Mayo 2011 y para ello estamos requiriendo información necesaria para la actualización del modelo de la demanda correspondiente al período Enero 2011 – Abril 2013.

Al respecto, considerando el horizonte descrito solicitamos tenga a bien brindarnos información relativa a los requerimientos de demanda de potencia y energía de su proyecto Toromocho; el cual apreciaremos remitir antes del 27 de setiembre empleando el formato adjunto a la presente, para lo cual ponemos a su disposición las siguientes direcciones:

- Vía fax al N° 4220348
- Vía correo electrónico, a la dirección econtreras@snpower.com.pe
- Vía courier a la Av. Víctor Andrés Belaunde 280, Piso 2, San Isidro

Agradecemos de antemano su colaboración y atención a la presente.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para expresarle nuestro cordial saludo.

Atentamente,



Juan Antonio Rozas
Representante del Subcomité de Generadores del COES

000114

De: Luis Valdivia [mailto:lvaldivia@chinalco.com.pe]
Enviado el: Martes, 28 de Septiembre de 2010 05:15 p.m.
Para: Edgar Contreras
CC: Aliaga Tabraj, Edson Joel, EDEGEL
Asunto: RE: Formato información demanda

Estimado Edgar

Adjunto remito el formato con la información solicitada.

Saludos cordiales

Luis Valdivia | Gerente de Electricidad

MINERA CHINALCO PERU S.A.



Av. Santo Toribio 143. Piso 4.

San Isidro. Lima, Perú

Tel: (511) 708-8049 (directo)

Cel: (511) 98-929-9467

Fax: (511) 708-8001

**FICHA DE PROYECTOS No 1
PROYECTOS DE DEMANDA**

1.0 ASPECTOS GENERALES:

- 1.1 Nombre del Proyecto:
PROYECTO TOROMOCHO
- 1.2 Empresa propietaria:
MINERA CHINALCO PERU S.A.
- 1.3 Ubicación del proyecto
- | Departamento | Provincia | Distrito |
|--------------|-----------|-----------|
| JUNIN | YAULI | MOROCOCHA |
- 1.4 Actividad a desarrollar:
PROYECTO MINERO METALURGICO DE COBRE Y OTROS METALES EN MENOR PROPORCION
- 1.5 Descripción del proyecto
- 1.5.1 Situación actual (Estado del Proyecto):
APROBACIÓN DEL ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL Y DE CONCESION DE BENEFICIO

1.5.2 Etapas y su estado de avance:

ETAPAS	Título (Petitorio)	ESTADO
PRE-INVERSIÓN	Exploración	CONTRATO DE TRANSFERENCIA OTORGADO POR ACTIVOS MINEROS
	Estudio de Factibilidad	TERMINADA
	Financiamiento	COMPLETO
INVERSIÓN	Ingeniería	100% ASEGURADO
	Construcción	EJECUTADA AL 90%
OPERACIÓN	Puesta en marcha (mes-año)	PENDIENTE DE AUTORIZACION DEL MEM
		PENDIENTE

2.0 ASPECTOS TECNICOS:

- 2.1 Indicadores Técnicos de Consumo de electricidad
- | Item | Toneladas métricas (TM) | Energía (KWh) | Consumo (KWh/TM) |
|------------------------|-------------------------|---------------|------------------|
| Mineral extraído COBRE | 562 | | |
- 2.2 Fuentes de suministro eléctrico
- | | |
|--|------------------|
| Subestación de conexión al SEIN | POMACOCHA 220 KV |
| Nivel de tensión | 220 KV |
| Empresa Suministradora de Electricidad | EDELGEL |

2.3 Demanda Eléctrica Proyectada

2.4.1 Proyección de Demanda en Escenario Base.

Año	Energía (GWh)	Potencia (MW) ⁽¹⁾		Factor de carga (%)	Probabilidad (%) ⁽²⁾
		HP	HFP		
2010					
2011					
2012	80	22.9	17.2	50%	90%
2013	965	127.6	121.2	90%	90%
2014	1,201	156.0	148.2	90%	90%
2020	1,201	156	148	90%	100%

2.4 Factor de Potencia estimado:

- 2.5 Equipos de compensación reactiva
- | | MVAR | | MVAR |
|-----------|------|------------|-------------|
| Inductivo | NO | Capacitivo | 90 ESTIMADO |

2.6 Cronograma de ejecución (referencial)

Item	Actividad	2010	2011	2012	2013	2014	2015
1	Estudio de Ingeniería	100%					
2	Financiamiento	100%					
3	Construcción	20%	50%	30%			
4	Producción				100%	100%	100%

3.0 COMENTARIOS:

--

Notas:

- (1): HP = Hora punta, de 19:00 a 23:00 horas. HFP = Hora fuera de punta, de 00:00 a 19:00 y de 23:00 a 24:00 horas
- (2): Probabilidad de que la demanda tenga los valores indicados
- (3): Con referencia a los requisitos marcar la respectiva (X) en el Estado de Situación del Proyecto, o indicar (NR) en caso no sea requerido para el proyecto.

000116

De: Cesar Coronado Isasiga [mailto:Cesar.Coronado@Newmont.com]

Enviado el: Miércoles, 13 de Octubre de 2010 03:45 p.m.

Para: Jesus Muedas

Asunto: RE: Solicitud de Información del Subcomité de Generadores

Jesús esto ya se hizo llegar a Osinergmin y el COES, y kme parece a esta consultora pero te adjunto copia
Slids

From: Jesus Muedas [mailto:jmuedas@buenaventura.com.pe]

Sent: Jueves, 07 de Octubre de 2010 10:04 a.m.

To: Cesar Coronado Isasiga

Subject: RV: Solicitud de Información del Subcomité de Generadores

Estimado Ing. Coronado

Previo saludos, agradeceré enviarnos la información que se solicita en el adjunto.

Atte.

JESUS MUEDAS ALLAGA

CONVENHUA S.A.

OF. (01) 419-2712

CEL. (01) 98908-4049

000117

FICHA DE INFORMACIÓN No D1
PROYECCIÓN DE DEMANDA

1.0 ASPECTOS GENERALES:

1.1 Nombre de la carga/ampliación o proyecto:

MINAS CONGA

1.2 Empresa propietaria:

MINERA YANACOCHA SRL

1.3 Ubicación de la carga/ampliación o proyecto:

Departamento	Provincia	Distrito	Coord. UTM
CAJAMARCA	CELENDÍN	LA ENCAÑADA/HUASMÍN	

1.4 Actividad a desarrollar:

EXPLOTACIÓN DE MINERALES COBRE/ORO/PLATA

1.5 Descripción de la carga/ampliación o proyecto:

1.5.1 Situación actual

ETAPA IV,

1.5.2 Etapas y su estado de avance: (en caso de ser Proyecto o Ampliación)

ETAPAS	Título (Petitorio)	ESTADO
PRE-INVERSIÓN	Exploración	
	Estudio de Factibilidad	
	Financiamiento	
INVERSIÓN	Ingeniería	
	Construcción	
	Puesta en marcha	
OPERACIÓN		

2.0 ASPECTOS TECNICOS:

2.1 Características Técnicas (en caso de actividad minera)

Facilidades de infraestructura	En diseño
Características geográficas	Montañoso >3800msnm- seco/lluvioso
Tipo de yacimiento, operación y volumen de extracción	Pórfido/Tajo Abierto/80MDTM Año
Metales a extraer	Cobre/Oro/Plata
Reservas	11.8M.Oz Au/ 3Bill-Libs Cu
Escala de producción	Movimiento: 80MDMT/Año & 32 MDMT Procesado
Planta de beneficio (Proceso)	Flotación
Recuperaciones metalúrgicas	N/A
Leyes de concentrado	< 35%
Radio de concentración	N/A
Capacidad de tratamiento y Producción anual	Movimiento: 80MDMT/Año & 32 MDMT Procesado

2.2 Indicadores Técnicos de Consumo de electricidad

Item	Toneladas métricas (TM)	Energía (KWh)	Consumo (KWh/TM)
Mineral extraído			

2.3 Fuentes de suministro eléctrico

Subestación de conexión al SEIN	CAJAMARCA NORTE
Nivel de tensión	220kV
Empresa Suministradora de Electricidad	POR CONTRATAR

2.4 Demanda Eléctrica Proyectada

2.4.1 Proyección de Demanda en Escenario Base.

Año	Energía (GWh)	Potencia (MW) (1)		Factor de carga (%)	Probabilidad (%) (2)
		HP	HFP		
2011					
2012					
2013	200	25	25	80	90
2014	900	130	130	80	90
2015	1100	144	144	80	100
2018	1100	144	144	80	100
2019	1100	144	144	80	100
2020	1100	144	144	80	100
2021	1100	144	144	80	100
2022	1100	144	144	80	100

2.4.2 Proyección de Demanda en Escenario Optimista.

Año	Energía (GWh)	Potencia (MW) (1)		Factor de carga (%)	Probabilidad (%) (2)
		HP	HFP		
2011					
2012					
2013	210	30	30	80	100
2014	900	130	130	80	100
2015	1100	144	144	80	100
2018	1100	144	144	80	100
2019	1100	144	144	80	100
2020	1100	144	144	80	100
2021	1100	144	144	80	100
2022	1100	144	144	80	100

2.4.3 Proyección de Demanda en Escenario Pesimista.

Año	Energía (GWh)	Potencia (MW) (1)		Factor de carga (%)	Probabilidad (%) (2)
		HP	HFP		
2011					
2012					
.....					
2018					
2019					
2020					
2021					
2022					

2.5 Factor de Potencia estimado: 96

2.6 Equipos de compensación reactiva

	MVAR		MVAR
Inductivo		Capacitivo	

2.7 Diagramas unifilares adjuntos

	Primera Etapa	Segunda Etapa	Final
Año	2011	2012	2013
Adjunto (Marcar con "X")	X		

2.8 Cronograma de ejecución (Referencial)

Item	Actividad	2011	2012	2013	2014	2020
1	Estudio de Ingeniería					
2	Financiamiento					
3	Construcción	X	X	X		
4	Producción				X	X

3.0 ASPECTOS ECONÓMICOS: (Referencial)

3.1 Indicadores Económicos

Costo de Producción (US\$/unidad)	Cotizaciones Promedio	
	Metales	Precio (US\$/unidad)

3.2 Inversiones Estimadas/Periodos

Periodo (Años)	Monto de Inversión (US\$)
2011	770M
2012	949M
2013	765M
2014	207M
2015	
.....	
2020	
2021	
2022	

3.3 Financiamiento:

--

4.0 FACTORES QUE FAVORECEN LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO:

--

5.0 FACTORES QUE DESFAVORECEN LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO:

--

6.0 RESUMEN DE LA SITUACION DEL PROYECTO

REQUISITOS (3)	ESTADO DE SITUACION				
	En Elaboración	Presentado	En trámite (Evaluación)	Aprobado/Autorizado	Firmado
Estudio de Factibilidad.	X				
Estudio de Impacto ambiental para Explotación y Beneficio minero.			X		
Convenio de estabilidad jurídica.	NR				
Concesión de Beneficio.	X				
Concesión de transporte minero y Labor General.	NR				
Autorización de uso minero o Servidumbre.	NR				
Contrato de estabilidad Tributaria.	NR				
Certificado de operación minera.	X				
Autorización de uso de Agua.	X				
Certificado de inexistencia de restos arqueológicos.				X	X
Concesión de transmisión eléctrica.				X	
Licencia municipal de construcción.	NR				
Autorización de Vertimientos.	X				
Autorización de Desbosque.	NR				

7.0 COMENTARIOS:

DURACIÓN PREVISTA DE OPERACIÓN 17 AÑOS
--

Notas:

- (1): HP = Hora punta, de 19:00 a 23:00 horas. HFP = Hora fuera de punta, de 00:00 a 19:00 y de 23:00 a 24:00 horas
- (2): Probabilidad de ejecución del proyecto en la fecha estimada.
- (3): Con referencia a los requisitos marcar la respectiva (X) en el Estado de Situación del Proyecto, o indicar (NR) en caso no sea requerido para el proyecto.

Para consultas sobre el llenado de información puede contactarse con las siguientes personas:

- * Edwar Angelino. Teléfono: 6118556, correo: eangelino@coes.org.pe
- * Marco Colorado. Teléfono: 6118588, correo: mcolorado@coes.org.pe

000120

De: Humberto Montes [mailto:h_montes@elbrocal.com.pe]
Enviado el: Viernes, 01 de Octubre de 2010 04:35 p.m.
Para: Edgar Contreras
Asunto: Fijación de tarifas Mayo 2011

De acuerdo a lo solicitado

Saludos cordiales

Humberto Montes

Gerente de Proyectos

Sociedad Minera el Brocal S.A.A.

Teléfono 51 1 611 3900

Celular 51 1 989008764

000121

**FICHA DE PROYECTOS No 1
PROYECTOS DE DEMANDA**

1.0 ASPECTOS GENERALES:

- 1.1 Nombre del Proyecto:
EXPANSION A 18000 TONELADAS POR DIA
- 1.2 Empresa propietaria:
SOCIEDAD MINERA EL BROCAL SAA
- 1.3 Ubicación del proyecto
- | | | |
|--------------|-----------|-------------|
| Departamento | Provincia | Distrito |
| PASCO | PASCO | TINYAHUARCO |
- 1.4 Actividad a desarrollar:
MINERIA
- 1.5 Descripción del proyecto
- 1.5.1 Situación actual (Estado del Proyecto):
PRIMERA ETAPA, 10000 TPD, CONSTRUIDA Y A PUNTO DE ENTRAR EN OPERACION

1.5.2 Etapas y su estado de avance:

ETAPAS		ESTADO
PRE-INVERSIÓN	Título (Petitorio)	concluido
	Exploración	concluido
	Estudio de Factibilidad	concluido
INVERSIÓN	Financiamiento	fuentes propia
	Ingeniería	ETAPA FINAL ING. EN DESARROLLO
	Construcción	PRIMERA ETAPA CONSTRUIDA
OPERACIÓN	Puesta en marcha (mes-año)	

2.0 ASPECTOS TECNICOS:

- 2.1 Indicadores Técnicos de Consumo de electricidad
- | Item | Toneladas métricas (TM) | Energía (KWh) | Consumo (KWh/TM) |
|------------------|-------------------------|---------------|------------------|
| Mineral extraído | 18000 POR DIA | 844800 | 46.93 |

- 2.2 Fuentes de suministro eléctrico
- | | |
|--|---------------------|
| Subestación de conexión al SEIN | |
| Nivel de tensión | 50 kv 1°, 138 final |
| Empresa Suministradora de Electricidad | San Gaban |

- 2.3 Demanda Eléctrica Proyectada

2.4.1 Proyección de Demanda en Escenario Base.

Año	Energía (GWh)	Potencia (MW) ⁽¹⁾		Factor de carga (%)	Probabilidad (%) ⁽²⁾
		HP	HFP		
2010	152.1	17.6	17.2	90	100
2011	155.5	18.0	18.0	90	100
2012	380.2	44.0	44.0	90	70
2013	380.2	44.0	44.0	90	85
2014	380.2	44.0	44.0	90	90
2020	380.2	44.0	44.0	90	100

- 2.4 Factor de Potencia estimado: 0.85

- 2.5 Equipos de compensación reactiva
- | | | | |
|-----------|------|------------|------|
| | MVAR | | MVAR |
| Inductivo | | Capacitivo | 20 |

- 2.6 Cronograma de ejecución (referencial)

Item	Actividad	2010	2011	2012	2013	2014	2015
1	Estudio de Ingeniería	x	x				
2	Financiamiento		x				
3	Construcción			x			
4	Producción			x	x	x	x

3.0 COMENTARIOS:

--

Notas:

- (1): HP = Hora punta, de 19:00 a 23:00 horas. HFP = Hora fuera de punta, de 00:00 a 19:00 y de 23:00 a 24:00 horas
- (2): Probabilidad de que la demanda tenga los valores indicados
- (3): Con referencia a los requisitos marcar la respectiva (X) en el Estado de Situación del Proyecto, o indicar (NR) en caso no sea requerido para el proyecto.

000122

RESPUESTA EMITIDA POR: EDEGEL

De: Alaga Tabra; Edson Joel, EDEGEL (mailto:EA.LIAGA@edegel.com)
Enviado el: Lunes, 28 de Septiembre de 2009 03:23 p.m.
Para: Edgar Conteras
CC: Flores Arco; Cedron; Rosa Maria, EDEGEL; Flor Vicente; Jaime Raul, EDEGEL
Asunto: RE: Información para el estudio de fijación de precios en base Período Mayo 2010 - Abril 2011

Estimado Edgar,

Adjunto remito la siguiente información en respuesta a la carta SCG_007_2009:

- Programa de mantenimientos (EDEGEL y CHINAIIGO) en el formato solicitado para el año 2010; para los años 2011 y 2012, considerar duración y períodos similares al del adjunto.
- Respecto al programa de obras de generación y transmisión, les informamos que en el período de estudio no tenemos datos que declarar.
- Correos electrónicos con la demanda proyectada de nuestros principales clientes libres (Cajamarquilla, Antamina y Siderperú), esta información es la misma que nos fuera remitida para el plan de transmisión solicitada por el COES.
- Respecto al cuarto ítem, me informan que debe mantenerse el mismo valor que se utilizó en la fijación anterior, en caso disponga de información adicional se enviará oportunamente.

Estamos en coordinación.

Saludos cordiales,

Edson Alaga

ANEXO 3: DEMANDA DE CLIENTE LIBRE PROYECTADA POR ESCENARIOS (1)

Año	ESCENARIO BASE			Factor de carga (%)	ESCENARIO PESIMISTA			Factor de carga (%)	ESCENARIO OPTIMISTA			Factor de carga (%)
	Energía (GWh)	Potencia (MW) HP ⁽²⁾	HFP ⁽³⁾		Energía (GWh)	Potencia (MW) HP ⁽²⁾	HFP ⁽³⁾		Energía (GWh)	Potencia (MW) HP ⁽²⁾	HFP ⁽³⁾	
2009	592	30	95	0.88	580	30	95	0.87	604	30	95	0.89
2010	1052	70	180	0.86	1020	70	180	0.85	1076	70	180	0.88
2011	1280	70	180	0.9	1200	70	180	0.89	1300	70	180	0.9
2012	1280	70	180	0.9	1200	70	180	0.89	1300	70	180	0.9
2013	1280	70	180	0.9	1200	70	180	0.89	1300	70	180	0.9
2014	1280	70	180	0.9	1200	70	180	0.89	1300	70	180	0.9
2015	1280	70	180	0.9	1200	70	180	0.89	1300	70	180	0.9
2016	1280	70	180	0.9	1200	70	180	0.89	1300	70	180	0.9
2017	1280	70	180	0.9	1200	70	180	0.89	1300	70	180	0.9
2018	1280	70	180	0.9	1200	70	180	0.89	1300	70	180	0.9
2019	1280	70	180	0.9	1200	70	180	0.89	1300	70	180	0.9
2020	1280	70	180	0.9	1200	70	180	0.89	1300	70	180	0.9

- Notas:
- (1) : Se debe elaborar un cuadro por cada cliente libre.
 - (2) : HP - Horas Punta, de 19:00 a 23:00 horas.
 - (3) : HFP - Horas Fuera de Punta, de 00:00 a 19:00 y de 23:00 a 24:00 horas.