

## **ANEXO B**

### **PROYECCION DE LA DEMANDA**

---

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

**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**

**NOVIEMBRE DE 2012**

## Contenido

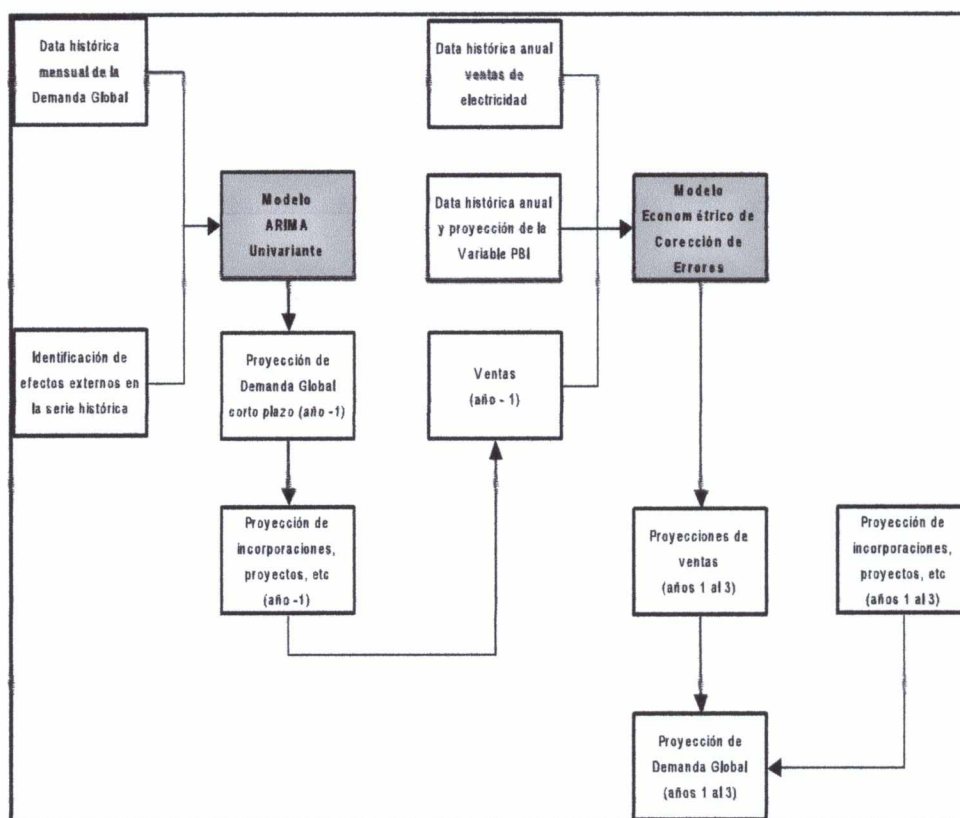
B1.1 Metodología de la Proyección de la Demanda Global.....	3
B1.1.1 Variables del modelo Econométrico.....	4
B1.1.2 Formulación Econométrica de las Ventas.....	6
B1.1.3 Modelo Arima .....	7
B1.2 Otras Representaciones .....	7
B1.2.1 Modelamiento de Centrales que no pertenecen al COES y no son representadas en el modelo PERSEO.....	7
B1.3 Resultados.....	7
B1.4 Representación de la demanda por barras .....	10
B1.4.1 Información Base.....	10
B1.4.2 Consideraciones generales .....	10
B1.4.3 Determinación de la Plantilla de distribución por Barras, Meses, Bloques.	11
B1.4.5 Descripción del libro Excel que realiza la distribución de la demanda en barras de carga (Modelo Demanda por Nodos.xls).....	19

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

Para el presente Estudio Tarifario se utilizaron los registros de medición de energía y potencia del año 2012 y para la proyección anual se empleó el modelo econométrico de corrección de errores utilizado por OSINERGMIN en la Fijación Tarifaria del año 2012.

Utilizando el modelo econométrico de corrección de errores y las series de PBI, Población y Tarifas se proyectan los valores de los años 2013-2015. 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 SCG del COES**



**Cuadro B1.1**  
**Determinación de la Demanda Global**

AÑO	Secuencia	Fórmula
2012	Demanda global del SEIN determinada por metodología ARIMA (Información estadística enero-septiembre). Luego se determina el equivalente de la demanda de ventas correspondiente.	$V_{2012} = D_{2012} - k_{2012}$
2013	Aplicación del crecimiento en diferencias de logaritmos (Año2013/Año2012) obtenido del Modelo Econométrico a las ventas del año 2013. Luego se adiciona las pérdidas, las grandes cargas, proyectos, etc. Para obtener la demanda global.	$V_{2013} = \exp(\ln(V_{2013}) + \Delta \ln_{(2012/2011)})$ $D_{2013} = V_{2013} + k_{2013}$
2014	Aplicación del crecimiento en diferencias de logaritmos (Año2014/Año2013) obtenido del Modelo Econométrico a las ventas del año 2014. Luego se adiciona las pérdidas, las grandes cargas, proyectos, etc. Para obtener la demanda global.	$V_{2014} = \exp(\ln(V_{2014}) + \Delta \ln_{(2013/2012)})$ $D_{2014} = V_{2014} + k_{2014}$
2015	Aplicación del crecimiento en diferencias de logaritmos (Año2015/Año2014) obtenido del Modelo Econométrico a las ventas del año 2015. Luego se adiciona las pérdidas, las grandes cargas, proyectos, etc. Para obtener la demanda global.	$V_{2015} = \exp(\ln(V_{2015}) + \Delta \ln_{(2014/2013)})$ $D_{2015} = V_{2015} + k_{2015}$

$D_{2012-2015}$  : Demanda Global años 2012 a 2015

$V_{2012-2015}$  : Ventas de los años 2012 a 2015

$K_{2012-2015}$  : Pérdidas, incorporaciones, grandes cargas, proyectos, etc. (años 2012 a 2015).

$\Delta \ln$  : 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 2012, 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 2012, dichos datos son recopilados de la información estadística del OSINERGMIN-GART y fueron utilizados por dicho organismo en la Regulación Tarifaria de Mayo 2012. Asimismo, para el año 2012 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 2012.

### **Participación de las Ventas por nivel de tensión**

Se ha considerado la participación de las ventas por nivel de tensión resultante del cierre de la demanda del 2011, los porcentajes son:

- Participación Venta Facturada Distribuidor (MT y BT) 79.03 %
- Participación Venta Facturada Distribuidor (MAT y AT) 1.48 %
- Participación Venta Facturada Generador (MAT y AT) 19.49 %

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 publicadas por el Osinergmin como información comercial correspondiente al cuarto trimestre del año 2011, luego se sigue 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 10 años (2001 - 2011) ver cuadro B-10 con dicho detalle en anexo.

Los resultados de la proyección de los porcentajes de pérdidas de los años 2012 - 2015:

	2012	2013	2014	2015
Perdidas de Distribución (%)	7.43%	7.28%	7.12%	6.97%

### **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 2012, siendo este valor 6.07% 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 Junio de 2012.

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 – 2015 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”.

Se ha analizado la tendencia histórica de crecimiento de la población y se ha verificado que la tasa bordearía 1.65%, sin embargo para no distorsionar la proyección de demanda futura se ha replicado la tasa de crecimiento del año 2011, que fue de 1.33% para los años restantes.

### **Tarifa**

Los valores históricos de la tarifa al cliente final para el período de 1981 – 2010 corresponden a las publicaciones de la OSINERGMIN-GART. Para el año 2011 se ha considerado la información proporcionada por OSINERGMIN-GART.

Para los próximos años (2012-2015) se ha supuesto que la tarifa mantiene una estabilidad en el valor de la tarifa estimada del año 2011 (8.91 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 2012.

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:

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

$$\text{Ln}(\text{Error}) = \text{Ln}(\text{Ventas}) - (c_0 + m_1 \cdot \text{Ln}(\text{Población}) + m_2 \cdot \text{Ln}(\text{PBI}) + m_3 \cdot \text{Ln}(\text{Tarifas}))$$

$$D(\text{Ln}(\text{ventas})) = d_0 + k_1 \cdot D(\text{Ln}(\text{PBI})) + k_2 \cdot D(\text{Ln}(\text{Ventas}(-2))) + k_3 \cdot \text{Ln}(\text{Error}(-1)) + k_4 \cdot D(\text{DUMMY}_{92})$$

**Donde:**

- D(Ln(PBI)) : Primera diferencia del logaritmo Natural de la serie histórica del PBI.
- Ln(Pob) : Logaritmo Natural de la serie Histórica Población.
- Ln(Tarifas) : Logaritmo Natural de la serie Histórica de tarifas.
- D(Dummy\_92) : Primera Diferencia de la variable auxiliar ficticia.
- Ln (Error) : Logaritmo Natural de la diferencia de logaritmo de ventas reales y logaritmo de ventas estimadas.
- D(Ln(Ventas)) : Primera diferencia de las ventas.

**B1.1.3 Modelo Arima**

En esta ocasión es necesario actualizar meses faltantes del año 2012 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 Energía
- C.T la Pampilla
- El aporte de las centrales hidroeléctricas Pías y las tipo RER.

**B1.3 Resultados**

Las proyecciones de ventas de energía del SEIN para el periodo 2012 - 2015, 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 SEIN 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 Aceros Arequipa.

En este cuadro se debe también observar que el proyecto Antapacay, pasa a ser parte de cargas especiales y se valida sus proyecciones de potencia y energía bajo la carta enviada N° XSLT-506/12 06-09-2012.

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

- **Proyecto de expansión de la concentradora Cuajone:** La misma que demandará del SEIN 6 MW en el 2012 y 35 MW en el 2015, con consumos de energía esperado de 50 GW.h y 300 GW.h respectivamente, informada por la empresa SOUTHERN COPPER y sustentada con carta s/n SCCP - 19-08-2011.
- **Proyecto de expansión de la concentradora Toquepala:** La misma que demandará del SEIN 2 MW en el 2012, 36 MW en el 2014 y 40 MW en el 2015, con consumos de energía esperado de 17 GW.h, y 300 GW.h y 330 GW.h respectivamente, informada por la empresa SOUTHERN COPPER y sustentada con carta s/n SCCP - 19-08-2011.
- **Proyecto Tía María:** Proyecto que demandará del SEIN 10 MW en año 2013 y 67 MW el año 2015, con una energía esperada de 83 GW.h y 560 GW.h respectivamente, sustentada por la empresa SOUTHERN COPPER con carta s/n SCCP - 19-08-2011.
- **Proyecto Constancia:** De acuerdo con información consignada en la Fijación Tarifaria Mayo 2012 del OSINERGMIN, este proyecto requerirá una demanda de 67 MW, y con consumo de energía esperado de 378.65 GW.h durante el año 2014.
- **Proyecto conga:** Este proyecto demandara del SEIN 5 MW el año 2013, 30 MW el año 2014 y 130MW el año 2015, con energía esperada de 38GW.h, 210 GW.h y 900 GW.h respectivamente, según

comunicación de Yanacocha vía email del 09-09-2011, para la fijación anterior.

- **Proyecto Quellaveco:** Proyecto que requerirá una demanda de 10 MW y un consumo de energía esperado de 36 GW.h durante el año 2015.
- **Ampliación Quimpac:** De acuerdo con información consignada en la Fijación Tarifaria Mayo 2012 del OSINERGMIN, este proyecto requerirá una demanda de 14.4 MW a partir del año 2013, 25 MW en el 2015, así mismo la energía esperada será de 40 GW.h y 181.8 GW.h respectivamente
- **Proyecto El Brocal:** De acuerdo con comunicación proporcionada por su suministrador Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A. (email 09-09-2011) para la fijación 2012, este proyecto tendría un consumo esperado de 48.04 MW a partir del 2013.
- **Proyecto Chucapaca:** Proyecto que demandará del SEIN 10 MW en año 2015, con una energía esperada de 60 GW.h sustentada por la empresa Canteras del Hallazgo por la carta SCG\_077\_2012
- **Proyecto Shauindo::** De acuerdo con comunicación proporcionada por la Minera Sulliden Shauindo S.A.C (vía email 29-08-2012) este proyecto tendría un consumo esperado de 10 MW a partir del 2014, y un consumo esperado de energía de 78.84 GW.h
- **Proyecto Toromocho:** De acuerdo con información proporcionada por la empresa, este proyecto requerirá una demanda de 114 MW el año 2013 y 152 MW el año 2015, y consumos esperados de 189 GW.h, 774 GW.h, 1198 GW.h respectivamente.
- **Proyecto (concentrados) Cerro Verde:** Proyecto que demandara del SEIN 10 MW en el 2013, 40 MW en el 2014 y 112MW en el 2015, de acuerdo con carta SMVC VAC-GL-2016-2012 del 29-08-2012.
- **Proyecto Bambas:** Según información proporcionada vía electrónica por el cliente, este proyecto demandará 28.1 MW en el año 2013, 112.4 MW en el año 2014 y 157.2 MW para el año 2015, con consumos de 16.29 GW.h, 321.5 GW.h y 1227.65 GW.h respectivamente.

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 2012.

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 2012 – 2015, 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 2012, con la actualización de la base datos del SICOM descargado de la web del Osinergmin en el mes de Agosto.

### **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 2012. Contiene 137 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 bloque 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 transferencia del COES del año 2009, en lo referente a la demanda total mensual por barras. Cabe mencionar, que fue utilizado por Osinergmin en la Fijación Tarifaria de mayo 2012.

#### **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 (GW.h) 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, Quimpac, 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 2013) 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 2012.

#### **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

$$\sum_1^n D_i + \text{Pérdidas}_{\text{longitudinales}} = \text{Demanda Global}_{\text{Proyectada}} \\ = \text{Generación}_{\text{Anual}} \text{PERSEOP}$$

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 han 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 fórmulas (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:

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

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

Iteración 2:

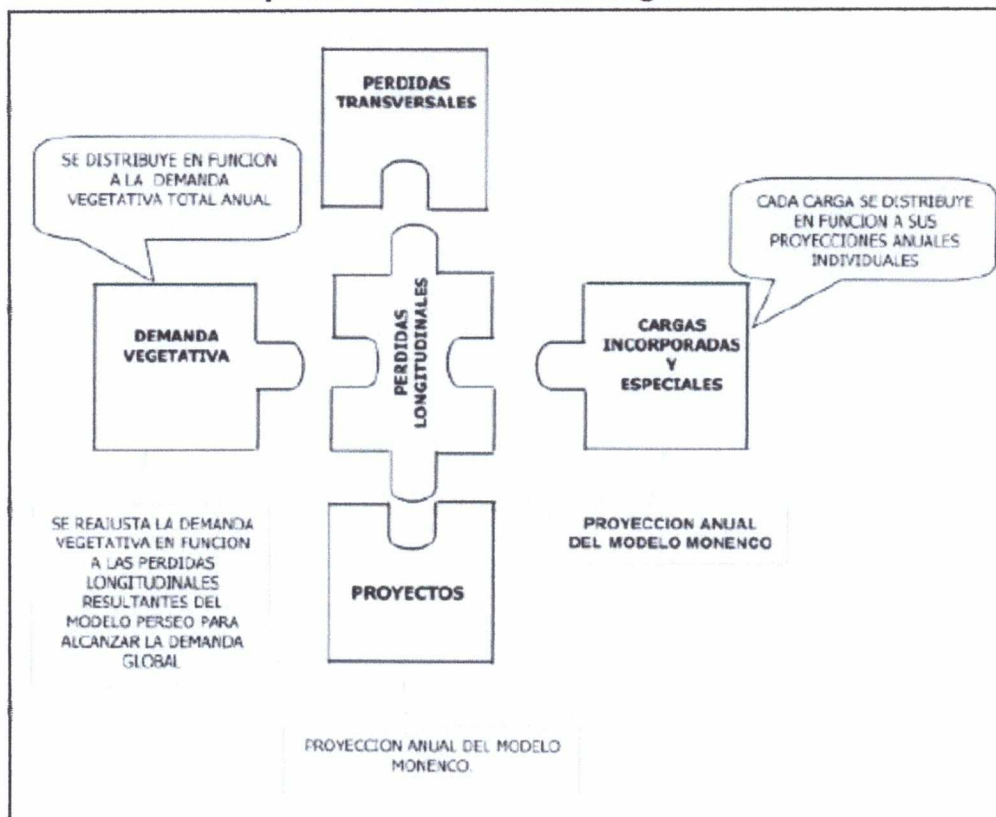
$$G = (F_0 + F_a) * D + P_{\text{long}}$$

Donde:

- $G_0$  : Producción resultado de la primera iteración.
- $G$  : Producción final igual a la demanda global.
- $D$  : Demanda Global.
- $P_{\text{long}}$  : Pérdidas longitudinales del modelo PERSEO.
- $F_0$  : Factor de ajuste inicial de la demanda global.
- $F_a$  : Factor de ajuste de la demanda global.

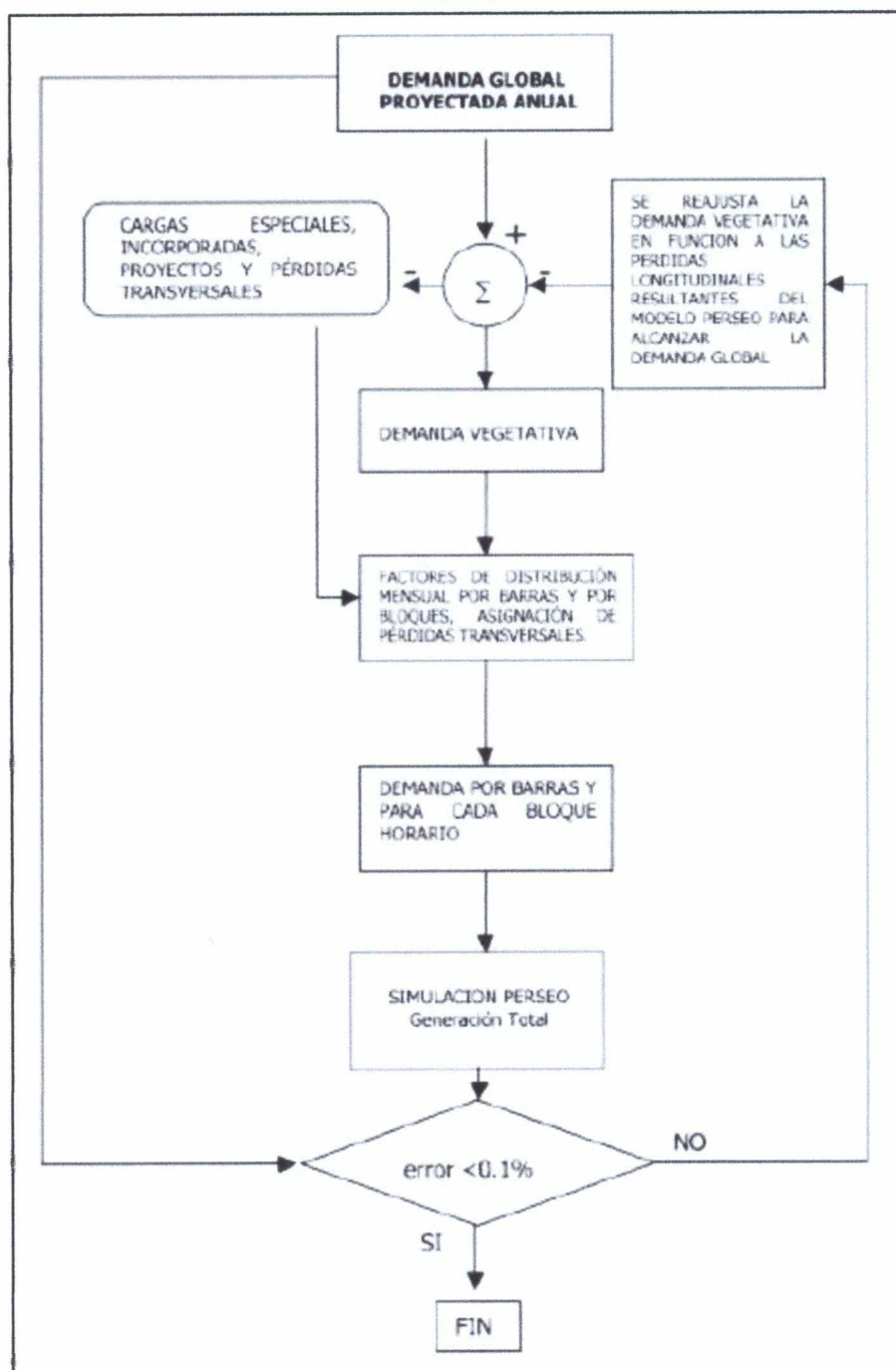
A continuación se muestra en el gráfico B1.2 la composición de la demanda global y en el gráfico B1.3 el diagrama de flujo del proceso de distribución de la demanda en barras.

**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 magnético Modelo Demanda.xls). Cuyos resultados son ubicados directamente en el archivo SINAC.DEM.

**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 magnético Modelo Demanda por Nodos.xls).

**B1.4.4.4 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 utilizados en la última fijación tarifaria, constituyen casos adicionales para una mejor representación; la demanda de la refinera de Zinc y Aceros Arequipa, cuyas demandas se han separado de las ventas y se han representado de acuerdo a su característica de consumo. En el caso de las cargas incorporadas como Pucallpa, Cachimayo se han supuesto factores de distribución mensual y por bloque horario.

La representación de la demanda del Subsistema Electroandes (ahora SN POWER) 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.

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.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.

#### **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 ( $\mu S/ Km$ )

$L$  : 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 Modelo 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 GW.h) 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.

En la hoja "FAC\_VEG" se encuentran todos los factores de distribución por barras, para todas las barras con demanda vegetativa distribuidas en bloques de punta, media y base.

En la Hoja SINAC.DEM se encuentra el resultado final del cálculo en el formato de datos de demanda para el modelo PERSEO, la misma que es

la suma de 3 hojas "DEM\_VEG\_TOT", "PROYECTOS" y "Ptransv". La primera contiene la demanda vegetativa, la segunda la demanda de los proyectos, cargas especiales, incorporadas y factores de distribución, finalmente la tercera contiene las pérdidas transversales de las líneas de transmisión en cada barra.

**Cuadro B1**  
**Proyección de Ventas de Energía del SEIN**

AÑO	POBLACION	PBI	TARIFAS	Ventas	%	%	%
	Mio	Millones de S/ de 1994	Ctvs US\$/kWh	GW.h	$\Delta$ Pob.	$\Delta$ PBI	$\Delta$ Ventas
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%
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	195894	8.20	21706	1.35%	8.8%	8.2%
2011	27117	209410	8.91	23290	1.33%	6.9%	7.3%
2012	27479	221975	8.91	24358	1.33%	6.0%	4.6%

AÑO	POBLACION	PBI	TARIFAS	Ventas	%	%	%
	Mio	Millones de S/ de 1994	Ctvs US\$/kWh	GW.h	ΔPob.	ΔPBI	ΔVentas
2013	27845	235293	8.91	25888	1.33%	6.0%	6.3%
2014	28217	249882	8.91	27666	1.33%	6.2%	6.9%
2015	28593	265374	8.91	29540	1.33%	6.2%	6.8%

## Cuadro B2 MODELOS ECONÓMICOS

### FORMULA DE PROYECCION

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

### Modelo de Error

Dependent Variable: LOG(VENTAS)  
Method: Least Squares  
Date: 10/25/12 Time: 13:47  
Sample (adjusted): 1981 2012  
Included observations: 32 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-15.368130	0.44948	-34.19091	0.00000
LOG(PBI)	0.727127	0.02767	26.27632	0.00000
LOG(TARIFAS)	-0.079495	0.02051	-3.87525	0.00060
LOG(POB)	1.633765	0.06607	24.72675	0.00000
R-squared	0.99736	Mean dependent var		9.25551
Adjusted R-squared	0.99707	S.D. dependent var		0.44615
S.E. of regression	0.02414	Akaike info criterion		-4.49322
Sum squared resid	0.01632	Schwarz criterion		-4.310
Log likelihood	75.89151	Hannan-Quinn criter.		-4.43249
F-statistic	3519.49800	Durbin-Watson stat		1.97609
Prob(F-statistic)	0.00000			

## FORMULA DE PROYECCION

$$D\ln \text{ Ventas} = B1 * D(\ln(\text{PBI})) + B2 * D(\ln(\text{Ventas}(-2))) + B2 * D(\text{DUMMY}_{92}) + C + \text{AR}(1)$$

## Modelo con Corrección de Error

Dependent Variable: DLOG(VENTAS)  
 Method: Least Squares  
 Date: 10/25/12 Time: 13:49  
 Sample (adjusted): 1984 2012  
 Included observations: 29 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	0.035958	0.00525	6.84527	0.00000
DLOG(PBI)	0.594470	0.06342	9.37346	0.00000
DLOG(VENTAS(-2))	-0.160184	0.06651	-2.40842	0.02410
LOG(VENTAS(-1))	-0.484939	0.21164	-2.29132	0.03100
D(D92)	-0.090377	0.01879	-4.80980	0.00010
R-squared	0.89127	Mean dependent var		0.04968
Adjusted R-squared	0.87315	S.D. dependent var		0.05167
S.E. of regression	0.01840	Akaike info criterion		-4.99690
Sum squared resid	0.00813	Schwarz criterion		-4.76116
Log likelihood	77.45511	Hannan-Quinn criter.		-4.92307
F-statistic	49.18094	Durbin-Watson stat		2.03619
Prob(F-statistic)	0.00E+00			

**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	NA
1982	9.72	11.39	1.60	0	8.69	NA
1983	9.75	11.29	1.36	0	8.66	NA
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	0.099
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	0.021
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	0.029
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	0.055
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	12.19	2.10	0	9.99	0.074
2011	10.21	12.25	2.19	0	10.06	0.077
2012	10.22	12.31	2.19	0	10.10	0.059
<b>2013</b>	<b>10.23</b>	<b>12.37</b>	<b>2.19</b>	<b>0</b>	<b>10.16</b>	<b>0.061</b>
<b>2014</b>	<b>10.25</b>	<b>12.43</b>	<b>2.19</b>	<b>0</b>	<b>10.23</b>	<b>0.066</b>
<b>2015</b>	<b>10.26</b>	<b>12.49</b>	<b>2.19</b>	<b>0</b>	<b>10.29</b>	<b>0.066</b>

**Cuadro B4**  
**CARGAS ESPECIALES Y CARGAS INCORPORADAS**

CARGAS ESPECIALES (GW.h)	2012	2013	2014	2015
ELECTROANDES	1122	1441	1411	1433
SHOUGESA	350	350	552	864
ANTAMINA	1042	1042	1113	1150
SOUTHERN	1670	1687	1704	2277
CERRO VERDE	396	420	420	420
TINTAYA BHP	259	69	22	22
SAN RAFAEL (MINSUR - AZANGARO 60)	121	123	204	204
CALLALI	142	142	142	142
CEMENTOS YURA	183	195	204	217
YANACOCHA (nuevo)	577	543	543	543
HUARON	61	71	74	74
CERRO VERDE (socabaya)	1003	1003	1003	1003
CERRO CORONA (Soc. Minera Corona-Cajamarca)	150	150	150	150
AMPLIACION DE ACEROS AREQUIPA	207	272	272	302
AMPLIACION DE CAJAMARQUILLA	586	606	606	606
BAYOVAR (Miski Mayo)	87	87	87	87
TINTAYA-ANTAPACCAY	179	713	744	770

<b>Total Cargas Especiales</b>	<b>8135</b>	<b>8915</b>	<b>9251</b>	<b>10263</b>
--------------------------------	-------------	-------------	-------------	--------------

CARGAS INCORPORADAS (GW.h)	2012	2013	2014	2015
Talara	120	123	126	129
Tumbes	152	156	159	162
Yura-Cachimayo	174	188	173	173
Joya, San Camilo y Siguan (Arequipa)	55	58	58	58
Pucallpa	259	270	281	292
Bagua - Jaén	6	6	6	6
Tarapoto- Moyobamba y Bellavista	228	264	306	354
Puerto Maldonado	61	69	75	83

<b>Total Cargas Incorporadas</b>	<b>1055</b>	<b>1134</b>	<b>1185</b>	<b>1257</b>
----------------------------------	-------------	-------------	-------------	-------------

CARGAS ESPECIALES (MW)	2012	2013	2014	2015
ELECTROANDES	189	242	241	244
SHOUGESA	46	46	116	116
ANTAMINA	131	131	143	143
SOUTHERN	207	209	211	291
CERRO VERDE	60	60	60	60
TINTAYA BHP	37	35	4	4
SAN RAFAEL (MINSUR - AZANGARO 60)	16	17	27	28
CALLALI	25	25	25	25
CEMENTOS YURA	33	33	36	36
YANACOCHA (nuevo)	70	70	70	70
HUARON	9	9	10	10
CERRO VERDE (NUEVO)	126	126	126	132
CERRO CORONA (Soc. Minera Corona-Cajamarca)	16	16	16	16
AMPLIACION DE ACEROS AREQUIPA	6	26	26	26
AMPLIACION DE CAJAMARQUILLA	41	44	44	44
BAYOVAR(Miski Mayo)	12	12	12	12
TINTAYA-ANTAPACCAY	86	90	96	96
CARGAS INCORPORADAS (MW)	2012	2013	2014	2015
Talara	19	19	20	21
Tumbes	28	28	29	30
Yura-Cachimayo(24 MW fuera de punta y 9 MW en punta)	10	10	10	10
Joya, Santa Rita y Siguas (Arequipa)	17	17	17	17
Pucallpa	41	43	44	46
Bagua - Jaén	2	2	2	2
Tarapoto- Moyobamba y Bellavista	41	49	57	67
Puerto Maldonado	10	11	12	13
<b>Total Cargas Espec. e Incorporadas</b>	<b>1278</b>	<b>1370</b>	<b>1455</b>	<b>1558</b>

## Cuadro B5 PROYECTOS

### INCREMENTOS DE POTENCIA EN MW

PROYECTO	2012	2013	2014	2015
Expansión de la concentradora Cuajone	6			29
Expansión de la concentradora Toquepala	2		34	6
Expansión de la Fundición de Ilo y refinería de cobre				
Proyecto Tía María		10		57
Proyecto Constancia			67	
Proyecto Conga		5	25	100
Proyecto Quellaveco				10
Ampliación Quimpac		14	11	
Ampliación Brocal		31		
Proyecto Chucapaca				10
Proyecto Shahuindo			10	
Ampliación Siderperú				
Proyecto Toromocho		114	38	
Proyecto (Concentrados) Cerro Verde		10	30	82
Proyecto Bambas		28	84	45

### POTENCIA ACUMULADA EN MW

PROYECTO	2012	2013	2014	2015
Expansión de la concentradora Cuajone	6	6	6	35
Expansión de la concentradora Toquepala	2	2	36	42
Expansión de la Fundición de Ilo y refinería de cobre	-	-	-	-
Proyecto Tía María	-	10	10	67
Proyecto Constancia	-	-	67	67
Proyecto Conga	-	5	30	130
Proyecto Quellaveco	-	-	-	10
Ampliación Quimpac	-	14	25	25
Ampliación Brocal	-	31	31	31
Proyecto Chucapaca	-	-	-	10
Proyecto Shahuindo	-	-	10	10
Ampliación Siderperú	-	-	-	-
Proyecto Toromocho	-	114	152	152
Proyecto (Concentrados) Cerro Verde	-	10	40	122
Proyecto Bambas	-	28	112	157
Suma Proyectos	8	68	215	427
<b>Suma Total Esperada</b>	<b>8</b>	<b>135</b>	<b>480</b>	<b>753</b>

**ENERGÍA EN GW.h**

PROYECTO	2012	2013	2014	2015
Expansión de la concentradora Cujone	50	50	50	58
Expansión de la concentradora Toquepala	17	17	300	350
Expansión de la Fundición de Ilo y refinería de cobre	-	-	-	-
Proyecto Tía María	-	83	83	558
Proyecto Constancia	-	-	379	379
Proyecto Conga	-	35	210	911
Proyecto Quellaveco	-	-	-	14
Ampliación Quimpac	-	79	177	187
Ampliación Brocal	-	272	272	272
Proyecto Chucapaca	-	-	-	46
Proyecto Shahuindo	-	-	79	79
Ampliación Siderperú	-	-	-	-
Proyecto Toromocho	-	190	775	1,186
Proyecto (Concentrados) Cerro Verde	-	39	158	481
Proyecto Bambas	-	98	284	1,164
<b>Suma Total</b>	<b>67</b>	<b>864</b>	<b>2766</b>	<b>5685</b>

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

Energía en GW.h	2012	2013	2014	2015
<b>Pronóstico Econométrico</b>	24358	25888	27666	29540
<b>Venta del Distribuidor MT y BT</b>	<b>19251</b>	<b>20460</b>	<b>21865</b>	<b>23347</b>
Pérdidas de Distribución %	7.45%	7.30%	7.30%	7.14%
GW.h	1550	1610	1721	1796
<b>Energía Entregada a Distribución (MT y BT)</b>	<b>20801</b>	<b>22071</b>	<b>23586</b>	<b>25143</b>
<b>Energía Entregada a Distribución</b>	<b>21160</b>	<b>22453</b>	<b>23995</b>	<b>25579</b>
Pérdidas Transform. Transmis. Distribuidor %	1.92%	1.92%	1.92%	1.92%
GW.h	414	439	470	501
<b>Entrada al Nivel de Distribución</b>	<b>21575</b>	<b>22893</b>	<b>24464</b>	<b>26079</b>
Venta Facturada Generador (MAT, AT y MT)	4747	5046	5392	5757
<b>Salida del Nivel de Transmisión</b>	<b>26322</b>	<b>27938</b>	<b>29856</b>	<b>31837</b>
Pérdidas de Transmisión %	5.63%	5.63%	5.63%	5.63%
GW.h	1570	1666	1781	1899
<b>Entrada al Nivel de Transmisión</b>	<b>27892</b>	<b>29604</b>	<b>31637</b>	<b>33736</b>
ELECTROANDES	1122	1441	1411	1433
SHOUGESA	350	350	552	864
ANTAMINA	1042	1042	1113	1150
SOUTHERN	1670	1687	1704	2277
CERRO VERDE	396	420	420	420
TINTAYA BHP	259	69	22	22
SAN RAFAEL (MINSUR - AZANGARO 60)	121	123	204	204
CALLALI	142	142	142	142
CEMENTOS YURA	183	195	204	217
YANACOCHA (nuevo)	577	543	543	543
HUARON	61	71	74	74
CERRO VERDE (socabaya)	1003	1003	1003	1003
CERRO CORONA (Soc. Minera Corona-Cajamarca)	150	150	150	150
AMPLIACION DE ACEROS AREQUIPA	207	272	272	302
AMPLIACION DE CAJAMARQUILLA	586	606	606	606
BAYOVAR (Miski Mayo)	87	87	87	87
TINTAYA-ANTAPACCAY	179	713	744	770
<b>Total Cargas Especiales</b>	<b>8135</b>	<b>8915</b>	<b>9251</b>	<b>10263</b>

Energía en GW.h	2012	2013	2014	2015
Talara	120	123	126	129
Tumbes	152	156	159	162
Yura-Cachimayo	174	188	173	173
Joya, San Camilo y Siguas (Arequipa)	55	58	58	58
Pucallpa	259	270	281	292
Bagua - Jaén	6	6	6	6
Tarapoto- Moyobamba y Bellavista	228	264	306	354
Puerto Maldonado	61	69	75	83
<b>Total Cargas Incorporadas</b>	<b>1055</b>	<b>1134</b>	<b>1185</b>	<b>1257</b>
<b>Industrias y Proyectos</b>	<b>67</b>	<b>864</b>	<b>2766</b>	<b>5685</b>
<b>Consumo Propio Centrales</b>	<b>557</b>	<b>608</b>	<b>673</b>	<b>764</b>
<b>Interconexión Perú-Ecuador</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Disminución de Pérdidas REP</b>	<b>-13</b>	<b>-13</b>	<b>-13</b>	<b>-13</b>
<b>TOTAL SISTEMA</b>	<b>37693</b>	<b>41112</b>	<b>45497</b>	<b>51692</b>
CH Shima	-8.2	-32.9	-32.9	-32.9
CT Oquendo SdF Energía	-233.1	-232.3	-242.4	-242.4
CH Yauli y Sacsamarca	-6.6	-6.6	-6.6	-6.6
CT La Pampilla	-75.0	-75.0	-75.0	-75.0
CT Paramonga	-107.3	-107.3	-107.3	-107.3
CT Atocongo	-34.0	-40.0	-40.0	-40.0
CH Pias I	-41.0	-41.0	-41.0	-41.0
CT Huaycoloro (Biomasa)	-28.3	-28.3	-28.3	-28.3
CE Marcona (Eólica)	0.0	-111.3	-148.4	-148.4
CE Cupisnique (Eólica)	0.0	-75.7	-303.0	-303.0
CE Talara (Eólica)	0.0	-29.9	-119.7	-119.7
CS Panamericana (Solar)	0.0	-50.7	-50.7	-50.7
CS Majes (Solar)	-15.7	-37.6	-37.6	-37.6
CS Repartición (Solar)	-15.6	-37.4	-37.4	-37.4
CS Tacna (Solar)	-7.9	-47.2	-47.2	-47.2
CH Pumamarca	-9.0	-9.0	-9.0	-9.0
CH Chancay	0.0	-143.0	-143.0	-143.0
CT Tablazo	-92.5	-222.1	-222.1	-222.1
CT Illapu	-105.3	-114.8	-114.8	-114.8
CH Manta	0.0	-10.6	-127.5	-127.5
CH Runatullu	0.0	0.0	-4.8	-58.1
CT La Gringa V (Biomasa)	0.0	0.0	-7.0	-14.0
CH Nueva Imperial	-20.0	-29.9	-29.9	-29.9
C.S. Moquegua FV	0.0	0.0	0.0	-43.0
C.H. 8 de Agosto	0.0	0.0	0.0	-140.0
C.H. El Carmen	0.0	0.0	0.0	-45.0

Energía en GW.h	2012	2013	2014	2015
C.E. Parque Eólico Tres Hermanas	0.0	0.0	0.0	-415.8
C.H. Canchayllo	0.0	0.0	0.0	-25.2
C.H. Huatziroki	0.0	0.0	0.0	-72.3
C.H. Renovandes H1	0.0	0.0	0.0	-150.0
C.T. Planta de Etanol	-53.8	-227.8	-227.8	-227.8
<b>TOTAL SIN AUTOPRODUCTORES</b>	<b>36839</b>	<b>39401</b>	<b>43294</b>	<b>48537</b>
	5.2%	7.0%	9.9%	12.1%
<b>TOTAL COES + RER</b>	<b>37523</b>	<b>40762</b>	<b>45148</b>	<b>51343</b>

POTENCIA EN MW	2012	2013	2014	2015
Entrada a nivel de Transmisión	27892	29604	31637	33736
Factor de carga	75.3%	75.3%	75.3%	75.3%
<b>Potencia</b>	<b>4227</b>	<b>4487</b>	<b>4795</b>	<b>5113</b>
ELECTROANDES	189	242	241	244
SHOUGESA	46	46	116	116
ANTAMINA	131	131	143	143
SOUTHERN	207	209	211	291
CERRO VERDE	60	60	60	60
TINTAYA BHP	37	35	4	4
SAN RAFAEL (MINSUR - AZANGARO 60)	16	17	27	28
CALLALI	25	25	25	25
CEMENTOS YURA	33	33	36	36
YANACOCHA (nuevo)	70	70	70	70
HUARON	9	9	10	10
CERRO VERDE (NUEVO)	126	126	126	132
CERRO CORONA (Soc. Minera Corona-Cajamarca)	16	16	16	16
AMPLIACION DE ACEROS AREQUIPA	6	26	26	26
AMPLIACION DE CAJAMARQUILLA	41	44	44	44
BAYOVAR(Miski Mayo)	12	12	12	12
TINTAYA-ANTAPACCAY	86	90	96	96
Talara	19	19	20	21
Tumbes	28	28	29	30
Yura-Cachimayo(24 MW fuera de punta y 9 MW en punta)	10	10	10	10
Joya, Santa Rita y Siguan (Arequipa)	17	17	17	17
Pucallpa	41	43	44	46
Bagua - Jaén	2	2	2	2
Tarapoto- Moyobamba y Bellavista	41	49	57	67
Puerto Maldonado	10	11	12	13
<b>Total Cargas Espec. e Incorporadas</b>	<b>1278</b>	<b>1370</b>	<b>1455</b>	<b>1558</b>

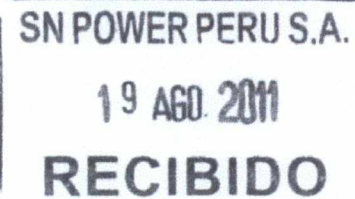
POTENCIA EN MW	2012	2013	2014	2015
<b>Total Industrias y Proyectos</b>	<b>8</b>	<b>135</b>	<b>480</b>	<b>753</b>
Factor de simultaneidad	91%	91%	91%	91%
Consumo Propio Centrales	84	92	102	116
Interconexión Perú-Ecuador	0	0	0	0
Disminución de Pérdidas REP	-1	-1	-1	-1
<b>TOTAL SISTEMA</b>	<b>5474</b>	<b>5940</b>	<b>6647</b>	<b>7320</b>
CH Shima	-5.0	-5.0	-5.0	-5.0
CT Oquendo SdF Energía	-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	-23.0	-23.0	-23.0	-23.0
CT Atocongo	-37.5	-37.5	-37.5	-37.5
CH Pias I	-6.3	-6.3	-6.3	-6.3
CT Huaycoloro (Biomasa)	-4.4	-4.4	-4.4	-4.4
CE Marcona (Eólica)	0.0	-32.0	-32.0	-32.0
CE Cupisnique (Eólica)	0.0	-80.0	-80.0	-80.0
CE Talara (Eólica)	0.0	-30.0	-30.0	-30.0
CS Panamericana (Solar)	0.0	-20.0	-20.0	-20.0
CS Majes (Solar)	-20.0	-20.0	-20.0	-20.0
CS Repartición (Solar)	-20.0	-20.0	-20.0	-20.0
CS Tacna (Solar)	-20.0	-20.0	-20.0	-20.0
CH Pumamarca	-1.8	-1.8	-1.8	-1.8
CH Chancay	0.0	-19.2	-19.2	-19.2
CT Tablazo	-29.0	-29.0	-29.0	-29.0
CT Illapu	-13.8	-13.8	-13.8	-13.8
CH Manta	0.0	-19.8	-19.8	-19.8
CH Runatullu	0.0	0.0	-20.0	-20.0
CT La Gringa V (Biomasa)	0.0	0.0	-2.0	-2.0
CH Nueva Imperial	-4.0	-4.0	-4.0	-4.0
C.S. Moquegua FV	0.0	0.0	0.0	-16.0
C.H. 8 de Agosto	0.0	0.0	0.0	-19.0
C.H. El Carmen	0.0	0.0	0.0	-8.4
C.E. Parque Eólico Tres Hermanas	0.0	0.0	0.0	-90.0
C.H. Canchayllo	0.0	0.0	0.0	-3.7
C.H. Huatziroki	0.0	0.0	0.0	-11.1
C.H. Renovandes H1	0.0	0.0	0.0	-20.0
C.T. Planta de Etanol	-37.5	-37.5	-37.5	-37.5
<b>TOTAL SIN AUTOPRODUCTORES</b>	<b>5212</b>	<b>5478</b>	<b>6163</b>	<b>6667</b>
<b>TOTAL COES + RER</b>	<b>5389</b>	<b>5855</b>	<b>6562</b>	<b>7235</b>

**B3. CARTAS SUSTENTATORIAS**

---

Lima, 19 de agosto del 2011

Sr. Ing.  
Juan Antonio Rozas  
Representante del Subcomité de Generadores del COES  
Av. Victor Andrés Belaunde 280, Piso 2.  
San Isidro  
Lima-27



**Asunto : Información para el Estudio de Precios en Barra para la Fijación Tarifaria Periodo Mayo 2012 – Abril 2013.**  
**Referencia : Vuestra Carta SCG-0695-2011 del 25 de julio del 2011**

De mi consideración:

Es grato dirigirme a usted con respecto al documento de la referencia y cumplir con indicarle que nuestra proyección de la demanda es la siguiente:

AÑO	MW	MWH
2011	207	1,670,000
2012	215	1,737,000
2013	227	1,837,000
2014	263	2,137,000
2015	405	3,227,000
2016	508	4,184,000
2020	523	4,309,000

Para el año 2012 se iniciarán los trabajos de construcción de la ampliación de la concentradora Toquepala y puesta en servicio del Proyecto de expansión de la Concentradora de Cuajone con la chancadora HPGR cuya cargas estimadas son 8 MW en total.

Para el año 2013 se está 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 2014 se pondrá en servicio la primera etapa de la ampliación de la concentradora Toquepala cuya carga es del orden de 36 MW.

Para el año 2015, se pondrá en servicio la planta de lixiviación en la mina Tía María cuya demanda máxima estaría incrementándose en 67 MW adicionales. Asimismo, se prevé la puesta en servicio el Proyecto de expansión de la planta concentradora de

Toquepala cuya carga adicional es del orden de 40 MW y la ampliación de la concentradora Cujajone con 35 MW.

Los proyectos enunciados en el cuadro a partir del 2016, corresponden a proyectos cuyas probabilidades de ejecución son bajas debido a que se encuentran en proceso de estudios como son: la expansión de la planta electrolítica de la Refinería y de la Fundición en Ilo cuya demanda es de 18 MW para el 2016, una concentradora en Los Chancas con 85 MW para los años 2016 y una planta Lesde con 15 MW en los Chancas para el 2020.

Indicamos 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, quedamos de Ud.

Atentamente,

Bernardo De Olazaval y Oviedo



**SOUTHERN PERU COPPER CORPORATION**  
Sucursal del Peru

Cc:  
COES  
Comité de Energía SPCC  
Enersur.

## PROYECCION DE LA DEMANDA DE SOUTHERNPERU

Prep por : Comité de Energía  
Rev N° 1, AGOSTO-2011

AÑO	MAX DEMANDA MW	MWH	OBSERVACIONES	FACTOR DE CARGA (%)	%PROB
2011	207	1,670,000		92	100%
2012	215	1,737,000	- Trabajos de construcción civil ampliación de la Concentradora Toquepala, HPGR Cujone	92	100%
2013	227	1,837,000	- Palas y perforadoras en la mina de Tia Maria, ampliación de la Concentradora Toquepala	92	100%
2014	263	2,137,000	- Ampliación de la Concentradora Toquepala	93	100%
2015	405	3,327,000	- Ampliación de la Concentradora Cujone, ampliación de la Concentradora Toquepala, Proyecto Tia Maria	94	Cuaj 20%, Toq 100%, T.Mar 100%
2016	508	4,184,000	- Concentradora los Chancas, ampliación de la Fundición y Refinería	94	10%
2017	508	4,184,000		94	-
2018	508	4,184,000		94	-
2019	508	4,184,000		94	-
2020	523	4,309,000	- Planta Lesde en los Chancas	94	10%
2021	523	4,309,000		94	-
2022	523	4,309,000		94	-
2023	523	4,309,000		94	-

**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 CUAJONE
- 1.2 Empresa propietaria:  
SOUTHERNPERU COPPER CORPORATION
- 1.3 Ubicación de la carga/ampliación o proyecto:
- | Departamento | Provincia      | Distrito | Coord. UTM |
|--------------|----------------|----------|------------|
| MOQUEGUA     | MARISCAL NIETO | TORATA   |            |
- 1.4 Actividad a desarrollar:  
PROCESAR A 120 MIL TONELADAS DE MATERIAL MINERALIZADO POR DIA
- 1.5 Descripción del proyecto:  
1.5.1 Situación actual (estado del proyecto)  
FACTIBILIDAD

1.5.2 Etapas y su estado de avance:

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

**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        | SUBESTACION DE BOTIFLACA |
| Nivel de tensión                       | 13.8 y 6.9 KV            |
| Empresa Suministradora de Electricidad | ENERSUR                  |

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	50	6	6		100
2012					
2013					
2014	300	35	35		20
2015					
2016					
2020					

- 2.4 Factor de Potencia estimado: ENTRE 0.9 A 0.95

2.5 Equipos de compensación reactiva

	MVAR		MVAR
Inductivo		Capacitivo	

2.6 Cronograma de ejecución (Referencial)

Item	Actividad	2013	2014	2015	.....	2020
1	Estudio de Ingeniería	x	x	x		
2	Financiamiento					
3	Construcción		x	x		
4	Producción			x		

**3 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.

**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 o 120 MIL TONELADAS DE MATERIAL MINERALIZADO POR DIA
- 1.5 Descripción de la carga/ampliación o proyecto:  
1.5.1 Situación actual  
En ingeniería

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

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

**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        | SUBESTACION DE MILLSITE EN TOQUEPALA |
| Nivel de tensión                       | 138KV                                |
| Empresa Suministradora de Electricidad | ENERSUR                              |
- 2.3 Demanda Eléctrica Proyectada
- 2.3.1 Proyección de Demanda en Escenario Base
- | Año  | Energía (GWh) | Potencia (MW) (1) |     | Factor de carga (%) | Probabilidad (%) (2) |
|------|---------------|-------------------|-----|---------------------|----------------------|
|      |               | HP                | HFP |                     |                      |
| 2011 |               |                   |     |                     |                      |
| 2012 | 17            | 2                 | 2   |                     | 100                  |
| 2013 | 17            | 2                 | 2   |                     | 100                  |
| 2014 | 300           | 36                | 36  |                     | 100                  |
| 2015 | 330           | 40                | 40  |                     | 100                  |
| 2016 |               |                   |     |                     |                      |
| 2020 |               |                   |     |                     |                      |
- 2.4 Factor de Potencia estimado: ENTRE 0.9 A 0.95
- 2.5 Equipos de compensación reactiva
- |           | MVAR |            | MVAR |
|-----------|------|------------|------|
| Inductivo | 0    | Capacitivo | 0    |

## 2.8 Cronograma de ejecución (Referencial)

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

**3 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.

**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

INGENIERIA DE DETALLE

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

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

**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	SUBESTACION DE MONTALVO
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					
2012					
2013	83	10	10		100
2014					
2015	560	67	67		100
...					
2020					

2.4 Factor de Potencia estimado: ENTRE 0.9 A 0.95

2.5 Equipos de compensación reactiva

	MVAR		MVAR
Inductivo		Capacitivo	

2.6 Cronograma de ejecución (Referencial)

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

**3 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.

**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  

ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD
----------------------------

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

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

**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	
Nivel de tensión	
Empresa Suministradora de Electricidad	

2.3 Demanda Eléctrica Proyectada

2.3.1 Proyección de Demanda en Escenario Base.

Año	Energía (GWh)	Potencia (MW) (1)		Factor de carga (%)	Probabilidad (%) (2)
		HP	HFP		
2011					
2012					
2013					
2014					
2015					
2016	710	85	85		10
2020	125	15	15		10

2.4 Factor de Potencia estimado: 

ENTRE 0.9 A 0.95
------------------

2.5 Equipos de compensación reactiva

Inductivo	MVAR	Capacitivo	MVAR
-----------	------	------------	------

2.6 Cronograma de ejecución (Referencial)

Item	Actividad	2013	2014	2015	2016	2020
1	Estudio de Ingeniería	X	X	X	X	
2	Financiamiento					
3	Construcción			X	X	
4	Producción				X	

**3 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.

FICHA DE INFORMACIÓN No D1  
PROYECCIÓN DE DEMANDA

0094

1.0 ASPECTOS GENERALES:

1.1 Nombre de la carga/ampliación o proyecto:  
EXPANSION DE LA FUNDICION

1.2 Empresa propietaria:  
SOUTHERNPERU COPPER CORPORATION

1.3 Ubicación de la carga/ampliación o proyecto:

Departamento	Provincia	Distrito	Coord. UTM
MOQUEGUA	ILO	PACOCHA	

1.4 Actividad a desarrollar:  
FONDIR 1.8 MILLONES DE TONELADAS DE CONCENTRADO POR AÑO

1.5 Descripción de la carga/ampliación o proyecto:  
1.5.1 Situación actual  
SUSPENDIDO

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

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

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	SUBESTACION DE ILO FUNDICION
Nivel de tensión	13.8KV
Empresa Suministradora de Electricidad	ENERSUR

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					
2012					
2013					
2016	82	10	10		10
2020					

2.4 Factor de Potencia estimado: ENTRE 0.9 A 0.95

2.5 Equipos de compensación reactiva

Inductivo	MVAR	Capacitivo	MVAR
	0		0

2.6 Cronograma de ejecución (Referencial)

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

3 COMENTARIOS:  
PROYECTO PARA SER REVISADO EN OTRA OPORTUNIDAD, 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.  
(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.

FICHA DE INFORMACIÓN No D1  
PROYECCIÓN DE DEMANDA

0095

1.0 ASPECTOS GENERALES:

- 1.1 Nombre de la carga/ampliación o proyecto:  
EXPANSION DE LA REFINERIA DE COBRE
- 1.2 Empresa propietaria:  
SOUTHERNPERU COPPER CORPORATION
- 1.3 Ubicación de la carga/ampliación o proyecto:
- | Departamento | Provincia | Distrito | Coord. UTM |
|--------------|-----------|----------|------------|
| MOQUEGUA     | ILO       | PACOCHA  |            |
- 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  
SUSPENDIDO

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

ETAPAS	Título (Peltorio)	ESTADO
PRE-INVERSION	Exploración	
	Estudio de Factibilidad	X
INVERSION	Financiamiento	
	Ingeniería	
OPERACION	Construcción	
	Puesta en marcha	

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        | SUBESTACION REFINERIA |
| Nivel de tensión                       | 10KV                  |
| Empresa Suministradora de Electricidad | ENERSUR               |

- 2.3 Demanda Eléctrica Proyectada

2.3.1 Proyección de Demanda en Escenario Base.

Año	Energía (GWh)	Potencia (MW) (1)		Factor de carga (%)	Probabilidad (%) (2)
		HP	HFP		
2011					
2012					
2013					
2016	65	8	8		10
2020					

- 2.4 Factor de Potencia estimado: ENTRE 0.9 A 0.95

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

- 2.6 Cronograma de ejecución (Referencial)

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

3 COMENTARIOS:

PROYECTO PARA SER REVISADO EN OTRA OPORTUNIDAD, 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.  
 (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.



**Norsmont**  
Perú S.A.C.

Junio, 03 de febrero de 2011

N° NPSAC-030/2011

Lima, 02 de Febrero del 2011

Señores  
**OSINERGMIN**  
Av. Canadá 1460 San Borja  
Presente.-

Atención: Sr. Jaime Mendoza Gacon  
Gerente

Ref.: Envío de Anexo 1 – información de proyectos mineros

Estimados señores,

Adjunto a la presente les hacemos llegar la información mencionada bajo referencia, cumpliendo con su requerimiento con Oficio N°0070-2011-GART del 24 de Enero del 2011.

Para cualquier consulta, sirvanse comunicarse con la Sra. Milagros Ramírez-Gastón al teléfono 511 - 612-2900 anexo 110.

Agradeciendo de antemano su gentil atención a la presente,

Atentamente,

  
NORSEMONT PERU S.A.C.  
Catalina Vargas Torres  
Gerente Administrativo

OSINERGMIN	
Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria	
RECIBIDO	HORA 11:02
03 FEB 2011	
REGISTRO	EXPEDIENTE
LA RECEPCION DEL DOCUMENTO N° INDICA CONFORMIDAD	

**Anexo 1**  
**CONTENIDO DE INFORMACIÓN REQUERIDA**

**1.0 ASPECTOS GENERALES:**

**1.5 Nombre del Proyecto**

Constancia

**1.6 Empresa Propietaria**

Nocecom Perú S.A.C.

**1.7 Ubicación del Proyecto**

Departamento	Provincia	Distrito
Cusco	Chumbivilcas	Chamaca, Velille

**1.8 Descripción del Proyecto**

**1.4.4 Situación Actual (Estado del Proyecto)**

Estado factibilidad concluido, EsIA aprobado

**1.4.5 Etapas y su Estado de Avance**

ETAPAS	ESTADO
<b>PRE-INVERSIÓN</b>	
Titulo (Petitorio)	Vigente
Exploración	Proceso
Estudio Factibilidad	Concluido
<b>INVERSIÓN</b>	
Financiamiento	
Ingeniería	
Construcción	Fines 2011
<b>OPERACIÓN</b>	
Puesta en Marcha	Q4 2014

**2.0 ASPECTOS TÉCNICOS:**

**2.7 Características Técnicas**

Facilidades de Infraestructura	Existe carretera nacional cercana
Características Geográficas	Ubicada en la sierra, aprox 4,000 msnm
Tipo de Yacimiento, Operación y Volumen de Extracción	Tajo abierto
Metales a Extraer	Cu, Mo, Ag

Reservas	372 Mt
Escala de Producción	30,000 tpd
Planta de Beneficio (Proceso)	Grinding Molino
Recuperaciones Metalúrgicas	Flotación
Leyes de Concentrado	0.38%
Radio de Concentración	22,000 hectáreas
Capacidad de Tratamiento y Producción Anual	

### 2.8 Demanda Eléctrica Prevista por el Propietario

Año	Consumo (MWh)	Potencia (MW)	
		HP	HFP
2014	378	66.5	66.5

### 2.9 Indicadores Técnicos de Consumo de Electricidad

Item	TM	MWh	KWh/TM
Mineral Extraído	371,967.100	919,800	2.4728

### 2.10 Fuentes de Suministro Eléctrico

Sub estación Tintay 220 kV
----------------------------

### 2.11 Demanda Eléctrica Proyectada

AÑO	GWh	MW	Probabilidad (%)
2011			
2012			
2013			
2014	378.65	66.5	100%

### 2.12 Cronograma de Ejecución (Referencial)

ITEM	ACTIVIDAD	2011	2012	2013	2014
1	Estudio de Ingeniería	✓			
2	Financiamiento				
3	Construcción		✓	✓	
4	Producción				✓

### 3.0 ASPECTO ECONÓMICOS:

#### 3.4 Indicadores Económicos

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

### 3.5 Inversiones Estimadas/Periodos

Periodo (Años)	Monto de Inversión (US\$)

### 3.6 Aspectos Financieros

### 7.0 FACTORES QUE FAVORECEN LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO

Precio del Commodity

### 8.0 FACTORES QUE DESFAVORECEN LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO

Falta de energía y transmisión (capacidad) en el Sur del Perú

### 9.0 ELEMENTOS DETERMINANTES.

1.5. ELEMENTOS	ESTADO DE SITUACION				
	En Elaboración	I.G. Presentado	En Trámite (Evaluac.)	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.					

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

**1.0 ASPECTOS GENERALES:**

1.1 Nombre del Proyecto:

1.2 Empresa propietaria:

1.3 Ubicación del proyecto

Departamento	Provincia	Distrito
CAJAMARCA	CELENDÍN	LA ENCANADA/HUASMIN

1.4 Actividad a desarrollar:

1.5 Descripción del proyecto

1.5.1 Situación actual (Estado del Proyecto):

1.5.2 Etapas y su estado de avance:

ETAPAS		ESTADO
PRE-INVERSIÓN	Título (Petitorio)	
	Exploración	
	Estudio de Factibilidad	
INVERSIÓN	Financiamiento	
	Ingeniería	
	Construcción	2011-2014
OPERACIÓN	Puesta en marcha (mes-año)	último trimestre 2014

**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	CAJAMARCA NORTE
Nivel de tensión	220KV
Empresa Suministradora de Electricidad	PPA-KALLPA

2.3 Demanda Eléctrica Proyectada

2.4.1 Proyección de Demanda en Escenario Base.

Año	Energía (GWh)	Potencia (MW) <sup>(1)</sup>		Factor de carga (%)	Probabilidad % <sup>(2)</sup>
		HP	HFP		
2011					
2012	38	5	5	80	100
2013	210	30	30	80	100
2014	900	130	130	80	100
2015	1100	144	144	144	144
2020	1100	144	144	144	144

2.4 Factor de Potencia estimado:

2.5 Equipos de compensación reactiva

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

2.6 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	X

**3.0 COMENTARIOS:**

Escenario base la rproducción comercial debe iniciarse último trimestre de 2014

**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.

**Anglo American Quellaveco S.A.**Av. 25 de Noviembre S/N, Fundo Rústico  
El Sauce - Sector Charsagua  
Mariscal Nieto, Moquegua  
Perú

Moquegua, 18 de septiembre de 2012

Señores  
**SUBCOMITÉ DE GENERADORES DEL COES**  
Av. Víctor Andrés Belaunde, 280 - Piso 2  
San Isidro, LimaAtención: **Juan Antonio Rozas**  
Representante del Subcomité de GeneradoresAsunto: Información para el Estudio de Precios en Barra para la Fijación Tarifaria del  
periodo mayo 2013 – abril 2014Referencia: Documento de CUT 9016 (Oficio Nro. 1061-2012-ANA-ALA-MOQUEGUA)

De nuestra consideración:

Es grato dirigimos a ustedes a fin de saludarlos y remitirles la información solicitada mediante carta SCG\_075 con fecha 21 de agosto de 2012 ("Carta"), referida a la demanda de potencia y energía de nuestro Proyecto Quellaveco, para la elaboración del Estudio de Precios en Barra para la Fijación Tarifaria mayo 2013 – abril 2014.

Al respecto, debemos indicar que la información solicitada en la ficha que nos adjuntan en la Carta es la misma – en cuanto a datos y estructura – que remitiéramos al Comité de Operación Económica del Sistema ("COES") para la elaboración del Informe de Diagnóstico del SEIN exigido a nuestra empresa de acuerdo al numeral 1 del Artículo 16° del Reglamento de Transmisión, aprobado a través del Decreto Supremo N° 027-2007-EM.

En ese sentido, con el objeto de manejar una sola información y evitar datos que pudieran diferir afectando su análisis, adjuntamos el documento que fuera presentado al COES el cual contiene la información por ustedes solicitada.

Sin otro particular, quedamos de ustedes

**Rafael Melgarejo Davila**

Anglo American Quellaveco SA

**Miembro del grupo Anglo American plc**Anglo American Quellaveco S.A.  
Av. 25 de Noviembre – Fundo Rústico El Sauce – Sector Charsagua / Mariscal Nieto – Moquegua – Peru / T + (51) 53 584430 - 584431  
Calle Esquiache 371, San Isidro, Lima, Peru T +51 (1) 614-8000 F +51(1)614-8002

**FICHA DE INFORMACIÓN No D1-A  
DATOS TÉCNICOS Y PROYECCIÓN DE DEMANDA ANUAL**

FECHA: 07-Sep-12

**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.

**1.0 ASPECTOS GENERALES:**

1.1 Nombre de la carga/ampliación o proyecto:

PROYECTO QUELLAVECO

1.2 Empresa propietaria:

ANGLOAMERICAN QUELLAVECO S.A.

1.3 Ubicación de la carga/ampliación o proyecto:

Departamento	Provincia	Distrito	Coord. UTM
MOQUEGUA / MARISCAL NIETO/ TORATA			

1.4 Actividad a desarrollar:

MINERÍA

1.5 Descripción de la carga/ampliación o proyecto:

1.5.1 Situación actual

PROYECTO MINERO EN PROCESO DE APROBACIÓN DE PERMISO DEL AGUA CON EIA APROBADO

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

ETAPAS	Título (Petitorio)	ESTADO
PRE-INVERSIÓN	Exploración	TERMINADO
	Estudio de Factibilidad	TERMINADO
	Financiamiento	EN PROCESO
INVERSIÓN	Ingeniería	EN PROCESO
	Construcción	POR INICIAR
	Puesta en marcha	2017

**2.0 ASPECTOS TÉCNICOS:**

2.1 Características Técnicas (en caso de actividad minera)

Facilidades de infraestructura	Concentradora para procesar cobre y molibdeno
Características geográficas	Ubicado a 3600 msnm
Tipo de yacimiento, operación y volumen de extracción	Yacimiento de Cobre y Molibdeno / Cobre y Molibdeno en concentrado
Metales a extraer	Cobre y Molibdeno en concentrado
Reservas	923 millones de Toneladas de mineral
Escala de producción	172K Ton Cu fino por año promedio
Planta de beneficio (Proceso)	Concentradora
Recuperaciones metalúrgicas	Proceso de Flotación estandar para producir concentrado
Leyes de concentrado	38% promedio de Cu
Radio de concentración	2% (concentrado / alimentación)
Capacidad de tratamiento y Producción anual	85 K tpd de mineral

2.2 Indicadores Técnicos de Consumo de electricidad

Item	Toneladas métricas (TM)	Energía (KWh)	Consumo (KWh/TM)
Mineral extraído	85Ktpd	950000	26

2.3 Fuentes de suministro eléctrico

Subestación de conexión al SEIN	Montalvo
Nivel de tensión	220KV
Empresa Suministradora de Electricidad	Por definir

## 2.4 Demanda Eléctrica Proyectada

## 2.4.1 Proyección de Demanda en Escenario Medio:

Año	Energía (GWh)	Potencia (MW) (1)		Factor de carga (%)	Probabilidad (%) (2)
		HP	HFP		
2011	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0
2015	36	10	10	20	80
2016	90	12	12	20	80
2017	961	154	95	80	80
2018	1057	154	95	80	80
2019	1063	154	95	80	80
2020	1065	174	112	90	80
2021	1079	174	112	90	80
2022	1109	174	112	90	80
2023	1125	174	112	90	80
2024	1137	174	112	90	80

## 2.4.2 Proyección de Demanda en Escenario Optimista:

Año	Energía (GWh)	Potencia (MW) (1)		Factor de carga (%)	Probabilidad (%) (2)
		HP	HFP		
2011	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0
2015	40	11	11	20	60
2016	99	13	13	20	60
2017	1057	169	105	90	60
2018	1163	169	105	90	60
2019	1169	169	105	90	60
2020	1172	191	123	100	60
2021	1187	191	123	100	60
2022	1220	191	123	100	60
2023	1238	191	123	100	60
2024	1251	191	123	100	60

## 2.4.3 Proyección de Demanda en Escenario Pesimista:

Año	Energía (GWh)	Potencia (MW) (1)		Factor de carga (%)	Probabilidad (%) (2)
		HP	HFP		
2011	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0
2015	32	9	9	15	60
2016	81	11	11	20	60
2017	865	139	86	70	60
2018	951	139	86	70	60
2019	957	139	86	70	60
2020	959	157	101	85	60
2021	971	157	101	85	60
2022	998	157	101	85	60
2023	1013	157	101	85	60
2024	1023	157	101	85	60

2.5 Factor de Potencia estimado: 0.98

2.6 Equipos de compensación reactiva

Inductivo		Capacitivo	
MVAR		MVAR	60

2.7 Diagramas unifilares adjuntos

	Primera Etapa	Segunda Etapa	Final
Año	2012	2012	2017
Adjunto (Marcar con "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	
2012	
2013	180000
2014	540000
2015	660000
2016	900000
2017	600000
2018	120000

## 3.3 Financiamiento:

ANGLO AMERICAN (81.9) y Mitsubishi (18.1%)

## 4.0 FACTORES QUE FAVORECEN LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO:

Buena relacion con la comunidad y culminación de acuerdos sociales en la región Moquegua

## 5.0 FACTORES QUE DESFAVORECEN LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO:

Ninguno

## 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.	No		X		
Concesión de Beneficio.					
Concesión de transporte minero y Labor General.	No				
Autorización de uso minero o Servidumbre.				X	
Contrato de estabilidad Tributaria.	No				
Certificado de operación minera.	No				
Autorización de uso de Agua.			X		
Certificado de inexistencia de restos arqueológicos.				X	
Concesión de transmisión eléctrica.	No				
Licencia municipal de construcción.	NR				
Autorización de Vertimientos.	No				
Autorización de Desbosque.	NR				

## 7.0 COMENTARIOS:

--

COBRE

Anglo American Quellaveco S.A.

Calle Esquilache 371  
San Isidro, Lima  
Perú

Lima, 11 de setiembre de 2012



Señor  
**Jaime Guerra Montes de Oca**  
Director Ejecutivo  
**COES - SINAC**  
Calle Manuel Roaud y Paz Soldán 364, San Isidro  
Presente.-

Asunto: **Remisión de información solicitada para la elaboración del Informe del Diagnóstico del SEIN para el periodo 2015-2024.**

Ref.: Carta N° COES/DP-717-2012 recibida el 13.08.2012

De nuestra consideración:

Es grato dirigirme a usted a fin de saludarlo y contestar el requerimiento que nos hicieron mediante la carta de la referencia, en la cual nos solicitan la información correspondiente a los requerimientos de demanda de potencia y energía de nuestro Proyecto Quellaveco, a fin de poder elaborar el Informe de Diagnóstico del SEIN exigido al COES por el numeral 16.1 del Artículo 16° del Decreto Supremo N° 027-2007-EM (en adelante, el "Reglamento de Transmisión").

Al respecto, y en cumplimiento de lo dispuesto por el numeral 18.1 del Artículo 18° del Reglamento de Transmisión, en nuestra categoría de *persona jurídica interesada en desarrollar un proyecto de inversión en demanda*, adjuntamos la ficha "D1-Demanda\_NuevoProyecto.xlsx" debidamente llenada y firmada por nuestro representante legal. Cabe señalar, que el referido documento será remitido en formato digital al correo [diagnosticosein@coes.org.pe](mailto:diagnosticosein@coes.org.pe), de conformidad con lo indicado en la carta de la referencia.

Una empresa del Grupo Anglo American plc

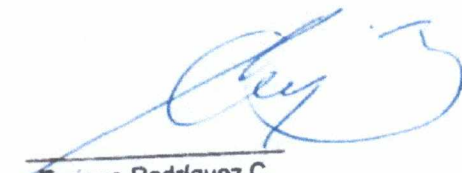
Anglo American Perú S.A.  
Calle Esquilache 371, San Isidro, Lima, Perú T +51 (1) 614-6000 F +51(1)614-6002  
Av. Simón Bolívar D-1, Moquegua, Perú T +51 (53) 584 430 F +51 (53) 462774

Finalmente, nombramos al señor Fredy Alejandro Condori, con DNI N° 09689399, como representante ante el COES a fin de que pueda coordinar todo lo referido a la entrega de la información solicitada, para lo cual ponemos a su disposición los siguientes medios de de contacto:

Número telefónico: +51- 6146000 / Cel: +51-986639294  
Correo electrónico: [Fredy.alejandro@angloamerican.com](mailto:Fredy.alejandro@angloamerican.com)

Sin otro particular, quedamos de ustedes.

Atentamente,

---

Enrique Rodríguez C.  
Director de Proyecto  
Anglo American Quellaveco

Se adjunta Poderes del Representante Legal.  
Ficha D1-DemandA\_NuevoProyecto.xlsx firmada

**Una empresa del Grupo Anglo American plc**

Anglo American Peru S.A.  
Calle Esquilache 371, San Isidro, Lima, Perú T +51 (1) 614-6000 F +51(1)614-6002  
Av. Simón Bolívar D-1, Moquegua, Perú T +51 (53) 584 430 F +51 (53) 462774

**QUIMPAC S.A.**

Planta:  
Av. NÉSTOR GAMBETTA No. 8583 –  
8585 – CALLAO  
TELÉFONOS: (51-1) 614-2000



DIRECCIÓN POSTAL  
APARTADO 3741  
LIMA – PERÚ  
FAX: (51-1) 614 - 2020

Li

Lima, 6 de septiembre de 2012

Señor Ing.  
**Daniel Cámac**  
Gerente Comercial y de Regulación  
Enersur  
Presente

**Asunto: Datos de Quimpac S.A. para el Informe de Diagnóstico del SEIN**  
**Referencia: Su comunicación ENR/618-2012 de fecha 21 de agosto de 2012**

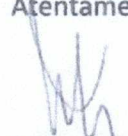
De nuestra consideración:

En relación con el asunto indicado, sírvase encontrar en el disco compacto adjunto a esta carta la información referente a los requerimientos de demanda en potencia y energía, actuales y proyectados, tanto de las instalaciones en operación (Oquendo, Paramonga) como de la planta en construcción (Ampliación Oquendo), según lo solicitado por el COES en su comunicación COES/D/DP-717-2012.

El representante de Quimpac para las coordinaciones y/o aclaraciones respecto a la información que le estamos alcanzando, es el señor Rogelio Llanos Quedena, a quien pueden dirigirse a través de los siguientes medios:

Teléfono oficina: 614-2000. Anexo 1707  
Teléfono celular: 988450974  
Teléfono Nextel: 836\*0775  
Correo electrónico: [rllanos@quimpac.com.pe](mailto:rllanos@quimpac.com.pe)

Atentamente,

  
**Manuel Pérez Aguirre**  
Gerente de Producción  
QUIMPAC S.A.

FICHA DE INFORMACIÓN No D1-B  
 PROYECCIÓN DE DEMANDA DEL ESCENARIO MEDIO CON RESOLUCIÓN MENSUAL

FECHA: 04/09/2012

NOMBRE DE LA CARGA	AMPLIACIÓN QUIMPAC S.A.
PROPIETARIO	QUIMPAC S.A.
FECHA DE INGRESO (1)	SEPTIEMBRE 2013
BARRA DE CONEXIÓN (2)	SET OQUENDO EDELNOR
NIVEL DE TENSIÓN (kV) DE CONEXIÓN AL SEIN	60

Nota: Los registros hasta el año 2016 son en resolución mensual, a partir del 2017 al 2024 en resolución anual.  
 (1): Fecha de ingreso: En el caso de un nuevo proyecto indicar la fecha (en mes y año) para la conexión al SEIN.  
 (2): Barra de conexión: En el caso de ser un nuevo proyecto y aún no se defina la barra de conexión indicar una barra de conexión referencial.  
 (3): Hora Punta: Período comprendido entre las 18:00 horas y 23:00 horas.  
 (4): Hora Fuera de Punta: Todas las horas del día sin considerar las horas de Punta.  
 (\*): Datos Históricos.

AÑO	MES	ENERGÍA (GWH)	POTENCIA (MW)		
			HORA PUNTA (3)	HORA FUERA DE PUNTA (4)	
2011(*)	ENERO				
	FEBRERO				
	MARZO				
	ABRIL				
	MAYO				
	JUNIO				
	JULIO				
	AGOSTO				
	SEPTIEMBRE				
	OCTUBRE				
	NOVIEMBRE				
	DICIEMBRE				
TOTAL 2011(*)					
2012	ENERO(*)				
	FEBRERO(*)				
	MARZO(*)				
	ABRIL(*)				
	MAYO(*)				
	JUNIO(*)				
	JULIO(*)				
	AGOSTO				
	SEPTIEMBRE				
	OCTUBRE				
	NOVIEMBRE				
	DICIEMBRE				
TOTAL 2012					
2013	ENERO				
	FEBRERO				
	MARZO				
	ABRIL				
	MAYO				
	JUNIO				
	JULIO				
	AGOSTO				
	SEPTIEMBRE	10,0	14,4	14,4	
	OCTUBRE	10,0	14,4	14,4	
	NOVIEMBRE	10,0	14,4	14,4	
	DICIEMBRE	10,0	14,4	14,4	
TOTAL 2013	40,0	14,4	14,4		
2014	ENERO	15,4	25,0	25,0	
	FEBRERO	14,0	25,0	25,0	
	MARZO	15,4	25,0	25,0	
	ABRIL	15,0	25,0	25,0	
	MAYO	15,4	25,0	25,0	
	JUNIO	15,0	25,0	25,0	
	JULIO	15,4	25,0	25,0	
	AGOSTO	15,4	25,0	25,0	
	SEPTIEMBRE	15,0	25,0	25,0	
	OCTUBRE	15,4	25,0	25,0	
	NOVIEMBRE	15,0	25,0	25,0	
	DICIEMBRE	15,4	25,0	25,0	
TOTAL 2014	181,8	25,0	25,0		
2015	ENERO	15,4	25,0	25,0	
	FEBRERO	14,0	25,0	25,0	
	MARZO	15,4	25,0	25,0	
	ABRIL	15,0	25,0	25,0	
	MAYO	15,4	25,0	25,0	
	JUNIO	15,0	25,0	25,0	
	JULIO	15,4	25,0	25,0	
	AGOSTO	15,4	25,0	25,0	
	SEPTIEMBRE	15,0	25,0	25,0	
	OCTUBRE	15,4	25,0	25,0	
	NOVIEMBRE	15,0	25,0	25,0	
	DICIEMBRE	15,4	25,0	25,0	
TOTAL 2015	181,8	25,0	25,0		
2016	ENERO	15,4	25,0	25,0	
	FEBRERO	14,0	25,0	25,0	
	MARZO	15,4	25,0	25,0	
	ABRIL	15,0	25,0	25,0	
	MAYO	15,4	25,0	25,0	
	JUNIO	15,0	25,0	25,0	
	JULIO	15,4	25,0	25,0	
	AGOSTO	15,4	25,0	25,0	
	SEPTIEMBRE	15,0	25,0	25,0	
	OCTUBRE	15,4	25,0	25,0	
	NOVIEMBRE	15,0	25,0	25,0	
	DICIEMBRE	15,4	25,0	25,0	
TOTAL 2016	181,8	25,0	25,0		
TOTAL 2017	181,8	25,0	25,0		
TOTAL 2018	181,8	25,0	25,0		
TOTAL 2019	181,8	25,0	25,0		
TOTAL 2020	181,8	25,0	25,0		
TOTAL 2021	181,8	25,0	25,0		
TOTAL 2022	181,8	25,0	25,0		
TOTAL 2023	181,8	25,0	25,0		
TOTAL 2024	181,8	25,0	25,0		

## DEMANDA DE EL BROCAL, DE LA FJACIÓN TARIFARIA MAYO 2012

ANEXO 3: DEMANDA DE CLIENTE LIBRE PROYECTADA POR ESCENARIOS <sup>(1)</sup>

Año	ESCENARIO BASE				ESCENARIO PESIMISTA				ESCENARIO OPTIMISTA			
	Energía (GWh)	Potencia (MW)		Factor de carga (%)	Energía (GWh)	Potencia (MW)		Factor de carga (%)	Energía (GWh)	Potencia (MW)		Factor de carga (%)
		HP <sup>(2)</sup>	HFP <sup>(3)</sup>			HP <sup>(2)</sup>	HFP <sup>(3)</sup>			HP <sup>(2)</sup>	HFP <sup>(3)</sup>	
2011	140.0	16.32	17.40	95.00%	126.0	14.69	15.66	95.00%	154.0	17.95	19.14	95.00%
2012	282.7	45.06	48.04	95.00%	254.4	40.55	43.24	95.00%	311.0	49.56	52.84	95.00%
2013	415	45.06	48.04	95.00%	373.5	40.55	43.24	95.00%	456.5	49.56	52.84	95.00%
2014	415	45.06	48.04	95.00%	373.5	40.55	43.24	95.00%	456.5	49.56	52.84	95.00%

## 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.

## SUBCOMITÉ DE GENERADORES DEL COES

---

Lima, 21 de Agosto del 2012

**SCG\_077\_2012**

Señor  
Federico Schwalb  
Representante Legal  
**CANTERAS DEL HALLAZGO**  
Av. el Derby Nro. 055 Int. 301-Santiago de Surco



**Asunto:** Información para el Estudio de Precios en Barra para la Fijación Tarifaria  
Período Mayo 2013 – Abril 2014

De nuestra consideración:

Nos dirigimos a usted para informarle que conforme a lo dispuesto por la Ley de Concesiones Eléctricas y sus modificatorias, el Subcomité de generadores del COES se encuentra desarrollando el estudio de Precios en Barra para la Fijación Tarifaria Mayo 2013 y para ello estamos requiriendo información necesaria para la actualización del modelo de la demanda correspondiente al período Enero 2013 – Abril 2015.

Al respecto, considerando el horizonte descrito solicitamos tenga a bien brindarnos información relativa a los requerimientos de demanda de potencia y energía de su(s) proyecto(s), el cual apreciaremos remitir antes del 31 de Agosto 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 [edson.hidalgo@snpower.com](mailto:edson.hidalgo@snpower.com)
- 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,

A handwritten signature in blue ink, consisting of a stylized 'J' followed by a series of loops and a final horizontal stroke.

Juan Antonio Rozas  
Representante del Subcomité de Generadores del COES

Adj. Ficha Proyectos.

**SUB COMITÉ  
DE GENERADORES DEL COES**

**FICHA DE PROYECTOS No 1  
PROYECTOS DE DEMANDA**
**1.0 ASPECTOS GENERALES**
**1.1 NOMBRE DE PROYECTO**

Proyecto Chucapaca

**1.2 EMPRESA PROPIETARIA**

Canteras del Hallazgo SAC

**1.3 UBICACIÓN DEL PROYECTO**

DEPARTAMENTO	PROVINCIA	DISTRITO
Moquegua	Sánchez Cerro	Ichuña

**1.4 ACTIVIDAD A DESARROLLAR**

Minería

**1.5 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO**
**1.5.1 Situación Actual (Estado del Proyecto):**

Exploración, Estudio de Factibilidad y Estudio de Impacto Ambiental

**1.5.2 Etapas de su estado de Avance :**

	ETAPAS	ESTADO
PRE-INVERSIÓN	Título (Petitorio)	100%
	Explotación	60%
	Estudio de Factibilidad	40%
INVERSIÓN	Financiamiento	
	Ingeniería	\$50 MM (aprox.)
	Construcción	\$800 MM (aprox.)
OPERACIÓN	Puesta en Marcha (mes / año)	1er Semestre 2016 (Estimado)

**2.0 ASPECTOS TÉCNICOS**
**2.1 INDICACIONES TÉCNICAS DE CONSUMO DE ELECTRICIDAD**

ITEM	TONELADAS METRICAS (TM)	ENERGIA (KWh)	CONSUMO (KWh/TM)
Mineral Extraído	12,000,000/a	360,000,000/a	30

**2.2 FUENTES DE SUMINISTRO ELÉCTRICO**

Subestación de Conexión al SEIN	FUTURA SE CHILOTA
Nivel de Tensión	220 KV
Empresa Suministradora de Electricidad	NO DEFINIDO

**2.3 DEMANDA ELÉCTRICA PROYECTADA**
**2.4.1 Proyección de Demanda en Escenario Base**

AÑO	ENERGIA (GWh)	POTENCIA (MW) <sup>(1)</sup>		FACTOR DE CARGA (%)	PROBABILIDAD (%) <sup>(2)</sup>
		HP	HFP		
2012					
2013					
2014					
2015	60	10	10	70%	75%
2016	360	62	62	70%	75%
2020	360	62	62	70%	75%

**2.4 FACTOR DE POTENCIA ESTIMADO :**

0.95

**2.5 EQUIPOS DE COMPENSACIÓN REACTIVA**

	MVAR		MVAR
Inductivo	NO	Capacitivo	NO

**2.6 Cronograma de ejecución (Referencial)**

ITEM	ACTIVIDAD	2012	2013	2014	2015	2016	2020
1	Estudio de Ingeniería	X	X				
2	Financiamiento	X	X				
3	Construcción			X	X		
4	Producción					X	X

**3.0 COMENTARIOS****NOTAS :**

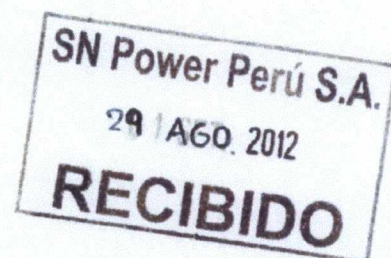
(1) HP : Hora Punta, de 19:00 a 23:00 Horas. HFP : Hora Fuera de Punta de 00:00 a 19:00 y de 23:00 a 24:00 horas

(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



Miraflores 29 de agosto 2012



Señores:  
**Subcomité de Generadores del COES**  
Av. Victor Andrés Belaunde 280, Piso 2, San Isidro  
Presente.-

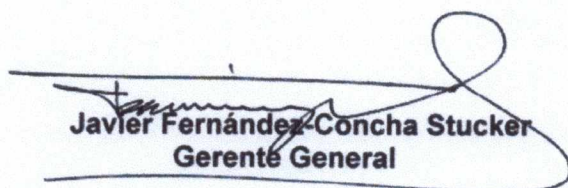
**Asunto:** Información para el Estudio de Precios en Barra para la Fijación Tarifaria  
Periodo Mayo 2013 – Abril 2014

De nuestra consideración,

Nos dirigimos a ustedes para, en respuesta a su requerimiento formulado por la carta de fecha 21 de agosto del 2012, con código SCG\_89\_2012, recibida el 24 de agosto del presente año, adjuntar el formato correspondiente debidamente llenado, el cual corresponde a nuestras proyecciones de demanda de potencia y energía para nuestro proyecto minero denominado "Shahuindo".

Reiterándoles nuestra estima personal, nos despedimos y quedamos a su disposición para cualquier duda o comentario.

Atentamente.

  
**Javier Fernández-Concha Stucker**  
Gerente General

Adj. Ficha de proyectos debidamente llenada

JBC

**Minera Sulliden Shahuindo S.A.C.**

Calle San Martín 845, oficina 201 Miraflores, Lima 18 – Perú  
Teléfono: (511) 651-2500 Fax: (511) 651-2500 ext.102  
www.sulliden.com

## SUB COMITÉ DE GENERADORES DEL COES

### FICHA DE PROYECTO No 1 PROYECTOS DE DEMANDA

#### 1.0 ASPECTOS GENERALES:

1.1 Nombre de la carga/ampliación o proyecto:

Proyecto Minero Shahuindo

1.2 Empresa propietaria:

Minera Sulliden Shahuindo SAC

1.3 Ubicación de la carga/ampliación o proyecto:

Departamento	Provincia	Distrito	Coord. UTM
Cajamarca	Cajabamba	Cachachi	806171 E , 9157236 N

Datum: WGS 84, zona 17S

1.4 Actividad a desarrollar:

Explotación de oro y plata

1.5 Descripción de la carga/ampliación o proyecto:

1.5.1 Situación actual

Con permiso de Exploración en elaboración de los Estudios de Impacto Ambiental.

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

ETAPAS	ESTADO	
PRE-INVERSIÓN	Título (Petitorio)	100%
	Exploración	80%
	Estudio de Factibilidad	95%
INVERSIÓN	Financiamiento	20%
	Ingeniería	40%
	Construcción	0%
OPERACIÓN	Puesta en marcha	Por definir

#### 2.0 ASPECTOS TECNICOS:

2.1 Indicadores Técnicos de Consumo de electricidad

Item	Toneladas métricas (TM)	Energía (KWh)	Consumo (KWh/TM)
Mineral extraído	0		

2.2 Fuentes de suministro eléctrico

Subestación de conexión al SEIN	Shahuindo (Futura)
Nivel de tensión	220 Kv / 13.2 Kv
Empresa Suministradora de Electricidad	Por definir

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		
2012					
2013					
2014	78.84	10	10	90%	95%
2015	78.84	10	10	90%	95%
2016	79.06	10	10	90%	95%
2020	79.06	10	10	90%	95%

2.4 Factor de Potencia estimado: 0.96 inductivo

2.5 Equipos de compensación reactiva

Inductivo		Capacitivo	
MVAR		MVAR	

2.6 Cronograma de ejecución (referencial)

Item	Actividad	2012	2013	2014	2015	2016	2020
1	Estudio Ingeniería	X	X				
2	Financiamiento		X				
3	Construcción		X	X			
4	Prdocucción			X	X	X	X

#### 7.0 COMENTARIOS:

El proyecto Shahuindo se encuentra con aprobación de su EIAsd para realizar labores de Exploración, así mismo se viene realizando los Estudios de Impacto Ambiental correspondientes, para continuar con su etapa de Construcción del Proyecto.

**Luis Torres**

---

**De:** Aliaga Tabraj, Edson Joel, EDEGEL <EALIAGA@edegel.com>  
**Enviado el:** domingo, 09 de septiembre de 2012 11:18 a.m.  
**Para:** Edson Vides Hidalgo Misari; Paula Buenalaya (pbuenalaya@snpower.com.pe)  
**CC:** Juan Antonio Rozas  
**Asunto:** RE: Información para el estudio de fijación de precios en barra  
**Datos adjuntos:** SHOUGANG HIERRO PERU GGA012-210 03.09.2012 Información para el Est. Fijación de Precios en Barra Mayo 2013-Abril 2014.pdf; 01\_D1-Demanda\_NuevoProyecto-TOROMOCHO-Sep7.pdf.pdf

Estimado Edson,  
 Adjunto información de demanda de dos clientes:  
 Ampliación Shougang  
 Chinalco - Toromocho.

Saludos  
**Edson Aliaga Tabraj**  
 Jefe de Operaciones  
 Telef. 215-6357  
 Cel 995690287 Rpm #0289968

---

EDEGEL S.A.A.  
 Víctor A. Belaúnde 147, Torre Real 4, piso 7  
 San Isidro, Lima

---

**De:** Aliaga Tabraj, Edson Joel, EDEGEL  
**Enviado el:** sábado, 01 de septiembre de 2012 11:45 a.m.  
**Para:** 'Edson Vides Hidalgo Misari'; Paula Buenalaya (pbuenalaya@snpower.com.pe)  
**CC:** 'Juan Antonio Rozas'  
**Asunto:** RE: Información para el estudio de fijación de precios en barra

Estimados Edson,  
 Adjunto envío la respuesta al requerimiento de demanda de potencia y energía de 3 de nuestros clientes:

- Cia Minera Casapalca
- Angloamerican Quellaveco
- Votorantim Cajamarquilla proyecto Empresa Praxair (desarrollado dentro de sus instalaciones).

Les reenviaremos información adicional en cuanto recibamos reportes de nuestros clientes.

Saludos

**Edson Aliaga Tabraj**  
 Jefe de Operaciones  
 Telef. 215-6357  
 Cel 995690287 Rpm #0289968

---

EDEGEL S.A.A.  
 Víctor A. Belaúnde 147, Torre Real 4, piso 7  
 San Isidro, Lima

---

**De:** Edson Vides Hidalgo Misari [<mailto:edson.hidalgo@snpower.com>]  
**Enviado el:** viernes, 24 de agosto de 2012 03:21 p.m.  
**Para:** 'crosas@edegel.com'; 'ealiaga@edegel.com'; 'mcieza@eepsa.com.pe'; Carrasco Quintana, Miguel Angel, EEPSA; 'rtengan@electroperu.com.pe'; 'rgonzales@electroperu.com.pe'; 'mhoffmann@duke-energy.com'; 'cfossati@duke-energy.com'; Flores, Armando A ([Armando.Flores@duke-energy.com](mailto:Armando.Flores@duke-energy.com)); 'RosaMaria.FloresAraoz@kg.com.pe';

**FICHA DE INFORMACIÓN No D1-A  
DATOS TÉCNICOS Y PROYECCIÓN DE DEMANDA ANUAL**

FECHA: 7 de septiembre de 2012

**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.

**1.0 ASPECTOS GENERALES:**

1.1 Nombre de la carga/ampliación o proyecto:

**PROYECTO TOROMOCHO**

1.2 Empresa propietaria:

**MINERA CHINALCO PERU S.A.**

1.3 Ubicación de la carga/ampliación o proyecto:

Departamento	Provincia	Distrito	Coord. UTM
<b>JUNIN</b>	<b>YAULI</b>	<b>MOROCOCHA</b>	

1.4 Actividad a desarrollar:

**PROYECTO MINERO METALURGICO DE COBRE Y OTROS METALES EN MENOR PROPORCION**

1.5 Descripción de la carga/ampliación o proyecto:

1.5.1 Situación actual

**EN CONSTRUCCION**

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

ETAPAS	Título (Petitorio)	ESTADO
PRE-INVERSIÓN	Exploración	<b>CONTRATO DE TRANSFERENCIA OTORGADO POR ACTIVOS MINEROS</b>
	Estudio de Factibilidad	<b>TERMINADA</b>
	Financiamiento	<b>COMPLETO</b>
INVERSIÓN	Ingeniería	<b>100% ASEGURADO</b>
	Construcción	<b>COMPLETA AL 100%</b>
	Puesta en marcha	<b>EJECUTADO AL 60%</b>
OPERACIÓN		<b>PENDIENTE</b>

**2.0 ASPECTOS TECNICOS:**

2.1 Características Técnicas (en caso de actividad minera)

Facilidades de infraestructura	<b>ACCESO A LA MINA POR CARRETERA CENTRAL DESPACHO DE MINERAL POR FERROCARRIL</b>
Características geográficas	<b>ZONA DE PUNA 4600 msnm</b>
Tipo de yacimiento, operación y volumen de extracción	<b>PORFIDO COBRE A TAJO ABIERTO</b>
Metales a extraer	<b>COBRE, MOLIBDENO Y PLATA</b>
Reservas	<b>210,000 TM/DIA (Mineral más desmonte)</b>
Escala de producción	<b>1,526 MM TM. 0.48% Cu, 0.019% Mb &amp; 6.9 gr/t Ag</b>
Planta de beneficio (Proceso)	<b>117,000 TM/DIA</b>
Recuperaciones metalúrgicas	<b>PLANTA CONCENTRADORA - MOLIENDA Y FLOTACION</b>
Leyes de concentrado	<b>Cobre 87% Plata 84.4% Molibdeno 63.6%</b>
Radio de concentración	<b>26.5% Cobre</b>
Capacidad de tratamiento y Producción anual	<b>1/64 (Concentrado vs Mineral entrante a la Planta)</b>
	<b>117,000 TM/DIA DE MINERAL &amp; 42.7 MM TM/AÑO</b>

2.2 Indicadores Técnicos de Consumo de electricidad

Ítem	Toneladas métricas (TM)	Energía (KWh)	Consumo (KWh/TM)
Mineral extraído <b>COBRE</b>	<b>562</b>		

2.3 Fuentes de suministro eléctrico

Subestación de conexión al SEIN	<b>POMACOCHA 220 KV</b>
Nivel de tensión	<b>220 KV</b>
Empresa Suministradora de Electricidad	<b>EDELGEL</b>

## 2.4 Demanda Eléctrica Proyectada

## 2.4.1 Proyección de Demanda en Escenario Medio:

Año	Energía (GWh)	Potencia (MW) (1)		Factor de carga (%)	Probabilidad (%) (2)
		HP	HFP		
2011					
2012					
2013	189	114	103	50%	
2014	774	152	137	60%	
2015	1198	152	137	90%	
2016	1202	152	137	90%	
2017	1198	152	137	90%	
2018	1227	157	141	90%	
2019	1236	157	141	90%	
2020	1239	157	141	90%	
2021	1236	157	141	90%	
2022	1236	157	141	90%	
2023	1236	157	141	90%	
2024	1239	157	141	90%	

## 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	199	120	108	50%	
2014	815	160	144	60%	
2015	1261	160	144	90%	
2016	1265	160	144	90%	
2017	1261	160	144	90%	
2018	1291	165	148	90%	
2019	1301	165	148	90%	
2020	1304	165	148	90%	
2021	1301	165	148	90%	
2022	1301	165	148	90%	
2023	1301	165	148	90%	
2024	1304	165	148	90%	

## 2.4.3 Proyección de Demanda en Escenario Pesimista:

Año	Energía (GWh)	Potencia (MW) (1)		Factor de carga (%)	Probabilidad (%) (2)
		HP	HFP		
2011					
2012					
2013	179	108	97	50%	
2014	734	144	130	60%	
2015	1135	144	130	90%	
2016	1138	144	130	90%	
2017	1135	144	130	90%	
2018	1162	149	133	90%	
2019	1171	149	133	90%	
2020	1174	149	133	90%	
2021	1171	149	133	90%	
2022	1171	149	133	90%	
2023	1171	149	133	90%	
2024	1174	149	133	90%	

2.5 Factor de Potencia estimado: 0.96

2.6 Equipos de compensación reactiva

	MVAR		MVAR
Inductivo	NO	Capacitivo	90

2.7 Diagramas unifilares adjuntos

	Primera Etapa	Segunda Etapa	Final
Año	2013 (X)	2018	
Adjunto (Marcar con "X")		Se agrega un cuarto Transformador 220/23 kV	

## 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	
.....	
2021	
2023	
2024	

## 3.3 Financiamiento:

--

## 4.0 FACTORES QUE FAVORECEN LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO:

EL PROYECTO MINERO METALURGICO ESTA EN EJECUCION

## 5.0 FACTORES QUE DESFAVORECEN LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO:

LA OBTENCIÓN DE SERVIDUMBRES DE LAS COMUNIDADES PARA LA  
EL RETRASO EN LA APROBACION DEL EIA DE LA LINEA 220 KV

## 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.				Aprobado	
Estudio de Impacto ambiental para Explotación y Beneficio minero.				Aprobado	
Convenio de estabilidad jurídica.					SI
				Aprobado para Construcción Pendiente para Operación	
Concesión de Beneficio.					
Concesión de transporte minero y Labor General.	No aplica				
Autorización de uso minero o Servidumbre.			Pendiente		
Contrato de estabilidad Tributaria.					SI
Certificado de operación minera.	Pendiente				
				Aprobado para Construcción Pendiente para Operación	
Autorización de uso de Agua.				SI	
Certificado de inexistencia de restos arqueológicos.					
Concesión de transmisión eléctrica.	No aplica				
Licencia municipal de construcción.	No aplica				
Autorización de Vertimientos.				Aprobado	
Autorización de Desbosque.	No aplica				

## 7.0 COMENTARIOS:

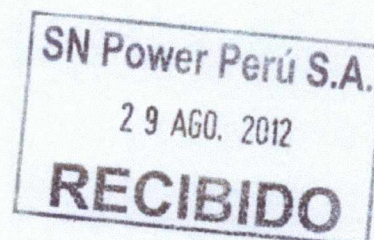
--



Cerro Verde

**SMCV-VAC-GL-2016-2012**

Arequipa, 29 de agosto de 2012



Ingeniero  
**Juan Antonio Rozas**  
**Representante del Subcomité de Generadores del COES**  
Victor Andrés Belaunde 280, Piso 2  
San Isidro  
**LIMA**

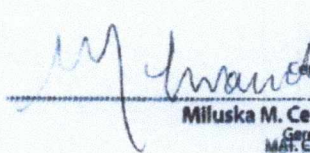

**Referencia** : Oficio SGC-060-2012  
Información para el Estudio de Precios en Barra para la Fijación Tarifaria  
Período Mayo 2013 - Abril 2014

Por la presente, lo saludo y atendiendo su solicitud de la referencia para la actualización del modelo de la demanda correspondiente al período Enero 2013 – Abril 2015, adjunto lo siguiente:

- ✉ Ficha de la demanda proyectada para el proyecto de expansión Concentradora Cerro Verde 2.

Sin otro particular de momento, hacemos propicia la ocasión, para saludarle.

Atentamente,

  
  
**Miluska M. Cervantes**  
Gerente Legal  
M.P. E.A. 1284

Incls. Lo enunciado



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

**1.0 ASPECTOS GENERALES:**

## 1.1 Nombre del Proyecto:

Expansión de la Unidad de Producción Cerro Verde

## 1.2 Empresa propietaria:

Sociedad Minera Cerro Verde S.A.A.

## 1.3 Ubicación del proyecto

Departamento	Provincia	Distrito
Arequipa	Arequipa	Uchumayo

## 1.4 Actividad a desarrollar:

Proceso de Concentrado de cobre

## 1.5 Descripción del proyecto

## 1.5.1 Situación actual (Estado del Proyecto):

Estudios pre operativos concluidos, estudios del proyecto definitivo en ejecución

## 1.5.2 Etapas y su estado de avance:

ETAPAS		ESTADO
PRE-INVERSIÓN	Título (Petitorio)	100%
	Exploración	100%
	Estudio de Factibilidad	100%
INVERSIÓN	Financiamiento	100%
	Ingeniería	25%
	Construcción	0%
OPERACIÓN	Puesta en marcha (mes-año)	2015

**2.0 ASPECTOS TECNICOS:**

## 2.1 Indicadores Técnicos de Consumo de electricidad

Item	Toneladas métricas (TM)	Energía (KWh)	Consumo (KWh/TM)
Mineral extraído	240,000	3,046,000,000	12692

## 2.2 Fuentes de suministro eléctrico

Subestación de conexión al SEIN	S.E. SanCamilo 500 kV
Nivel de tensión	500 kV
Empresa Suministradora de Electricidad	Electroperu

## 2.3 Demanda Eléctrica Proyectada

## 2.4.1 Proyección de Demanda en Escenario Base.

Año	Energía (GWh)	Potencia (MW) <sup>(1)</sup>		Factor de carga (%)	Probabilidad % <sup>(2)</sup>
		HP	HFP		
2011	0	0	0	-	-
2012	0	0	0	-	-
2013	77.76	10	10	90%	50%
2014	311.04	40	40	90%	50%
2015	970.57	112	112	90%	50%
2016	3,046.00	365	365	95%	50%
2017	3,046.00	365	365	95%	50%
2018	3,046.00	365	365	95%	50%
2019	3,046.00	365	365	95%	50%
2020	3,046.00	365	365	95%	50%

## 2.4 Factor de Potencia estimado: 0.96

## 2.5 Equipos de compensación reactiva

Inductivo		Capacitivo	
MVAR		MVAR	
0		153	

## 2.6 Cronograma de ejecución (referencial)

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

## **SUBCOMITÉ DE GENERADORES DEL COES**

---

Lima, 21 de Agosto del 2012

**SCG\_045\_2012**

Señor  
Luis Alberto Rivera Ruíz  
Representante Legal  
**XSTRATA TINTAYA S.A.**  
Av. El Derby 055. Torre 1, oficina 902, Santiago de Surco-Lima 33

**Asunto:** Información para el Estudio de Precios en Barra para la Fijación Tarifaria  
Período Mayo 2013 – Abril 2014

De nuestra consideración:

Nos dirigimos a usted para informarle que conforme a lo dispuesto por la Ley de Concesiones Eléctricas y sus modificatorias, el Subcomité de generadores del COES se encuentra desarrollando el estudio de Precios en Barra para la Fijación Tarifaria Mayo 2013 y para ello estamos requiriendo información necesaria para la actualización del modelo de la demanda correspondiente al período Enero 2013 – Abril 2015.

Al respecto, considerando el horizonte descrito solicitamos tenga a bien brindarnos información relativa a los requerimientos de demanda de potencia y energía de su(s) proyecto(s), el cual apreciaremos remitir antes del 31 de Agosto 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 [edson.hidalgo@snpower.com](mailto:edson.hidalgo@snpower.com)
- Vía courier a la Av. Víctor Andrés Belaunde 280, Piso 2, San Isidro

Agradecemos de antemano su colaboración y atención a la presente.

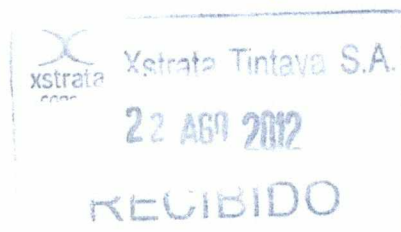
Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para expresarle nuestro cordial saludo.

Atentamente,



Juan Antonio Rozas  
Representante del Subcomité de Generadores del COES

Adj. Ficha Proyectos.



**Luis Torres**

---

**De:** EHolguino1@xstratacopper.com.pe  
**Enviado el:** viernes, 31 de agosto de 2012 09:25 p.m.  
**Para:** Edson Vides Hidalgo Misari  
**CC:** MValverde@xstratacopper.com.pe; EAngulo@xstratacopper.com.pe  
**Asunto:** Información para el estudio de Precios en barra para la fijación tarifaria período Mayo - 2013 - Abril 2014  
**Datos adjuntos:** Fichas DE1-Demanda Las Bambas\_R1.xls

Estimado Edsón Hidalgo:

Adjunto el formato solicitado por el Subcomité de Generadores del COES con la información del proyecto Las Bambas, cualquier consulta al respecto, te agradeceré me lo hagas saber por este medio.

Atentamente.

**Ernesto Holguino**  
*Superintendente de Mantenimiento Eléctrico Mina , Las Bambas*  
*Xstrata Copper*

Teléfono: +51 1 3722233 Anex : 4196  
Celular : +51 963749178

Email: [eholguino1@xstratacopper.com.pe](mailto:eholguino1@xstratacopper.com.pe)  
[www.xstratacopper.com](http://www.xstratacopper.com)

\*\*\*\*\*  
Este correo electrónico contiene información confidencial que se destina para el uso exclusivo de las direcciones indicadas como destinatarios. Si usted recibe este mail por error no debe difundir, copiar cualquier parte del mismo, usar o divulgar su contenido. Por favor notifiquenos inmediatamente respondiendo este correo electrónico y luego elimine el mensaje de su sistema. Por favor tenga en cuenta que las opiniones o puntos de vista expresados en este email no representan necesariamente la opinión de la Compañía.

\*\*\*\*\*  
This e-mail contains confidential information which is intended only for the use of the named addresses/s. If you as recipient are not a named addressee, then you must not in any manner whatever disseminate or copy any part of this e-mail, or use or disclose any of its contents. Please would you notify us immediately by reply e-mail and then delete the message from your system. Please be aware, any opinions or views expressed in this email, do not necessarily represent the views of the Company.

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

**1.0 ASPECTOS GENERALES:**

- 1.1 Nombre del Proyecto:  
Las Bambas
- 1.2 Empresa propietaria:  
Xstrata Las Bambas S.A.
- 1.3 Ubicación del proyecto
- | Departamento | Provincia  | Distrito    |
|--------------|------------|-------------|
| Apurímac     | Cotabambas | Challhuacho |
- 1.4 Actividad a desarrollar:  
Extracción de minerales y producción de concentrados
- 1.5 Descripción del proyecto  
1.5.1 Situación actual (Estado del Proyecto):  
En construcción

## 1.5.2 Etapas y su estado de avance:

ETAPAS		ESTADO
PRE-INVERSIÓN	Título (Petitorio)	Terminado
	Exploración	Terminado
	Estudio de Factibilidad	Terminado
INVERSIÓN	Financiamiento	Xstrata
	Ingeniería	Terminado
	Construcción	En progreso
OPERACIÓN	Puesta en marcha	2014

**2.0 ASPECTOS TECNICOS:**

- 2.1 Indicadores Técnicos de Consumo de electricidad
- | Item             | Toneladas métricas (TM) | Energía (KWh) | Consumo (KWh/TM) |
|------------------|-------------------------|---------------|------------------|
| Mineral extraído | 140,000.0               | 3,312,000.0   | 23.66            |
- 2.2 Fuentes de suministro eléctrico
- |  |          |
|--|----------|
| Subestación de conexión al SEIN        | Cotaruse |
| Nivel de tensión                       | 220 kV   |
| Empresa Suministradora de Electricidad | Enersur  |
- 2.3 Demanda Eléctrica Proyectada
- 2.3.1 Proyección de Demanda en Escenario Base.
- | Año  | Energía (GWh) | Potencia (MW) <sup>(1)</sup> |       | Factor de carga (%) | Probabilidad (%) <sup>(2)</sup> |
|------|---------------|------------------------------|-------|---------------------|---------------------------------|
|      |               | HP                           | HFP   |                     |                                 |
| 2012 |               |                              |       |                     |                                 |
| 2013 | 16.29         | 28.1                         | 28.1  | 50%                 | 80%                             |
| 2014 | 312.50        | 112.4                        | 112.4 | 32%                 | 90%                             |
| 2015 | 1,227.65      | 157.2                        | 157.2 | 89%                 | 95%                             |
| 2016 | 1,270.38      | 157.2                        | 157.2 | 92%                 | 100%                            |
| 2017 | 1,266.91      | 157.2                        | 157.2 | 92%                 | 100%                            |
| 2018 | 1,266.91      | 157.2                        | 157.2 | 92%                 | 100%                            |
| 2019 | 1,266.91      | 157.2                        | 157.2 | 92%                 | 100%                            |
| 2020 | 1,270.38      | 157.2                        | 157.2 | 92%                 | 100%                            |

- 2.4 Factor de Potencia estimado: 0.97
- 2.5 Equipos de compensación reactiva
- |           | MVAR |            | MVAR |
|-----------|------|------------|------|
| Inductivo | 40   | Capacitivo | 40   |
- 2 Compensadores Sincronos
- 2.6 Cronograma de ejecución (referencial)
- | Item | Actividad             | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 |
|------|-----------------------|------|------|------|------|------|
| 1    | Estudio de Ingeniería | x    |      |      |      |      |
| 2    | Financiamiento        | x    |      |      |      |      |
| 3    | Construcción          | x    | x    | x    |      |      |
| 4    | Producción            |      |      | x    | x    | x    |
- | Item | Actividad             | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 |
|------|-----------------------|------|------|------|------|
| 1    | Estudio de Ingeniería |      |      |      |      |
| 2    | Financiamiento        |      |      |      |      |
| 3    | Construcción          |      |      |      |      |
| 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 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.

**B4. CARGAS INCORPORADAS ESPECIALES Y GENERADORES Y  
AUTOPRODUCTORES**

---

## DEMANDA ENVIADA POR SN POWER

FORMATO DE CUADRO DE OSINERGMIN-GART

Unidad: GWh

MINERÍA	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
MINERA CASAPALCA	75.79	75.79	75.79	75.79	75.79	75.79	75.79	75.79	75.79	75.79	75.79	75.79
MINERA LOS QUEJUNIALES (YALUYACU)	72.28	72.28	72.28	72.28	72.28	72.28	72.28	72.28	72.28	72.28	72.28	72.28
DOE RUN PERU (EX COBRIZA)	96.48	109.50	109.50	110.05	111.05	111.05	111.69	111.69	113.88	113.88	113.88	113.88
DOE RUN PERU (PLANTA DE ZINC1)	17.53	506.55	509.78	512.97	512.97	538.57	538.57	538.57	538.57	553.80	553.80	553.80
DOE RUN PERU (PLANTA DE ZINC1)-Pzinc	6.94	434.13	434.24	435.75	435.75	457.53	457.53	457.53	457.53	470.61	470.61	470.61
DOE RUN PERU (PLANTA DE ZINC1)-Oroya	6.90	65.42	68.95	70.24	73.75	73.75	73.75	73.75	73.75	75.86	75.86	75.86
DOE RUN PERU (PLANTA DE ZINC1)-Mayupampa	1.82	2.78	2.78	2.78	2.86	2.86	2.86	2.86	2.86	2.92	2.92	2.92
DOE RUN PERU (PLANTA DE ZINC1)-Local1 y 2	1.87	4.21	4.21	4.21	4.42	4.42	4.42	4.42	4.42	4.42	4.42	4.42
MINERA VOLCAN 1 TICLIO	17.86	31.39	33.58	35.93	37.73	39.62	39.62	39.62	39.62	39.62	39.62	39.62
MINERA VOLCAN 2 YALLU	201.14	220.47	235.53	250.80	263.08	275.97	275.97	275.97	275.97	275.97	275.97	275.97
MINERA VOLCAN 3 CERRO	196.83	303.43	252.43	252.43	252.43	252.43	252.43	252.43	252.43	252.43	252.43	252.43
MINERA VOLCAN 3 CERRO-Excelisor	40.20	113.50	157.13	157.13	157.13	157.13	157.13	157.13	157.13	157.13	157.13	157.13
MINERA VOLCAN 3 CERRO-Paragaha	156.63	189.93	95.30	95.30	95.30	95.30	95.30	95.30	95.30	95.30	95.30	95.30
MINERA CORONA (EX MINERA YALURICOCHA)	41.52	41.52	41.52	41.52	41.52	41.52	41.52	41.52	41.52	41.52	41.52	41.52
COMPANIA MINERA ARGENTUM (EX NATIVIDAD COMPRESOR)	9.09	9.54	9.54	9.54	9.54	9.54	9.54	9.54	9.54	9.54	9.54	9.54
COMPANIA MINERA ARGENTUM (EX NATIVIDAD CONCENTRA)	32.90	34.33	34.33	34.33	34.33	34.33	34.33	34.33	34.33	34.33	34.33	34.33
EMPRESA EXPLOTADORA DE VINCHOS	7.10	6.72	7.19	7.69	8.08	8.48	8.48	8.48	8.48	8.48	8.48	8.48
EMPRESA ADMINISTRADORA CHUNGAR	33.27	29.76	29.76	29.76	29.76	29.76	29.76	29.76	29.76	29.76	29.76	29.76
MINERA AZURE	0.49	22.46	34.56	34.56	34.56	34.56	34.56	34.56	34.56	34.56	34.56	34.56
MINERA IRL (1)												
SOCIEDAD MINERA AUSTRIA DUVAZ	15.90	15.90	15.90	15.90	15.90	15.90	15.90	15.90	15.90	15.90	15.90	15.90
COMPANIA MINERA SAN JUAN (2)												
CIA MINERA ARGENTUM (MINERA CORONA ALPAMINA)	11.48	12.02	12.02	12.02	12.02	12.02	12.02	12.02	12.02	12.02	12.02	12.02
SOCIEDAD MINERA EL BROCAL	82.18	415.00	415.00	415.00	453.94	453.94	453.94	453.94	453.94	453.94	453.94	453.94
MINERA MILPO	49.06	49.06	49.06	49.06	49.06	49.06	49.06	49.06	49.06	49.06	49.06	49.06
MINERA ATACOCHA	32.40	32.40	32.40	32.40	32.40	32.40	32.40	32.40	32.40	32.40	32.40	32.40
MINERA RAURA 2	17.29	17.29	17.29	17.29	17.29	17.29	17.29	17.29	17.29	17.29	17.29	17.29
MINERA LOS QUEJUNIALES (ZCAYCRUZ) (5)	52.07	52.07	52.07	52.07	52.07	52.07	52.07	52.07	52.07	52.07	52.07	52.07
MINERA RAURA	10.83	10.83	10.83	10.83	10.83	10.83	10.83	10.83	10.83	10.83	10.83	10.83
MINERA BUENAVENTURA	68.34	68.34	68.34	68.34	68.34	68.34	68.34	68.34	68.34	68.34	68.34	68.34
CEMENTO ANDINO 1	143.26	133.48	144.66	156.39	168.71	181.65	195.23	208.49	224.47	240.19	256.70	273.21
SAN IGNACIO DE MOROCOCHA	15.97	22.27	22.27	22.27	22.27	22.27	22.27	22.27	22.27	22.27	22.27	22.27
MINERA PERU COPPER	2.21	2.90	2.90	2.90	2.90	2.90	2.90	2.90	2.90	2.90	2.90	2.90
PAN AMERICAN SILVER	63.37	67.20	88.70	90.83	95.10	95.10	95.10	95.10	95.10	95.10	95.10	95.10
REINGRESO HUARON (3)												
PROYECTO ROSAURA - PERUBAR S.A	1.93	1.93	1.93	1.93	1.93	1.93	1.93	1.93	1.93	1.93	1.93	1.93
TOTAL EX-CENTROMIN	1,368.5	2,364.3	2,379.0	2,414.8	2,512.0	2,540.1	2,593.7	2,570.1	2,600.4	2,616.1	2,632.8	2,649.5

## Notas:

- (1): Cliente regulado de Electrocache  
(2): Carga trasladada al sistema de LUZ DEL SUR, ya no pertenece al sistema Electroandes.  
(3): Incluido en la proyeccion de Huaron  
Para el año 2012 se ha considerado el promedio de 2012 y 2013



**SHOUGANG HIERRO PERU S.A.A.**  
"AÑO LA INTEGRACIÓN NACIONAL Y EL RECONOCIMIENTO DE NUESTRA DIVERSIDAD"

0125

GGA012-210

Jesús María, 3 de Septiembre de 2012



Señor  
Carlos Rosas Cedillo  
Gerente de Gestión de Energía y  
Comercialización de EDEGEL  
Av. Víctor Andrés Belaúnde 147 - Real 4  
San Isidro.

Asunto: Información para el Estudio de Fijación de Precios en Barra  
Mayo 2013 – Abril 2014.


De nuestra consideración:

Sirva la presente para saludarlos cordialmente y alcanzarles adjunto a la presente, la información que nos fuera solicitada con su GGEyC-263-2012, referida al requerimiento de demanda para el estudio de Fijación de Precios en Barra por el período Mayo 2012 – Abril 2014.

Sin otro particular es grato reiterarnos de ustedes,

Atentamente,

**Shougang Hierro Perú S.A.A.**

  
Raúl Vera La Torre  
Gerente General Adjunto  
Adjts.

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

**1.0 ASPECTOS GENERALES:**

## 1.1 Nombre del Proyecto:

AMPLIACIÓN DE OPERACIONES MINA Y PLANTA DE BENEFICIO

## 1.2 Empresa propietaria:

SHOUGANG HIERRO PERU S.A.A.

## 1.3 Ubicación del proyecto

Departamento	Provincia	Distrito
ICA	NAZCA	SAN JUAN DE MARCONA

## 1.4 Actividad a desarrollar:

EXTRACCIÓN MINERA

## 1.5 Descripción del proyecto

## 1.5.1 Situación actual (Estado del Proyecto):

INGENIERÍA

## 1.5.2 Etapas y su estado de avance:

ETAPAS	Título (Petitorio)	ESTADO
PRE-INVERSIÓN	Exploración	
	Estudio de Factibilidad	Completo
	Financiamiento	
INVERSIÓN	Ingeniería	Ejecución en el 2012
	Construcción	2013 al 2014
	Operación	Mayo del 2014

**2.0 ASPECTOS TECNICOS:**

## 2.1 Indicadores Técnicos de Consumo de electricidad

Item	Toneladas métricas (TM)	Energía (kWh)	Consumo (kWh/TM)
Mineral extraído anual nominal 2013	0	0	0.00
Mineral extraído anual nominal 2014	2,194,000	140,780,000	64.18
Mineral extraído anual nominal 2015	7,721,333	514,080,000	66.58

## 2.2 Fuentes de suministro eléctrico

Subestación de conexión al SEIN	SUBESTACION MARCONA
Nivel de tensión	220 kV
Empresa Suministradora de Electricidad	EDEGEL (EN TRAMITE)

## 2.3 Demanda Eléctrica Proyectada

## 2.4.1 Proyección de Demanda en Escenario Base.

Año	Energía (GWh)	Potencia (MW) <sup>(1)</sup>		Factor de carga (%)	Probabilidad % <sup>(2)</sup>
		HP	HFP		
2013					
2014	201.96	70	70	0.85	100
2015	514.08	70	70	0.85	100

## 2.4 Factor de Potencia estimado:

0.96

## 2.5 Equipos de compensación reactiva

MVAR		MVAR	
Inductivo	NO APLICA	Capacitivo	36

## 2.6 Cronograma de ejecución (referencial)

Item	Actividad	2011	2012	2013	2014	.....	2020
1	Estudio de Ingeniería		EJECUCIÓN				
2	Financiamiento		EN PROCESO	EN PROCESO	EN PROCESO	EN PROCESO	
3	Construcción			EJECUCIÓN	FIN Set. 2014		
4	Producción				INICIO Oct. 2014	PRODUCCION	PRODUCCION

**3.0 COMENTARIOS:**

En el año 2013, no existe actividad que requiera energía eléctrica, por lo tanto no hay consumo.

En el año 2014, la potencia se incrementará gradualmente entre los meses de Mayo a Diciembre, en función de las etapas de pruebas, puesta en marcha y operación. Así Mayo 10 MW, Junio 20MW, Julio 30 MW, Agosto-Septiembre 40 MW, Octubre-Noviembre 60 MW y Diciembre 70 MW.

En el año 2015, la potencia demandada será de 70 MW de Enero a Abril.

**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.



Av. El Derby 055, Torre 1, Oficina 801, Santiago de Surco, Lima 33 - Perú  
Telf / Phone (51-1) 217-3000  
www.antamina.com

Lima, 29 de Agosto de 2012

Señor  
**JUAN ANTONIO ROZAS**  
**Representante del Subcomité de generadores del COES**  
Víctor Andrés Belaúnde No. 280, Piso 2,  
San Isidro.-

**Referencia : Carta SCG\_047\_2012 de fecha 21 de agosto de 2012**

**Asunto : Presentamos Información para el Estudio de Precios en Barra para la Fijación Tarifaria Período Mayo 2013 – Abril 2014**

Estimado Ing. Guerra:

Por medio de la presente, y de acuerdo a lo solicitado en la carta de la referencia del Subcomité de Generadores del COES, adjuntamos la Ficha de Proyectos No. 1 – Proyectos de Demanda, la misma que contiene información relativa a los requerimientos de demanda de potencia y energía de nuestros proyectos.

Es importante indicar que la presente carta será enviada vía correo electrónico, conforme la posibilidad otorgada en la Carta No. SCG\_047\_2012.

Sin otro particular, quedamos de ustedes.

Atentamente,

**Antonio Pinilla Cisneros**  
Vicepresidente Legal y de Cumplimiento  
Compañía Minera Antamina S.A.

EPS  
M:\My documents\Licencias & Permisos\Otros\Carta Ficha Proyectos de Demanda - Subcomite del COES.doc

**ANEXO 1  
CONTENIDO DE INFORMACIÓN REQUERIDA**

**1.0 ASPECTOS GENERALES**

## 1.1 Nombre del Proyecto

Antamina

## 1.2 Empresa Propietaria

Compañía Minera Antamina

## 1.3 Ubicación del Proyecto

Departamento	Provincia	Distrito
Ancash	Huari	San Marcos

## 1.4 Actividad a Desarrollar

Minería

## 1.5 Descripción del Proyecto

## 1.5.1 Situación Actual (Estado del Proyecto)

Estudios de Ingeniería

## 1.5.2 Etapas y su Estado de Avance

ETAPAS	ESTADO
<b>PRE-INVERSION</b>	
Título (Petitorio)	
Exploración	
Estudio Conceptual	100%
<b>INVERSION</b>	
Financiamiento	
Ingeniería	
Construcción	
<b>OPERACION</b>	
Puesta en Marcha	

**2.0 ASPECTOS TÉCNICOS:**

## 2.1 Indicadores Técnicos de Consumo de Electricidad

Item	TM (**)	MWh (**)	Kwh/TM
Mineral			
Extruido	64.603.677.32	3.370.346.00	52.17

(\*\*) TM procesado y MWh Registrados en el Mes de Diciembre-2011

## 2.2 Fuentes de Suministro Eléctrico

Subestación Conexión al SEIN	SE VIZCARRA; SE P. P. LOBITOS
Nivel de Tensión	220 kV, 66 kV
Empresa Suministradora de Electricidad	EDEGEL

## 2.3 Demanda Eléctrica Proyectada

Año	GWh	MW	Probabilidad (%)
2012	1.079.67	145	90%
2013	1.079.67	145	90%
2014	1.116.90	150	95%
2015	1.154.13	155	90%
2016	1.154.13	155	90%
2017	1.533.88	206	50%
2018	1.533.88	206	50%
2019	2.144.45	288	50%
2020	2.144.45	288	50%

## 2.4 Factor de Potencia Estimado

0.97

## 2.5 Equipos de Compensación Reactiva

MVAR		MVAR	
Inductivo	+30 (COMPENSADOR SINCRONO)	Capacitivo	109 (Filtro Armónicos)
Inductivo	+90 (SVC VIZCARRA)	Capacitivo	-30 (COMPENSADOR SINCRONO)
		Capacitivo	-45 (SVC VIZCARRA)

## 2.6 Cronograma de Ejecución (Referencial)

Item	Actividad	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
1	Estudio de Ingeniería		X	X	X				
2	Financiamiento								
3	Construcción				X	X	X	X	
4	Producción						X		X

## 3.0 Comentarios

De total de la Demanda aproximadamente 4 MW se ubica en las instalaciones de Puerto Punta Lobitos en Distrito de Huarmey-Región Ancash; asimismo, 4 MVAR de compensación reactiva (Filtros de Armónicos) se encuentra en las instalaciones de Puerto Punta Lobitos (Huarmey).

Lima, 19 de agosto del 2011

Sr. Ing.  
Juan Antonio Rozas  
Representante del Subcomité de Generadores del COES  
Av. Victor Andrés Belaunde 280, Piso 2.  
San Isidro  
Lima-27

SN POWER PERU S.A.  
19 AGO. 2011  
RECIBIDO

**Asunto : Información para el Estudio de Precios en Barra para la Fijación Tarifaria Periodo Mayo 2012 – Abril 2013.**  
**Referencia : Vuestra Carta SCG-0695-2011 del 25 de julio del 2011**

De mi consideración:

Es grato dirigirme a usted con respecto al documento de la referencia y cumplir con indicarle que nuestra proyección de la demanda es la siguiente:

AÑO	MW	MWH
2011	207	1,670,000
2012	215	1,737,000
2013	227	1,837,000
2014	263	2,137,000
2015	405	3,227,000
2016	508	4,184,000
2020	523	4,309,000

Para el año 2012 se iniciarán los trabajos de construcción de la ampliación de la concentradora Toquepala y puesta en servicio del Proyecto de expansión de la Concentradora de Cuajone con la chancadora HPGR cuya cargas estimadas son 8 MW en total.

Para el año 2013 se está 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 2014 se pondrá en servicio la primera etapa de la ampliación de la concentradora Toquepala cuya carga es del orden de 36 MW.

Para el año 2015, se pondrá en servicio la planta de lixiviación en la mina Tía María cuya demanda máxima estaría incrementándose en 67 MW adicionales. Asimismo, se prevé la puesta en servicio el Proyecto de expansión de la planta concentradora de

Toquepala cuya carga adicional es del orden de 40 MW y la ampliación de la concentradora Cuajone con 35 MW.


Los proyectos enunciados en el cuadro a partir del 2016, corresponden a proyectos cuyas probabilidades de ejecución son bajas debido a que se encuentran en proceso de estudios como son: la expansión de la planta electrolítica de la Refinería y de la Fundición en Ilo cuya demanda es de 18 MW para el 2016, una concentradora en Los Chancas con 85 MW para los años 2016 y una planta Lesde con 15 MW en los Chancas para el 2020.

Indicamos 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, quedamos de Ud.

Atentamente,

Bernardo De Olazaval y Oviedo



**SOUTHERN PERU COPPER CORPORATION**  
Sucursal del Peru

Cc:  
COES  
Comité de Energia SPCC  
Enersur.

## PROYECCION DE LA DEMANDA DE SOUTHERNPERU

Prep por : Comité de Energía  
Rev N° 1, AGOSTO-2011

AÑO	MAX DEMANDA MW	MWH	OBSERVACIONES	FACTOR DE CARGA (%)	%PROB
2011	207	1,670,000		92	100%
2012	215	1,737,000	- Trabajos de construcción civil ampliación de la Concentradora Toquepala, HPGR Cuajone	92	100%
2013	227	1,837,000	- Palas y perforadoras en la mina de Tia Maria, ampliación de la Concentradora Toquepala	92	100%
2014	263	2,137,000	- Ampliación de la Concentradora Toquepala	93	100%
2015	405	3,327,000	- Ampliación de la Concentradora Cuajone, ampliación de la Concentradora Toquepala, Proyecto Tia Maria .	94	Cuaj 20%, Toq 100%, T.Mar 100%
2016	508	4,184,000	- Concentradora los Chancas, ampliación de la Fundición y Refinería	94	10%
2017	508	4,184,000		94	-
2018	508	4,184,000		94	-
2019	508	4,184,000		94	-
2020	523	4,309,000	- Planta Lesde en los Chancas	94	10%
2021	523	4,309,000		94	-
2022	523	4,309,000		94	-
2023	523	4,309,000		94	-

**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 CUAJONE**
- 1.2 Empresa propietaria:  
**SOUTHERNPERU COPPER CORPORATION**
- 1.3 Ubicación de la carga/ampliación o proyecto:
- | Departamento | Provincia      | Distrito | Coord. UTM |
|--------------|----------------|----------|------------|
| MOQUEGUA     | MARISCAL NIETO | TORATA   |            |
- 1.4 Actividad a desarrollar:  
**PROCESAR A 120 MIL TONELADAS DE MATERIAL MINERALIZADO POR DIA**
- 1.5 Descripción del proyecto:  
1.5.1 Situación actual (estado del proyecto)  
**FACTIBILIDAD**
- 1.5.2 Etapas y su estado de avance:
- | ETAPAS        | Título (Petitorio)      | ESTADO |
|---------------|-------------------------|--------|
| PRE-INVERSION | Exploración             |        |
|               | Estudio de Factibilidad | X      |
| INVERSION     | Financiamiento          |        |
|               | Ingeniería              |        |
|               | Construcción            |        |
| OPERACION     | Puesta en marcha        |        |

**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        | SUBESTACION DE BOTIFLACA |
| Nivel de tensión                       | 13.8 y 6.9 KV            |
| Empresa Suministradora de Electricidad | ENERSUR                  |
- 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 |               |                   |     |                     |                      |
| 2012 | 50            | 6                 | 6   |                     | 100                  |
| 2013 |               |                   |     |                     |                      |
| 2014 |               |                   |     |                     |                      |
| 2015 | 300           | 35                | 35  |                     | 20                   |
| 2016 |               |                   |     |                     |                      |
| 2020 |               |                   |     |                     |                      |
- 2.4 Factor de Potencia estimado: ENTRE 0.9 A 0.95
- 2.5 Equipos de compensación reactiva
- |           | MVAR |            | MVAR |
|-----------|------|------------|------|
| Inductivo |      | Capacitivo |      |
- 2.6 Cronograma de ejecución (Referencial)
- | Item | Actividad             | 2013 | 2014 | 2015 | ..... | 2020 |
|------|-----------------------|------|------|------|-------|------|
| 1    | Estudio de Ingeniería | x    | x    | x    |       |      |
| 2    | Financiamiento        |      |      |      |       |      |
| 3    | Construcción          |      | x    | x    |       |      |
| 4    | Producción            |      |      | x    |       |      |

**3 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.

**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 o 120 MIL TONELADAS DE MATERIAL MINERALIZADO POR DIA
- 1.5 Descripción de la carga/ampliación o proyecto:  
1.5.1 Situación actual  
En ingeniería

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

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

**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        | SUBESTACION DE MILLSITE EN TOQUEPALA |
| Nivel de tensión                       | 138KV                                |
| Empresa Suministradora de Electricidad | ENERSUR                              |
- 2.3 Demanda Eléctrica Proyectada
- 2.3.1 Proyección de Demanda en Escenario Base.
- | Año  | Energía (GWh) | Potencia (MW) (1) |     | Factor de carga (%) | Probabilidad (%) (2) |
|------|---------------|-------------------|-----|---------------------|----------------------|
|      |               | HP                | HFP |                     |                      |
| 2011 |               |                   |     |                     |                      |
| 2012 | 17            | 2                 | 2   |                     | 100                  |
| 2013 | 17            | 2                 | 2   |                     | 100                  |
| 2014 | 300           | 36                | 36  |                     | 100                  |
| 2015 | 330           | 40                | 40  |                     | 100                  |
| 2016 |               |                   |     |                     |                      |
| 2020 |               |                   |     |                     |                      |
- 2.4 Factor de Potencia estimado: ENTRE 0.9 A 0.95
- 2.5 Equipos de compensación reactiva
- |           | MVAR |            | MVAR |
|-----------|------|------------|------|
| Inductivo | 0    | Capacitivo | 0    |
- 2.8 Cronograma de ejecución (Referencial)
- | Item | Actividad             | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 |
|------|-----------------------|------|------|------|------|------|
| 1    | Estudio de Ingeniería | x    | x    | x    | x    | x    |
| 2    | Financiamiento        |      |      |      |      |      |
| 3    | Construcción          | x    | x    | x    | x    | x    |
| 4    | Producción            |      |      |      | x    | x    |

**3**

**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.

**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  
INGENIERIA DE DETALLE

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

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

**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        | SUBESTACION DE MONTALVO |
| 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					
2012					
2013	83	10	10		100
2014					
2015	560	67	67		100
2020					

- 2.4 Factor de Potencia estimado: ENTRE 0.9 A 0.95

- 2.5 Equipos de compensación reactiva

	MVAR		MVAR
Inductivo		Capacitivo	

- 2.6 Cronograma de ejecución (Referencial)

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

**3****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.

**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:  
EXPLORACIÓN DE COBRE POR CONCENTRADORA Y POR PROCESO DE LIXIVIACIÓN
- 1.5 Descripción de la carga/ampliación o proyecto:  
1.5.1 Situación actual  
ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD

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
INVERSIÓN	Financiamiento	
	Ingeniería	
	Construcción	
OPERACIÓN	Puesta en marcha	

**2.0 ASPECTOS TÉCNICOS:**

- 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        |  |
| Nivel de tensión                       |  |
| Empresa Suministradora de Electricidad |  |
- 2.3 Demanda Eléctrica Proyectada
- 2.3.1 Proyección de Demanda en Escenario Base.
- | Año  | Energía (GWh) | Potencia (MW) (1) |     | Factor de carga (%) | Probabilidad (%) (2) |
|------|---------------|-------------------|-----|---------------------|----------------------|
|      |               | HP                | HFP |                     |                      |
| 2011 |               |                   |     |                     |                      |
| 2012 |               |                   |     |                     |                      |
| 2013 |               |                   |     |                     |                      |
| 2014 |               |                   |     |                     |                      |
| 2015 |               |                   |     |                     |                      |
| 2016 | 710           | 85                | 85  |                     | 10                   |
| 2020 | 125           | 15                | 15  |                     | 10                   |

2.4 Factor de Potencia estimado: ENTRE 0.9 A 0.95

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

2.6 Cronograma de ejecución (Referencial)

Item	Actividad	2013	2014	2015	2016	2020
1	Estudio de Ingeniería	X	X	X	X	
2	Financiamiento					
3	Construcción			X	X	
4	Producción				X	

**3**

**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.

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

**1.0 ASPECTOS GENERALES:**

- 1.1 Nombre de la carga/ampliación o proyecto:  
EXPANSION DE LA FUNDICION
- 1.2 Empresa propietaria:  
SOUTHERNPERU COPPER CORPORATION
- 1.3 Ubicación de la carga/ampliación o proyecto:
- | Departamento | Provincia | Distrito | Coord. UTM |
|--------------|-----------|----------|------------|
| MOQUEGUA     | ILO       | PACÓCHA  |            |
- 1.4 Actividad a desarrollar:  
FUNDIR 1.8 MILLONES DE TONELADAS DE CONCENTRADO POR AÑO
- 1.5 Descripción de la carga/ampliación o proyecto:  
1.5.1 Situación actual  
SUSPENDIDO

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

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

**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        | SUBESTACION DE ILO FUNDICION |
| Nivel de tensión                       | 13.8KV                       |
| Empresa Suministradora de Electricidad | ENERSUR                      |

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					
2012					
2013					
2016	82	10	10		10
2020					

- 2.4 Factor de Potencia estimado: ENTRE 0.9 A 0.95

2.5 Equipos de compensación reactiva

	MVAR		MVAR
Inductivo	0	Capacitivo	0

2.6 Cronograma de ejecución (Referencial)

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

**3**

**COMENTARIOS:**

**PROYECTO PARA SER REVISADO EN OTRA OPORTUNIDAD, 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.  
 (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.

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

**1.0 ASPECTOS GENERALES:**

- 1.1 Nombre de la carga/ampliación o proyecto:  
EXPANSIÓN DE LA REFINERÍA DE COBRE
- 1.2 Empresa propietaria:  
SOUTHERNPERU COPPER CORPORATION
- 1.3 Ubicación de la carga/ampliación o proyecto:
- | Departamento | Provincia | Distrito | Coord. UTM |
|--------------|-----------|----------|------------|
| MOQUEGUA     | ILO       | PACOCHA  |            |
- 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  
SUSPENDIDO

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

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

**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        | SUBESTACION REFINERIA |
| Nivel de tensión                       | 10KV                  |
| Empresa Suministradora de Electricidad | ENERSUR               |

- 2.3 Demanda Eléctrica Proyectada

2.3.1 Proyección de Demanda en Escenario Base.

Año	Energía (GWh)	Potencia (MW) (1)		Factor de carga (%)	Probabilidad (%) (2)
		HP	HFP		
2011					
2012					
2013					
2016	65	8	8		10
2020					

- 2.4 Factor de Potencia estimado: ENTRE 0.9 A 0.95

- 2.5 Equipos de compensación reactiva

	MVAR		MVAR
Inductivo		Capacitivo	

- 2.6 Cronograma de ejecución (Referencial)

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

**3**

**COMENTARIOS:**

**PROYECTO PARA SER REVISADO EN OTRA OPORTUNIDAD, 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.  
 (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.

## MW.h

	2012	2013	2014	2015	2016
<b>Proyecto existente</b>	<b>1670</b>	<b>1687</b>	<b>1704</b>	<b>2337</b>	<b>4184</b>
Proyecto Cuajone	50	50	50	0	
Proyecto Toquepala	17	17	300	330	
Proyecto Ta María		83	83	560	
Proyecto Los Chancas					0
Proyecto Fundición					0
Proyecto refinería de cobre					0
<b>Total</b>	<b>1737</b>	<b>1837</b>	<b>2137</b>	<b>3227</b>	<b>4184</b>

A la Hoja de demanda

## MW

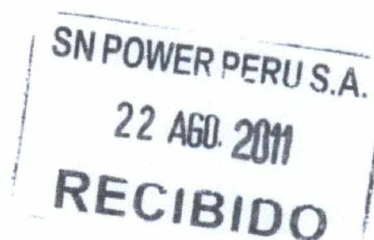
	2012	2013	2014	2015	2016
<b>Proyecto existente</b>	<b>207</b>	<b>209</b>	<b>211</b>	<b>298</b>	<b>508</b>
Proyecto Cuajone	6	6	6	0	
Proyecto Toquepala	2	2	36	40	
Proyecto Ta María		10	10	67	
Proyecto Los Chancas					0
Proyecto Fundición					0
Proyecto refinería de cobre					0
<b>Total</b>	<b>215</b>	<b>227</b>	<b>263</b>	<b>405</b>	<b>508</b>



Cerro Verde

**SMCV-VL&RG-1620-2011**

Arequipa, 22 de agosto de 2011



Ingeniero

**Juan Antonio Rosas****Representante del Subcomité de Generadores del COES**

Av. Víctor Andrés Belaúnde N° 280, Piso N°2.

San Isidro

**LIMA**

**Referencia** : Información para el Estudio de Precios en Barra para la fijación tarifaria –  
 Periodo Mayo 2012 – Abril 2013  
 Subcomité de Generadores del COES (SCG-049-2011 – 26/07/11)

En atención a su comunicación de la referencia, mediante la cual nos solicita la "INFORMACIÓN PARA EL ESTUDIO DE PRECIOS EN BARRA PARA LA FIJACION TARIFARIA PERIODO MAYO 2012 – ABRIL 2013", con la presente, le alcanzamos la información relativa a los requerimientos de demanda de potencia y energía de nuestros proyectos de ampliación de Sociedad Minera Cerro Verde.

Asimismo, adjuntamos, copia de la remisión del archivo electrónico a: [econtreras@snpower.com.pe](mailto:econtreras@snpower.com.pe), tal como fuera solicitado en la comunicación antes indicada.

Sin otro particular, hacemos propicia la ocasión para saludarlo.

Atentamente,

**SOCIEDAD MINERA CERRO VERDE S.A.A.**

  
 Miluska M. Cervantes Cornejo  
 Gerente Legal



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

**1.0 ASPECTOS GENERALES:**

- 1.1 Nombre del Proyecto:  
Proyecto expansion Cerro Verde
- 1.2 Empresa propietaria:  
Sociedad Minera Cerro Verde S.A.A.
- 1.3 Ubicación del proyecto
- |              |           |          |
|--------------|-----------|----------|
| Departamento | Provincia | Distrito |
| Arequipa     | Arequipa  | Uchumayo |
- 1.4 Actividad a desarrollar:  
Proceso de Concentrado de cobre
- 1.5 Descripción del proyecto
- 1.5.1 Situación actual (Estado del Proyecto):  
Ingeniería Basica

## 1.5.2 Etapas y su estado de avance:

ETAPAS		ESTADO
PRE-INVERSIÓN	Título (Petitorio)	Proyecto expansion Cerro Verde
	Exploración	-
	Estudio de Factibilidad	100%
INVERSIÓN	Financiamiento	-
	Ingeniería	Basica
	Construcción	-
OPERACIÓN	Puesta en marcha (mes-año)	Mar-15

**2.0 ASPECTOS TECNICOS:**

- 2.1 Indicadores Técnicos de Consumo de electricidad
- | Item             | Toneladas métricas (TM) | Energía (KWh) | Consumo (KWh/TM) |
|------------------|-------------------------|---------------|------------------|
| Mineral extraído | 240,000                 | 5,136,000     | 21.4             |

- 2.2 Fuentes de suministro eléctrico
- |  |                      |
|--|----------------------|
| Subestación de conexión al SEIN        | S.E. San Jose 500 kV |
| Nivel de tensión                       | 500 kV               |
| Empresa Suministradora de Electricidad | Electroperu          |

- 2.3 Demanda Eléctrica Proyectada

## 2.4.1 Proyección de Demanda en Escenario Base.

Año	Energía (GWh)	Potencia (MW) <sup>(1)</sup>		Factor de carga (%)	Probabilidad % <sup>(2)</sup>
		HP	HFP		
2011	0	0	0	-	-
2012	0	0	0	-	-
2013	77,760.00	10	10	90%	50%
2014	311,040.00	40	40	90%	50%
2015	970,566.06	112	112	90%	50%
2016	2,015,684.85	320	320	90%	50%
2017	2,015,684.85	320	320	90%	50%
2018	2,015,684.85	320	320	90%	50%
2019	2,015,684.85	320	320	90%	50%
2020	2,015,684.85	320	320	90%	50%

- 2.4 Factor de Potencia estimado: 0.95

- 2.5 Equipos de compensación reactiva
- |           | MVAR |            | MVAR |
|-----------|------|------------|------|
| Inductivo |      | Capacitivo | 180  |
- ( en desarrollo de los estudios definitivos)

- 2.6 Cronograma de ejecución (referencial)

Item	Actividad	2011	2012	2013	2014	2015	2020
1	Estudio de Ingeniería	x	x				
2	Financiamiento		x	x	x		
3	Construcción		x	x	x	x	
4	Producción					x	x

**3.0****COMENTARIOS:**

Se estima que la operación de la planta inicia en el segundo trimestre del 2015 y se incrementara la producción progresivamente al 100 % en diciembre del 2015

**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.

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

**1.0 ASPECTOS GENERALES:**

1.1 Nombre del Proyecto:

PAD 4B - FASE 1

1.2 Empresa propietaria:

Sociedad Minera Cerro Verde S.A.A.

1.3 Ubicación del proyecto

Departamento	Provincia	Distrito
Arequipa	Arequipa	Uchumayo

1.4 Actividad a desarrollar:

Proceso de lixiviación de cobre

1.5 Descripción del proyecto

1.5.1 Situación actual (Estado del Proyecto):

Etapa de construcción.

1.5.2 Etapas y su estado de avance:

ETAPAS		ESTADO
PRE-INVERSIÓN	Título (Petitorio)	PAD 4B - FASE 1
	Exploración	-
	Estudio de Factibilidad	100%
INVERSIÓN	Financiamiento	90% (25% invertido y 65 % por cancelar)
	Ingeniería	100%
	Construcción	40% avance del proyecto
OPERACIÓN	Puesta en marcha (mes-año)	Setiembre 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	S.E. Cerro Verde 138kV
Nivel de tensión	138kV
Empresa Suministradora de Electricidad	Egasa

2.3 Demanda Eléctrica Proyectada

2.4.1 Proyección de Demanda en Escenario Base.

Año	Energía (GWh)	Potencia (MW) <sup>(1)</sup>		Factor de carga (%)	Probabilidad % <sup>(2)</sup>
		HP	HFP		
2011	0	0	0	-	-
2012	39.42	5	5	90	95
2013	63.70	8	8	90	95
2014	63.70	8	8	90	95
2015	63.70	8	8	90	95
2016	63.70	8	8	90	95
2017	63.70	8	8	90	95
2018	63.70	8	8	90	95
2019	63.70	8	8	90	95
2020	63.70	8	8	90	95

2.4 Factor de Potencia estimado:

0.98

2.5 Equipos de compensación reactiva

Inductivo		Capacitivo	
MVAR		MVAR	
-		2.5	

2.6 Cronograma de ejecución (referencial)

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

**3.0 COMENTARIOS:**

El proceso de extracción de mineral es el mismo que viene siendo para el Pad 4 existente y que será trasladado al nuevo Pad 4B una vez entre en operación.

**Notas:**

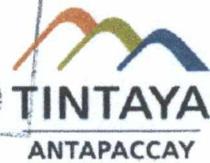
(1): HP = Hora punta, de 19:00 a 23:00 horas. HFP = Hora fuera de punta, de 00:00 a 19:00 y de 23:00 a 24:00 horas

(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.

SN Power Perú S.A.  
20 AGO. 2012  
RECIBIDO

0142



XSLT-506/12

Tintaya, 06 de septiembre 2012.

Señor  
**JUAN ANTONIO ROZAS**  
Representante del Subcomité de Generadores del COES  
Av. Victor Andrés Belaunde 280, Piso 2, San Isidro.  
Lima.-

Tel +51-1 372 2233  
Fax +51-1 217 1111  
Email [info@xstratacopper.com.pe](mailto:info@xstratacopper.com.pe)  
Web [www.xstratacopperperu.pe](http://www.xstratacopperperu.pe)

Address Xstrata Tintaya S.A  
Av. San Martín 301  
Vallecito, Cercado  
Arequipa  
Perú

**Asunto** : Información para el Estudio de Precios en Barra para la Fijación Tarifaria  
Periodo Mayo 2013 – Abril 2014.  
**Referencia** : SCG\_045\_2012

De nuestra mayor consideración:

Mediante la presente le saludamos y asimismo, remitimos la información solicitada mediante el documento de la referencia para el Estudio de Precios en Barra para la Fijación Tarifaria Periodo Mayo 2013 – Abril 2014 la cual corresponde a nuestra "Operación Tintaya" y a nuestro "Proyecto Antapaccay – Expansión Tintaya". Se cumple con remitir la información digitalizada en el formato proporcionado, el cual se encuentra en el CD que adjuntamos.

Hacemos presente que ya se cumplió con remitir esta información el pasado 28.08.2012 dentro del plazo indicado, mediante su envío al correo [edson.hidalgo@snpower.com](mailto:edson.hidalgo@snpower.com), tal como se aprecia de la copia del email que también se adjunta; sin embargo, mediante la presente reiteramos en físico el cumplimiento de vuestra solicitud.

Por la atención que merezca la presente, quedamos de usted.

Atentamente,

Indira Ferro Bárcena  
REPRESENTANTE LEGAL

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

**1.0 ASPECTOS GENERALES:**

1.1 Nombre del Proyecto:  
Tintaya

1.2 Empresa propietaria:  
Xstrata Tintaya S. A.

1.3 Ubicación del proyecto

Departamento	Provincia	Distrito
Cusco	Espinar	

1.4 Actividad a desarrollar:  
Extracción de minerales y producción de concentrados

1.5 Descripción del proyecto  
1.5.1 Situación actual (Estado del Proyecto):  
En operación

1.5.2 Etapas y su estado de avance:

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

**2.0 ASPECTOS TECNICOS:**

2.1 Indicadores Técnicos de Consumo de electricidad

Item	Toneladas métricas (TM)	Energía (KWh)	Consumo (KWh/TM)
Mineral extraído			#DIV/0!

2.2 Fuentes de suministro eléctrico

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

## 2.3 Demanda Eléctrica Proyectada

## 2.3.1 Proyección de Demanda en Escenario Base.

Año	Energía (GWh)	Potencia (MW) <sup>(1)</sup>		Factor de carga (%)	Probabilidad (%) <sup>(2)</sup>
		HP	HFP		
2012	259.41	37.00	37.00	80%	99%
2013	69.40	35.00	35.00	23%	98%
2014	22.02	3.60	3.60	70%	97%
2015	22.02	3.60	3.60	70%	95%
2016	22.08	3.60	3.60	70%	95%
2017	22.02	3.60	3.60	70%	95%
2018	22.02	3.60	3.60	70%	95%
2019	22.02	3.60	3.60	70%	95%
2020	22.02	3.60	3.60	70%	95%

2.4 Factor de Potencia estimado: 0.96 inductivo

## 2.5 Equipos de compensación reactiva

	MVAR		MVAR
Inductivo		Capacitivo	

## 2.6 Cronograma de ejecución (referencial)

Ítem	Actividad	2012	2013	2014	2015	2016
1	Estudio de Ingeniería					
2	Financiamiento					
3	Construcción					
4	Producción					

Ítem	Actividad	2017	2018	2019	2020
1	Estudio de Ingeniería				
2	Financiamiento				
3	Construcción				
4	Producción				

## 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, 21 de Agosto del 2012

SCG\_058\_2012

Señor  
Jaime Zúñiga Larenas  
Representante Legal  
**MINSUR S.A.**  
Las Begonias 441 Oficina 338, San Isidro



**Asunto:** Información para el Estudio de Precios en Barra para la Fijación Tarifaria  
Período Mayo 2013 – Abril 2014

De nuestra consideración:

Nos dirigimos a usted para informarle que conforme a lo dispuesto por la Ley de Concesiones Eléctricas y sus modificatorias, el Subcomité de generadores del COES se encuentra desarrollando el estudio de Precios en Barra para la Fijación Tarifaria Mayo 2013 y para ello estamos requiriendo información necesaria para la actualización del modelo de la demanda correspondiente al período Enero 2013 – Abril 2015.

Al respecto, considerando el horizonte descrito solicitamos tenga a bien brindarnos información relativa a los requerimientos de demanda de potencia y energía de su(s) proyecto(s), el cual apreciaremos remitir antes del 31 de Agosto 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 [edson.hidalgo@snpower.com](mailto:edson.hidalgo@snpower.com)
- 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

Adj. Ficha Proyectos.

# SUBCOMITE DE GENERADORES DEL COES

## FICHA DE PROYECTOS N° 1 PROYECTOS DE DEMANDA

### 1.0 ASPECTOS GENERALES:

#### 1.1 Nombre del Proyecto:

PLANTA DE TRATAMIENTO DE RELAVES

#### 1.2 Empresa propietaria:

MINSUR S. A.

#### 1.3 Ubicación del proyecto:

Departamento	Provincia	Distrito
PUNO	MELGAR	ANTAUTA

#### 1.4 Actividad a desarrollar:

RECUPERACIÓN DE ESTAÑO DE CANCHA DE RELAVES

#### 1.5 Descripción del Proyecto:

##### 1.5.1 Situación actual (Estado del Proyecto):

ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD CULMINADO

##### 1.5.2 Etapas y su estado de avance:

ETAPAS		ESTADO
PRE-INVERSION	Título (Petitorio)	
	Exploración	
	Estudio de Factibilidad	EN PROCESO
INVERSION	Financiamiento	
	Ingeniería	EN PROCESO
	Contrucción	
OPERACIÓN	Puesta en Marcha (mes-año)	OCT. 2014

### 2.0 ASPECTOS TECNICOS

#### 2.1 Indicadores Tecnicos de Consumo de Electricidad

Item	Toneladas metricas (TM)	Energia (KWh)	Consumo (KWh/TM)
Mineral Extraido	4000 TM/DIA	252,000/DIA	63

#### 2.2 Fuentes de Suministro Electrico

Subestacion de conexión al SEIN	SUBESTACION SAN RAFAEL
Nivel de tension	138 KV
Empresa Suministradora de Electricidad	EGE SAN GABAN

#### 2.3 Demanda Electrica Proyectada

##### 2.4.1 Proyeccion de Demanda en Escenario Base.

Año	Energia (GWh)	Potencia (MW) <sup>(1)</sup>		Factor de Carga (%)	Probabilidad % <sup>(2)</sup>
		HP	HFP		
2012	120.94	16.02	16.44	87.00	99
2013	123.06	16.30	16.70	87.17	99
2014	203.83	27.00	27.40	87.17	99
2015	206.10	27.30	27.80	88.21	90
2016	208.36	27.60	28.00	88.18	90
2020	217.42	28.80	29.20	87.96	90

#### 2.4 Factor de Potencia Estimado: 0.95

#### 2.5 Equipos de compensacion reactiva

	MVAR		MVAR
Inductiva	NINGUNO	Capacitivo	1.5

#### 2.6 Cronograma de Ejecucion (Referencial)

Item	Actividad	2012	2013	2014	2015	2016	2020
1	Estudio de Ingenieria	X					
2	Financiamiento		X				
3	Construccion		X	X			
4	Produccion			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 16:00 y de 23:00 a 24:00 horas.  
 (2): Probabilidad de que la demanda tenga los valores indicados



**YURA S.A.**

0147



**GG-Yura N° 20-2012**

Arequipa, 03 de Septiembre de 2012

Señor:

**Ing. Juan Antonio Rozas**

**Representante del Subcomité de Generadores del COES**

Av. Víctor Andrés Belaunde 280, Piso 2, San Isidro

Lima.-

**Asunto: Envío de Información para el Estudio de Precios en Barra para la Fijación Tarifaria Periodo Mayo 2013 – Abril 2014**

**Referencia: Oficio SCG\_066\_2012**

De mi mayor consideración:

En atención al documento de la referencia SCG\_066\_2012 remitimos la información solicitada en el formato establecido para el estudio de Precios en barra para la fijación tarifaria período Mayo 2013 – Abril 2014, en concordancia con lo dispuesto en la Ley de Concesiones Eléctricas.

Sin otro particular hago propicia la ocasión para manifestarle nuestro sentimiento de más alta estima.

Atentamente,

p. p. YURA S. A.

Humberto Vergara Quintero  
GERENTE GENERAL

OFICINA DE VENTAS: AV. GENERAL DIEZ CANSECO N° 527 – CASILLA POSTAL 77 FAX (054) 220650

PLANTA INDUSTRIAL: ESTACION YURA S/N CASILLA POSTAL 1355 FAX 054-495040

TELEFONOS: 222525 / 225000 AREQUIPA - PERU

## SUBCOMITÉ DE GENERADORES DEL COES

FICHA DE PROYECTOS N° 1  
PROYECTOS DE DEMANDA

## 1.0 ASPECTOS GENERALES:

## 1.1 Nombre del Proyecto:

Incremento de producción de clinker hasta 4200 TMPD

## 1.2 Empresa propietaria:

YURA S.A.

## 1.3 Ubicación del Proyecto:

Departamento	Provincia	Distrito
AREQUIPA	AREQUIPA	YURA

## 1.4 Actividad a desarrollar:

Producir 4200 TMPD de clinker (principal componente del cemento portland)

## 1.5 Descripción del proyecto:

## 1.5.1 Situación actual (Estado del Proyecto):

En el mes de septiembre 2011, arrancó la nueva línea de producción, desde entonces se avanza en alcanzar su máxima producción.

## 1.5.2 Etapas y su estado de avance:

ETAPAS	ESTADO	
	PRE-INVERSION	INVERSION
Titulo (Petitorio)	N.R.	N.R.
Exploración	N.R.	N.R.
Estudio de factibilidad	N.R.	N.R.
Financiamiento	N.R.	N.R.
Ingeniería	N.R.	N.R.
Construcción	N.R.	N.R.
OPERACIÓN	Puesta en marcha (mes-año)	sep-11

## 2.0 ASPECTOS TECNICOS:

## 2.1 Indicadores Técnicos de Consumo de electricidad

Item	Toneladas métricas (TM)	Energía Consumida (KWh)	Consumo (KWh/TM)
Míneral extraído	N.R.	N.R.	N.R.

## 2.2 Fuentes de suministro eléctrico

Subestación de conexión al SEIN	Santuario
Nivel de tensión	138 Kv
Empresa Suministradora de Electricidad	KALLPA-COELVISAC

## 2.3 Demanda Eléctrica Proyectada

## 2.3.1 Proyección de Demanda en Escenario Base

Año	Energía (GWh)	Potencia (MW)(1)		Factor de carga (%)	Probabilidad % (2)
		HP	HFP		
2012	187.5	33	40	70-75	100
2013	195.3	33	40	70-75	100
2014	203.8	36	48	70-75	100
2015	217	36	49	70-75	100
2016	229.1	53	57	70-75	100
2020	290.3	59	63	70-75	100

## 2.4 Factor de potencia estimado:

0.97

## 2.5 Equipos de compensación reactiva

Inductivo	MVAR		Capacitivo	MVAR	
				9.35	

## 2.6 Cronograma de ejecución (referencial)

Item	Actividad	2012	2013	2014	2015	2016	2020
1	Estudio de Ingeniería						
2	Financiamiento						
3	Construcción						
4	Producción	X	X	X	X	X	X

## 3.0

## COMENTARIOS:

La Planta Yura produce cemento portland

## 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

**Luis Torres**

---

**De:** Servan, Rosario <Rosario.Servan@duke-energy.com>  
**Enviado el:** lunes, 03 de septiembre de 2012 06:58 p.m.  
**Para:** Edson Vides Hidalgo Misari; pbuenalaya@snpower.com.pe  
**CC:** Flores, Armando A  
**Asunto:** Información para el Estudio de Fijación de Precios en Barra - parte 1  
**Datos adjuntos:** Demanda\_Generadores\_Termoselva.zip; Demanda\_Generadores\_Egenor.zip; Volúmenes.xlsx

Buenas tardes;

Respecto a la carta SCG\_107\_2012, se adjunta la siguiente información

1. Programa de Obras de Generación y Transmisión (no se cuenta con proyectos a la fecha)
2. Proyección de consumo de clientes libres (se adjunta archivos Demanda\_Generadores\_Egenor.zip y Demanda\_Generadores\_Termoselva.zip)
3. Caudales afluentes (se adjunta el Informe Hidrología Egenor 2012-Final.zip)
4. Volúmenes de los embalses (se adjunta el archivo Volúmenes.xlsx)
5. Topologías hidráulicas en caso de ampliaciones o nuevos proyectos (no se cuenta con proyectos a la fecha)
6. Programa de mantenimiento mayor a los años 2013, 2014 y 205 ( el programa de mantenimiento se estará remitiendo en el transcurso de la semana)

Saludos  
Rosario Serván Ventura  
Analista Comercial



Telf. (511) 615 4715  
Dionisio Derteano 144, Piso 19, San Isidro, Lima, Perú

**ANEXO 3: DEMANDA DE CLIENTE LIBRE PROYECTADA POR ESCENARIOS <sup>(1)</sup>**
**YANACOCHA**

Año	ESCENARIO BASE			ESCENARIO PESIMISTA			ESCENARIO OPTIMISTA					
	Energía (GWh)	Potencia (MW)		Factor de carga (%)	Energía (GWh)	Potencia (MW)		Factor de carga (%)	Energía (GWh)	Potencia (MW)		Factor de carga (%)
		HP <sup>(2)</sup>	HFP <sup>(3)</sup>			HP <sup>(2)</sup>	HFP <sup>(3)</sup>			HP <sup>(2)</sup>	HFP <sup>(3)</sup>	
2012	577	70										
2013	543	70										
2014												
2015												

Vigencia: ene-12 a dic-13

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 18:00 y de 23:00 a 24:00 horas.

**Luis Torres**

---

**De:** Castillo Bustamante Luis (Huarón) <LCastillo@passac.com.pe>  
**Enviado el:** viernes, 24 de agosto de 2012 11:26 a.m.  
**Para:** Edson Vides Hidalgo Misari  
**CC:** Echeverría Carrillo Mario (Huaron); Isla Becerra Ricardo Gerardo (Huaron)  
**Asunto:** RV: Fichas DE1-Demanda\_FITA\_May13.xls  
**Datos adjuntos:** Fichas DE1-Demanda\_FITA\_May13.xls

Estimado Epon,  
Adjunto ficha llenada.  
Atte.  
LCB

---

**De:** Edson Vides Hidalgo Misari [<mailto:edson.hidalgo@snpower.com>]  
**Enviado el:** viernes, 24 de agosto de 2012 09:39 a.m.  
**Para:** Castillo Bustamante Luis (Huarón)  
**Asunto:** Fichas DE1-Demanda\_FITA\_May13.xls

FYI

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

**1.0 ASPECTOS GENERALES:**

1.1 Nombre del Proyecto:

INCREMENTO DE PRODUCCION

1.2 Empresa propietaria:

PAN AMERICAN SILVER HUARON S.A.

1.3 Ubicación del proyecto

Departamento	Provincia	Distrito
	PASCO-PASCO	HUAYLLAY

1.4 Actividad a desarrollar:

MINERIA

1.5 Descripción del proyecto

1.5.1 Situación actual (Estado del Proyecto):

ESTUDIO

1.5.2 Etapas y su estado de avance:

ETAPAS	ESTADO	
PRE-INVERSIÓN	Título (Petitorio)	
	Exploración	
	Estudio de Factibilidad	
INVERSIÓN	Financiamiento	
	Ingeniería	
	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	960000	81696000	85.1

2.2 Fuentes de suministro eléctrico

Subestación de conexión al SEIN	SHELBY
Nivel de tensión	50 kV
Empresa Suministradora de Electricidad	SNPOWER

2.3 Demanda Eléctrica Proyectada

2.4.1 Proyección de Demanda en Escenario Base.

Año	Energía (GWh)	Potencia (MW) <sup>(1)</sup>		Factor de carga (%)	Probabilidad % <sup>(2)</sup>
		HP	HFP		
2012	61272	8.5	8.8	92.63	0
2013	71484	8.8	9.1	92.86	0
2014	76590	10.9	11.2	86.15	50
2015	76590	10.9	11.2	86.15	50
2016	81696	13.1	13.4	89.33	100
2020	81696	13.1	13.4	89.33	100

2.4 Factor de Potencia estimado:

0.97

2.5 Equipos de compensación reactiva

Inductivo		Capacitivo	
MVAR		MVAR	
Inductivo	NO	Capacitivo	NO

2.6 Cronograma de ejecución (referencial)

Item	Actividad	2012	2013	2014	2015	2016	2020
1	Estudio de Ingeniería		x				
2	Financiamiento			x			
3	Construcción						
4	Producción				x		

**3.0 COMENTARIOS:****Notas:**

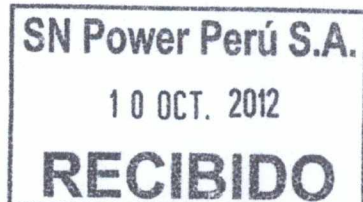
- (1): HP = Hora punta, de 19:00 a 23:00 horas. HFP = Hora fuera de punta, de 00:00 a 19:00 y de 23:00 a 24:00 horas  
 (2): Probabilidad de ejecución del proyecto en la fecha estimada.  
 (3): Con referencia a los requisitos marcar la respectiva (X) en el Estado de Situación del Proyecto, o indicar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



Cerro Verde

**SMCV-VAC-GL-2294-2012**

Arequipa, 09 de octubre de 2012



Ingeniero  
**Juan Antonio Rozas**  
Representante del Subcomité de Generadores del COES  
Victor Andrés Belaunde 280, Piso 2  
San Isidro  
LIMA

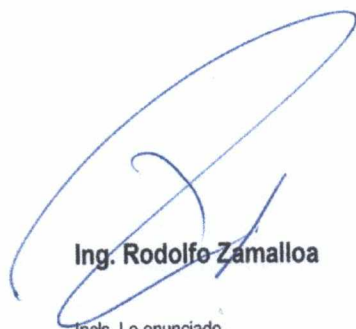
**Referencia** : Información para el Estudio de Precios en Barra para la Fijación Tarifaria  
Período Mayo 2013 - Abril 2014 (actualizada al 05/10/2012)  
OFICIO SCG-060-2012

Es grato dirigirme a Ud. para saludarlo y comunicarles que debido a los cálculos recientes sobre nuestro proyecto de ampliación, contamos con una mejor información sobre la demanda del Proyecto. Por tanto, les alcanzamos la información actualizada y que atiende vuestra solicitud de la referencia, para el desarrollo del modelo de la demanda correspondiente al período Enero 2013 – Abril 2015. En tal sentido, le adjuntamos lo siguiente:

- La ficha actualizada de la demanda proyectada para el proyecto de Ampliación Cerro Verde (CV2-500kV).

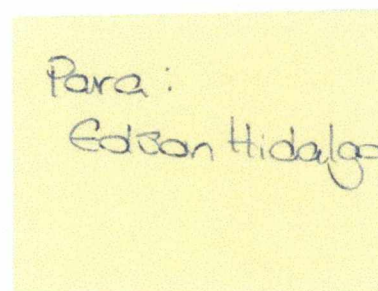
Sin otro particular de momento, hacemos propicia la ocasión, para saludarle.

Atentamente,



**Ing. Rodolfo Zúmalloa**

Incls. Lo enunciado



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

**1.0 ASPECTOS GENERALES:**

- 1.1 Nombre del Proyecto:  
Ampliación Cerro Verde
- 1.2 Empresa propietaria:  
Sociedad Minera Cerro Verde S.A.A.
- 1.3 Ubicación del proyecto
- | Departamento | Provincia | Distrito |
|--------------|-----------|----------|
| Arequipa     | Arequipa  | Uchumayo |
- 1.4 Actividad a desarrollar:  
Proceso de Concentrado de cobre
- 1.5 Descripción del proyecto
- 1.5.1 Situación actual (Estado del Proyecto):  
Estudios pre operativos

1.5.2 Etapas y su estado de avance:

ETAPAS		ESTADO
PRE-INVERSIÓN	Título (Petitorio)	-
	Exploración	-
	Estudio de Factibilidad	-
INVERSIÓN	Financiamiento	100%
	Ingeniería	25%
	Construcción	0%
OPERACIÓN	Puesta en marcha (mes-año)	2015

**2.0 ASPECTOS TECNICOS:**

- 2.1 Indicadores Técnicos de Consumo de electricidad
- | Ítem             | Toneladas métricas (TM) | Energía (KWh) | Consumo (KWh/TM) |
|------------------|-------------------------|---------------|------------------|
| Mineral extraído | 240000                  | 7884000       | 32.85            |
- 2.2 Fuentes de suministro eléctrico
- |  |                      |
|--|----------------------|
| Subestación de conexión al SEIN        | S.E. Socabaya 220 kV |
| Nivel de tensión                       | 220 kV               |
| Empresa Suministradora de Electricidad | Electroperu          |
- 2.3 Demanda Eléctrica Proyectada

2.4.1 Proyección de Demanda en Escenario Base.

Año	Energía (GWh)	Potencia (MW) <sup>(1)</sup>		Factor de carga (%)	Probabilidad % <sup>(2)</sup>
		HP	HFP		
2012	0	0	0	-	-
2013	0	0	0	-	-
2014	0.00	0	0	-	-
2015	930.48	140	140	90%	50%
2016	2,838.24	406	406	90%	50%
2017	2,838.24	406	406	90%	50%
2018	2,838.24	406	406	90%	50%
2019	2,838.24	406	406	90%	50%
2020	2,838.24	406	406	90%	50%
2020	2,838.24	406	406	90%	50%

- 2.4 Factor de Potencia estimado:
- 2.5 Equipos de compensación reactiva
- |           | MVAR |            | MVAR |
|-----------|------|------------|------|
| Inductivo | 105  | Capacitivo | 350  |
- 2.6 Cronograma de ejecución (referencial)
- | Ítem | Actividad             | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | ..... | 2020 |
|------|-----------------------|------|------|------|------|-------|------|
| 1    | Estudio de Ingeniería | x    | x    |      |      |       |      |
| 2    | Financiamiento        |      | x    |      |      |       |      |
| 3    | Construcción          |      | x    | x    | x    |       |      |
| 4    | Producción            |      |      |      |      | 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.

**Luis Torres**

---

**De:** Mauro Condori <mcondori@aasa.com.pe>  
**Enviado el:** jueves, 06 de septiembre de 2012 03:58 p.m.  
**Para:** Edson Vides Hidalgo Misari  
**CC:** 'Pablo Diaz'; 'Elias Kadono'; 'Fernando Perez'; 'Zegarra, Edward'  
**Asunto:** RV: Información solicitada Comité de Generadores del COES  
**Datos adjuntos:** Demanda 2013 Comité generadores (version 1).xlsx

Retransmito con el adjunto.

---

**De:** Mauro Condori [<mailto:mcondori@aasa.com.pe>]  
**Enviado el:** jueves, 06 de septiembre de 2012 03:50 p.m.  
**Para:** 'Edson Hidalgo'  
**CC:** 'Pablo Diaz'; 'Elias Kadono'; 'Fernando Perez'; 'Zegarra, Edward'  
**Asunto:** Información solicitada Comité de Generadores del COES

Estimado Sr. Hidalgo: En respuesta a la carta N° SCG\_061\_2012 del Representante del Subcomité de Generadores del COES le remitimos la información solicitada. Si tuviera consultas al respecto estamos disponibles para atenderlo.  
At.

**Ing. Mauro Condori Vargas**  
**Superintendente Técnico**  
**Corp. Aceros Arequipa S.A.**

e-mail : [mcondori@aasa.com.pe](mailto:mcondori@aasa.com.pe)  
Telef. Lima +51-1-5171800 Ext 2450  
Planta No.2  
Telef. +51-56-532968  
Movil. +51 998368321

**FICHA DE PROYECTOS N°1  
PROYECTOS DE DEMANDA**

**1.0****ASPECTOS GENERALES:****1.1 Nombre del Proyecto**

Ampliación Planta Laminación 2 Pisco

**1.2 Empresa propietaria**

Corporación Aceros Arequipa

**1.3 Ubicación del Proyecto**

Departamento	Provincia	Distrito
Ica	Pisco	Paracas

**1.4 Actividad a desarrollar**

Fabricación de Alambón, barras y perfiles de acero

**1.5 Descripción del Proyecto****1.5.1 Situación actual**

En ejecución. Planta de Laminación 2 650K, los demás proyectos en estudio

**1.5.2 Etapas y su estado de avance:**

ETAPAS		ESTADO
PRE-INVERSIÓN	Título (Petitorio)	Finalizado
	Exploración	Finalizado
	Estudio de Factibilidad	Finalizado
INVERSIÓN	Financiamiento	Finalizado
	Ingeniería	Finalizado
	Construcción	En progreso
OPERACIÓN	Puesta en marcha (mes-año)	feb-13

**2.0****ASPECTOS TÉCNICOS****2.1 Indicadores Técnicos de Consumo de Electricidad**

Ítem	Toneladas Métricas	Energía (KWh)	Consumo (KWh/TM)
Barras de acero	-	-	-

**2.2 Fuentes de suministro eléctrico**

Subestación de conexión al SEIN	S.E. Independencia
Nivel de Tensión	220 KV
Empresa Suministradora de Electricidad	Electroperú

**2.3 Demanda Eléctrica Proyectada**

Se Incluye la demanda de la Planta actual + los proyectos.

Proyección de Demanda Escenario Base

Año	Energía GWh	Potencia (MW)		Factor de carga (%)	Probabilidad %
		HP	HFP		
2012	585	25	116	57.6	0
2013	650	45	140	53.0	100
2014	650	45	140	53.0	100
2015	680	45	140	55.4	100
2016	1030	80	220	53.4	80
2017	1130	80	220	58.6	80
2018	1130	80	220	58.6	80
2019	1230	80	240	58.5	60
2020	1250	80	240	59.5	60

**2.4 Factor de Potencia Estimado** 0.98**2.5 Equipos de compensación reactiva**

Inductivo		Capacitivo	
MVAR		MVAR	
170		170	

**2.6 Cronograma de ejecución (referencial)**

Item	Actividad	2012	2013	2014	2015	2016	2020
1	Estudio de Ingeniería						
2	Financiamiento						
3	Construcción	x					
4	Producción		x				

**3.0****COMENTARIOS**

4CQ001-005/2012

Lima, 31 de agosto del 2012

Señores  
**SUBCOMITÉ DE GENERADORES DEL COES**  
Av. Víctor Andrés Belaúnde N° 280, Piso 2  
San Isidro.-

Fax 422-0348

Atención: Ing. Juan Antonio Rozas - Representante  
Asunto: "Información para el estudio de precios de Barra periodo Mayo 2013 –  
Abril 2014"  
Referencia: Carta SCG-105-2012 del 21 de agosto 2012

De nuestra consideración:

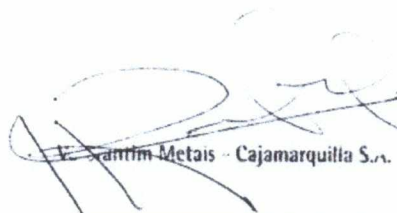
Nos es grato dar respuesta a su atenta carta de la referencia, en la que nos comunican que el Subcomité de representantes del COES se encuentra desarrollando el estudio para la fijación de Precios de Barra Mayo 2013, necesaria para la actualización del modelo de la oferta y demanda eléctrica del SEIN correspondiente al periodo Enero 2013 –Abril 2015.

Al respecto les estamos enviando un archivo en Excel con nuestros requerimientos de demanda, potencia y energía del proyecto mixto de Votorantim Cajamarquilla con Praxair que es el proyecto ampliación de la planta de oxígeno que se viene desarrollando.

Aprovechamos esta comunicación para informarles el nombre de nuestro actual Gerente General, el Sr. Mauro D. Boletta.

Sin otro particular, hacemos propicia la ocasión para saludarlo cordialmente.

Atentamente,

  
Votorantim Metais - Cajamarquilla S.A.

cc. Gerencia de Mantenimiento  
Gestor de Energía

**JORGE DEL CARPIO ZUÑIGA**  
Gerente de Gerencia de Mantenimiento

**FICHA DE PROYECTOS No DE1  
PROYECTOS DE DEMANDA**

**1.0 ASPECTOS GENERALES:**

- 1.1 Nombre del Proyecto:  
Ampliación planta de oxígeno de PRAXAIR
- 1.2 Empresa propietaria:  
VOTORANTIM METAIS CAJAMARQUILLA S A
- 1.3 Ubicación del proyecto
- | Departamento | Provincia | Distrito |
|--------------|-----------|----------|
|              | LIMA      |          |
- 1.4 Actividad a desarrollar:  
SUMINISTRO DE OXIGENO A LA PLANTA DE REFINACIÓN DEL ZINC
- 1.5 Descripción del proyecto
- 1.5.1 Situación actual (Estado del Proyecto):  
En ejecución

## 1.5.2 Etapas y su estado de avance:

ETAPAS		ESTADO
PRE-INVERSIÓN		
INVERSIÓN		
OPERACIÓN	Construcción Puesta en marcha	Etapa final En ejecución

**2.0 ASPECTOS TECNICOS:**

- 2.1 Indicadores Técnicos de Consumo de electricidad
- | Item             | Toneladas métricas (TM) | Energía (KWh) | Consumo (KWh/TM) |
|------------------|-------------------------|---------------|------------------|
| Mineral refinado | 160 k                   | 672000000     | 4200             |

- 2.2 Fuentes de suministro eléctrico
- |  |               |
|--|---------------|
| Subestación de conexión al SEIN        | Cajamarquilla |
| Nivel de tensión                       | 220 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) <sup>(1)</sup>		Factor de carga (%)	Probabilidad (%) <sup>(2)</sup>
		HP	HFP		
2012	1200	70	182	0.89	95
2013	1220	72.8	185	0.89	
2014	1220	72.8	185	0.89	
2015	1220	72.8	185	0.89	

- 2.4 Factor de Potencia estimado: 0.96

- 2.5 Equipos de compensación reactiva

	MVAR		MVAR
Inductivo		Capacitivo	

- 2.6 Cronograma de ejecución (referencial)

Item	Actividad	2012	2013	2014	.....	2020
1	Construcción	x				
2	Producción	x	x	x	x	x

**3.0 COMENTARIOS:**

El proyecto de ampliación pertenece a PRAXAIR, pero esta empresa está usando alimentador nuestro de la SET Cajamarquilla, por eso es que está siendo declarado por Votorantim Metais-Cajamamarquilla S.A.

**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.



0159

XSLT-506/12

Tintaya, 06 de septiembre 2012.

Señor  
**JUAN ANTONIO ROZAS**  
Representante del Subcomité de Generadores del COES  
Av. Victor Andrés Belaunde 280, Piso 2, San Isidro.  
Lima.-

*Tel* +51-1 372 2233  
*Fax* +51-1 217 1111  
*Email* info@xstratacopper.com.pe  
*Web* www.xstratacopperperu.pe

*Address* Xstrata Tintaya S.A.  
Av. San Martín 301  
Vallecito, Cercado  
Arequipa  
Perú

**Asunto** : Información para el Estudio de Precios en Barra para la Fijación Tarifaria  
Periodo Mayo 2013 – Abril 2014.  
**Referencia** : SCG\_045\_2012

De nuestra mayor consideración:

Mediante la presente le saludamos y asimismo, remitimos la información solicitada mediante el documento de la referencia para el Estudio de Precios en Barra para la Fijación Tarifaria Periodo Mayo 2013 – Abril 2014 la cual corresponde a nuestra "Operación Tintaya" y a nuestro "Proyecto Antapaccay – Expansión Tintaya". Se cumple con remitir la información digitalizada en el formato proporcionado, el cual se encuentra en el CD que adjuntamos.

Hacemos presente que ya se cumplió con remitir esta información el pasado 28.08.2012 dentro del plazo indicado, mediante su envío al correo [edson.hidalgo@snpower.com](mailto:edson.hidalgo@snpower.com), tal como se aprecia de la copia del email que también se adjunta; sin embargo, mediante la presente reiteramos en físico el cumplimiento de vuestra solicitud.

Por la atención que merezca la presente, quedamos de usted.

Atentamente,



**Indira Ferro Bárcena**  
REPRESENTANTE LEGAL



xstrata  
copper

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

**1.0 ASPECTOS GENERALES:**

1.1 Nombre del Proyecto:  
Antapaccay

1.2 Empresa propietaria:  
Xstrata Tintaya S. A.

1.3 Ubicación del proyecto

Departamento	Provincia	Distrito
Cusco	Espinar	

1.4 Actividad a desarrollar:  
Extracción de minerales y producción de concentrados

1.5 Descripción del proyecto  
1.5.1 Situación actual (Estado del Proyecto):  
En pruebas

1.5.2 Etapas y su estado de avance:

ETAPAS		ESTADO
PRE-INVERSIÓN	Título (Petitorio)	Terminado
	Exploración	Terminado
	Estudio de Factibilidad	Terminado
INVERSIÓN	Financiamiento	Xstrata
	Ingeniería	Terminado
	Construcción	En pruebas
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			#DIV/0!

2.2 Fuentes de suministro eléctrico

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

## 2.3 Demanda Eléctrica Proyectada

## 2.3.1 Proyección de Demanda en Escenario Base.

Año	Energía (GWh)	Potencia (MW) <sup>(1)</sup>		Factor de carga (%)	Probabilidad (%) <sup>(2)</sup>
		HP	HFP		
2012	188.07	90.00	90.00	25%	95%
2013	723.99	90.00	90.00	92%	98%
2014 *	744.61	96.30	90.00	92%	99%
2015	771.32	96.30	96.30	92%	95%
2016	773.43	96.30	96.30	92%	95%
2017	771.32	96.30	96.30	92%	95%
2018	771.32	96.30	96.30	92%	95%
2019	771.32	96.30	96.30	92%	95%
2020	773.43	96.30	96.30	92%	95%

\* A partir de Agosto 2014 incluye 6.3 MW de la planta de Filtró y Molibdeno de Las Bambas

2.4 Factor de Potencia estimado:

2.5 Equipos de compensación reactiva

	MVAR		MVAR	
Inductivo	40	Capacitivo	40	2 Compensadores Síncronos

2.6 Cronograma de ejecución (referencial)

Item	Actividad	2012	2013	2014	2015	2016
1	Estudio de Ingeniería					
2	Financiamiento					
3	Construcción					
4	Producción					

Item	Actividad	2017	2018	2019	2020
1	Estudio de Ingeniería				
2	Financiamiento				
3	Construcción				
4	Producción				

## 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.

## DEMANDA DE INCASA, FIJACIÓN TARIFARIA MAYO 2012

### ANEXO 3: DEMANDA DE CLIENTE LIBRE PROYECTADA POR ESCENARIOS <sup>(1)</sup>

Año	ESCENARIO BASE				ESCENARIO PESIMISTA				ESCENARIO OPTIMISTA			
	Energía (GWh)	Potencia (MW)		Factor de carga (%)	Energía (GWh)	Potencia (MW)		Factor de carga (%)	Energía (GWh)	Potencia (MW)		Factor de carga (%)
		HP <sup>(2)</sup>	HFP <sup>(3)</sup>			HP <sup>(2)</sup>	HFP <sup>(3)</sup>			HP <sup>(2)</sup>	HFP <sup>(3)</sup>	
2011	188.18	9.5	24		188.18	9.5	24		188.18	10	25	
2012	173.95	9.5	24		173.95	9.5	24		181.34	10	25	
2013	188.18	9.5	24		188.18	9.5	24		220.95	12	28	
2014	173.37	9.5	24		173.37	9.5	24		203.55	12	28	

**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.

PROYECCIÓN DE OFERTA Y DEMANDA DE ENERGÍA 2012 - 2014

Período	Escenario Optimista		Escenario Normal		Escenario Pesimista	
	Max. Dem.	F.C.	Max. Dem.	F.C.	Max. Dem.	F.C.
2011	39.30		39		39.30	
2012	41.26		41		40.47	
2013	43.32		43		41.68	
2014	45.49		44		42.93	

Contratos Compra de Energía			
Empresas	MW	Inicio	Fin
ELU	30.00	09/08/2002	09/08/2032
EPPSA 1	0.15	01/05/2008	31/12/2012
EPPSA 2	0.29	01/05/2008	31/12/2012
DUKE ENERGY	2.02	01/04/2008	31/12/2012
<b>Total</b>	<b>32.46</b>		

Proyección Oferta de Energía 2012 - 2014 (MWh)

Período	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total	Var.%
2012	16,200	16,423	16,588	16,831	16,995	17,038	17,037	17,130	17,279	17,331	17,407	17,488	203,747	
2013	15,344	15,543	15,659	15,768	15,878	15,943	15,965	15,987	16,031	16,075	16,118	16,162	190,472	-6.52%
2014	15,344	15,543	15,659	15,768	15,878	15,943	15,965	15,987	16,031	16,075	16,118	16,162	190,472	0.00%

Proyección Demanda de Energía 2012 - 2014 (MWh)

OPTIMISTA

Período	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total	Var.%
2011	20,098	20,359	20,510	20,654	20,797	20,883	20,912	20,940	20,998	21,055	21,112	21,170	249,487	
2012	21,103	21,377	21,536	21,686	21,837	21,927	21,957	21,987	22,048	22,108	22,168	22,228	261,962	5.00%
2013	22,156	22,444	22,611	22,769	22,927	23,022	23,054	23,085	23,148	23,212	23,275	23,338	275,042	4.99%
2014	23,266	23,568	23,744	23,910	24,076	24,175	24,208	24,242	24,308	24,374	24,441	24,507	288,819	5.01%

NORMAL

Período	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total	Var.%
2011	20,098	20,359	20,510	20,654	20,797	20,883	20,912	20,940	20,998	21,055	21,112	21,170	249,487	
2012	20,903	21,175	21,332	21,481	21,630	21,720	21,750	21,780	21,839	21,899	21,959	22,018	259,486	4.01%
2013	21,737	22,019	22,183	22,338	22,493	22,586	22,617	22,648	22,710	22,772	22,834	22,896	269,835	3.99%
2014	22,606	22,900	23,070	23,232	23,393	23,490	23,522	23,554	23,619	23,683	23,748	23,812	280,629	4.00%

PESIMISTA

PROYECCIÓN DE OFERTA Y DEMANDA DE ENERGÍA 2012 - 2014

Periodo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total	Var.%
2011	20,098	20,359	20,510	20,654	20,797	20,883	20,912	20,940	20,998	21,055	21,112	21,170	249,487	
2012	20,699	20,967	21,123	21,271	21,419	21,507	21,537	21,566	21,626	21,685	21,744	21,803	256,947	2.99%
2013	21,318	21,594	21,755	21,907	22,059	22,150	22,181	22,211	22,272	22,333	22,394	22,455	264,629	2.99%
2014	21,957	22,242	22,407	22,564	22,721	22,815	22,846	22,877	22,940	23,003	23,065	23,128	272,565	3.00%

**Luis Torres**

---

**De:** Edson Vides Hidalgo Misari <edson.hidalgo@snpower.com>  
**Enviado el:** martes, 23 de octubre de 2012 05:10 p.m.  
**Para:** Luis Torres <luistorres@sidec.com.pe> (luistorres@sidec.com.pe)  
**Asunto:** FW: Carta N° GCG-015-2012  
**Datos adjuntos:** PROYECCION DE LA DEMANDA TARAPOTO 2012-2015.xls; PROYECCION JAEN BAGUA 2012-2015.xls

Lucho, recién ahora pude conseguir la información de Electrooriente.

Lo envío si todavía puede incluirse en el modelo.

Saludos,  
Edson Hidalgo

-----Original Message-----

From: Edgar Huaroc [<mailto:ehuaroc@elor.com.pe>]  
Sent: martes, 23 de octubre de 2012 05:06 p.m.  
To: Edson Vides Hidalgo Misari  
Cc: [drios@elor.com.pe](mailto:drios@elor.com.pe); [crequejo@elor.com.pe](mailto:crequejo@elor.com.pe)  
Subject: RV: Carta N° GCG-015-2012

Estimado Edson, adjunto envío lo solicitado.

Atte,

EHD.

-----Mensaje original-----

De: Daniel Rios [<mailto:drios@elor.com.pe>] Enviado el: viernes, 19 de octubre de 2012 12:04 p.m.  
Para: Edgar Huaroc Daniel  
Asunto: RV: Carta N° GCG-015-2012  
Importancia: Alta

Ingeniero Huaroc; remito información solicitada; proyección de demandas 2012 - 2015.

Atte.

Daniel E. Rios Najjar  
Facturacion-Tarifas

Av. A. Freyre # 1168  
[www.elor.com.pe](http://www.elor.com.pe)  
Tlfo.(51)065-253500-anexo 1399  
Cel: 965603934

-----Mensaje original-----

De: Edgar Huaroc [<mailto:ehuaroc@elor.com.pe>] Enviado el: miércoles, 17 de octubre de 2012 06:19 p.m.  
Para: 'Edson Vides Hidalgo Misari'

**PROYECCION DE ENERGÍA DEMANDADA SISTEMA ELOR  
PARA EL PERIODO 2012 - 2015  
(MWH)**

0166

MES	BASE 2011	2012	2013	2014	2015
ENERO	18,401.504	20,974.034	23,906.299	27,248.509	31,057.974
FEBRERO	16,372.759	18,661.671	21,270.657	24,244.392	27,633.868
MARZO	18,203.886	20,748.789	23,649.564	26,955.881	30,724.435
ABRIL	18,008.229	20,525.780	23,395.377	26,666.157	30,394.207
MAYO	19,193.159	21,876.363	24,934.778	28,420.773	32,394.127
JUNIO	19,007.647	21,664.916	24,693.769	28,146.071	32,081.019
JULIO	19,936.128	22,723.199	25,900.006	29,520.944	33,648.107
AGOSTO	20,255.323	23,087.018	26,314.688	29,993.601	34,186.843
SETIEMBRE	19,495.724	22,221.226	25,327.854	28,868.804	32,904.794
OCTUBRE	21,137.869	24,092.943	27,461.246	31,300.453	35,676.399
NOVIEMBRE	20,305.733	23,144.475	26,380.177	30,068.246	34,271.924
DICIEMBRE	20,390.177	23,240.723	26,489.882	30,193.288	34,414.447
<b>TOTAL</b>	<b>230,708.137</b>	<b>262,961.135</b>	<b>299,724.298</b>	<b>341,627.119</b>	<b>389,388.145</b>

**PROYECCION DE ENERGÍA GENERADA POR LA CENTRAL HIDROELECTRICA GERA  
PARA EL PERIODO 2012 - 2015  
(MWH)**

MES	BASE 2011	2012	2013	2014	2015
ENERO	1551.137446	4,242.918	4,243.342	4,243.766	4,244.191
FEBRERO	1831.161356	3,286.280	3,286.609	3,286.938	3,287.266
MARZO	4238.67899	4,242.918	4,243.342	4,243.766	4,244.191
ABRIL	3282.997445	3,286.280	3,286.609	3,286.938	3,287.266
MAYO	2951.169433	2,954.121	2,954.416	2,954.711	2,955.007
JUNIO	3165.535327	3,168.701	3,169.018	3,169.335	3,169.652
JULIO	2350.92495	2,353.276	2,353.511	2,353.747	2,353.982
AGOSTO	1058.775403	1,059.834	1,059.940	1,060.046	1,060.152
SETIEMBRE	2063.243862	2,065.307	2,065.514	2,065.720	2,065.927
OCTUBRE	2378.630161	2,381.009	2,381.247	2,381.485	2,381.723
NOVIEMBRE	3930.790046	3,934.721	3,935.114	3,935.508	3,935.901
DICIEMBRE	5268.494048	2,381.009	2,381.247	2,381.485	2,381.723
<b>TOTAL</b>	<b>34071.53847</b>	<b>35,356.373</b>	<b>35,359.909</b>	<b>35,363.445</b>	<b>35,366.981</b>

**PROYECCION DE ENERGÍA GENERADA POR LA CENTRAL TERMICA TARAPOTO  
PARA EL PERIODO 2012 - 2015  
(MWH)**

MES	BASE 2011	2012	2013	2014	2015
ENERO	1059.55114	1,207.676	1,376.510	1,568.946	1,568.946
FEBRERO	1909.667329	2,176.639	2,480.933	2,827.767	2,827.767
MARZO	347.3014178	395.854	451.195	514.272	514.272
ABRIL	320.534835	365.346	416.421	474.637	474.637
MAYO	284.528523	324.306	369.644	421.320	421.320
JUNIO	84.110378	95.869	109.271	124.548	124.548
JULIO	156.424515	178.293	203.218	231.628	231.628
AGOSTO	2014.690444	2,296.344	2,617.373	2,983.282	2,983.282
SETIEMBRE	970.568602	1,106.254	1,260.908	1,437.183	1,437.183
OCTUBRE	346.489078	394.928	450.139	513.069	513.069
NOVIEMBRE	255.031824	290.685	331.323	377.642	377.642
DICIEMBRE	321.357561	366.283	417.490	475.855	475.855
<b>TOTAL</b>	<b>8070.255647</b>	<b>9,198.477</b>	<b>10,484.425</b>	<b>11,950.147</b>	<b>11,950.147</b>

A excel de Demanda	<b>227,605</b>	<b>264,364</b>	<b>306,264</b>	<b>354,021</b>
--------------------	----------------	----------------	----------------	----------------