

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**APLICACIÓN DEL FLUJO ÓPTIMO PARA LA
DETERMINACIÓN DE LOS INGRESOS POR
POTENCIA EN EL SISTEMA INTERCONECTADO
NACIONAL**

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

MARCO ANTONIO MARCA ROMANÍ

PROMOCIÓN
1997-I

LIMA PERÚ
2005

**APLICACIÓN DEL FLUJO ÓPTIMO PARA LA DETERMINACIÓN
DE LOS INGRESOS POR POTENCIA EN EL SISTEMA
INTERCONECTADO NACIONAL**

Dedico este trabajo:

Mis padres, amor y reconocimiento eterno por su buena formación impartida, a mi amada esposa ejemplo de lucha, y a mi hija MEL, principal motivación en mi vida

SUMARIO

En las Transferencias de Potencia entre los integrantes el COES-SINAC se determina los Ingresos por Potencia de las unidades los generadores. Para realizar este cálculo se hace uso de la técnica del Flujo Optimo de Potencia, también conocido por sus siglas en inglés OPF. Para entender de manera sencilla la formulación matemática del OPF y su aplicación en el calculo de los Ingresos por Potencia del Sistema Interconectado Nacional, se utiliza un sistema de prueba de 06 barras.

Asimismo, se procede a calcular los Ingresos por Potencia del Sistema Interconectado, sobre la base del OPF, utilizado para ello el programa PSSE.

Finalmente se compara los resultados de los Ingresos por Potencia, obtenidos con el PSSE, con el programa JUANAC, que era utilizado anteriormente en el COES-SINAC.

INDICE

INTRODUCCIÓN	1
CAPITULO I	
1.1. Objetivos	2
1.2. Como Resolver	2
1.2.1. Descripción Funcional del PSS/E	2
CAPITULO II	
FLUJO OPTIMO DE POTENCIA	4
2.1. Introducción	4
2.2. Definición del OPF	5
2.2.1. Objetivos	6
2.2.2. Restricciones y Controles	6
2.2.3. Sensibilidades	8
2.3. Modelo Matemático o Formulación del OPF	8
2.3.1. Función Objetivo	9
2.3.2. Restricciones de Igualdad	10
2.3.3. Restricciones de Desigualdad	10
2.4. Aplicaciones usuales	11

CAPITULO III

EL OPF PARA DETERMINAR LOS INGRESOS POR POTENCIA 13

3.1.	Procedimiento para determinar los Ingresos Garantizados por Potencia Firme	13
3.2.	Determinación del punto óptimo de operación a través del OPF	14
3.2.1.	Descripción del sistema de prueba	14
	a) Datos de Barras	14
	b) Datos de Líneas	15
3.2.2.	Modelo Matemático	15
	a) Función objetivo	15
	b) Ecuaciones Estáticas	15
	c) Restricciones de Balance de Potencia	17
	d) Restricciones de Límites	17
3.2.3.	Operación óptima	20
3.3.	Determinación de los Ingresos por Potencia	22
3.3.1.	Cálculo del Factor de Reserva Firme	22
3.3.2.	Determinación de los ingresos garantizados por potencia firme	23

CAPITULO IV

CASO DE ESTUDIO: SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL 24

4.1.	Descripción del SINAC	24
4.2.	Agentes que intervienen	25
4.3.	Ingresos garantizados por Potencia Firme en el SINAC	26
4.3.1.	Relación las potencias efectivas y firmes de los generadores del Sistema Interconectado (Anexo C)	27

4.3.2. Datos del día de máxima demanda	27
4.3.3. Demandas Coincidentes en el día de máxima demanda por empresa y nivel de tensión (Anexo D)	28
4.3.4. Factor de Reserva Firme - Potencia Disponible	29
4.3.5. Potencia Disponible Despachada y Potencia Firme Remunerable por empresas (Anexo E)	32
4.3.6. Ingreso Garantizado por Potencia Firme por empresas (Anexo F)	33

CAPITULO V

COMPARACIÓN CON OTROS PROGRAMAS 34

5.1. Resultados	35
5.1.1. Potencia Disponible y Potencia Firme Remunerable (Juanac)	35
5.1.2 Ingreso Garantizado por empresas (Juanac)	36
5.1.3 Potencia Disponible y Potencia Firme Remunerable (PSSE-Juanac)	37
5.1.4 Ingreso garantizado por empresas (PSSE-Juanac)	38
5.1.5 Ventajas	38
5.1.6. Desventajas	38

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 39

ANEXOS

BIBLIOGRAFÍA

INTRODUCCIÓN

De acuerdo con la legislación vigente, en las Transferencias de Potencia entre los integrantes del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado (COES-SINAC), se debe hacer uso del Flujo de Potencia Optimo (OPF) para calcular los Ingresos Garantizados por Potencia Firme de cada unidad de generación de los integrantes del COES-SINAC. En este trabajo se describe conceptualmente la formulación matemática y el uso del OPF en la determinación de los ingresos garantizados por potencia de las empresas de generación; asimismo se muestra una aplicación a un sistema ejemplo y a través del uso del programa PSSE, se efectúa su aplicación real al Sistema Interconectado Nacional.

CAPITULO I

1.1. Objetivos

El objetivo de este trabajo es mostrar la formulación matemática del Flujo de Potencia Optimo o OPF, por sus siglas en ingles “Optimal Power Flow”, para determinar los ingresos por potencia firme de los integrantes del COES-SINAC. El modelo matemático es aplicado a un sistema de prueba y a través del uso de la herramienta computacional del PSS/E, es aplicado al Sistema Interconectado Nacional (SINAC).

1.2. Como resolver

Para resolver el problema del Flujo de Potencia Óptimo se utilizará la herramienta computacional: PSS/OPF. Este herramienta está totalmente integrada al programa de flujo de carga “Power Systems Simulator for Engineering” (PSS/E), el software PSS/E fue desarrollado por la empresa Power Technologies Inc. de Estados Unidos de Norte América, el cual está provisto de una interfase y un conjunto robusto de funciones, específicamente diseñados para asistir en la definición y solución rápida del complejo problema de optimización del sistema de potencia.

1.2.1. Descripción funcional del PSS/E

El PSS/E es un conjunto de programas de computación que maneja, entre otros, los siguientes análisis:

- Flujo de potencia y otras funciones de análisis relacionadas con la red

- Balance y desbalance y análisis de falla.
- Construcción equivalente de redes
- Simulación dinámica.

El PSS/E está estructurado en un conjunto de archivos de datos denominado **archivos de trabajo (working files)** . Estos archivos de trabajo están establecidos de cierto modo que permiten optimizar los aspectos computacionales de importancia de las funciones de simulación de los sistemas de potencia: solución de redes y modelamiento dinámico de equipos. Los archivos de trabajo, los cuales ocupan áreas dedicadas de la memoria del disco, funcionan sobre un comprensivo conjunto de modelos de programa llamados actividades (**activities**) . Cada actividad ejecuta una función de entrada, salida, o de manipulación de los datos necesarios en el curso del flujo de potencia, corto circuito, construcción equivalente, o trabajo dinámico de simulación.

El PSS/E es ejecutado por el inicio de uno o dos módulos maestros de programa. El modulo maestro inmediatamente invita al usuario a seleccionar una actividad. La actividad seleccionada es inmediatamente ejecutada, funcionando este proceso de operación sobre los archivos de trabajo.

Complementando al conjunto de archivos de trabajo, cada usuario genera una librería de flujo de carga **Saved Cases** y una simulación dinámica **Snapshots**. Estos, en conjunto con los archivos de trabajo, forman una base de datos de trabajo.

CAPITULO II

FLUJO ÓPTIMO DE POTENCIA (OPF)

2.1. Introducción

La idea del Flujo de Potencia Optimo (OPF) fue introducido en los años 1960 como una extensión del convencional despacho económico para determinar el óptimo escenario para el control de variables con respecto a varias restricciones. El término se usa como nombre genérico para una serie de problemas relacionados con la optimización de la red.

El desarrollo del OPF, en las últimas dos décadas, ha seguido muy cerca las huellas del progreso en las técnicas numéricas de optimización y los avances en la tecnología de computación. Los programas comerciales comunes de OPF son capaces de solucionar problemas de optimización de sistemas de potencia muy grandes y complejos, en un relativo corto tiempo. Muchas metodologías de soluciones diferentes han sido propuestas para resolver problemas de OPF.

Para estudios de OPF, la red del sistema de potencia es típicamente modelada hasta el nivel de transmisión principal, incluyendo las unidades de generación. El modelo puede también incluir otras unidades de generación auxiliares; así como, partes internas o externas de la red de transmisión, que puedan tener impacto en la decisión del punto óptimo de operación del sistema.

Con el flujo de potencia tradicional, se consume una cantidad significativa de tiempo al tratar de lograr una solución aceptablemente "buena". Se requieren múltiples iteraciones en las cuales los resultados de la solución, se analizan y las nuevas estimaciones de los valores de control son determinadas para el uso en la nueva solución. Demasiado tiempo se puede gastar tratando paramétricamente de determinar qué valores de los controles proporcionarían una solución factible. Si las estimaciones demuestran ser inaceptables, como puede resultar en una violación en el criterio operativo, deben proporcionarse nuevas estimaciones y el procedimiento empezará de nuevo.

El OPF, por otro lado, proporciona un modelo completamente analítico, el cual, automáticamente, cambia ciertas variables de control para llegar a "la mejor" solución con respecto a la declaración cuantitativa de la medición del rendimiento (por ejemplo una función objetivo). En el OPF se alcanza un resultado eficiente, a través, de la formulación y resolución de un problema de optimización. En ella, se define el objetivo final como una combinación de funciones objetivo, y un juego de restricciones a satisfacer. El OPF a menudo requiere menos intervención del usuario que el flujo de carga.

2.2. Definición del OPF

El OPF se distingue del flujo de potencia tradicional principalmente porque resuelve un problema de optimización que consiste de una función objetivo y un conjunto de restricciones de igualdad y/o desigualdad. Este problema de optimización es definido como un problema no lineal de la forma siguiente:

$$\begin{array}{ll} \text{Minimizar} & f(x,y) \\ \text{sujeto a:} & \text{restricciones de igualdad, y} \\ & \text{restricciones de desigualdad.} \end{array}$$

La función objetivo de minimización puede consistir de una o más funciones tales como el costo de combustible, las pérdidas de la transmisión, el déficit de energía, etc.

Las restricciones de igualdad constituyen el balance de potencia y/o energía nodal; es decir, aquellas restricciones que aseguran que la inyección de potencia neta a cada barra guala la suma de los flujos de potencia en las ramas que se conectan a dicha barra.

Las restricciones de desigualdad consisten de variables tales como las magnitudes de voltaje de las barras y ángulos o la salida de potencia activa que pueden variar entre un valor mínimo y máximo.

2.2.1. Objetivos

La función objetivo, como se señaló, puede representar expresiones de costo en términos de las variables del sistema de potencia. Así por ejemplo, el costo de combustible incurrido para producir energía eléctrica es una función de la generación de energía activa entre los productores. El OPF ajusta automáticamente la energía activa de producción de dichos generadores, dentro de los límites de capacidad, de tal manera de reducir el costo de combustible total.

Usualmente la función objetivo es del tipo no lineal y se suele representar con la siguiente función matemática:

$$\textit{Minimizar } f(z)$$

2.2.2. Restricciones y Controles

Reduciendo la participación de la generación de energía activa a cero **minimizarán** con seguridad el costo de combustible, pero ello produciría que no se satisfaga los requerimientos de la demanda de energía del sistema. Es por consiguiente necesario,

aumentar la función objetivo, con las ecuaciones de restricción, incluyendo restricciones de igualdad y de desigualdad. Las restricciones de desigualdad definen los límites superiores e inferior en una variable. Para el ejemplo del despacho de costo de combustible, éstas ecuaciones de restricciones asegurarán que la generación de energía activa sea suficiente para mantener la demanda y las pérdidas del sistema de transmisión de potencia.

Como es sabido, en el caso del flujo de carga convencional, el problema se simplifica ajustando a un valor determinado varios de los controles del sistema, tales como: la generación de energía activa, la magnitud de voltaje del generador, la relación del taps del transformador, el transformador de cambio de ángulo de fase, etc.. En efecto, estos controles pueden ser asignados a un valor fijo o asignados a los límites superior e inferior. Ciertas variables dependientes, como las magnitudes de voltaje de la barra de carga y flujos de la redes de transmisión, son asignados a los límites superior e inferior. Todo ello es posible porque no se requiere satisfacer simultáneamente todo el conjunto de restricciones, lo cual obviamente se traduciría en un resultado no factible.

Al diferencia del flujo de carga convencional, en el OPF no se pretende obtener un objetivo "local" independiente con cada control. En este caso, el proceso de solución ajusta cada control para encontrar el escenario que satisfaga todas las restricciones impuestas al mismo tiempo de minimizar la función objetivo.

En el OPF, como en todo proceso de optimización, existen dos tipos de variables en el modelo matemático: variables de control (también llamados variables independientes o de decisión) y las variables dependientes (también referidos como

las variables estables). Éstos se identifican a través del modelo de flujo de carga convencional y el flujo de potencia óptimo auxiliar con los datos modelados.

2.2.3. Sensibilidades

Cada variable, independiente y dependiente, tiene una sensibilidad asociada con este. Los valores de sensibilidad cuantifican el cambio esperado en el objetivo en respuesta a un cambio en la variable. Una sensibilidad negativa indica que un aumento en el valor de la variable disminuirá el valor del objetivo.

Una sensibilidad bastante común, utilizada en la tarificación de los sistemas eléctricos, es aquella asociada al balance de energía en cada barra, la cual es denominada “costo marginal de energía”. Dicha sensibilidad cuantifica el incremento de la función objetivo debido a un incremento de la demanda.

El escenario óptimo para cualquier variable es uno en el cual los resultados de la sensibilidad es cero. Para algunas variables, el escenario óptimo ocurre fuera de los límites de la variable. En este caso, el OPF manejará la variable hasta el límite e informará el valor de sensibilidad. El tamaño relativo de las magnitudes de sensibilidad dirige la atención a las restricciones o los controles fijos, las cuales tienen la mayor influencia en el objetivo.

2.3. Modelo matemático o formulación del OPF

El problema general del flujo de potencia óptimo corresponde a la determinación de un punto de operación del sistema de potencia que optimiza una función objetivo y satisface un conjunto de restricciones físicas y de operación. Matemáticamente el problema puede ser formulado como:

$$\begin{aligned}
 & \text{Min} && f(z) \\
 & \text{sujeto a} && \\
 & && g(z) = 0 \\
 & && h(z) \leq 0
 \end{aligned} \tag{2.1}$$

donde:

$f(z)$ función objetivo
 $g(z)$ restricciones de igualdad
 $h(z)$ restricciones de desigualdad

$$g(z) = \begin{bmatrix} g_1(z) \\ \vdots \\ g_1(z) \end{bmatrix} \quad h(z) = \begin{bmatrix} g_1(z) \\ \vdots \\ g_1(z) \end{bmatrix} \tag{2.2}$$

Las restricciones de igualdad y desigualdad corresponden al modelamiento estático de la red y a las limitaciones en la operación de los equipos utilizados, respectivamente.

La formulación matemática de la función objetivo, así como de las restricciones de igualdad y desigualdad se va a realizar sobre la base del problema del OPF que minimiza la potencia inyectada por cada uno de los generadores al sistema interconectado.

2.3.1. Función Objetivo

En este caso, la función objetivo corresponde a minimizar el precio total de la potencia, y se puede expresar como:

$$\text{Min} \sum_{g=1}^{NGI} (\rho_g P^g) \tag{2.3}$$

donde:

NGI número de generadores ó productores
 ρ_g precio de oferta del integrante g
 P^g Potencia firme remunerable del integrante g

2.3.2. Restricciones de igualdad

Las restricciones de igualdad corresponden a las ecuaciones de balance de potencia activa en cada barra:

$$\sum_{g \in \Gamma_k} P_k^g - \sum_{m \in \Omega_k} P_{km} = P_k^l \quad k = 1, NB \quad (2.4)$$

donde:

$$P_{km} = (a_{km} V_k)^2 g_{km} - a_{km} V_k V_m (g_{km} \cos \theta_{km} + b_{km} \operatorname{sen} \theta_{km}) \quad (2.5)$$

y a las ecuaciones de balance de potencia reactiva en cada barra:

$$\sum_{g \in \Gamma_k} Q_k^g + b_k^{sh} V_k^2 - \sum_{m \in \Omega_k} Q_{km} = Q_k^l \quad k = 1, NB \quad (2.6)$$

donde:

$$Q_{km} = -(a_{km} V_k)^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) - a_{km} V_k V_m (g_{km} \operatorname{sen} \theta_{km} - b_{km} \cos \theta_{km}) \quad (2.7)$$

NB número de barras de la red eléctrica

Γ_k conjunto de generadores localizados en la barra k

Ω_k conjunto de barra vecinas directamente conectadas a la barra k

V_k, V_m magnitudes de las tensiones en las barras k y m

θ_{km} diferencia angular entre las tensiones en las barras k y m :

$$\theta_{km} = \theta_k - \theta_m \quad (2.8)$$

a_{km} módulo de la relación de transformación del transformador del circuito k - m . En el caso que el circuito sea una línea de transmisión este módulo es igual a 1.0

g_{km} conductancia del circuito k - m

b_{km} susceptancia serie del circuito k - m

b_{km}^{sh} susceptancia "shunt" del circuito k - m

b_k^{sh} susceptancia "shunt" conectada a la barra k

2.3.3. Restricciones de desigualdad

Las restricciones de desigualdad corresponden a las ecuaciones de límites físicos en los equipos. Así, se tienen las siguientes:

$$E_{km} \leq F_{km} \leq \bar{F}_{km} \quad (k, m) \in \Psi \quad (2.9)$$

$$a_{km} \leq \bar{a}_{km} \leq \bar{\bar{a}}_{km} \quad (k, m) \in T \quad (2.10)$$

$$V_k \leq V_k \leq \bar{V}_k \quad k = 1, NB \quad .(2.11)$$

$$P^g \leq P^g \leq \bar{P}^g \quad k = 1, NG \quad .(2.12)$$

$$\underline{Q}^g \leq Q^g \leq \bar{Q}^g \quad k = 1, NG \quad (2.13)$$

donde:

- Ψ conjunto de circuitos
- T conjunto de transformadores de “tap” variable
- F_{km} flujo de potencia en el circuito k-m
- E_{km}, \bar{F}_{km} límites inferior y superior del flujo de potencia en el circuito k-m
- a_{km}, \bar{a}_{km} límites inferior y superior del módulo de la relación de transformación del transformador del circuito k-m
- V_k, \bar{V}_k límites inferior y superior de la tensión en la barra k
- P^g, \bar{P}^g límites inferior y superior de la potencia firme remunerable del integrante k
- $\underline{Q}^g, \bar{Q}^g$ límites inferior y superior de la potencia reactiva del integrante k

En este OPF, las variables de control son: P^g , Q^g , V_k , y θ_k .

De la formulación se puede observar que se trata de un problema de optimización de gran tamaño, cuya función objetivo, así como restricciones de igualdad y desigualdad, son no lineales; lo cual exige la aplicación de metodologías de optimización no lineal para su solución.

2.4. Aplicaciones usuales

En las empresas eléctricas, el OPF es aplicado en el área de planeamiento y operación de sistemas. En operación, el OPF es usado en tiempo real. En el área de planeamiento, el OPF es usado en estudios de ubicación óptima de capacitores y planeamiento de capacidad de la red de transmisión.

El OPF puede ser capaz de optimizar el sistema de potencia en estado normal, además puede producir la acción correctiva sobre cualquier conjunto de estados seleccionados post-contingencias y proveer programación correctiva para casos base

y violaciones de los límites post-contingencias en un conjunto definido de casos de contingencias.

El OPF puede ser utilizado para muchas aplicaciones en empresas eléctricas, algunas de las mayores aplicaciones de OPF son los siguientes:

- Minimización de pérdidas de MW o MVar
- Acciones de restauración o correctivas de reprogramación.
- Programación preventiva o contingencias de despacho restringido.
- Máxima capacidad de transferencia.
- Localización de reactores y capacitor.
- Minimización de costo de MVar
- Control de voltaje.
- Evaluación de precio sombra o costos marginales, también denominados sensibilidades.
- Precio nodales de Potencia.

CAPITULO III

EL OPF PARA DETERMINAR LOS INGRESOS POR POTENCIA

En el caso del sistema eléctrico peruano, el OPF puede ser aplicado para determinar los ingresos por potencia de los generadores. En efecto, dichos ingresos dependen de la potencia óptima que inyectaría cada unidad, obtenida como consecuencia de la determinación del punto óptimo de operación.

3.1. Procedimiento para determinar los Ingresos Garantizados por Potencia

Firme

El marco regulatorio vigente remunera la capacidad de los generadores a través del concepto “Ingresos Garantizados por Potencia Firme” (IGPF).

Para determinar el IGPF, en primer lugar, se debe calcular el Factor de Reserva Firme, como el cociente entre la Potencia Firme Colocada y la Máxima Demanda mensual del Sistema. La Potencia Firme Colocada es la suma de las potencias firmes de las unidades que igualan a la máxima demanda mas la Reserva del sistema.

Si la máxima demanda mas la reserva es mayor que la suma de la potencia efectiva total, la potencia remunerable de cada unidad generadora será igual a su potencia firme. En caso contrario se determina de la siguiente forma:

1. Se determina la potencia disponible como la potencia firme entre el factor de reserva firme.
11. Se efectúa un despacho económico de potencia mediante el OPF, las potencias de cada unidad de generación resultantes del despacho económico de potencia

se denominan potencias disponibles despachadas. Luego esta potencia se multiplica con el Factor de Reserva Firme para obtener la Potencia Firme Remunerable.

- iii. Para obtener el Ingreso Garantizado por Potencia Firme se multiplica la Potencia Firme Remunerable con el precio de potencia garantizado, el cual es igual al producto de precio de potencia de barra con el factor de ajuste garantizado.

3.2. Determinación del punto óptimo de operación a través del OPF

En esta sección se muestra la formulación matemática a través de un sistema eléctrico de prueba. Una vez formulado el problema, el despeje del mercado de potencia se efectuará con la asistencia de un “solver” de uso comercial.

3.2.1. Descripción del sistema de prueba

La figura siguiente muestra la configuración del sistema eléctrico de 6 barras.

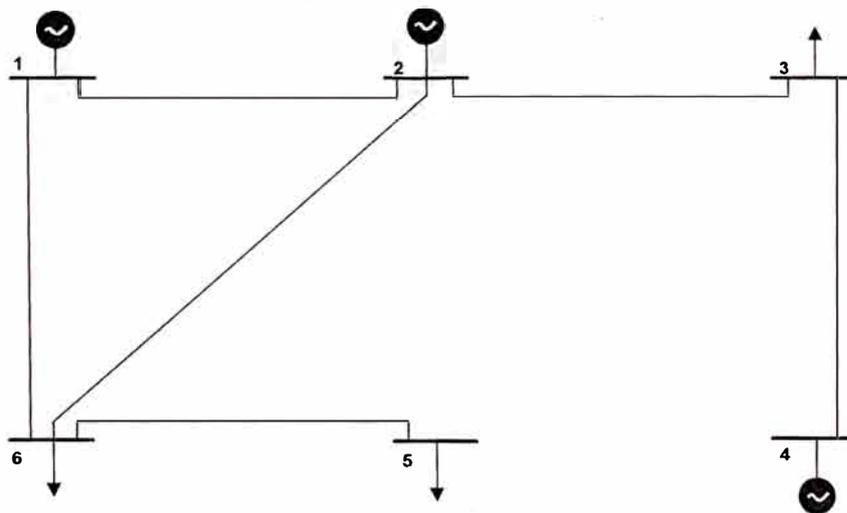


Figura 1 Sistema Ejemplo de 6 Barras

a) Datos de Barras

La tabla siguiente muestra los datos de las barras:

Tabla 1 Datos asociados a las Barras del Sistema

Número Barra	Carga Activa (MW)	Carga Reactiva (MVAR)	Potencia Firme Activa (MW)	Capacidad Max Generación Reactiva (MVAR)	Capacidad Min Generación Reactiva (MVAR)	Precio Potencia (US\$/kW)	Limite Inf Tensión (pu)	Limite Sup Tensión (pu)
1	0	0	50	100	-100	70	0.90	1.10
2	0	0	75	100	-100	50	0.90	1.10
3	50	30	0	0	0	0	0.90	1.10
4	0	0	100	100	-100	10	0.90	1.10
5	60	36	0	0	0	0	0.90	1.10
6	80	48	0	0	0	0	0.90	1.10

b) Datos de Líneas

La tabla siguiente muestra los datos de las líneas

Tabla 2 Datos asociados a las líneas del Sistema

Número Línea	Barra Salida	Barra Llegada	Resistencia Línea (Ohm)	Reactancia Línea (Ohm)	Conductancia Línea (Mho)	Susceptancia Línea	Limite Superior Potencia Aparente (MVA)	Limite Inferior Potencia Aparente (MVA)
1	1	2	0.05	0.1	4.00	-8.00	1	-1
2	1	6	0.05	0.1	4.00	-8.00	1	-1
3	2	3	0.05	0.1	4.00	-8.00	1	-1
4	2	6	0.05	0.1	4.00	-8.00	1	-1
5	3	4	0.1	0.2	2.00	-4.00	2	-2
6	5	6	0.05	0.1	4.00	-8.00	1	-1

3.2.2. Modelo Matemático**a) Función objetivo**

La función objetivo está dada por:

$$\text{Min} \quad 70000P^1 + 50000P^2 + 1000P^4 \quad (3.1)$$

b) Ecuaciones Estáticas

Las ecuaciones del flujo de potencia activa en los circuitos son:

Circuito 1-2

$$P_{12} = 4(V_1)^2 - V_1V_2(4 \cos \theta_{12} - 8 \sin \theta_{12}) \quad (3.2)$$

Circuito 2-1

$$P_{21} = 4(V_2)^2 - V_2V_1(4 \cos \theta_{21} - 8 \sin \theta_{21}) \quad (3.3)$$

Circuito 1-6

$$P_{16} = 4(V_1)^2 - V_1V_6(4 \cos \theta_{16} - 8 \sin \theta_{16}) \quad (3.4)$$

Circuito 6-1

$$P_{61} = 4(V_6)^2 - V_6V_1(4 \cos \theta_{61} - 8 \sin \theta_{61}) \quad (3.5)$$

Circuito 2-3

$$P_{23} = 4(V_2)^2 - V_2V_3(4 \cos \theta_{23} - 8 \sin \theta_{23}) \quad .(3.6)$$

Circuito 3-2

$$P_{32} = 4(V_3)^2 - V_3V_2(4 \cos \theta_{32} - 8 \sin \theta_{32}) \quad (3.7)$$

Circuito 2-6

$$P_{26} = 4(V_2)^2 - V_2V_6(4 \cos \theta_{26} - 8 \sin \theta_{26}) \quad (3.8)$$

Circuito 6-2

$$P_{62} = 4(V_6)^2 - V_6V_2(4 \cos \theta_{62} - 8 \sin \theta_{62}) \quad (3.9)$$

Circuito 3-4

$$P_{34} = 2(V_3)^2 - V_3V_4(2 \cos \theta_{34} - 4 \sin \theta_{34}) \quad (3.10)$$

Circuito 4-3

$$P_{43} = 2(V_4)^2 - V_4V_3(2 \cos \theta_{43} - 4 \sin \theta_{43}) \quad (3.11)$$

Circuito 5-6

$$P_{56} = 4(V_5)^2 - V_5V_6(4 \cos \theta_{56} - 8 \sin \theta_{56}) \quad .(3.12)$$

Circuito 6-5

$$P_{65} = 4(V_6)^2 - V_6V_5(4 \cos \theta_{65} - 8 \sin \theta_{65}) \quad .(3.13)$$

Las ecuaciones del flujo de potencia reactiva en los circuitos son:

Circuito 1-2

$$Q_{12} = 8(V_1)^2 + V_1V_2(-8 \cos \theta_{12} - 4 \sin \theta_{12}) \quad (3.14)$$

Circuito 2-1

$$Q_{21} = 8(V_2)^2 + V_2V_1(-8 \cos \theta_{21} - 4 \sin \theta_{21}) \quad (3.15)$$

Circuito 1-6

$$Q_{16} = 8(V_1)^2 + V_1V_6(-8 \cos \theta_{16} - 4 \sin \theta_{16}) \quad (3.16)$$

Circuito 6-1

$$Q_{61} = 8(V_6)^2 + V_6V_1(-8 \cos \theta_{61} - 4 \sin \theta_{61}) \quad .(3.17)$$

Circuito 2-3

$$Q_{23} = 8(V_2)^2 + V_2V_3(-8 \cos \theta_{23} - 4 \sin \theta_{23}) \quad (3.18)$$

Circuito 3-2

$$Q_{32} = 8(V_3)^2 + V_3V_2(-8 \cos \theta_{32} - 4 \sin \theta_{32}) \quad (3.19)$$

Circuito 2-6

$$Q_{26} = 8(V_2)^2 + V_2V_6(-8 \cos \theta_{26} - 4 \sin \theta_{26}) \quad .(3.20)$$

Circuito 6-2

$$Q_{62} = 8(V_6)^2 + V_6V_2(-8 \cos \theta_{62} - 4 \sin \theta_{62}) \quad .(3.21)$$

Circuito 3-4

$$Q_{34} = 4(V_3)^2 + V_3V_4(-4 \cos \theta_{34} - 2 \sin \theta_{34}) \quad (3.22)$$

Circuito 4-3

$$Q_{43} = 4(V_4)^2 + V_4V_3(-4 \cos \theta_{43} - 2 \sin \theta_{43}) \quad .(3.23)$$

Circuito 5-6

$$Q_{56} = 8(V_5)^2 + V_5V_6(-8 \cos \theta_{56} - 4 \operatorname{sen} \theta_{56}) \quad (3.24)$$

Circuito 6-5

$$Q_{65} = 8(V_6)^2 + V_6V_5(-8 \cos \theta_{65} - 4 \operatorname{sen} \theta_{65}) \quad (3.25)$$

c) Restricciones de Balance de Potencia

Con las expresiones de los flujos de potencia activa y reactiva, se construyen las restricciones de balance de potencia en cada barra de la red.

Barra 1

$$P^1 - 8(V_1)^2 + V_1V_2(4 \cos \theta_{12} - 8 \operatorname{sen} \theta_{12}) + V_1V_6(4 \cos \theta_{16} - 8 \operatorname{sen} \theta_{16}) = 0 \quad (3.26)$$

$$Q^1 - 16(V_1)^2 - V_1V_2(-8 \cos \theta_{12} - 4 \operatorname{sen} \theta_{12}) - V_1V_6(-8 \cos \theta_{16} - 4 \operatorname{sen} \theta_{16}) = 0 \quad (3.27)$$

Barra 2

$$P^2 - 12(V_2)^2 + V_2V_1(4 \cos \theta_{21} - 8 \operatorname{sen} \theta_{21}) + V_2V_3(4 \cos \theta_{23} - 8 \operatorname{sen} \theta_{23}) + V_2V_6(4 \cos \theta_{26} - 8 \operatorname{sen} \theta_{26}) = 0 \quad (3.28)$$

$$Q^2 - 24(V_2)^2 - V_2V_1(-8 \cos \theta_{21} - 4 \operatorname{sen} \theta_{21}) - V_2V_3(-8 \cos \theta_{23} - 4 \operatorname{sen} \theta_{23}) - V_2V_6(-8 \cos \theta_{26} - 4 \operatorname{sen} \theta_{26}) = 0 \quad (3.29)$$

Barra 3

$$-6(V_3)^2 + V_3V_2(4 \cos \theta_{32} - 8 \operatorname{sen} \theta_{32}) + V_3V_4(2 \cos \theta_{34} - 4 \operatorname{sen} \theta_{34}) = 0.5 \quad (3.30)$$

$$-12(V_3)^2 - V_3V_2(-8 \cos \theta_{32} - 4 \operatorname{sen} \theta_{32}) - V_3V_4(-4 \cos \theta_{34} - 2 \operatorname{sen} \theta_{34}) = 0.3 \quad (3.31)$$

Barra 4

$$P^4 - 2(V_4)^2 + V_4V_3(2 \cos \theta_{43} - 4 \operatorname{sen} \theta_{43}) = 0 \quad (3.32)$$

$$Q^4 - 4(V_4)^2 - V_4V_3(-4 \cos \theta_{43} - 2 \operatorname{sen} \theta_{43}) = 0 \quad (3.33)$$

Barra 5

$$-4(V_5)^2 + V_5V_6(4 \cos \theta_{56} - 8 \operatorname{sen} \theta_{56}) = 0.6 \quad (3.34)$$

$$-8(V_5)^2 - V_5V_6(-8 \cos \theta_{56} - 4 \operatorname{sen} \theta_{56}) = 0.36 \quad (3.35)$$

Barra 6

$$-12(V_6)^2 + V_6V_1(4 \cos \theta_{61} - 8 \operatorname{sen} \theta_{61}) + V_6V_2(4 \cos \theta_{62} - 8 \operatorname{sen} \theta_{62}) + V_6V_5(4 \cos \theta_{65} - 8 \operatorname{sen} \theta_{65}) = 0.8 \quad (3.36)$$

$$-24(V_6)^2 - V_6V_1(-8 \cos \theta_{61} - 4 \operatorname{sen} \theta_{61}) - V_6V_2(-8 \cos \theta_{62} - 4 \operatorname{sen} \theta_{62}) - V_6V_5(-8 \cos \theta_{65} - 4 \operatorname{sen} \theta_{65}) = 0.48 \quad (3.37)$$

d) Restricciones de Límites

Las restricciones de límites del flujo de potencia aparente son:

Circuito 1-2

$$\left[4(V_1)^2 - V_1V_2(4 \cos \theta_{12} - 8 \operatorname{sen} \theta_{12})\right]^2 + \left[8(V_1)^2 + V_1V_2(-8 \cos \theta_{12} - 4 \operatorname{sen} \theta_{12})\right]^2 \leq 1 \quad (3.38)$$

$$\left[4(V_1)^2 - V_1V_2(4 \cos \theta_{12} - 8 \operatorname{sen} \theta_{12})\right]^2 + \left[8(V_1)^2 + V_1V_2(-8 \cos \theta_{12} - 4 \operatorname{sen} \theta_{12})\right]^2 \geq -1 \quad (3.39)$$

Circuito 2-1

$$\left[4(V_2)^2 - V_2V_1(4 \cos \theta_{21} - 8 \operatorname{sen} \theta_{21})\right]^2 + \left[8(V_2)^2 + V_2V_1(-8 \cos \theta_{21} - 4 \operatorname{sen} \theta_{21})\right]^2 \leq 1 \quad (3.40)$$

$$\left[4(V_2)^2 - V_2V_1(4 \cos \theta_{21} - 8 \operatorname{sen} \theta_{21})\right]^2 + \left[8(V_2)^2 + V_2V_1(-8 \cos \theta_{21} - 4 \operatorname{sen} \theta_{21})\right]^2 \geq -1 \quad (3.41)$$

Circuito 1-6

$$\left[4(V_1)^2 - V_1V_6(4 \cos \theta_{16} - 8 \operatorname{sen} \theta_{16})\right]^2 + \left[8(V_1)^2 + V_1V_6(-8 \cos \theta_{16} - 4 \operatorname{sen} \theta_{16})\right]^2 \leq 1 \quad (3.42)$$

$$\left[4(V_1)^2 - V_1V_6(4 \cos \theta_{16} - 8 \operatorname{sen} \theta_{16})\right]^2 + \left[8(V_1)^2 + V_1V_6(-8 \cos \theta_{16} - 4 \operatorname{sen} \theta_{16})\right]^2 \geq -1 \quad (3.43)$$

Circuito 6-1

$$\left[4(V_6)^2 - V_6V_1(4 \cos \theta_{61} - 8 \operatorname{sen} \theta_{61})\right]^2 + \left[8(V_6)^2 + V_6V_1(-8 \cos \theta_{61} - 4 \operatorname{sen} \theta_{61})\right]^2 \leq 1 \quad (3.44)$$

$$\left[4(V_6)^2 - V_6V_1(4 \cos \theta_{61} - 8 \operatorname{sen} \theta_{61})\right]^2 + \left[8(V_6)^2 + V_6V_1(-8 \cos \theta_{61} - 4 \operatorname{sen} \theta_{61})\right]^2 \geq -1 \quad (3.45)$$

Circuito 2-3

$$\left[4(V_2)^2 - V_2V_3(4 \cos \theta_{23} - 8 \operatorname{sen} \theta_{23})\right]^2 + \left[8(V_2)^2 + V_2V_3(-8 \cos \theta_{23} - 4 \operatorname{sen} \theta_{23})\right]^2 \leq 1 \quad (3.46)$$

$$\left[4(V_2)^2 - V_2V_3(4 \cos \theta_{23} - 8 \operatorname{sen} \theta_{23})\right]^2 + \left[8(V_2)^2 + V_2V_3(-8 \cos \theta_{23} - 4 \operatorname{sen} \theta_{23})\right]^2 \geq -1 \quad (3.47)$$

Circuito 3-2

$$\left[4(V_3)^2 - V_3V_2(4 \cos \theta_{32} - 8 \operatorname{sen} \theta_{32})\right]^2 + \left[8(V_3)^2 + V_3V_2(-8 \cos \theta_{32} - 4 \operatorname{sen} \theta_{32})\right]^2 \leq 1 \quad (3.48)$$

$$\left[4(V_3)^2 - V_3V_2(4 \cos \theta_{32} - 8 \operatorname{sen} \theta_{32})\right]^2 + \left[8(V_3)^2 + V_3V_2(-8 \cos \theta_{32} - 4 \operatorname{sen} \theta_{32})\right]^2 \geq -1 \quad (3.49)$$

Circuito 2-6

$$\left[4(V_2)^2 - V_2V_6(4 \cos \theta_{26} - 8 \operatorname{sen} \theta_{26})\right]^2 + \left[8(V_2)^2 + V_2V_6(-8 \cos \theta_{26} - 4 \operatorname{sen} \theta_{26})\right]^2 \leq 1 \quad (3.50)$$

$$\left[4(V_2)^2 - V_2V_6(4 \cos \theta_{26} - 8 \operatorname{sen} \theta_{26})\right]^2 + \left[8(V_2)^2 + V_2V_6(-8 \cos \theta_{26} - 4 \operatorname{sen} \theta_{26})\right]^2 \geq -1 \quad (3.51)$$

Circuito 6-2

$$\left[4(V_6)^2 - V_6V_2(4 \cos \theta_{62} - 8 \operatorname{sen} \theta_{62})\right]^2 + \left[8(V_6)^2 + V_6V_2(-8 \cos \theta_{62} - 4 \operatorname{sen} \theta_{62})\right]^2 \leq 1 \quad (3.52)$$

$$\left[4(V_6)^2 - V_6V_2(4 \cos \theta_{62} - 8 \operatorname{sen} \theta_{62})\right]^2 + \left[8(V_6)^2 + V_6V_2(-8 \cos \theta_{62} - 4 \operatorname{sen} \theta_{62})\right]^2 \geq -1 \quad (3.53)$$

Circuito 3-4

$$\left[2(V_3)^2 - V_3V_4(2 \cos \theta_{34} - 4 \operatorname{sen} \theta_{34})\right]^2 + \left[4(V_3)^2 + V_3V_4(-4 \cos \theta_{34} - 2 \operatorname{sen} \theta_{34})\right]^2 \leq 2 \quad (3.54)$$

$$\left[2(V_3)^2 - V_3V_4(2 \cos \theta_{34} - 4 \operatorname{sen} \theta_{34})\right]^2 + \left[4(V_3)^2 + V_3V_4(-4 \cos \theta_{34} - 2 \operatorname{sen} \theta_{34})\right]^2 \geq -2 \quad (3.55)$$

Circuito 4-3

$$\left[2(V_4)^2 - V_4V_3(2 \cos \theta_{43} - 4 \sin \theta_{43})\right]^2 + \left[4(V_4)^2 + V_4V_3(-4 \cos \theta_{43} - 2 \sin \theta_{43})\right]^2 \leq 2 \quad (3.56)$$

$$\left[2(V_4)^2 - V_4V_3(2 \cos \theta_{43} - 4 \sin \theta_{43})\right]^2 + \left[4(V_4)^2 + V_4V_3(-4 \cos \theta_{43} - 2 \sin \theta_{43})\right]^2 \geq -2 \quad (3.57)$$

Circuito 5-6

$$\left[4(V_5)^2 - V_5V_6(4 \cos \theta_{56} - 8 \sin \theta_{56})\right]^2 + \left[8(V_5)^2 + V_5V_6(-8 \cos \theta_{56} - 4 \sin \theta_{56})\right]^2 \leq 1 \quad (3.58)$$

$$\left[4(V_5)^2 - V_5V_6(4 \cos \theta_{56} - 8 \sin \theta_{56})\right]^2 + \left[8(V_5)^2 + V_5V_6(-8 \cos \theta_{56} - 4 \sin \theta_{56})\right]^2 \geq -1 \quad (3.59)$$

Circuito 6-5

$$\left[4(V_6)^2 - V_6V_5(4 \cos \theta_{65} - 8 \sin \theta_{65})\right]^2 + \left[8(V_6)^2 + V_6V_5(-8 \cos \theta_{65} - 4 \sin \theta_{65})\right]^2 \leq 1 \quad (3.60)$$

$$\left[4(V_6)^2 - V_6V_5(4 \cos \theta_{65} - 8 \sin \theta_{65})\right]^2 + \left[8(V_6)^2 + V_6V_5(-8 \cos \theta_{65} - 4 \sin \theta_{65})\right]^2 \geq -1 \quad (3.61)$$

Las restricciones de límites de la tensión son:

Barra 1

$$V_1 \leq 1.1 \quad (3.62)$$

$$V_1 \geq 0.9 \quad (3.63)$$

Barra 2

$$V_2 \leq 1.1 \quad (3.64)$$

$$V_2 \geq 0.9 \quad (3.65)$$

Barra 3

$$V_3 \leq 1.1 \quad (3.66)$$

$$V_3 \geq 0.9 \quad (3.67)$$

Barra 4

$$V_4 \leq 1.1 \quad (3.68)$$

$$V_4 \geq 0.9 \quad (3.69)$$

Barra 5

$$V_5 \leq 1.1 \quad (3.70)$$

$$V_5 \geq 0.9 \quad (3.71)$$

Barra 6

$$V_6 \leq 1.1 \quad (3.72)$$

$$V_6 \geq 0.9 \quad (3.73)$$

Las restricciones de límites de la generación activa y reactiva

Generador 1

$$P^1 \leq 0.5 \quad (3.74)$$

$$P^1 \geq 0 \quad (3.75)$$

$$Q^1 \leq 1 \quad (3.76)$$

Generador 2	$Q^1 \geq -1$	(3.77)
	$P^2 \leq 0.75$	(3.78)
	$P^2 \geq 0$	(3.79)
	$Q^2 \leq 1$	(3.80)
	$Q^2 \geq -1$	(3.81)
Generador 4	$P^4 \leq 1$	(3.82)
	$P^4 \geq 0$	(3.83)
	$Q^4 \leq 1$	(3.84)
	$Q^4 \geq -1$	(3.85)

3.2.3. Operación óptima

La solución del problema formulado se obtuvo con un paquete de optimización.

Como resultado se obtuvieron los siguientes:

- Punto de Operación
- Precio de Potencia

El punto de óptimo encontrado se muestra en la figura 2. Es importante destacar que la potencia activa inyectada por cada generador corresponde a su ***potencia firme remunerable***.

Los precios de potencia obtenidos en cada barra del sistema se muestran en la figura 3. Cabe precisar que dichos precios se obtienen como consecuencia de haber encontrado el punto óptimo de operación. En este caso, los precios corresponden a las variables duales asociados a las restricciones del balance de potencia activa que se han escrito a través de las restricciones (3.26, 3.28, 3.30, 3.32, 3.34 y 3.36).

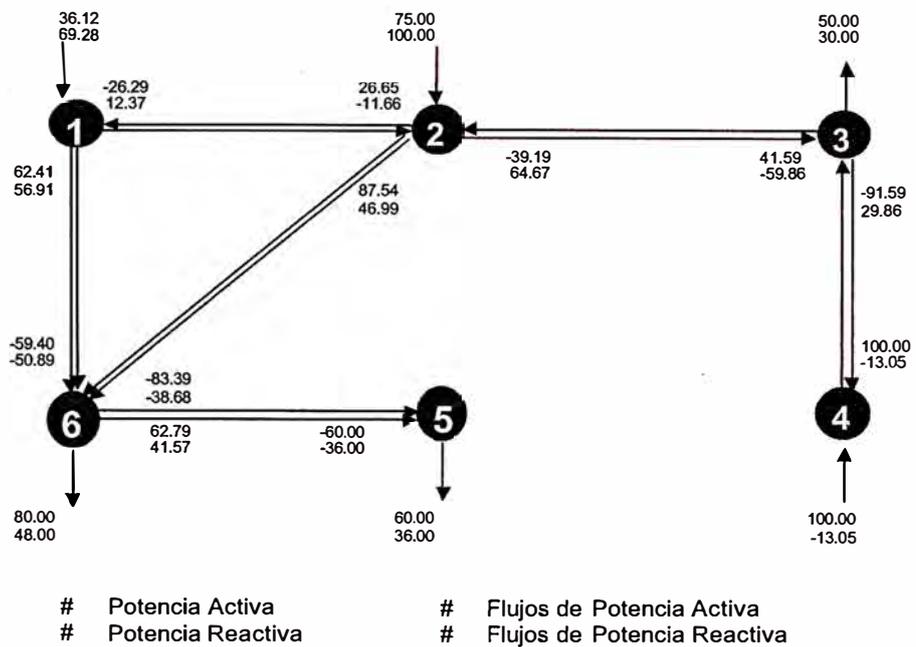


Figura 2 Punto de Operación Óptima

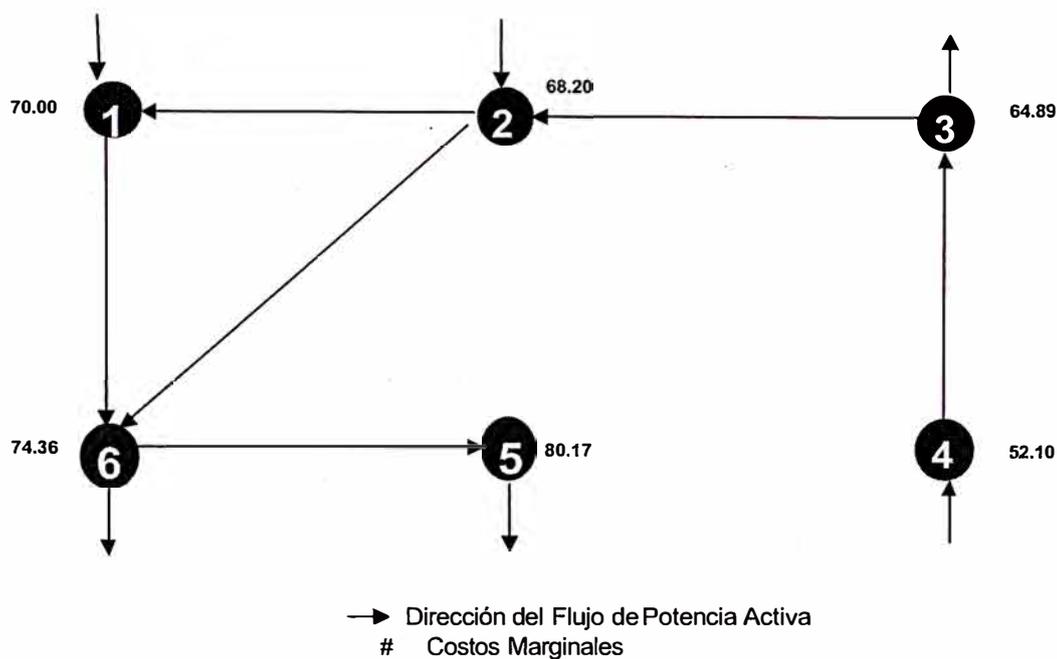


Figura 3 Precio de la Potencia en cada barra

3.3. Determinación de los Ingresos por Potencia

Considerando el Sistema Eléctrico ejemplo descrito en la sección 3.2 a continuación se presentan los resultados:

Se ha supuesto que el margen de reserva es igual a 15 % además que la máxima demanda a nivel de generación es del orden de 195 MW

3.3.1. Cálculo del Factor de Reserva Firme

Tabla 3

Barra	Unidad	Costo Variable (S//.KWh)	Potencia Efectiva (kW)	Potencia Efectiva Acumulada (kW)	Factor De Ingreso	Potencia Firme (kW)	Potencia Firme Colocada (kW)	Potencia Disponible (kW)	Costo Variable para Flujo (S//.KWh)
4	Cen -04	10.00000	100 000	100 000	1.000	100,000	100 000	86 957	10.00000
2	Cen -02	50.00000	75 000	175 000	1.000	75,000	75 000	65217	50.00000
1	Cen-01	70.00000	50 000	225 000	0.870	50,000	43 500	43 478	70.00000
TOTAL			225 000			225,000	218 500	195 652	

Potencia Firme Colocada Total =	195,000
Factor de Reserva Firme =	1.150

Máxima demanda (Nivel generación) : 195 000
 Máxima demanda (Nivel generación) + Margen de Reserva : 218 500kW

Margen de Reserva (*) :	15%
Máxima Demanda (30 de Octubre de 2001 19:00 h) :	195 000 KW
Reserva :	28 500 KW
Máxima Demanda + Reserva:	218 500 KW
Potencia Efectiva Total:	225 000 KW
CONDICIÓN : Máxima Demanda + Reserva ≤ Potencia Efectiva total	
CORRER FLUJO ÓPTIMO	

Tabla 4

POTENCIA DISPONIBLE DESPACHADA Y POTENCIA FIRME REMUNERABLE

Barra	Unidad	Potencia Disponible (kW)	Potencia Disponible Despachada (kW)	Potencia Firme (kW)	Potencia Firme Remunerable (kW)	Potencia Firme" (*) (kW)	Potencia Firme Remunerable" (*) (kW)
4	Cen -04	100,000	100,000	100,000	108,267	100,000	127 783
2	Cen -02	75,000	75,000	75,000	81,200	75,000	95 837
1	Cen-01	50,000	36,120	50,000	39,106	50,000	46 155
TOTAL		225,000	211,120	225,000	228,573	225,000	269 776

Factor de Reserva Firme' =	1.2778
Máxima demanda (Nivel generación):	190 000 kW

3.3.2. Determinación de los Ingresos Garantizados por Potencia Firme

Tabla 5 Ingreso garantizado por potencia firme

Central	Unidad	Potencia Firme Remunerable" (*) (kW)	Precio de Potencia Garantizado (S./kW-mes)	Ingreso Garantizado Preliminar (S./)	Ingreso Garantizado por cada unidad (S./)
4	Cen -04	127 783	52.10	6 657 502.33	5,640,693.33
2	Cen -02	95 837	68.20	6 536 108.53	5,537,840.00
1	Cen-01	46 155	70.00	3230 869,36	2,737,414.40
TOTAL		269 776		16 424 480	13,915,947.73
Ingreso Garantizado por potencia Firme (S./) :		13,915,947.73 (1)			
Ingreso Garantizado Preliminar Total (S./) :		13,915,947.73			
Factor de Ajuste del Ingreso Garantizado:		1			

CAPITULO IV

CASO DE ESTUDIO: SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

4.1. Descripción del SINAC

El Sistema Interconectado Nacional comprende desde el Norte en Tumbes hasta el Sur en Tacna. Abarca los departamentos de Tumbes, Piura, Lambayeque, Cajamarca, La Libertad, Ancash, Huanuco, Pasco, Lima, Junín, Ica, Huancavelica, Cuzco, Ayacucho, Apurímac, Arequipa, Puno, Moquegua Tacna, en total 18 departamentos.

El Sistema Eléctrico de Transmisión esta conformado por el sistema Principal de Transmisión y los Sistemas Secundarios de Transmisión. Esta formado principalmente por dos sub sistemas eléctricos: el Sistema Interconectado Centro Norte y el Sistema Interconectado Sur. El Sistema Interconectado Centro Norte (SICN) y el Sistema Interconectado Sur (SIS) se pusieron en paralelo a las 01:35 hrs del día 18.09.2000. En tal oportunidad la línea de interconexión de 220 kV Mantaro-Socabaya, operó durante una hora con flujo controlado para efectuar diversas pruebas, incluyendo verificaciones de estabilidad por personal de la consultora italiana CESI (Centro Electrotécnico Sperimentale Italiano) contratado por el COES SICN. Finalizadas las pruebas contractuales del sistema de transmisión Mantaro - Socabaya, con fecha 08.10.2000 se reanudaron las referidas pruebas de verificación de estabilidad, las cuales se concluyeron a las 03:43 hrs del día 14.10.2000, con resultados satisfactorios. A partir de esta fecha la Dirección de Operaciones dispuso

la operación de la línea Mantaro-Socabaya, sin restricciones en el Sistema Interconectado Nacional (SINAC).

Las centrales termoeléctricas que conforman el sistema de generación del Sistema Interconectado Centro Norte, tienen unidades Turbo Gas (que utilizan Gas Natural y Diesel²), unidades Turbo Vapor y centrales Diesel. La capacidad efectiva de dichos equipos a diciembre de 2000 alcanza 1 973,70 MW, que representa el 44,18 % del total del sistema, de los cuales 1 381,11 MW (69,98%) son unidades turbogas; 214,13 MW (10,85%) son grupos Diesel; 378,46 MW (19,18%) son unidades turbovapor.

Las centrales hidroeléctricas que conforman el parque generador del Sistema Interconectado Centro Norte y el Sistema Interconectado Sur, tienen una capacidad efectiva de 2 458,58 MW a diciembre del año 2000 y representa el 55,04 % del total.

Dicha capacidad está distribuida en las diferentes centrales, siendo la central Mantaro la más grande con 631,79 MW y la de menor capacidad Herca con 0,72 MW.

4.2. Agentes que intervienen

La coordinación de la operación del SINAC lo realiza El Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES-SINAC) el cual es un organismo técnico, conformado por los titulares de las centrales de generación y de sistemas de transmisión cuyas instalaciones se encuentran interconectadas en el Sistema Nacional, con la finalidad de coordinar su operación al mínimo costo, garantizando la seguridad y calidad del abastecimiento de energía eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos.

El Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Centro Norte (COES-SICN) esta formado por ELECTROPERU S.A., EDEGEL S.A., EGENOR S.A., ETEVENSA, ELECTROANDES S.A., AGUAYTIA, EEPSA, ASOC. CAHUA S.A.- CNP ENERGIA, SHOUGESA y ETECEN S.A. y posteriormente con la integración del Sistema Interconectado Sur (SIS) se incorporaron las empresas EGASA, ENERSUR, SAN GABAN, EGEMSA, EGESUR y ETESUR. Así mismo dos nuevas empresas de transmisión ingresaron al COES-SICN, Consorcio TransMantaro (Set-Oct de 2000) y REDESUR (nov. de 2000).

La potencia instalada correspondiente a las centrales generadoras del SICN al 31 de diciembre de 2000 asciende a 5 634,6MVA (4 801,9 MW), de los cuales 3 104,3 MVA (55,10%) corresponden a centrales hidroeléctricas y 2 530,3MVA (44,90%) corresponden a centrales termoeléctricas. La potencia instalada de las unidades turbogas es 1 736,1 MVA (68,60 %), de las unidades turbo vapor es 478,1 MW(18,90%) y de las unidades Diesel es 316,0 MVA (12,50%).

La potencia efectiva correspondiente a las centrales generadoras SICN al 31 de diciembre de 2000, asciende a 4 467,89 MW, de los cuales 2 494,19 MW (55,82%) corresponden a centrales hidroeléctricas y 1 973,70 MW (44,18%) corresponden a centrales termoeléctricas. La potencia efectiva de las unidades turbogas es 1 381,11 MW (69,98 %), de las unidades turbovapor es 378,46 MW (19,18%) y de las unidades Diesel es 214,13 MW (10,85 %).

4.3. Ingresos Garantizados por Potencia Firme en el SINAC

A fin de obtener los IGPF en el SINAC, se requieren los siguientes datos.

- La Máxima Demanda del mes.
- Las Demandas coincidentes (kW y kVar), consumo de auxiliares en el

intervalo de máxima demanda.

- Precio de Potencia en Barra de Facturación.
- Margen de Reserva.

4.3.1. Relación las Potencias Efectivas y Firmes de los generadores del Sistema Interconectado (Anexo C)

Tabla 6

EMPRESA	Potencia Efectiva (kW)	Potencia Firme (kW)
TERMOSELVA	156,617	156,366
CAHUA	47,606	40,618
CNP ENERGIA	62,738	46,374
EDEGEL	1,003,027	978,924
EEPSA	146,290	146,099
EGENOR	542,751	498,918
ELECTROANDES	173,932	173,932
ELECTROPERU	859,864	859,619

EMPRESA	Potencia Efectiva (kW)	Potencia Firme (kW)
ETEVENSA	328,077	328,077
SHOUGESA	64,827	64,804
EGASA	320,280	318,565
EGEMSA	104,731	102,411
SAN GABAN	146,405	146,388
EGESUR	61,067	46,350
ENERSUR	364,592	360,005
TOTAL	4,382,804	4,267,450

4.3.2. Datos del día de Máxima Demanda

Margen de Reserva (*):	45%
Máxima Demanda (20 de Diciembre de 2001 19:45 h):	2 792 224 KW
Reserva :	1 256 501 KW
Máxima Demanda + Reserva:	4 048 725 KW
Potencia Efectiva Total:	4 382 804 KW
CONDICIÓN : Máxima Demanda + Reserva ≤ Potencia Efectiva total	
CORRER FLUJO ÓPTIMO	

(*) Tiene un valor de 45% para el Tercer Año (hasta abril 2002). Resolución Ministerial N° 470-99-EM/VME y D.S. N°-EM

4.3.3. Demandas coincidentes en el día de máxima demanda por empresa y nivel de tensión (Anexo D)

Tabla 7

EMPRESA	Tensión (kV)	Potencia consumida por clientes (kW)
TERMOSELVA	220	78 695
	138	10 144
	50	4 577
	22,9	4 197
	10	10 410
CAHUA	138	3 983
	66	19 237
	13,8	18 311
CNP	60	-
EDEGEL	220	256 972
	138	1 812
	66	2 740
	60	79 160
	13,8	19 317
10	255	
EEPSA	220	72 172
	33	5 676
	13,2	663
	3,3	616
EGENOR	220	107 993
	138	40 390
	66	10 305
	60	119 325
	13,8	373
10	9 972	
ELECTROANDES	220	6 401
	50	98 192
	22,9	217
	13,8	1 850
	12	20 254
	11	647
2,4	5 418	
ETEVENSA	220	92 606
SHOUGESA	62,5	7395
	62	8897
	60	4 554
	13,8	41 344

EMPRESA	Tensión (kV)	Potencia consumida por clientes (kW)
ELECTROPERU	225	6 904
	220	11 537
	215	63 259
	210	747 603
	138	34 942
	62,5	9 182
	62	24 292
	60	33 072
	10,3	8 550
	10,1	560
EGASA	138	43 080
	69	8 786
	61,5	25 146
	61	634
	60	403
	50	5 726
	34,5	38 712
	33	39 390
13,8	3	
10	4 358	
EGEMSA	138	10 665
	66	1 592
	60	2 259
	34,5	2 443
	33	1 078
	24	1 156
	10,6	25 547
10,5	2 778	
SAN GABAN	138	10 060
	60	11 156
	50	5 810
	22,9	365
	10,5	17 156
10	14 752	
EGESUR	138	10 073
	66	21 830
	33	261
ENERSUR	138	146 531
	13,8	20 838

Tabla 8

EMPRESA	Potencia consumida por clientes (kW)
TERMOSELVA	108 023
CAHUA	41 531
CNP ENERGIA	-
EDEGEL	360 257
EEPSA	79 127
EGENOR	288 358
ELECTROANDES	132 979
ELECTROPERU	939 901
ETEVENSA	92 606
SHOUGESA	62 190
EGASA	166 238
EGEMSA	47 518
SAN GABAN	59 300
EGESUR	32 164
ENERSUR	167 368
Potencia consumida por los clientes (KW) :	2 577 560
Máxima Demanda a nivel de generación (KW) :	2 792 224
Pérdidas (%) :	7,69%

4.3.4. Factor de Reserva Firme - Potencia Disponible

Tabla 9

Central	Unidad	Costo Variable (S//.KWh)	Potencia Efectiva (kW)	Potencia Efectiva Acumulada (kW)	Factor de Ingreso	Potencia Firme (kW)	Potencia Firme Colocada (kW)	Potencia Disponible (kW)	Costo Variable para Flujo (S//.KWh)
ARICOTA 1		0,00000	22 500	22 500	1,000	13 438	13 438	9 539	0,00000
ARICOTA 2		0,00000	12 400	34 900	1,000	6 920	6 920	4 912	0,00000
CAHUA		0,00000	43 114	78 014	1,000	36 723	36 723	26 068	0,00000
CALLAHUANCA	6,5	0,00000	39 849	117 863	1,000	39 849	39 849	28 288	0,00000
CALLAHUANCA	8	0,00000	35 210	153 073	1,000	35 210	35 210	24 994	0,00000
CARHUAQUERO		0,00000	95 020	248 093	1,000	76 208	76 208	54 097	0,00000
CHARCANI 1		0,00000	1 601	249 694	1,000	1 196	1 196	849	0,00000
CHARCANI 2		0,00000	600	250 294	1,000	600	600	426	0,00000
CHARCANI 3		0,00000	3 906	254 200	1,000	3 483	3 483	2 472	0,00000
CHARCANI 4		0,00000	15 301	269 501	1,000	14 800	14 800	10 506	0,00000
CHARCANI 5		0,00000	139 900	409 401	1,000	139 900	139 900	99 310	0,85800
CHARCANI 6		0,00000	8 947	418 348	1,000	8 800	8 800	6 247	0,00000
CHIMAY		0,00000	150 900	569 248	1,000	150 900	150 900	107 118	0,00000
COMPLEJO MANTARO	MANTARO	0,00000	631 789	1 201 037	1,000	631 789	631 789	448 483	0,00000
COMPLEJO MANTARO	RESTITUCION	0,00000	209 736	1 410 773	1,000	209 736	209 736	148 884	0,00000
GALLITO CIEGO		0,00000	38 147	1 448 920	1,000	21 857	21 857	15 515	0,00000
HERCA		0,00000	720	1 449 640	1,000	658	658	467	0,00000
HUAMPANI		0,00000	30 176	1 479 816	1,000	30 176	30 176	21 421	0,00000
HUINCO		0,00000	247 340	1 727 156	1,000	247 340	247 340	175 577	0,00000
MACHUPICCHU		0,00000	92 250	1 819 406	1,000	90 000	90 000	63 888	0,00000
MALPASO		0,00000	48 021	1 867 427	1,000	48 021	48 021	34 088	0,00000
MATUCANA	A	0,00000	64 139	1 931 566	1,000	63 643	63 643	45 178	0,00000
MATUCANA	B	0,00000	64 439	1 996 005	1,000	63 941	63 941	45 389	0,00000
MOYOPAMPA		0,00000	64 704	2 060 709	1,000	64 704	64 704	45 931	0,00000
OROYA		0,00000	8 700	2 069 409	1,000	8 700	8 700	6 176	0,00000
PACHACHACA		0,00000	12 282	2 081 691	1,000	12 282	12 282	8 718	0,00000
PARIAC		0,00000	4 492	2 086 183	1,000	3 895	3 895	2 765	0,00000
SAN GABAN II		0,00000	112 900	2 199 083	1,000	112 900	112 900	80 143	0,00000
YANANGO		0,00000	42 607	2 241 690	1,000	19 938	19 938	14 153	0,00000
YAUPI	A	0,00000	62 965	2 304 655	1,000	62 965	62 965	44 697	0,00000
YAUPI	B	0,00000	41 964	2 346 619	1,000	41 964	41 964	29 788	0,00000
CAÑON DEL PATO		0,00160	256 550	2 603 169	1,000	231 594	231 594	164 400	0,00160
ILO	TV2	0,00371	22 863	2 626 032	1,000	22 863	22 863	16 230	0,00371
ILO	TVC1	0,04987	141 465	2 767 497	1,000	137 357	137 357	97 505	0,04987
AGUAYTIA	TG-1	0,09803	78 157	2 845 654	1,000	78 091	78 091	55 434	0,09803
AGUAYTIA	TG-2	0,09891	78 460	2 924 114	1,000	78 275	78 275	55 564	0,09891
ILO	TV3	0,10650	67 036	2 991 150	1,000	66 713	66 713	47 357	0,10650
CALANA	WARTSILA 4	0,10962	6 368	2 997 518	1,000	6 332	6 332	4 495	0,10962
ILO	TV4	0,11465	59 464	3 056 982	1,000	59 395	59 395	42 163	0,11465
CALANA	WARTSILA 1	0,11526	6 268	3 063 250	1,000	6 188	6 188	4 393	0,11526
CALANA	WARTSILA 2	0,11526	6 276	3 069 526	1,000	6 253	6 253	4 438	0,11526
CALANA	WARTSILA 3	0,11526	6 428	3 075 954	1,000	6 397	6 397	4 541	0,11526
SAN NICOLAS	TV-1	0,12675	18 709	3 094 663	1,000	18 709	18 709	13 281	0,12675
TUMBES	MAK1	0,13144	9 100	3 103 763	1,000	8 979	8 979	6 374	0,13144
TUMBES	MAK2	0,13144	9 239	3 113 002	1,000	9 116	9 116	6 471	0,13144
SAN NICOLAS	TV-3	0,13220	25 769	3 138 771	1,000	25 769	25 769	18 292	0,13220
SAN NICOLAS	TV-2	0,13520	19 108	3 157 879	1,000	19 108	19 108	13 564	0,13520
CHILINA	SULZER1	0,13640	5 302	3 194 498	1,000	5 300	5 300	3 762	0,13640
CHILINA	SULZER2	0,13640	5 263	3 199 761	1,000	5 262	5 262	3 736	0,13640
MALACAS	TG-4	0,14391	97 279	3 297 040	1,000	97 088	97 088	68 919	0,14391
MOLLENDO	MIRLESS 1	0,14833	10 365	3 168 244	1,000	10 328	10 328	7 331	0,14833
MOLLENDO	MIRLESS 2	0,14833	10 502	3 178 746	1,000	10 476	10 476	7 437	0,14833
MOLLENDO	MIRLESS 3	0,14833	10 450	3 189 196	1,000	10 425	10 425	7 400	0,14833
PACASMAYO	SULZER-1	0,16451	7 922	3 304 962	1,000	7 906	7 906	5 612	0,16451
PACASMAYO	SULZER-2	0,16451	7 627	3 312 589	1,000	7 602	7 602	5 396	0,16451
PACASMAYO	SULZER-3	0,16451	7 414	3 320 003	1,000	7 383	7 383	5 241	0,85800
SAN NICOLAS	CUMMINS	0,17766	1 241	3 321 244	1,000	1 218	1 218	865	0,17766
PACASMAYO	MAN	0,18376	1 628	3 322 872	1,000	1 626	1 626	1 155	0,18376
PIURA	GMT-1	0,18970	4 608	3 327 480	1,000	4 600	4 600	3 265	0,18970
PIURA	GMT-2	0,18970	4 459	3 331 939	1,000	4 452	4 452	3 160	0,18970
PIURA	MAN	0,18970	7 450	3 339 389	1,000	7 435	7 435	5 278	0,18970
PIURA	STORK	0,18970	5 634	3 345 023	1,000	5 634	5 634	3 999	0,18970
DOLORESPATA	ALCO 1	0,19894	1 707	3 346 730	1,000	1 707	1 707	1 212	0,19894
DOLORESPATA	ALCO 2	0,19894	1 740	3 348 470	1,000	1 740	1 740	1 235	0,19894
DOLORESPATA	GM 1	0,19894	1 793	3 350 263	1,000	1 793	1 793	1 272	0,19894
DOLORESPATA	GM 2	0,19894	1 859	3 352 122	1,000	1 856	1 856	1 318	0,19894
DOLORESPATA	GM 3	0,19894	1 749	3 353 871	1,000	1 747	1 747	1 240	0,19894
CHICLAYO OESTE	GMT-0	0,20391	4 484	3 358 355	1,000	4 479	4 479	3 180	0,20391
CHICLAYO OESTE	GMT-1	0,20391	4 319	3 362 674	1,000	4 318	4 318	3 065	0,20391
CHICLAYO OESTE	GMT-2	0,20391	4 459	3 367 133	1,000	4 446	4 446	3 156	0,20391
CHICLAYO OESTE	SULZER-1	0,20391	5 697	3 372 830	1,000	5 695	5 695	4 043	0,85800

Central	Unidad	Costo Variable (S//KWh)	Potencia Efectiva (kW)	Potencia Efectiva Acumulada (kW)	Factor de Ingreso	Potencia Firme (kW)	Potencia Firme Colocada (kW)	Potencia Disponible (kW)	Costo Variable para Flujo (S//KWh)
CHICLAYO OESTE	SULZER-2	0,20391	6 269	3 379 099	1,000	6 269	6 269	4 450	0,85800
CHILINA	TV3	0,20502	10 082	3 389 181	1,000	10 081	10 081	7 156	0,20502
SULLANA	ALCO-1	0,21112	2 200	3 391 381	1,000	2 200	2 200	1 562	0,21112
SULLANA	ALCO-2	0,21112	2 321	3 393 702	1,000	2 321	2 321	1 648	0,21112
SULLANA	ALCO-3	0,21112	2 181	3 395 883	1,000	2 181	2 181	1 548	0,21112
SULLANA	ALCO-4	0,21112	2 125	3 398 008	1,000	2 125	2 125	1 508	0,21112
SULLANA	ALCO-5	0,21112	2 233	3 400 241	1,000	2 233	2 233	1 585	0,21112
MOQUEGUA	CKD 1	0,21566	411	3 400 652	1,000	406	406	288	0,21566
MOQUEGUA	CKD 2	0,21566	416	3 401 068	1,000	416	416	295	0,21566
CHILINA	TV2	0,21574	7 159	3 408 227	1,000	7 159	7 159	5 082	0,21574
DOLORESPATA	SULZER 2	0,22047	2 092	3 410 319	1,000	2 089	2 089	1 483	0,22047
DOLORESPATA	SULZER1	0,22047	821	3 411 140	1,000	821	821	583	0,22047
PIURA	MIRLEES-1	0,22108	1 231	3 412 371	1,000	1 231	1 231	874	0,22108
PIURA	MIRLEES-4	0,22108	1 954	3 414 325	1,000	1 951	1 951	1 385	0,22108
PIURA	MIRLEES-5	0,22108	1 941	3 416 266	1,000	1 941	1 941	1 378	0,22108
VENTANILLA	TG-3	0,22114	163 605	3 579 871	1,000	163 605	163 605	116 137	0,22114
VENTANILLA	TG-4	0,22220	164 472	3 744 343	1,000	164 472	164 472	116 752	0,22220
CHILINA	C. COMBINADO	0,22371	19 360	3 763 703	1,000	19 360	19 360	13 743	0,22371
ILO	CATKATO	0,22725	3 395	3 767 098	1,000	3 390	3 390	2 407	0,22725
TINTAYA	MAN 1	0,22830	2 179	3 769 277	1,000	2 179	2 179	1 547	0,22830
TINTAYA	MAN 2	0,22830	2 170	3 771 447	1,000	2 170	2 170	1 540	0,22830
TINTAYA	MAN 3	0,22830	2 185	3 773 632	1,000	2 185	2 185	1 551	0,22830
TINTAYA	MAN 4	0,22830	2 162	3 775 794	1,000	2 159	2 159	1 533	0,22830
TINTAYA	MAN 5	0,22830	2 164	3 777 958	1,000	2 164	2 164	1 536	0,22830
TINTAYA	MAN 6	0,22830	2 225	3 780 183	1,000	2 221	2 221	1 577	0,22830
TINTAYA	MAN 7	0,22830	2 196	3 782 379	1,000	2 190	2 190	1 555	0,22830
TINTAYA	MAN 8	0,22830	2 145	3 784 524	1,000	2 143	2 143	1 521	0,22830
BELLAVISTA	ALCO	0,22920	1 801	3 786 325	1,000	1 801	1 801	1 278	0,22920
BELLAVISTA	DEUTZ 2	0,22920	307	3 786 632	1,000	307	307	218	0,22920
PAITA	EMD-1	0,23505	2 107	3 788 739	1,000	2 103	2 103	1 493	0,23505
PAITA	EMD-2	0,23505	2 137	3 790 876	1,000	2 134	2 134	1 515	0,23505
PAITA	EMD-3	0,23505	2 239	3 793 115	1,000	2 239	2 239	1 589	0,23505
MOLLENDO	TGM1	0,23666	35 873	3 828 988	1,000	35 726	35 726	25 360	0,23666
MOLLENDO	TGM2	0,23743	29 007	3 857 995	1,000	29 007	29 007	20 591	0,23743
MOLLENDO	TGM2	0,23743	6 662	3 864 657	1,000	6 662	6 662	4 729	0,85800
TAPARACHI	MAN 1	0,23795	821	3 865 478	1,000	821	821	583	0,23795
TAPARACHI	MAN 3	0,23795	1 819	3 867 297	1,000	1 819	1 819	1 291	0,23795
TAPARACHI	MAN 4	0,23795	1 893	3 869 190	1,000	1 893	1 893	1 344	0,23795
TAPARACHI	SKODA 1	0,23795	375	3 869 565	1,000	375	375	266	0,23795
TAPARACHI	SKODA 2	0,23795	521	3 870 086	1,000	521	521	370	0,85800
ILO	TURBOGAS 2	0,24024	36 765	3 906 851	1,000	36 681	36 681	26 039	0,24024
BELLAVISTA	MAN 1	0,24276	1 797	3 908 648	1,000	1 795	1 795	1 274	0,24276
BELLAVISTA	MAN 2	0,24276	1 810	3 910 458	1,000	1 810	1 810	1 285	0,24276
SANTA ROSA	WTG-7	0,24963	121 963	4 032 421	1,000	121 625	121 625	86 337	0,24963
PAITA	SKODA-1	0,25130	893	4 033 314	1,000	893	893	634	0,25130
PAITA	SKODA-2	0,25130	898	4 034 212	1,000	898	898	637	0,25130
PAITA	SOKDA-3	0,25130	892	4 035 104	1,000	892	892	633	0,25130
TRUPAL	TV	0,25884	13 855	4 048 959	0,983	13 855	13 621	9 835	0,85800
PIURA	TG	0,27775	21 110	4 070 069	0,000	21 110	-	14 985	0,27775
ILO	TURBOGAS 1	0,28030	33 604	4 103 673	0,000	33 604	-	23 854	0,28030
SANTA ROSA	UTI-6	0,29073	52 062	4 155 735	0,000	52 009	-	36 919	0,29073
SANTA ROSA	UTI-5	0,29290	53 601	4 209 336	0,000	53 601	-	38 049	0,29290
TRUJILLO	TG-4	0,29870	21 180	4 230 516	0,000	21 180	-	15 035	0,29870
CHIMBOTE	TG-1	0,30238	20 019	4 250 535	0,000	20 019	-	14 211	0,30238
CHIMBOTE	TG-2	0,30238	20 649	4 271 184	0,000	20 646	-	14 655	0,30238
CHIMBOTE	TG-3	0,30238	21 637	4 292 821	0,000	21 637	-	15 359	0,30238
SAN RAFAEL	SULZER 1	0,31047	518	4 293 339	0,000	518	-	368	0,31047
SAN RAFAEL	SULZER 2	0,31047	555	4 293 894	0,000	555	-	394	0,31047
SAN RAFAEL	SULZER 3	0,31047	506	4 294 400	0,000	506	-	359	0,31047
SAN RAFAEL	SULZER 4	0,31047	889	4 295 289	0,000	889	-	631	0,31047
SAN RAFAEL	SULZER 5	0,31047	863	4 296 152	0,000	863	-	613	0,31047
SAN RAFAEL	SULZER 6	0,31047	806	4 296 958	0,000	806	-	572	0,31047
SAN RAFAEL	SULZER 7	0,31047	798	4 297 756	0,000	798	-	566	0,31047
VERDUN	ALCO 9	0,35313	966	4 298 722	0,000	966	-	686	0,35313
VERDUN	COOPER 8	0,37869	1 353	4 300 075	0,000	1 353	-	960	0,37869
SANTA ROSA	BBC-2	0,47481	10 767	4 310 842	0,000	10 752	-	7 633	0,47481
SANTA ROSA	BBC-3	0,47481	8 840	4 319 682	0,000	8 828	-	6 267	0,47481
SANTA ROSA	BBC-4	0,47481	16 430	4 336 112	0,000	16 408	-	11 647	0,47481
MALACAS	TG-A	0,48660	14 869	4 350 981	0,000	14 869	-	10 555	0,85800
MALACAS	TG-C	0,48660	16 654	4 367 635	0,000	16 654	-	11 822	0,48660
MALACAS	TG-B	0,52449	15 169	4 382 804	0,000	15 169	-	10 768	0,52449
TOTAL			4 382 804			4 267 450	3 933 477	3 029 299	

Potencia Firme Colocada Total =	3 933 477 kW
Factor de Reserva Firme =	1.4087

Máxima demanda (Nivel generación) : 2 792 224 kW

Máxima demanda (Nivel generación) + Margen de Reserva : 4 048 725 kW

4.3.5. Potencia Disponible Despachada y Potencia Firme Remunerable por empresas (Anexo E)

Tabla 10

Central	Potencia Disponible (kW)	Potencia Disponible Despachada (kW)	Potencia Firme (kW)	Potencia Firme Remunerable (kW)	Potencia Firme" (*) (kW)	Potencia Firme Remunerable" (*) (kW)
Termoselva	110 998	110 998	156 366	153 919	156 366	153 919
Cahua	28 833	28 833	40 618	39 982	40 618	39 982
CNP Energia	32 919	27 678	46 374	38 381	24 517	16 866
EDEGEL	694 900	669 354	978 924	928 185	978 924	928 185
EEPSA	103 710	68 919	146 099	95 569	146 099	95 569
EGENOR	354 162	270 750	498 918	375 446	498 918	375 446
ELECTROANDES	123 468	123 467	173 932	171 210	173 932	171 210
ELECTROPERU	610 211	610 212	859 619	846 173	881 476	867 688
ETEVENSA	232 889	232 889	328 077	322 944	328 077	322 944
SHOUGESA	46 002	46 002	64 804	63 790	64 804	63 790
EGASA	226 137	122 098	318 565	169 312	318 565	169 312
EGEMSA	72 698	72 698	102 411	100 809	102 411	100 809
SAN GABAN	103 915	100 042	146 388	138 727	146 388	138 727
EGESUR	32 902	32 901	46 350	45 623	46 350	45 623
ENERSUR	255 553	231 701	360 005	321 297	360 005	321 297
TOTAL	3 029 299	2 748 542	4 267 450	3 811 368	4 267 450	3 811 368

Factor de Reserva Firme' =	1,3867
----------------------------	--------

Máxima demanda (Nivel generación) : 2 792 224 kW

- Factor de Reserva Firme' = Factor de Reserva Firme * Potencia Disponible Despachada Total / Máxima Demanda
- Potencia Firme Remunerable = Potencia Disponible Despachada * Factor de Reserva Firme'

4.3.6. Ingreso Garantizado por Potencia Firme por empresas (Anexo F)

Tabla 11

Empresa Generadora	Ingreso Garantizado por Potencia Firme (S/.)	Potencia Firme Remunerable Asociada (kW)
TERMOSELVA	1 894 122.85	153 919
CAHUA	492 719.45	39 982
CNP ENERGIA	223 859.75	16 866
EDEGEL	11 583 943.22	928 185
EEPSA	1 218 550.77	95 569
EGENOR	4 505 312.51	375 446
ELECTROANDES	1 999 284.41	171 210
ELECTROPERU	10 246 334.46	867 688
ETEVENSA	4 195 167.20	322 944
SHOUGESA	891 677.28	63 790
EGASA	1 973 155.63	169 312
EGEMSA	940 489.63	100 809
SAN GABAN	1 344 662.87	138 727
EGESUR	543 815.33	45 623
ENERSUR	3 737 472.46	321 297
TOTAL	45 790 567.83	3 811 368

CAPITULO V

COMPARACION CON OTROS PROGRAMAS

Para hacer la comparación se utilizó el Programa de Optimización JUANAC desarrollado por la Instituto de Investigación Tecnológica de la Universidad Pontificia Comillas de Madrid España, el cual es un programa que trabaja con un red modelada con flujo de cargas linealizado (en DC). Este programa se utilizaba anteriormente para las Transferencias de Potencia en entre los integrantes del COES-SINAC.

5.1. Resultados

Los resultados obtenidos con este programa son los siguientes:

5.1.1. Potencia Disponible y Potencia Firme Remunerable (Juanac).

Tabla 12

Central	Potencia Disponible (kW)	Potencia Disponible Despachada (kW)	Potencia Firme (kW)	Potencia Firme Remunerable (kW)	Potencia Firme" (*) (kW)	Potencia Firme Remunerable" (*) (kW)
Termoselva	110 998	110 990	156 366	153 172	156 366	153 172
Cahua	28 833	28 840	40 618	39 801	40 618	39 801
CNP Energia	32 919	27 690	46 374	38 214	24 517	16 795
EDEGEL	694 900	604 690	978 924	834 503	978 924	834 503
EEPSA	103 710	68 920	146 099	95 113	146 099	95 113
EGENOR	354 162	261 590	498 918	361 008	498 918	361 008
ELECTROANDES	123 468	123 480	173 932	170 409	173 932	170 409
ELECTROPERU	610 211	610 200	859 619	842 108	881 476	863 526
ETEVENSA	232 889	232 890	328 077	321 400	328 077	321 400
SHOUGESA	46 002	45 990	64 804	63 469	64 804	63 469
EGASA	226 137	195 500	318 565	269 800	318 565	269 800
EGEMSA	72 698	70 910	102 411	97 859	102 411	97 859
SAN GABAN	103 915	100 040	146 388	138 060	146 388	138 060
EGESUR	32 902	32 900	46 350	45 404	46 350	45 404
ENERSUR	255 553	220 760	360 005	304 660	360 005	304 660
TOTAL	3 029 299	2 735 390	4 267 450	3 774 980	4 267 450	3 774 980

Factor de Reserva Firme' = 1,3801

Máxima demanda (Nivel generación) : 2 792 224 kW

- Factor de Reserva Firme' = Factor de Reserva Firme * Potencia Disponible Despachada Total / Máxima Demanda
- Potencia Firme Remunerable = Potencia Disponible Despachada * Factor de Reserva Firme'

5.1.2. Ingreso Garantizado por empresas (Juanac)

Tabla 13

Empresa Generadora	Ingreso Garantizado por Potencia Firme (S/.)	Potencia Firme Remunerable Asociada (kW)
TERMOSELVA	1 910 848,26	153 172
CAHUA	497 223,85	39 801
CNP ENERGIA	225 982,73	16 795
EDEGEL	10 509 956,76	834 503
EEPSA	1 229 417,22	95 113
EGENOR	4 375 032,03	361 008
ELECTROANDES	2 017 301,49	170 409
ELECTROPERU	10 337 433,13	863 526
ETEVENSA	4 232 534,43	321 400
SHOUGESA	899 381,10	63 469
EGASA	3 139 338,92	269 800
EGEMSA	923 940,92	97 859
SAN GABAN	1 356 613,64	138 060
EGESUR	548 638,70	45 404
ENERSUR	3 586 924,65	304 660
TOTAL	45 790 567,83	3 774 980

Calculando las diferencias usando el Juanac respecto del PSSE son la siguientes:

5.1.3. Diferencias de la Potencia Disponible y Potencia Firme Remunerable

(PSSE-Juanac)

Tabla 14

Central	Potencia Disponible (kW)	Potencia Disponible Despachada (kW)	Potencia Firme (kW)	Potencia Firme Remunerable (kW)	Potencia Firme" (*) (kW)	Potencia Firme Remunerable" (*) (kW)
TERMOSELVA	-	8	-	748	-	748
CAHUA	-	-7	-	182	-	182
CNP Energía	-	-12	-	167	-	71
EDEGEL	-	64 664	-	93 681	-	93 681
EEPSA	-	-1	-	456	-	456
EGENOR	-	9 160	-	14 438	-	14 438
ELECTROANDES	-	-13	-	801	-	801
ELECTROPERU	-	12	-	4 066	-	4 162
ETEVENSA	-	-1	-	1 544	-	1 544
SHOUGESA	-	12	-	322	-	322
EGASA	-	-73 402	-	-100 488	-	-100 488
EGEMSA	-	1 788	-	2 950	-	2 950
SAN GABAN	-	2	-	667	-	667
EGESUR	-	1	-	220	-	220
ENERSUR	-	10 941	-	16 637	-	16 637
TOTAL	0	13 152	0	36 388	0	36 388

5.1.4. Ingreso garantizado por empresas (PSSE-JUANAC)

Tabla 15

Empresa Generadora	Ingreso Garantizado por Potencia Firme (S/.)	Potencia Firme Remunerable Asociada (kW)
TERMOSELVA	-16 725,41	748
CAHUA	-4 504,40	182
CNP ENERGIA	-2 122,98	71
EDEGEL	1 073 986,45	93 681
EEPSA	-10 866,44	456
EGENOR	130 280,49	14 438
ELECTROANDES	-18 017,08	801
ELECTROPERU	-91 098,68	4 162
ETEVENSA	-37 367,22	1 544
SHOUGESA	-7 703,82	322
EGASA	-1 166 183,28	-100 488
EGEMSA	16 548,70	2 950
SAN GABAN	-11 950,77	667
EGESUR	-4 823,37	220
ENERSUR	150 547,81	16 637
TOTAL	0,00	36 388

5.1.5. Ventajas

Es adecuado para realizar despachos óptimos de la generación con solo nudo, como por ejemplo el antiguo Sistema Eléctrico interconectado Centro Norte que se aproximada a una sola barra la Barra Santa Rosa.

5.1.6. Desventajas

La desventaja principal con el Programa PSEE, es que modela la red como un circuito en DC, olvidándose de las reactiva, con la cual no refleja exactamente la perdidas en el Sistema Interconectado. Este problema se presento cuando se juntaron los dos sistemas Interconectados SINAC y SUR

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1.- En este trabajo se ha analizado la formulación del Flujo Óptimo de Potencia aplicado a la determinación de los Ingresos Garantizados por Potencia Firme. Con la optimización de la red se obtiene el punto óptimo de operación y como consecuencia se obtiene la potencia firme que corresponde remunerar a cada uno de los generadores.

2.- Los resultados obtenidos en la aplicación al Sistema Interconectado Nacional permiten verificar de manera adecuada las transferencias de potencia firme entre los agentes generadores.

3.- La utilización del Flujo Óptimo de Potencia permite que los generadores más eficientes obtengan mayores ingresos, por lo tanto con dicha metodología se ha establecido un incentivo a la utilización generadores con costos bajos de operación. Esto se aprecia en los cuadros de remuneraciones las unidades de generación que tienen costos bajos de generación despachan en el flujo óptimo, casi toda o toda su capacidad de generación caso contrario sucede con las unidades de generación con costos altos de generación que despachan una cantidad nula o casi nula de su capacidad de generación.

3.- Como se ha mostrado, también es posible utilizar el Flujo de Potencia Óptimo para determinar el Precio de Potencia en cada barra del Sistema.

En efecto, en el punto óptimo de operación, para la hora de máxima demanda del sistema, las variables duales asociadas a las restricciones de balance de potencia activa reflejan los costos marginales de potencia. En consecuencia, en caso del marco Regulatorio del Perú, es posible utilizar la diferencia relativa de los costos marginales en la distintas barras, a fin de determinar las pérdidas marginales de potencia, las cuales se utilizan para expandir el Precio Básico de Potencia que esta referida a la barra base de Lima.

ANEXOS

ANEXO A

PROCEDIMIENTO N° 26

PROCEDIMIENTO N° 26 CALCULO DE LA POTENCIA FIRME

1. OBJETIVO

El cálculo de la potencia firme de las unidades generadoras.

2. BASE LEGAL

2.1. Decreto Ley N° 25844.- Ley de Concesiones Eléctricas (Artículo 41° inciso d))
2.2. Decreto Supremo N° 009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 103°, 110° y 112°)

3. PERIODICIDAD

Mensual

4. RESPONSABILIDADES

La DED es la responsable del cálculo de la potencia firme.

Las empresas generadoras son responsables del cálculo de la potencia garantizada para el caso de generadores hidráulicos, la verificación de la información y de los cálculos mencionados estará a cargo de la DED.

La DED es responsable de mantener actualizada la relación de los reservorios de regulación horaria.

Las empresas integrantes del COES son responsables de proporcionar a la DOCOES, a su solicitud, los siguientes datos:

- Las capacidades de regulación diaria / horaria para distintas horas de regulación con intervalos de hasta una hora.
- Las matrices de potencia y energía generables asociadas a distintas probabilidades de excedencia.

5. APROBACIÓN

La DOCOES es responsable de la aprobación del cálculo de la Potencia Firme.

6. DEFINICIONES

Las definiciones utilizadas en el presente Procedimiento están precisadas en el “Glosario de Abreviaturas y Definiciones Utilizadas en los Procedimientos COES-SINAC”.

7. DATOS

7.1. Unidades Térmicas

- Factores de Indisponibilidad fortuita mensual de las unidades.
- Potencia efectiva de las unidades de acuerdo a la última aplicación del PR-N° 17.

7.2. Centrales Hidráulicas

- Potencia efectiva de la(s) central(es).
- Caudal(es) máximo(s) turbinable(s) de la central(es).
- Mantenimientos programados de las unidades y elementos hidráulicos conexos.
- Caudales naturales mensuales para la probabilidad de excedencia dada.
- Requerimientos de agua para riego y/o agua potable.

- Capacidades de túneles y canales.
- Factor de presencia de las unidades hidráulicas (**FP**) según el PR-N° 25.

7.3. Reservorios

En cuanto a los reservorios a considerar, las empresas integrantes del COES proporcionarán a la DOCOES, con la debida sustentación técnica, la información más reciente referente a:

- Batimetría de los reservorios.
- Volumen máximo (**V_{max}**) y mínimo (**V_{min}**).
- Características de las obras de represamiento.
- Tiempo de traslado del agua desde el reservorio hasta la central.
- Longitud, medidas y tipo del conducto de agua.
- Ubicación de los reservorios en el mapa del Instituto Geográfico Militar, en escala apropiada.
- Caudales naturales afluentes a los reservorios estacionales.
- Caudal natural de aporte intermedio.
- Función de dependencia de evaporación y filtración.
- Volúmenes descargados (**V_{Di}**) por los reservorios de regulación estacionales, resultantes de la simulación óptima en 8.2.1, para los 12 meses del año considerado (enero a diciembre).

En caso de reservorios de uso compartido por dos o más empresas, la información correspondiente será la resultante de la coordinación de éstas. La DOCOES verificará que, en todos los casos, la información presentada sea consistente. Esta información deberá ser auditada por la DOCOES, de acuerdo al procedimiento que se establezca para el efecto, con anterioridad al cálculo de la potencia firme. Las empresas integrantes del COES comunicarán a la Dirección de Operaciones cada vez que realicen la batimetría de los reservorios de sus centrales para actualizar su información.

Toda medición será coordinada con la DPP en relación con sus implicancias en la operación del sistema eléctrico. El proceso de mediciones y los resultados deberán ser debidamente sustentados.

8. PROCEDIMIENTO

8.1. POTENCIA FIRME (PFT) DE UNA UNIDAD TÉRMICA

$$PF_T = P_{eft} * (1 - FIF)$$

Donde:

P_{eft} : Potencia Efectiva en bornes de la unidad.

FIF : Factor de Indisponibilidad Fortuita mensual de la unidad (PR-N° 25).

8.2. POTENCIA FIRME DE LAS UNIDADES HIDRÁULICAS

8.2.1. ENERGÍA GARANTIZADA POR LAS CENTRALES HIDRÁULICAS EN EL PERIODO DE EVALUACIÓN

a. Para la probabilidad de excedencia dada y serie hidrológica iniciada en 1965, se determinan para cada mes los caudales naturales afluentes al reservorio estacional y los caudales naturales de aporte intermedio.

b. Para efectos de simulación se asume que al inicio del año considerado, el volumen de todos los reservorios se encuentran en el nivel más probable de los últimos 10 años, obtenido a partir de un promedio aritmético.

c. Se procede a simular para los doce meses del año la operación óptima de la(s) central(es), teniendo como objetivo maximizar la generación anual de dicha(s) central(es), para lo cual se deberá tener en cuenta lo siguiente:

- Los caudales mensuales naturales afluentes definidos en a); su secuencia estricta; y, los volúmenes embalsados acumulados máximos y mínimos posibles resultantes, a través de los 12 meses del año considerado.
- Los volúmenes (caudales) de evaporación y filtración del reservorio estacional, calculados de acuerdo a los procedimientos establecidos por el COES.
- Los volúmenes (caudales) destinados al servicio de agua potable y/o riego.
- El valor inicial del reservorio estacional a las 00:00 horas del 01 de enero del año considerado, definido en b). El valor final del reservorio estacional a las 24:00 horas del 31 de diciembre será igual al volumen mínimo almacenado al final del mes de diciembre de los últimos 10 años.
- La capacidad máxima de túneles, canales, compuertas, etc.
- Los mantenimientos programados de las unidades y/o de la(s) central(es).
- En el caso de reservorios y cuencas aprovechados por dos o más centrales, los volúmenes descargados tomarán en cuenta la correlación física y la optimización común del aprovechamiento de los embalses y cuencas en beneficio del sistema.
- En caso de múltiples reservorios asociados a una central, el efecto de éstos se tomará, de ser posible, como el equivalente a un reservorio estacional.
- La potencia efectiva de la central (P_{eff}).
- La energía máxima generable ($EMGi$) en el mes i :

$$EMGi < P_{eff} * (Ni - Mi)$$

Donde:

Ni : Número de horas del mes i .

Mi : Número de horas de mantenimiento programado de la central durante el mes i .

d. Se obtienen las energías garantizadas (EGi) por la(s) central(es), para cada uno de los 12 meses i del año considerado, en función de los volúmenes descargados totales ($VDTi$), los volúmenes de aporte intermedio (Vi) y la energía máxima generable ($EMGi$):

$$EGi = \text{Min} \{ [R * (VDTi + Vi)], [EMGi] \}$$

Donde:

R : Rendimiento (MWh/m³).

Vi : Volumen total de agua correspondientes a los caudales naturales de aporte intermedio.

$VDTi$: Volúmenes descargados totales de todos los embalses estacionales.

e. **La Energía Garantizada** por la(s) central(es) (EG) en el período de evaluación (6 meses más críticos de la oferta hidrológica) será igual a la suma de las energías garantizadas de los meses que conforman dicho período:

$$EG = \sum_{i \in T} EG_i$$

Donde:

T: Período de evaluación

8.2.2. ENERGÍA Y POTENCIA GARANTIZADA POR LOS RESERVIORIOS CON CAPACIDAD DE REGULACIÓN HORARIA

a. Energía Garantizada por los Reservorios Estacionales con capacidad de Regulación Horaria durante el período de evaluación (EGRE):

$$EGRE = \text{Min} \left\{ \left[R * \sum_{i \in T} VD_i \right], [P_{\text{efh}} * HR * N] \right\}$$

Donde:

VD_i: Volumen Descargado en el mes i por el reservorio estacional con capacidad de Regulación Horaria.

HR: Horas de Regulación.

N: Número de días del período de evaluación.

b. Energía Garantizada por los Reservorios Horarios con capacidad de Regulación Horaria durante el período de evaluación (EGRH):

$$EGRH = \text{Min} \left\{ [R * V_{\text{res}} * N], [R * \sum V_{\text{fhr}}], [P_{\text{efh}} * HR * N] \right\}$$

Donde:

V_{res}: Volumen útil total del reservorio horario $V_{\text{res}} = V_{\text{máx}} - V_{\text{mín}}$.

V_{fhr}: Volumen total de agua que fluye hacia el reservorio horario en las horas fuera de regulación del período de evaluación. Lo determinan los caudales naturales afluentes de la cuenca intermedia más las descargas de los reservorios estacionales sin capacidad de regulación horaria.

c. Energía Garantizada por los Reservorios con capacidad de Regulación Horaria (EGR), en el período de evaluación:

$$EGR = \text{Min} \left\{ [EGRE + EGRH], [P_{\text{efh}} * HR * N] \right\}$$

d. Potencia Garantizada por los Reservorios con capacidad de Regulación Horaria (PGR), en el período de evaluación:

$$PGR = \frac{EGR}{HR * N}$$

8.2.3. ENERGÍA DE PASADA Y POTENCIA GARANTIZADA COMO CENTRAL DE PASADA

a. Energía de Pasada de la unidad de generación en el período de evaluación (**EGCP**):

$$\mathbf{EGCP = EG - EGRE}$$

Donde:

EG: Energía garantizada por la central en el período de evaluación.

b. Potencia Garantizada como Central de Pasada (**PGCP**)

$$PGCP = \frac{EGCPhr}{HTPhr}$$

Donde:

EGCPhr: Energía de pasada durante las horas de regulación
(EGCP*HR/24)

HTPhr : Horas totales del periodo de regulación (N*HR)

8.2.4. POTENCIA GARANTIZADA Y POTENCIA FIRME DE LAS CENTRALES HIDRÁULICAS

a. Potencia garantizada de la unidad (**PG**).

$$PG = \text{Min} \{ [PGR + PGCP], [P_{efh}] \}$$

b. Potencia firme de las centrales hidráulicas (**PFH**).

$$PF_H = PG * FP$$

Donde:

FP: Factor de presencia (PR-N° 25).

8.3. REAJUSTE DE LAS POTENCIAS FIRMES DE LAS UNIDADES DE GENERACION EN CASO DE DEFICIT RESPECTO A LA MÁXIMA DEMANDA

8.3.1. OBJETIVO.

Reajustar la potencia firme de las unidades de generación en el caso supuesto que la suma de las potencias firmes de las unidades térmicas e hidráulicas no llegue a cubrir la máxima demanda a nivel de generación del sistema, para una probabilidad de excedencia dada por el Ministerio de Energía y Minas.

8.3.2. DATOS.

Las empresas integrantes del COES proporcionarán a la Dirección de Operaciones los siguientes datos:

- Las capacidades de regulación diaria/horaria para distintas horas de regulación con intervalos de hasta una hora.
- Las matrices de potencia y energía generables asociadas a distintas probabilidades de excedencia.

8.3.3. FORMULACION.

Para reajustar las potencias firmes se seguirá el siguiente procedimiento secuencial:

a. DISMINUCION DE LAS HORAS DE REGULACION.

Se reduce progresivamente el número de horas de regulación horaria HR, en intervalos de una hora a fin de incrementar la potencia garantizada con los reservorios de regulación horaria en el acápite 8.2.2, limitando a que la suma de esta

nueva potencia y la potencia garantizada como central de pasada no sea mayor a la potencia efectiva de la unidad de generación. El límite mínimo de este parámetro es de una hora.

b. DISMINUCION DE LA PROBABILIDAD DE EXCEDENCIA.

Si la disminución de horas de regulación según 8.3.3.a no satisface la igualdad entre la máxima demanda a nivel de barras de generación y la suma de las potencias firmes, se procederá a recalcularse la potencia garantizada hidráulica disminuyendo la probabilidad de excedencia, de acuerdo a los siguientes pasos

b.1. Se disminuye la probabilidad de excedencia de todos los embalses y cuencas en intervalos de 2% o menos.

b.2. En base a los datos proporcionados se recalcula la Potencia Garantizada establecida en los acápites 8.2.2.d, 8.2.3.b y 8.2.4.a.

b.3. Si las magnitudes recalculadas en b.2 no logran satisfacer la igualdad de la suma de potencias firmes a la máxima demanda a nivel de generación se repetirán sucesivamente los pasos b.1 y b.2 hasta que la probabilidad de excedencia no sea inferior a 70 %.

b.4. Si al término del paso b.3 no se satisficiera la igualdad establecida, se realizará el proceso indicado en c.

c. DISMINUCION DE LA INDISPONIBILIDAD DE CENTRALES.

Se procederá a recalcularse las potencias firmes térmicas e hidráulicas disminuyendo la indisponibilidad fortuita de las unidades térmicas y los mantenimientos programados de las centrales hidráulicas.

c.1. Se determinan los nuevos factores de disponibilidad de las unidades de generación asignando reducciones del 1% para el caso de las unidades térmicas a fin de buscar la igualdad de la máxima demanda a nivel de barras de generación y la potencia firme total del sistema, a partir de las magnitudes calculadas en b. La indisponibilidad límite es 0%.

c.2. Si no se alcanza la igualdad se procede a disminuir la indisponibilidad por mantenimientos programados en períodos sucesivos de 10 días de las centrales hidráulicas, recalculándose nuevamente la potencia garantizada.

c.3. Si luego de concluir el paso anterior no se logra la igualdad entre la máxima demanda a nivel de barras de generación y la suma de las potencias firmes así calculadas, la potencia firme de cada unidad de generación será igual a la potencia efectiva de la unidad.

ANEXO B

PROCEDIMIENTO N° 28

PROCEDIMIENTO N° 28

INGRESOS GARANTIZADOS POR POTENCIA FIRME

1. OBJETIVO

Determinar los Ingresos Garantizados por Potencia Firme de las empresas generadoras integrantes del COES.

2. BASE LEGAL

2.1. Decreto Ley N° 25844.- Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 41°, 43° inciso a))

2.2. Decreto Supremo N° 009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 109°, 111° y 112°)

3. DEFINICIONES

Las definiciones utilizadas en el presente Procedimiento están precisadas en el “Glosario de Abreviaturas y Definiciones Utilizadas en los Procedimientos COES-SINAC”.

4. PERIODICIDAD

Mensual.

5. RESPONSABILIDAD

División de Evaluación y Estadística (DEE).

6. APROBACION

La DOCOES es responsable de la aprobación, en la oportunidad en que se aprueben las Valorizaciones de Transferencia de Potencia.

7. DATOS

7.1. La Máxima Demanda Mensual a nivel de generación, la fecha y hora en la que se produjo el intervalo de punta del mes serán proporcionados por la DPP, el segundo día calendario del mes siguiente.

7.2. Las Demandas Coincidentes de los Clientes (en kW y kVAr) de cada generador y los consumos de los servicios auxiliares (en kW y kVAr) de las centrales de generación en el intervalo de punta del mes, serán proporcionados a la DEE por los representantes de los generadores el quinto día calendario del mes siguiente. El Precio de Potencia en Barra de Facturación (en Nuevos Soles/kW-mes), será proporcionado a la DEE por los representantes de los generadores el día 15 del mes en evaluación (en caso que ocurra una variación de precios por aplicación de factores de actualización en el mes, se utilizará el precio promedio ponderado resultante por los días correspondientes). Estos datos se presentarán en medio magnético o, en su defecto, por correo electrónico con confirmación de lectura por el destinatario, de acuerdo a los formatos indicados en el Anexo A.

7.3. El Margen de Reserva para cada sistema eléctrico es fijado por el MEM, de acuerdo al Artículo 112° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

7.4. La Potencia Efectiva y la Potencia Firme de cada unidad generadora será proporcionada por la DED el quinto día del mes siguiente.

7.5. Los factores de disponibilidad de cada unidad de generación, las garantías de capacidad de transporte eléctrico y de combustible serán proporcionados por la DEE el tercer día del mes siguiente.

7.6. Los Costos Variables correspondientes al Intervalo de Punta del mes serán proporcionados por la DPP. Estos se utilizarán en la optimización de los despachos de energía.

Los datos monetarios serán redondeados a dos decimales.

Los datos de potencia en kW y kVAr serán redondeados al entero más cercano.

8. PROCEDIMIENTO

8.1. FACTOR DE RESERVA FIRME

8.1.1. Se ubican las potencias efectivas de las unidades de generación en orden creciente de sus Costos Variables.

8.1.2. Se determina la unidad de generación cuya fracción de potencia efectiva colocada, acumulada a la potencia efectiva de las unidades de generación que la precedieron, iguala a la Máxima Demanda Mensual más la Reserva (calculada según 8.2.3).

8.1.3. Se determina la Potencia Firme Colocada como la suma de las potencias firmes de las unidades cuyas potencias efectivas igualan la Máxima Demanda Mensual a nivel de generación más la Reserva, considerando para la última unidad generadora, únicamente, su potencia firme equivalente a la fracción de la potencia efectiva colocada por ella.

8.1.4. El factor de Reserva Firme es el cociente de la Potencia Firme Colocada y la Máxima Demanda

8.2. POTENCIA FIRME REMUNERABLE

8.2.1. Para el intervalo de punta del mes, se determina la Demanda Coincidente de los clientes atribuibles a cada Generador Integrante del COES, en las Barras de Facturación; y, los consumos de los servicios auxiliares de las centrales de generación.

8.2.2. Se determina la Potencia Efectiva Total, que es el resultado de la suma de las Potencias Efectivas de todas las unidades de generación, determinadas según los PR-N° 17 y PR-N° 18.

8.2.3. Se calcula la Reserva del sistema como el producto de la Máxima Demanda y el Margen de Reserva.

8.2.4. Si la Máxima Demanda más la Reserva es mayor que la Potencia Efectiva Total, la Potencia Firme Remunerable de cada unidad generadora es igual a su Potencia Firme, determinada de acuerdo al PR-N° 26.

8.2.5. Si la Máxima Demanda más la Reserva es menor o igual que la Potencia Efectiva Total, la Potencia Firme Remunerable de cada unidad generadora será determinada mediante el siguiente procedimiento:

a. Se determina la Potencia Disponible de cada unidad como el cociente de su Potencia Firme, determinada de acuerdo al PR-N° 26, entre el factor de Reserva Firme.

b. Se efectúa el despacho económico de potencia de las unidades de generación, mediante un único Flujo de Carga Óptimo para el Intervalo de Punta del mes, considerando:

b.1. Como potencia de la unidad: su Potencia Disponible.

b.2. El Costo Variable de cada unidad de generación (según 7.6), con las consideraciones indicadas en el acápite 8.5.

b.3. Como demanda, la Demanda Coincidente de los Clientes y el consumo de los servicios auxiliares de las centrales de generación.

b.4. Las restricciones de capacidad en las redes de transmisión determinadas según la operación normal del sistema eléctrico.

Las potencias de cada unidad de generación resultantes del despacho económico de potencia se denominan Potencias Disponibles Despachadas.

c. Si en la simulación de Flujo de Carga Óptimo, al menos una de las potencias despachadas resultantes es igual a cero, se deberá recalcular el factor de Reserva Firme.

Para el valor recalculado del factor de Reserva Firme no se efectuará un nuevo Flujo de Carga Óptimo.

El factor de Reserva Firme recalculado será igual al factor de Reserva Firme anterior multiplicado por la sumatoria de las potencias despachadas resultantes dividido entre la Máxima Demanda.

d. La Potencia Firme Remunerable de cada unidad es igual al producto de su Potencia Disponible Despachada y el factor de Reserva Firme.

8.3. INGRESO GARANTIZADO POR POTENCIA FIRME

8.3.1. Se determina el Precio de Potencia Garantizado en cada una de las barras donde se requiera. Dicho precio será igual al producto del Precio de Potencia en Barra, sin incluir peajes, multiplicándolo por el factor de ajuste del Ingreso Garantizado. Inicialmente el factor de ajuste del Ingreso Garantizado será igual a 1.0

8.3.2. Se determina el Ingreso Garantizado Preliminar de cada unidad generadora, multiplicando el Precio de Potencia Garantizado por la Potencia Firme Remunerable de la unidad (determinado en 8.2). El Ingreso Garantizado Preliminar Total es igual a la suma de los Ingresos Garantizados Preliminares de todas las unidades generadoras.

8.3.3. El factor de ajuste del Ingreso Garantizado será igual al cociente del Ingreso Garantizado por Potencia Firme requerida por el Sistema, determinado de acuerdo al PR-N° 27, entre el Ingreso Garantizado Preliminar Total.

8.3.4. El Ingreso Garantizado de cada unidad generadora será igual al producto de su Ingreso Garantizado Preliminar (determinado en 8.3.2) por el factor de ajuste del Ingreso Garantizado (determinado en 8.3.3).

8.3.5. El Ingreso Garantizado por Potencia Firme de cada empresa de generación integrante del COES será igual a la suma de los Ingresos Garantizados de sus unidades generadoras.

8.4. INGRESO O RETIRO DE UNIDADES DURANTE EL MES

Cuando se produce el ingreso o retiro de la operación comercial de unidades en el COES durante un mes, los Ingresos Garantizados por Potencia Firme se determinarán de la siguiente manera:

8.4.1 Se calcularán los Factores de Reserva Firme (8.1), Potencias Firmes Remunerables (8.2) e Ingresos Garantizados por Potencia Firme (8.3) considerando el parque generador en operación comercial antes y después de la(s) fecha(s) de ingreso(s) o retiro(s) comercial(es) de la(s) unidad(es), ambos casos con el mismo Intervalo de Punta del mes.

8.4.2 El Ingreso Garantizado por Potencia Firme final de cada unidad generadora será el resultado de la suma de sus Ingresos Garantizados por Potencia Firme calculados anteriormente multiplicados por el número de días transcurridos antes y después de la(s) fecha(s) de ingreso(s) o retiro(s) comercial(es) de la(s) unidad(es) que les correspondan y dividido entre el número total de días del mes.

8.5. INCENTIVOS A LA DISPONIBILIDAD

8.5.1. En caso que alguna unidad o central generadora supere los límites de indisponibilidad anual y/o mensual permitidos, según lo establecido en el PR-N° 25 y sólo para efectos de determinar su Potencia Firme Remunerable, será considerada para la evaluación del mes siguiente con un Costo Variable igual al costo de racionamiento.

8.5.2. En caso que alguna unidad o central generadora no cuente con las garantías de transporte eléctrico o de combustible, según lo establecido en el PR-N° 25 y sólo para efectos de determinar su potencia firme remunerable, será considerada en el mes siguiente con un costo variable igual al costo de racionamiento. Este incentivo será aplicable para la fracción de su potencia efectiva no garantizada.

8.5.3. La unidad o central generadora que se encuentre en algunas de las situaciones descritas en 8.5.1 y/o 8.5.2, será objeto de un descuento en su Ingreso por Potencia y no podrá ser superior al 10% de su Ingreso Anual por Potencia en el año considerado, totalizados todos sus descuentos mensualmente.

8.5.4. El descuento en función de la magnitud del riesgo en que se coloca el sistema eléctrico será determinado tomando en cuenta el máximo racionamiento de potencia registrado en el mes, durante las horas de punta diaria del sistema, considerando lo siguiente:

- a. Descuento en los Ingresos por Potencia de una unidad o central generadora (D_i)
- b. La Máxima Demanda Insatisfecha del mes de evaluación (DI)
- c. El precio de Potencia en la barra de referencia (PPB)
- d. Potencia Restringida de cada unidad o central generadora (P_{ri})
- e. Máxima Demanda del mes (MD)
- f. Pérdida de Generación de cada unidad o central generadora (P_{ri}')
- g. Potencia dispuesta para el despacho (P_{di})
- h. Potencia generada por la unidad i (P_{gi})

El descuento (D_i) será determinado de la siguiente forma:

$$D_i = D_i \times PPB \times \frac{P_{ri}}{MD}$$

Donde:

Teniendo en cuenta la siguiente restricción:

ANEXO C

RELACIÓN DE LAS UNIDADES Y SUS POTENCIAS EN EL SISTEMA

RELACION DE LAS UNIDADES Y SUS POTENCIAS EN EL SISTEMA

EMPRESA	Central	Unidad	Potencia Efectiva (kW)	Potencia Firme (kW)	EMPRESA	Central	Unidad	Potencia Efectiva (kW)	Potencia Firme (kW)
TERMOSELVA	AGUAYTIA	TG-1	78 157	78 091	SHOUGESA	SAN NICOLAS	TV-1	18 709	18 709
	AGUAYTIA	TG-2	78 460	78 275		SAN NICOLAS	TV-2	19 108	19 108
CAHUA	CAHUA		43 114	36 723		SAN NICOLAS	TV-3	25 769	25 769
	PARIAC		4 492	3 895	SAN NICOLAS	CUMMINS	1 241	1 218	
CNP ENERGIA	GALLITO CIEGO		38147	21 857	EGASA	CHARCANI 1		1 601	1 196
	PACASMAYO	SULZER-1	7 922	7 906		CHARCANI 2		600	600
	PACASMAYO	SULZER-2	7 627	7 602		CHARCANI 3		3 906	3 483
	PACASMAYO	SULZER-3	7 414	7 383		CHARCANI 4		15 301	14 800
	PACASMAYO	MAN	1 628	1 626		CHARCANI 5		139 900	139 900
EDEGEL	HUINCO		247 340	247 340		CHARCANI 6		8 947	8 800
	MATUCANA	A	64 139	63 643		MOLLENDO	MIRLESS 1	10 365	10 328
	MATUCANA	B	64 439	63 941		MOLLENDO	MIRLESS 2	10 502	10 476
	CALLAHUANCA	6,5	39 849	39 849		MOLLENDO	MIRLESS 3	10 450	10 425
	CALLAHUANCA	8	35 210	35 210		MOLLENDO	TGM1	35 873	35 726
	MOYOPAMPA		64 704	64 704		MOLLENDO	TGM2	35 669	35 669
	HUAMPANI		30 176	30 176		CHILINA	TV 2	7 159	7 159
	YANANGO		42 607	19 938		CHILINA	TV3	10 082	10 081
	CHIMAY		150 900	150 900		CHILINA	C. COMBINADO	19 360	19 360
	SANTA ROSA	BBC-2	10 767	10 752		CHILINA	SULZER1	5 302	5 300
	SANTA ROSA	BBC-3	8 840	8 828		CHILINA	SULZER2	5 263	5 262
	SANTA ROSA	BBC-4	16 430	16 408	EGEMSA	HERCA		720	658
	SANTA ROSA	UTI-5	53 601	53 601		DOLORESPATA	ALCO 1	1 707	1 707
	SANTA ROSA	UTI-6	52 062	52 009		DOLORESPATA	ALCO 2	1 740	1 740
SANTA ROSA	WTG-7	121 963	121 625	DOLORESPATA		GM 1	1 793	1 793	
EEPSA	MALACAS	TG-A	14 869	14 869		DOLORESPATA	GM 2	1 859	1 856
	MALACAS	TG-B	15 169	15 169		DOLORESPATA	GM 3	1 749	1 747
	MALACAS	TG-C	16 654	16 654	DOLORESPATA	SULZER 1	821	821	
	MALACAS	TG-4	97 279	97 088	DOLORESPATA	SULZER 2	2 092	2 089	
	VERDUN	COOPER 8	1 353	1 353	MACHUPICCHU		92 250	90 000	
	VERDUN	ALCO 9	966	966	SAN GABAN	SAN GABAN II		112 900	112 900
EGENOR	CARHUAQUERO		95 020	76 208		TINTAYA	MAN 1	2 179	2 179
	CAÑON DEL PATO		256 550	231 594		TINTAYA	MAN 2	2 170	2 170
	CHICLAYO OESTE	SULZER-1	5 697	5 695		TINTAYA	MAN 3	2 185	2 185
	CHICLAYO OESTE	SULZER-2	6 269	6 269		TINTAYA	MAN 4	2 162	2 159
	CHICLAYO OESTE	GMT-0	4 484	4 479		TINTAYA	MAN 5	2 164	2 164
	CHICLAYO OESTE	GMT-1	4 319	4 318		TINTAYA	MAN 6	2 225	2 221
	CHICLAYO OESTE	GMT-2	4 459	4 446		TINTAYA	MAN 7	2 196	2 190
	PIURA	GMT-1	4 608	4 600		TINTAYA	MAN 8	2 145	2 143
	PIURA	GMT-2	4 459	4 452		BELLAVISTA	MAN 1	1 797	1 795
	PIURA	STORK	5 634	5 634		BELLAVISTA	MAN 2	1 810	1 810
	PIURA	MAN	7 450	7 435		BELLAVISTA	DEUTZ 2	307	307
	PIURA	TG	2 1110	2 110		BELLAVISTA	ALCO	1 801	1 801
	PIURA	MIRLEES-1	1 231	1 231		SAN RAFAEL	SULZER 1	518	518
	PIURA	MIRLEES-4	1 954	1 951		SAN RAFAEL	SULZER 2	555	555
	PIURA	MIRLEES-5	1 941	1 941		SAN RAFAEL	SULZER 3	506	506
	SULLANA	ALCO-1	2 200	2 200		SAN RAFAEL	SULZER 4	889	889
	SULLANA	ALCO-2	2 321	2 321		SAN RAFAEL	SULZER 5	863	863
	SULLANA	ALCO-3	2 181	2 181		SAN RAFAEL	SULZER 6	806	806
	SULLANA	ALCO-4	2 125	2 125		SAN RAFAEL	SULZER 7	798	798
	SULLANA	ALCO-5	2 233	2 233	TAPARACHI	SKODA 1	375	375	
	PAITA	SKODA-1	893	893	TAPARACHI	SKODA 2	521	521	
	PAITA	SKODA-2	898	898	TAPARACHI	MAN 1	821	821	
	PAITA	SOKDA-3	892	892	TAPARACHI	MAN 3	1 819	1 819	
	PAITA	EMD-1	2 107	2 103	TAPARACHI	MAN 4	1 893	1 893	
	PAITA	EMD-2	2 137	2 134	EGESUR	ARICOTA 1		22 500	13 438
	PAITA	EMD-3	2 239	2 239		ARICOTA 2		12 400	6 920
	CHIMBOTE	TG-1	20 019	20 019		CALANA	WARTSILA 1	6 268	6 188
CHIMBOTE	TG-2	20 649	20 646	CALANA		WARTSILA 2	6 276	6 253	
CHIMBOTE	TG-3	21 637	21 637	CALANA		WARTSILA 3	6 428	6 397	
TRUJILLO	TG-4	21 180	21 180	CALANA		WARTSILA 4	6 368	6 332	
TRUPAL	TV	13 855	13 855	MOQUEGUA		CKD 1	411	406	
ELECTROANDES	MALPASO		48 021	48 021		MOQUEGUA	CKD 2	416	416
	OROYA		8 700	8 700	ENERSUR	ILO	TV2	22 863	22 863
	PACHACHACA		12 282	12 282		ILO	TV3	67 036	66 713
	YAUPI	A	62 965	62 965		ILO	TV4	59 464	59 395
	YAUPI	B	41 964	41 964		ILO	TURBOGAS 1	33 604	33 604
ELECTROPERU	COMPLEJO MANTARO	MANTARO	631 789	631 789		ILO	TURBOGAS 2	36 765	36 681
	COMPLEJO MANTARO	RESTITUCION	209 736	209 736		ILO	CATKATO	3 395	3 390
	TUMBES	MAK 1	9 100	8 979		ILO	TVC1	141 465	137 357
	TUMBES	MAK 2	9 239	9 116		TOTAL		4 382 804	4 267 450
ETEVENSA	VENTANILLA	TG-3	163 605	163 605					
	VENTANILLA	TG-4	164 472	164 472					

ANEXO D

DEMANDAS COINCIDENTES EN EL DIA DE MÁXIMA DEMANDA

DEMANDAS COINCIDENTES EN EL DIA DE MAXIMA DEMANDA

EMPRESA	PUNTO DE SUMINISTRO	Tensión (kV)	Precio Potencia en barra de Fabricación (S./kW.Mes)	Precio compra de potencia mensual (1) (S./kW.Mes)	Potencia consumida por clientes (kW)	
TERMOSELVA	SANTA ROSA (LUZ DEL SUR)	220	18,77	18,21	14 632	
	SAN JUAN (LUZ DEL SUR)	220	18,77	18,21	45388	
	TRUJILLO (HIDRANDINA 2)	138	18,35	17,80	9 927	
	CHIMBOTE 1 (HIDRANDINA 2)	138	18,14	17,60	2 17	
	TINGO MARIA (ELECTROCENTRO)	10	18,81	18,25	3 028	
	AUCA YACU (ELECTROCENTRO)	22,9	19,31	18,73	4 14	
	HUANUCO (ELECTROCENTRO)	10	18,56	18,00	7 382	
	HUANUCO (ELECTROCENTRO)	22,9	18,56	18,00	1 764	
	TOCACHE (ELECTROTOCACHE)	22,9	20,51	19,89	1 145	
	TOCACHE (IND. DEL ESPINO)	22,9	20,51	19,89	874	
	AUSTRIA DUVAZ (Soc. min. Austria Duvaz)	50	18,34	17,79	1 534	
	DERIVACION MILPO (Minera Milpo S.A.)	50	18,01	17,47	3 043	
	TRUJILLO (YANACOCHA)	220	18,28	17,73	18 695	
	CAHUA	SUBESTACION PARAMONGA NUEVA	66	18,77	18,21	3 705
SUBESTACION PARAMONGA EXISTENTE		13,8	18,80	18,24	18 311	
SUBESTACION PARIAC		66	16,67	16,17	3 092	
SUBESTACION CHIMBOTE - 1		138	18,14	17,60	3 983	
SUBESTACION HUACHO		66	18,78	18,22	12 440	
CNP	SUBESTACION GUADALUPE	60	18,20	17,65	-	
EDEGEL	CHAVARRIA (Edelnor)	220	18,77	18,21	120 704	
	SANTA ROSA (Edelnor)	220	18,77	18,21	31343	
	SANTA ROSA (Edelnor)	60	18,93	18,36	7 003	
	PARAMONGA (Edelnor)	66	18,77	18,21	-	
	SALAMANCA (Luz del sur)	60	18,93	18,36	15 743	
	HUACHIPA (Luz del sur)	60	18,93	18,36	15 178	
	PARA (Luz del sur)	60	18,93	18,36	30 796	
	CHOSICA (Luz del sur)	60	18,93	18,36	8 028	
	HUANZA (Luz del sur)	60	18,93	18,36	540	
	CALLAHUANCA (P.V. Sta. Eulalia-Luz del Sur)	10	19,43	18,85	255	
	CHIMBOTE (Siderurgica del peru s.a.)	13,8	18,67	18,11	19 317	
	PARAGSHA II (Cia minas Buenaventura s.a.)	138	17,81	17,28	1 812	
	YILLACURI (Coevisa)	60	19,30	18,72	-	
	ANTAMINA (Compañía minera Antamina)	220	19,54	18,95	81 600	
	YIZCARRA (SVC de la cia. Minera Antamina)	220	19,01	18,44	192	
	PUERTO ANTAMINA (Cia. Minera Antamina)	66	20,61	19,99	2 412	
	OOUENDO (Omnica del Pacifico)	60	18,93	18,36	1 872	
	REF. DE CAJAMARQUILLA	220	18,56	18,00	23 133	
	HUACHO (Coevisa)	66	18,78	18,22	328	
	EEPSA	REF. TALARA : S.E. Refinería	33	18,63	18,07	5 876
		REF. TALARA : Captación	13,2	18,71	18,15	663
		REF. TALARA : Calderos/Destilación	3,3	18,71	18,15	616
		CHAVARRIA (EDELNOR)	220	18,77	18,21	41 417
SANTA ROSA (EDELNOR)		220	18,77	18,21	10 755	
SAN JUAN (LUZ DEL SUR)		220	18,77	18,21	15 124	
SANTA ROSA (LUZ DEL SUR)		220	18,77	18,21	4 878	
EGENOR		S.E. CHIMBOTE 1	138	18,14	17,60	27 040
		S.E. GUADALUPE	60	18,20	17,65	13 931
		S.E. HUALLANCA	10	18,40	17,85	4 941
	S.E. HUALLANCA	138	16,57	16,07	5 189	
	S.E. HUALLANCA	66	16,67	16,17	10 305	
	S.E. HUALLANCA	13,8	16,85	16,34	373	
	S.E. CHICLAYO OESTE	60	18,35	17,80	49 528	
	S.E. CARHUQUERO	10	17,17	16,65	279	
	S.E. CARHUQUERO	220	17,47	16,95	-	
	S.E. PIURA OESTE	60	18,67	18,11	50 851	
	S.E. PIURAOESTE	10	18,88	18,31	3 142	
	S.E. PIURA OESTE (ITP)	60	18,80	18,24	5 015	
	S.E. CAJAMARCA	60	20,74	20,12	-	
	S.E. PARAGSHA II	138	17,81	17,28	6 571	
	S.E. ICA	10	18,78	18,22	1 810	
	S.E. TRUJILLO NORTE	220	18,28	17,73	2 650	
	S.E. TRUJILLO NORTE	10	18,60	18,04	-	
	S.E. CHAVARRIA	220	18,77	18,21	78 810	
	S.E. SANTA ROSA	220	18,77	18,21	20 464	
	S.E. SANTA ROSA (AMANCO y CREDITEX)	220	18,77	18,21	3 461	
	S.E. PARAMONGA NUEVA (Alcorp)	220	18,66	18,10	1 227	
	S.E. SOCABAYA	138	18,59	18,03	5 590	
	S.E. INDEPENDENCIA	220	18,25	17,70	2 481	
ELECTROANDES	ALAMBARRON (Doe Run Oroya)	50	17,77	17,24	9 443	
	MAYUPAMPA (Doe Run Oroya)	50	17,68	17,15	4 119	
	OROYA (Doe Run Oroya)	50	17,75	17,22	495	
	PLANTA DE ZINC (Doe Run Oroya)	50	17,80	17,27	8 1667	
	CAMPO ARMIRÓ (Doe Run Cobriza)	220	16,91	16,40	6 401	
	PACHACHACA (Volcan)	50	18,12	17,58	13 487	
	TICLJO (Volcan)	50	18,52	17,96	49	
	EXCELSIOR SAN EXPEDITO (V. C. Pasco)	2,4	18,16	17,62	571	
	EXCELSIOR (Volcan Cerro de Pasco)	2,4	18,18	17,62	85	
	EXCELSIOR (Volcan Cerro de Pasco)	12	18,16	17,62	3 128	
	HUICRA (Volcan Cerro de Pasco)	2,4	18,25	17,70	234	
	PARAGSHA I (Volcan Cerro de Pasco)	12	18,14	17,60	15 284	
	SAN JUAN (Volcan Cerro de Pasco)	2,4	18,04	17,50	1 231	
	SAN JUAN (Volcan Cerro de Pasco / Aurex)	11	18,04	17,50	647	
	MOROCOCHA (Centromin Perú)	2,4	18,59	18,03	1 641	
	MOROCOCHA (Centromin Perú)	50	18,38	17,83	702	
	CHUMPE (Centromin Perú)	2,4	20,04	19,44	1 656	
	CHUMPE (Centromin Perú)	12	20,04	19,44	1 844	
	ANTUQUITO (Min. Casapitica)	50	18,70	18,14	2 682	
	CARHUJAMAYO (Asoc. Skanska)	22,9	17,27	16,75	217	
	YALUP - B (Cosapt-Chizak)	13,8	16,03	15,55	1 850	
	PARAGSHA I (Min. Atacocha)	50	17,94	17,40	1 487	
	LA FUNDICIÓN (El Brocal)	50	17,69	17,16	3 294	
	SHELBY (Minera Huaron)	50	17,53	17,00	4 487	
	ETEVENSA	SANTA ROSA (LUZ DEL SUR)	220	18,77	18,21	22 578
		SAN JUAN (LUZ DEL SUR)	220	18,77	18,21	70 028
	SHOUGESA	Central San Nicolás (Shougang Hierro Perú)	13,8	19,81	19,22	41 109
		Central San Nicolás (Municipio de Marcona)	13,8	19,81	19,22	235
		S.E. Marcona (Electro Sur Medio)	60	19,25	18,67	4 554
		S.E. Ica (Electro Sur Medio)	62,5	18,58	18,02	7 395
		S.E. Ica (Electro Sur Medio)	10,3	-	0,00	-
		S.E. Independencia (Electro Sur Medio)	62	18,37	17,82	8 897

EMPRESA	PUNTO DE SUMINISTRO	Tensión (kV)	Precio Potencia en barra de Fabricación (S./kW.Mes)	Precio compra de potencia mensual (1) (S./kW.Mes)	Potencia consumida por clientes (kW)	
ELECTROPERU	SANTA ROSA (Luz del Sur)	210	18,77	18,21	102 400	
	SAN JUAN (Luz del Sur)	210	18,77	18,21	317 600	
	CHAVARRIA (Edelnor)	210	18,77	18,21	260 071	
	SANTA ROSA (Edelnor)	210	18,77	18,21	87532	
	TRUJILLO NORTE (Hidrandina)	215	18,28	17,73	63 259	
	PARAMONGA NUEVA (Hidrandina)	220	18,68	18,10	1 153	
	TALARA (Electronoroeste - Talara)	225	18,39	17,84	8 904	
	NVA ZORRITOS (Electronoroeste-Tumbes)	80	19,85	19,25	10 585	
	INDEPENDENCIA (Edecafeite)	80	18,37	17,82	10 298	
	INDEPENDENCIA (Electro sur medio)	82	18,37	17,82	15 820	
	INDEPENDENCIA (Electro sur medio)	10,1	18,57	18,01	580	
	ICA (Electro sur medio)	82,5	18,58	18,02	8 804	
	ICA (Electro sur medio)	10,3	18,78	18,22	8 550	
	HUANCAVELICA (Electro sur medio)	80	17,32	18,80	424	
	INDEPENDENCIA (Edecafeite)	60	18,37	17,82	-	
	INDEPENDENCIA (Electro Sur Medio)	82	18,37	17,82	8 672	
	ICA (Electro sur medio)	82,5	18,58	18,02	578	
	INDEPENDENCIA (Aceros Arequipa)	220	18,25	17,70	5 699	
	HUANCAVELICA (Conerhua)	80	17,32	18,80	145	
	INDEPENDENCIA (Praxair)	220	18,25	17,70	4 685	
	GUADALUPE (Cemento Pacasmayo)	60	18,20	17,65	10 880	
	L-801/802 (Metalurgica peruana s.a.)	60	18,88	18,31	943	
	CERRO VERDE (Soc. Min. Cerro Verde)	138	18,64	18,14	34 942	
EGASA	CHARCANI (Yura)	33	16,88	16,37	5 187	
	ANTENA (Seal)	13,8	15,99	15,51	3	
	MOLLENDU (Seal)	138	18,64	18,14	5 239	
	JESUS (Seal)	138	16,45	15,96	14 794	
	CALLALLI (Seal)	138	15,94	15,46	6 447	
	CHILINA (Seal)	33	17,00	16,49	33 566	
	SOCABAYA (Seal)	34,5	16,70	16,20	38 712	
	OROYA (Electrocentro)	50	17,75	17,22	5 726	
	PARAGSHA II (Electrocentro)	138	17,81	17,28	3 535	
	CARHUJAMAYO (Electrocentro)	138	16,97	16,46	2 154	
	CARIPA (Electrocentro)	138	17,75	17,22	7 089	
	COBRIZA I (Electrocentro)	69	18,09	17,55	8 786	
	HUAYUCACHI (Electrocentro)	81,5	17,47	16,95	25 146	
	HUANCAVELICA (Electrocentro)	61	17,32	16,80	634	
	TABLACHACA (Electrocentro)	33	17,43	16,91	558	
	COBRIZA II (Electrocentro)	10	18,29	17,74	30	
	HUAYUCACHI (Electrocentro)	10	17,89	17,16	2 372	
	HUANCAVELICA (Electrocentro)	10	17,52	16,99	1 956	
	REPARTICION (Seal)	138	16,64	16,14	3 823	
	YURAPUEBLO	33	16,88	16,37	80	
	MARCONA	60	19,25	18,67	403	
	EGEMSA	TINTAYA - RETIRO YAUJI	10,5	15,75	15,28	911
		COMBAPATA	24	14,92	14,47	1 156
COMBAPATA		66	14,76	14,32	1 432	
QUENCORO		10,6	14,12	13,70	4 805	
QUENCORO		33	13,96	13,54	1 053	
QUENCORO PLAN MAESTRO		33	13,96	13,54	25	
DOLORESPATA		10,6	14,12	13,70	20 742	
CACHIMAYO		10,5	14,01	13,59	1 406	
CACHIMAYO		34,5	13,85	13,43	2 443	
INCASA (CACHIMAYO 138)		138	13,76	13,35	8 512	
ABANCAY		138	14,54	14,10	2 153	
MACHUPICCHU		10,5	13,09	12,70	465	
MACHUPICCHU		60	12,95	12,56	2 258	
SAN GABAN		TINTAYA (BHP Tintaya)	10,5	15,76	15,28	17 138
		SAN RAFAEL (Minsur)	138	13,94	13,52	10 860
		OROYA NUEVA (Min. Yauliyacu)	50	17,75	17,22	5 810
		AZANGARO (Electro Puno)	80	14,76	14,32	342
		AZANGARO (Electro Puno)	22,9	14,93	14,48	0
		AYAVIRI (Electro Puno)	22,9	15,22	14,76	350
		AYAVIRI (Electro Puno)	10	15,22	14,76	802
		TOTORANI (Electro Puno)	80	16,59	16,09	108 114
		JULIACA (Electro Puno)	10	16,32	15,83	13 924
		AZANGARO (Elesur SSAA)	22,9	14,93	14,48	15
	AYAVIRI (Elesur SSAA)	10	15,22	14,76	8	
	JULIACA (Elesur SSAA)	10	16,32	15,83	19	
	TINTAYA (Elesur SSAA)	10,5	15,75	15,28	20	
EGESUR	TOQUEPALA (Huafra)	138	16,91	16,40	16	
	ARICOTA (Aricota 1)	66	16,73	16,23	50	
	ARICOTA (Aricota 2)	66	16,73	16,23	50	
	SOCABAYA (Socabaya)	33	16,69	16,19	261	
	TOMASIRI (Tomasiri)	66	17,35	16,83	730	
	ARICOTA (Sarita)	66	16,73	16,23	619	
	TOQUEPALA (Botifaca)	138	16,91	16,40	3 646	
	TOQUEPALA (Ilo)	138	16,91	16,40	6 411	
	TACNA (Tacna)	66	16,91	16,40	20 411	
	ENERSUR	MOQUEGUA	138	16,74	16,24	65 460
TOQUEPALA		138	16,91	16,40	67 985	
ILO		138	17,32	16,80	13 082	
ILO		13,8	17,02	16,51	20 838	

EMPRESA	Potencia consumida por clientes (kW)
TERMOSELVA	108 023
CAHUA	41 531
CNP ENERGIA	360 257
EDEGEL	79 127
EEPSA	288 358
EGENOR	132979
ELECTROANDES	939901
ELECTROPERU	92 606
ETEVENSA	62 190
SHOUGESA	166 238
EGASA	47 518
EGEMSA	59300</

ANEXO E

**POTENCIA DISPONIBLE DESPACHADA Y POTENCIA FIRME
REMUNERABLE**

POTENCIA DISPONIBLE DESPACHADA Y POTENCIA FIRME REMUNERABLE

Central	Unidad	Potencia Disponible (kW)	Potencia Disponible Despachada (kW)	Potencia Firme (kW)	Potencia Firme Remunerable (kW)	Potencia Firme* (kW)	Potencia Firme Remunerable* (kW)
AGUAYTIA	TG-1	55 434	55 430	78 091	78 496	78 091	78 496
AGUAYTIA	TG-2	55 584	55 580	78 275	78 678	78 275	78 678
CAHUA		26 088	26 070	36 723	35 978	36 723	35 978
PARIAC		2 785	2 770	3 895	3 823	3 895	3 823
GALLITO CIEGO		15 515	15 520	21 857	21 418	-	-
PACASMAYO	SULZER-1	5 612	5 610	7 908	7 742	7 908	7 742
PACASMAYO	SULZER-2	5 396	5 400	7 802	7 452	-	-
PACASMAYO	SULZER-3	5 241	-	7 383	-	7 383	-
PACASMAYO	MAN	1 155	1 180	1 628	1 601	1 628	1 601
HUINCO		175 577	175 580	247 340	242 309	247 340	242 309
MATUCANA	A	45 176	45 160	63 643	62 351	63 643	62 351
MATUCANA	B	45 389	45 390	63 941	62 841	63 941	62 841
CALLAHUANCA	6,5	282 888	28 290	39 849	39 042	39 849	39 042
CALLAHUANCA	8,0	24 994	24 990	35 210	34 487	35 210	34 487
MOYOPAMPA		45 931	45 930	64 704	63 388	64 704	63 388
HUAMPANI		21 421	21 420	29 561	29 561	29 561	29 561
YANANGO		14 153	14 150	19 936	19 528	19 936	19 528
CHIMAY		107 118	107 120	150 900	147 831	150 900	147 831
SANTA ROSA	BBC-2	7 833	-	10 752	-	10 752	-
SANTA ROSA	BBC-3	6 267	-	8 828	-	8 828	-
SANTA ROSA	BBC-4	11 647	-	16 408	-	16 408	-
SANTA ROSA	UTI-5	3 804 49	-	53 801	-	53 801	-
SANTA ROSA	UTI-6	36 919	10 300	52 009	14 215	52 009	14 215
SANTA ROSA	WTG-7	88 337	88 340	121 825	119 154	121 825	119 154
MALACAS	TG-A	10 555	-	14 869	-	14 869	-
MALACAS	TG-B	10 768	-	15 169	-	15 169	-
MALACAS	TG-C	11 822	-	16 654	-	16 654	-
MALACAS	TG-4	68 919	68 920	97 088	95 113	97 088	95 113
VERDUN	CDOPER 8	960	-	1 353	-	1 353	-
VERDUN	ALCO 9	686	-	988	-	988	-
CARHUQUERO		54 097	54 100	76 208	74 661	76 208	74 661
CARON DEL PATO		164 400	164 400	231 594	226 860	231 594	226 860
CHICLAYO OESTE	SULZER-1	4 043	-	5 695	-	5 695	-
CHICLAYO OESTE	SULZER-2	4 450	-	6 269	-	6 269	-
CHICLAYO OESTE	GMT-0	3 160	3 160	4 479	4 389	4 479	4 389
CHICLAYO OESTE	GMT-1	3 065	3 060	4 318	4 223	4 318	4 223
CHICLAYO OESTE	GMT-2	3 158	3 160	4 448	4 361	4 448	4 361
PIURA	GMT-1	3 265	3 260	4 600	4 499	4 600	4 499
PIURA	GMT-2	3 180	3 180	4 452	4 361	4 452	4 361
PIURA	STORK	3 999	4 000	5 634	5 520	5 634	5 520
PIURA	MAN	5 278	5 280	7 435	7 287	7 435	7 287
PIURA	TG	14 985	-	21 110	-	21 110	-
PIURA	MIRLEES-1	874	870	1 231	1 201	1 231	1 201
PIURA	MIRLEES-4	1 385	1 390	1 951	1 918	1 951	1 918
PIURA	MIRLEES-5	1 378	1 380	1 941	1 904	1 941	1 904
SULLANA	ALCO-1	1 582	1 580	2 200	2 153	2 200	2 153
SULLANA	ALCO-2	1 648	1 650	2 321	2 277	2 321	2 277
SULLANA	ALCO-3	1 548	1 550	2 181	2 139	2 181	2 139
SULLANA	ALCO-4	1 508	1 510	2 125	2 084	2 125	2 084
SULLANA	ALCO-5	1 585	1 580	2 233	2 180	2 233	2 180
PAITA	SKODA-1	634	630	893	869	893	869
PAITA	SKODA-2	637	640	898	883	898	883
PAITA	SKODA-3	633	630	892	869	892	869
PAITA	EMD-1	1 493	1 490	2 103	2 056	2 103	2 056
PAITA	EMD-2	1 515	1 520	2 134	2 098	2 134	2 098
PAITA	EMD-3	1 589	1 590	2 239	2 194	2 239	2 194
CHIMBOTE	TG-1	14 211	-	20 019	-	20 019	-
CHIMBOTE	TG-2	14 655	-	20 646	-	20 646	-
CHIMBOTE	TG-3	15 359	-	21 637	-	21 637	-
TRUJILLO	TG-4	15 035	-	21 180	-	21 180	-
TRUPAL	TV	9 835	-	13 855	-	13 855	-
MALPASO		34 088	34 090	48 021	47 048	48 021	47 048
OROYA		8 176	8 180	8 700	8 529	8 700	8 529
PACHACHACA		8 718	8 720	12 282	12 034	12 282	12 034
YAUPI	A	44 697	44 700	62 985	61 688	62 985	61 688
YAUPI	B	29 788	29 790	41 964	41 112	41 964	41 112
COMPLEJO MANTARO	MANTARO	448 483	448 480	631 789	618 928	631 789	618 928
COMPLEJO MANTARO	RESTITUCION	148 884	148 880	209 736	205 462	209 736	205 462
TUMBES	MAK1	6 374	6 370	8 979	8 791	8 979	8 791
TUMBES	MAK2	6 471	6 470	9 116	8 929	9 116	8 929
CONTRATO CNP		-	-	-	-	21 857	21 418
VENTANILLA	TG-3	116 137	116 140	163 805	160 279	163 805	160 279
VENTANILLA	TG-4	116 752	116 750	164 472	161 121	164 472	161 121

(*)

(*)

Central	Unidad	Potencia Disponible (kW)	Potencia Disponible Despachada (kW)	Potencia Firme (kW)	Potencia Firme Remunerable (kW)	Potencia Firme* (kW)	Potencia Firme Remunerable* (kW)
SAN NICOLAS	TV-1	13 261	13 260	18 709	18 327	18 709	18 327
SAN NICOLAS	TV-2	13 584	13 580	19 108	18 714	19 108	18 714
SAN NICOLAS	TV-3	18 292	18 290	25 769	25 241	25 769	25 241
SAN NICOLAS	CUMMINS	885	860	1 218	1 187	1 218	1 187
CHARCANI 1		649	650	1 196	1 173	1 196	1 173
CHARCANI 2		426	430	600	593	600	593
CHARCANI 3		2 472	-	3 483	-	3 483	-
CHARCANI 4		10 508	10 510	14 800	14 504	14 800	14 504
CHARCANI 5		99 310	99 310	139 900	137 053	139 900	137 053
CHARCANI 6		6 247	6 250	8 800	8 625	8 800	8 625
MOLLENDO	MIRLESS 1	7 331	7 330	10 328	10 116	10 328	10 116
MOLLENDO	MIRLESS 2	7 437	7 440	10 476	10 268	10 476	10 268
MOLLENDO	MIRLESS 3	7 400	7 400	10 425	10 212	10 425	10 212
MOLLENDO	TGM 1	25 380	18 660	35 726	25 752	35 726	25 752
MOLLENDO	TGM 2	20 591	3 840	29 007	5 299	29 007	5 299
MOLLENDO	TGM 2	4 729	-	6 682	-	6 682	-
CHILINA	TV2	5 082	5 080	7 159	7 011	7 159	7 011
CHILINA	TV3	7 156	7 160	10 081	9 881	10 081	9 881
CHILINA	C. COMBINADO	13 743	13 740	19 360	18 962	19 360	18 962
CHILINA	SULZER1	3 762	3 760	5 300	5 189	5 300	5 189
CHILINA	SULZER2	3 736	3 740	5 262	5 161	5 262	5 161
HERCA		487	470	658	649	658	649
DOLORESPATA	ALCO 1	1 212	1 210	1 707	1 670	1 707	1 670
DOLORESPATA	ALCO 2	1 235	1 230	1 740	1 697	1 740	1 697
DOLORESPATA	GM 1	1 272	1 270	1 793	1 753	1 793	1 753
DOLORESPATA	GM 2	1 318	1 320	1 856	1 822	1 856	1 822
DOLORESPATA	GM 3	1 240	1 240	1 711	1 747	1 711	1 747
DOLORESPATA	SULZER 1	583	280	821	386	821	386
DOLORESPATA	SULZER 2	1 483	-	2 089	-	2 089	-
MACHUPICCHU		63 888	63 890	90 000	88 172	90 000	88 172
SAN GABAN II		80 143	80 140	112 900	110 597	112 900	110 597
TINTAYA	MAN 1	1 547	1 550	2 179	2 139	2 179	2 139
TINTAYA	MAN 2	1 540	1 540	2 170	2 125	2 170	2 125
TINTAYA	MAN 3	1 551	1 550	2 185	2 139	2 185	2 139
TINTAYA	MAN 4	1 533	1 530	2 159	2 111	2 159	2 111
TINTAYA	MAN 5	1 536	1 540	2 164	2 125	2 164	2 125
TINTAYA	MAN 6	1 577	1 580	2 221	2 180	2 221	2 180
TINTAYA	MAN 7	1 555	1 550	2 190	2 139	2 190	2 139
TINTAYA	MAN 8	1 521	1 520	2 143	2 098	2 143	2 098
BELLAVISTA	MAN 1	1 274	1 270	1 795	1 753	1 795	1 753
BELLAVISTA	MAN 2	1 285	1 280	1 810	1 780	1 810	1 780
BELLAVISTA	DEUTZ 2	218	220	307	304	307	304
BELLAVISTA	ALCO	1 278	1 280	1 801	1 766	1 801	1 766
SAN RAFAEL	SULZER 1	368	-	518	-	518	-
SAN RAFAEL	SULZER 2	394	-	555	-	555	-
SAN RAFAEL	SULZER 3	359	-	506	-	506	-
SAN RAFAEL	SULZER 4	631	-	889	-	889	-
SAN RAFAEL	SULZER 5	613	-	863	-	863	-
SAN RAFAEL	SULZER 6	572	-	806	-	806	-
SAN RAFAEL	SULZER 7	586	-	798	-	798	-
TAPARACHI	SKODA 1	266	270	375	373	375	373
TAPARACHI	SKODA 2	370	-	521	-	521	-
TAPARACHI	MAN 1	583	580	821	800	821	800
TAPARACHI	MAN 3	1 291	1 290	1 819	1 780	1 819	1 780
TAPARACHI	MAN 4	1 344	1 340	1 893	1 849	1 893	1 849
ARICOTA 1		9 539	9 540	13 438	13 166	13 438	13 166
ARICOTA 2		4 912	4 910	6 820	6 776	6 820	6 776
CALANA	WARTSILA 1	4 393	4 390	6 188	6 058	6 188	6 058
CALANA	WARTSILA 2	4 438	4 440	6 253	6 127	6 253	6 127
CALANA	WARTSILA 3	4 541	4 540	6 397	6 265	6 397	6 265
CALANA	WARTSILA 4	4 495	4 500	6 332	6 210	6 332	6 210
MOQUEGUA	CKD 1	288	290	406	400	406	400
MOQUEGUA	CKD 2	295	290	416	400	416	400
ILO	TV2	16 230	16 230	22 883	22 398	22 883	22 398
ILO	TV3	47 357	47 360	66 713	65 359	66 713	65 359
ILO	TV4	42 163	42 160	59 395	58 183	59 395	58 183
ILO	TURBOGAS 1	23 854	-	33 604	-	33 604	-
ILO	TURBOGAS 2	26 039	15 100	36 681	20 839	36 681	20 839
ILO	CATKATO	2 407	2 410	3 390	3 326	3 390	3 326
ILO	TVC1	97 505	97 500	137 357	134 555	137 357	134 555
TOTAL		3 029 299	2 735 390	4 267 450	3 774 980	4 267 450	3 774 980

Factor de Reserva Firme* = 1,3801

Máxima demanda (Nivel generación): 2 792 224 kW

- Factor de Reserva Firme* = Factor de Reserva Firme * Potencia Disponible Despachada Total / Máxima Demanda
 - Potencia Firme Remunerable = Potencia Disponible Despachada * Factor de Reserva Firme*

(*) Se transfirió Galito Ciego de CNP a Electroperú

(**) Por Incentivos a la Disponibilidad, se asigna un Costo Variable Igual al Costo de Racionamiento a la fracción Indisponible de la unidad.

Para fines del cálculo de la potencia disponible despachada se considera para la unidad TG 4 de EEPSA dos funciones de costos que corresponden a los Costos Variables declarados por EEPSA para sus equivalentes de 0 a 82.22 MW y 82.22 a 97.28 MW respectivamente.

ANEXO F

INGRESO GARANTIZADO POR POTENCIA FIRME

INGRESO GARANTIZADO POR POTENCIA FIRME

Central	Unidad	Potencia Firme Remunerable* (*) (kW)	Precio de Potencia Garantizado (S./kW-mes)	Ingreso Garantizado Preliminar (S./)	Ingreso Garantizado por cada unidad (S./)
AGUAYTIA	TG-1	78 496	17,44	1 334 004,84	954 305,07
AGUAYTIA	TG-2	78 676	17,44	1 337 223,69	956 543,20
CAHUA		35 978	17,53	630 693,41	451 147,77
PARIAC		3 823	16,85	64 413,22	46 076,08
GALLITO CIEGO		-	18,20	-	-
PACASMAYO	SULZER-1	7 742	18,81	145 628,71	104 171,17
PACASMAYO	SULZER-2	7 452	18,81	140 177,37	100 271,71
PACASMAYO	SULZER-3	-	18,81	-	-
PACASMAYO	MAN	1 601	18,81	30 112,18	21 539,85
HUINCO		242 309	17,86	4 327 647,16	3 065 653,68
MATUCANA		124 991	17,57	2 196 096,78	1 570 912,51
CALLAHUANCA		73 529	17,52	1 288 230,75	921 497,58
MOYOPAMPA		63 388	17,78	1 126 999,04	806 165,25
HUAMPANI		29 581	18,55	548 351,11	392 246,66
YANANGO		19 528	16,62	324 550,80	232 157,83
CHIMAY		147 831	16,38	2 421 473,98	1 732 129,39
SANTA ROSA	BBC-2	-	19,40	-	-
SANTA ROSA	BBC-3	-	19,40	-	-
SANTA ROSA	BBC-4	-	19,40	-	-
SANTA ROSA	UTI-5	-	18,44	-	-
SANTA ROSA	UTI-6	14 215	18,44	262 115,97	187 496,87
SANTA ROSA	WTG-7	119 154	18,44	2 197 193,50	1 571 697,02
MALACAS	TG-A	-	18,71	-	-
MALACAS	TG-B	-	18,71	-	-
MALACAS	TG-C	-	18,71	-	-
MALACAS	TG-4	95 113	18,07	1 718 694,81	1 229 417,22
VERDUN	COOPER 8	-	18,71	-	-
VERDUN	ALCO 9	-	18,71	-	-
CARHUAQUERO		74 681	17,17	1 281 925,85	916 987,53
CAÑON DEL PATO		226 880	16,28	3 693 614,44	2 642 117,23
CHICLAYO OESTE	SULZER-1	-	18,55	-	-
CHICLAYO OESTE	SULZER-2	-	18,55	-	-
CHICLAYO OESTE	GMT-0	4 389	18,55	81 407,87	58 232,70
CHICLAYO OESTE	GMT-1	4 223	18,55	78 335,87	56 035,24
CHICLAYO OESTE	GMT-2	4 361	18,55	80 895,87	57 866,45
PIURA	GMT-1	4 499	19,03	85 615,37	61 242,41
PIURA	GMT-2	4 361	19,03	82 986,13	59 363,81
PIURA	STORK	5 520	19,03	105 046,53	75 144,06
PIURA	MAN	7 287	19,03	138 665,38	99 190,16
PIURA	TG	-	19,03	-	-
PIURA	MIRLEES-1	1 201	19,03	22 848,27	16 343,83
PIURA	MIRLEES-4	1 918	19,03	36 504,71	26 112,50
PIURA	MIRLEES-5	1 904	19,03	36 242,09	25 924,70
SULLANA	ALCO-1	2 153	19,74	42 497,86	30 399,58
SULLANA	ALCO-2	2 277	19,74	44 949,66	32 153,40
SULLANA	ALCO-3	2 139	19,74	42 225,44	30 204,71
SULLANA	ALCO-4	2 084	19,74	41 135,75	29 425,24
SULLANA	ALCO-5	2 180	19,74	43 042,71	30 789,32
PAITA	SKODA-1	869	19,87	17 275,62	12 357,60
PAITA	SKODA-2	883	19,87	17 549,84	12 553,78
PAITA	SOKDA-3	869	19,87	17 275,62	12 357,60
PAITA	EMD-1	2 056	19,87	40 858,22	29 226,72
PAITA	EMD-2	2 098	19,87	41 680,87	29 815,17
PAITA	EMD-3	2 194	19,87	43 600,39	31 188,24
CHIMBOTE	TG-1	-	18,55	-	-
CHIMBOTE	TG-2	-	18,55	-	-
CHIMBOTE	TG-3	-	18,55	-	-
TRUJILLO	TG-4	-	18,87	-	-
TRUPAL	TV	-	19,37	-	-
MALPASO		47 046	17,15	809 838,24	577 147,73
OROYA		8 529	17,56	149 764,31	107 129,45
PACHACHACA		12 034	17,92	215 650,19	154 258,95
YAUPI		102 800	16,03	1 647 884,78	1 178 765,36
COMPLEJO MANTAI MANTARO		618 626	16,63	10 292 732,24	7 362 599,88
COMPLEJO MANTAI RESTITUCION		205 462	16,63	3 416 834,59	2 444 131,00
TUMBES	MAK1	8 791	19,87	174 675,70	124 940,11
TUMBES	MAK2	8 929	19,87	177 417,92	128 910,84
CONTRATO CNP		21 418	18,20	389 814,91	278 842,50
VENTANILLA	TG-3	160 279	18,41	2 950 740,08	2 110 724,15
VENTANILLA	TG-4	161 121	18,41	2 966 238,20	2 121 810,27
SAN NICOLAS	TV-1	18 327	19,81	363 059,58	259 703,87
SAN NICOLAS	TV-2	18 714	19,81	370 714,45	265 179,55
SAN NICOLAS	TV-3	25 241	19,81	500 027,08	357 679,50
SAN NICOLAS	CUMMINS	1 187	19,81	23 511,39	16 818,17

Ingreso Garantizado por potencia Firme (S./): 45 790 567,63 (1)
 Ingreso Garantizado Preliminar Total (S./): 64 014 079,41
 Factor de Ajuste del Ingreso Garantizado: 0,71532

(1) De Cuadro N° 5.

(*) Se transfiere Gallito Ciego de CNP a Electroperú

- El Precio de Potencia Garantizado es igual al Precio de Potencia en Barra (sin incluir peajes) multiplicado por el factor de ajuste del Ingreso Garantizado. Inicialmente el factor de ajuste del Ingreso Garantizado será igual a 1,0

- Factor de Ajuste del Ingreso Garantizado = Ingreso Garantizado Preliminar Total / Ingreso Garantizado por Potencia Firme

Central	Unidad	Potencia Firme Remunerable* (*) (kW)	Precio de Potencia Garantizado (S./kW-mes)	Ingreso Garantizado Preliminar (S./)	Ingreso Garantizado por cada unidad (S./)
CHARCANI 1		1 173	16,69	19 578,10	14 004,61
CHARCANI 2		593	16,69	9 904,22	7 084,69
CHARCANI 3		-	16,69	-	-
CHARCANI 4		14 504	16,55	240 046,88	171 710,39
CHARCANI 5		137 053	15,99	2 191 476,38	1 567 607,44
CHARCANI 6		8 625	16,50	143 094,11	118 308,95
MOLLENDO	MIRLESS 1	10 116	16,35	165 392,98	118 308,95
MOLLENDO	MIRLESS 2	10 288	16,35	167 875,00	120 084,39
MOLLENDO	MIRLESS 3	10 212	16,35	166 972,45	119 438,78
MOLLENDO	TGM1	25 752	16,35	421 041,34	301 179,40
MOLLENDO	TGM2	5 299	16,35	86 645,16	61 079,04
CHILINA	TV2	7 011	16,81	117 849,24	84 269,95
CHILINA	TV3	9 881	16,81	166 102,47	118 816,46
CHILINA	C. COMBINADO	18 962	16,81	318 746,70	228 008,12
CHILINA	SULZER1	5 189	16,81	87 228,99	62 395,24
CHILINA	SULZER2	5 161	16,81	86 763,02	62 063,35
HERCA		649	15,18	9 846,12	7 043,13
DOLORESPATA	ALCO 1	1 670	14,12	23 578,46	16 866,15
DOLORESPATA	ALCO 2	1 697	14,12	23 968,19	17 144,93
DOLORESPATA	GM 1	1 753	14,12	24 747,64	17 702,49
DOLORESPATA	GM 2	1 822	14,12	25 721,95	18 390,44
DOLORESPATA	GM 3	1 711	14,12	24 163,05	17 284,32
DOLORESPATA	SULZER1	386	14,12	5 456,17	3 902,91
DOLORESPATA	SULZER 2	-	14,12	-	-
MACHUPICCHU		88 172	13,09	1 154 164,95	825 597,57
SAN GABAN II		110 597	13,10	1 455 461,00	1 041 120,74
TINTAYA	MAN 1	2 139	15,75	33 690,51	24 099,51
TINTAYA	MAN 2	2 125	15,75	33 473,15	23 944,02
TINTAYA	MAN 3	2 139	15,75	33 690,51	24 099,51
TINTAYA	MAN 4	2 111	15,75	33 255,79	23 788,54
TINTAYA	MAN 5	2 125	15,75	33 473,15	23 944,02
TINTAYA	MAN 6	2 180	15,75	34 342,59	24 565,95
TINTAYA	MAN 7	2 139	15,75	33 690,51	24 099,51
TINTAYA	MAN 8	2 098	15,75	33 038,44	23 633,06
BELLAVISTA	MAN 1	1 753	16,78	29 406,73	21 037,37
BELLAVISTA	MAN 2	1 780	16,78	29 872,87	21 368,67
BELLAVISTA	DEUTZ 2	304	16,78	5 094,60	3 644,27
BELLAVISTA	ALCO	1 766	16,78	29 641,30	21 203,02
SAN RAFAEL	SULZER 1	-	14,76	-	-
SAN RAFAEL	SULZER 2	-	14,76	-	-
SAN RAFAEL	SULZER 3	-	14,76	-	-
SAN RAFAEL	SULZER 4	-	14,76	-	-
SAN RAFAEL	SULZER 5	-	14,76	-	-
SAN RAFAEL	SULZER 6	-	14,76	-	-
SAN RAFAEL	SULZER 7	-	14,76	-	-
TAPARACHI	SKODA 1	373	16,32	6 081,06	4 349,91
TAPARACHI	SKODA 2	-	16,32	-	-
TAPARACHI	MAN 1	800	16,32	13 063,02	9 344,24
TAPARACHI	MAN 3	1 780	16,32	29 053,95	20 782,88
TAPARACHI	MAN 4	1 849	16,32	30 180,07	21 588,42
ARICOTA 1		13 166	16,31	214 732,45	153 602,47
ARICOTA 2		6 776	16,42	111 262,80	79 588,54
CALANA	WARTSILA 1	6 058	17,30	104 810,78	74 973,28
CALANA	WARTSILA 2	6 127	17,30	106 004,53	75 827,19
CALANA	WARTSILA 3	6 265	17,30	108 392,02	77 535,01
CALANA	WARTSILA 4	6 210	17,30	107 437,02	76 851,88
MOQUEGUA	CKD 1	400	17,92	7 171,85	5 130,17
MOQUEGUA	CKD 2	400	17,92	7 171,85	5 130,17
ILO	TV2	22 396	17,02	381 218,02	272 692,97
ILO	TV3	65 359	17,02	1 112 414,38	795 732,54
ILO	TV4	58 183	17,02	990 274,29	708 363,26
ILO	TURBOGAS 1	-	17,02	-	-
ILO	TURBOGAS 2	20 839	17,02	354 676,04	253 706,96
ILO	CATKATO	3 326	17,02	56 607,24	40 492,30
ILO	TVC1	134 555	15,75	2 119 241,84	1 515 936,62
TOTAL		3 774 680		64 014 079,41	45 790 567,63

Ingreso Garantizado por Potencia Firme por empresas

Empresa Generadora	Ingreso Garantizado por Potencia Firme (S./)	Potencia Firme Remunerable Asociada (kW)
TERMOSELVA	1 910 848,26	153 172
CAHUA	497 223,85	39 801
CNP ENERGIA	225 982,73	16 795
EDEGEL	10 509 956,78	834 503
EEPSA	1 220 417,22	95 113
EGENOR	4 375 032,03	361 008
ELECTROANOS	2 017 301,49	170 409
ELECTROPERU	10 337 433,13	863 526
ETEVENSA	4 232 534,43	321 400
SHOUGESA	899 381,10	63 469
EGASA	3 139 338,92	269 800
EGEMSA	923 940,92	97 859
SAN GABAN	1 356 613,64	138 060
EGESUR	548 638,70	45 404
ENERSUR	3 586 624,65	304 660
TOTAL	45 790 567,63	3 774 680

BIBLIOGRAFIA

- 1 Ministerio de Energía y Minas. *“Procedimientos Técnicos del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES-SINAC)”*
- 2 James A. Momoh. *“Electric Power System Applications of Optimization -Howard University – Washington DC, 2001*
- 3 Power Technologies, Inc. *“Manual del PSS/E”- Estados Unidos,1998*
- 4 Daniel Cámac Gutiérrez. *“Despeje Simultaneo del Mercado del Potencia a través del Flujo de Potencia Óptimo”*
- 5 R. Ramanathan. *“Optimal Power Flow Applications and Training Requeriments”* IEEe 19996
- 6 James A. Momoh. *“Interior Points Methods and Variants for OPF”*