

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA MECANICA



“PROCEDIMIENTO PARA EL CALCULO DE FACTORES DE INDISPONIBILIDAD DE LAS CENTRALES TERMICAS E HIDRAULICAS”

INFORME DE INGENIERIA

**PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA**

GERARDO ALFREDO MAYO QUISPE

PROMOCION 1993-II

LIMA-PERU

2004

Por su apoyo,

a mis padres y

hermanos.

TABLA DE CONTENIDOS

PROLOGO	1
1 INTRODUCCION	4
1.1 Objetivo	6
1.2 El comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES-SINAC)	8
1.3 Base Legal	11
1.3.1 Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento	11
1.3.2 Resolución de la Comisión de Tarifas de Energía	16
1.4 Cadenas de Markov en tiempo continuo	19
1.5 Curva para Riesgo de Falla para una Central Eléctrica (Curva de la Batea)	22
2 DEFINICIONES	24
2.1 Eventos	24
2.2 Interrupciones	25
2.2.1 Tipos de Interrupciones	25
2.2.2 Clases de Interrupciones	29
2.3 Parámetros y Conceptos	30
2.4 Definición de Disponibilidad	35
2.5 Definición de Indisponibilidad	35
2.5.1 Indisponibilidad Fortuita	37
2.5.2 Indisponibilidad Programada	38
3 INDISPONIBILIDAD DE LAS UNIDADES DE GENERACION TERMICA E HIDRAULICA	39
3.1 Factores de Indisponibilidad Fortuita Mensual para Unidades Térmicas e Hidráulicas	40
3.2 Factores de Indisponibilidad Programada Mensual y Anual para Unidades Térmicas e Hidráulicas	45
3.3 Indisponibilidad de Unidades que Carecen de Información Histórica	49
3.4 Indisponibilidades Parciales	50
3.5 Indisponibilidad por Fuerza Mayor	52
3.6 Valores Referenciales Máximos de Indisponibilidades	54
4 FACTOR DE PRESENCIA DE LAS UNIDADES DE GENERACION	57
4.1 Calculo del Factor de Presencia para Centrales Térmicas	58
4.2 Calculo del Factor de Presencia para Centrales Hidráulicas	59

	IV
5 INCENTIVOS A LA DISPONIBILIDAD	66
5.1 Capacidad Indisponible por Transporte Eléctrico y Abastecimiento de Combustible	68
5.1.1 Capacidad de Transporte Eléctrico	68
5.1.2 Capacidad de Suministro de Combustible	69
5.2 Factor por Falta de Capacidad Garantizada de Transporte Eléctrico y Suministro de Combustible (K)	70
5.3 Utilización del Factor K	73
5.4 Verificación de Operatividad Mediante Pruebas Aleatorias	74
5.4.1 Selección Aleatoria	75
5.4.2 Sobre la Prueba	75
5.4.3 Pruebas por Solicitud de Terceros	76
5.5 Periodicidad y Responsabilidad	77
6 EL EFECTO DEL MANTENIMIENTO Y OPERACION DE LAS CENTRALES ELECTRICAS SOBRE SU DISPONIBILIDAD	79
6.1 Tipos de Mantenimiento	79
6.2 Política de Mantenimiento	81
6.3 Vida Util de las Centrales Eléctricas	82
6.4 Influencia del Fabricante y Usuario	85
7 CALCULO DE LOS FACTORES DE INDISPONIBILIDAD	87
7.1 Central Térmica de Malacas	88
7.1.1 Descripción de la Central Térmica	88
7.1.2 Cálculos de los Factores de Indisponibilidad	90
7.2 Central Hidráulica de Chimay	101
7.2.1 Descripción de la Central Hidroeléctrica	101
7.2.2 Cálculos de los Factores de Indisponibilidad y Presencia	103
CONCLUSIONES	112
BIBLIOGRAFIA	114
ANEXO 1	115
ANEXO 2	116
ANEXO 3	117

PROLOGO

El presente trabajo tiene el objetivo de presentar un sustento técnico aplicando formulación estadística y matemática para calcular los factores de indisponibilidad en todas sus variantes para su aplicación en las unidades térmicas e hidráulicas del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (COES-SINAC).

Desarrollar el sustento matemático de el procedimiento actual aplicado por el COES-SINAC para el calculo de los factores de indisponibilidad en la cual consideran criterios de operación estadísticos, acuerdos y convenciones entre Generadoras dadas por la practica y asumidos por los años de experiencia de la operación para las unidades del Sistema.

Permitir a las autoridades del Sector energía dedicados a la regulación, contar con una herramienta de análisis para perfeccionar los procedimientos respectivos aplicados por el COES-SINAC, ya que estas fueron promulgadas por Resolución Ministerial sin un sustento claro y técnico, con la finalidad de que se castiguen de alguna forma a la indisponibilidad de las centrales eléctricas en su Remuneración por Potencia.

El presente trabajo da cuenta de los fundamentos, metodología y acciones llevadas por los procedimientos de operación y formulación empleada por los fabricantes así como datos estadísticos de otros países y normas internacionales, estructurándose de la siguiente manera:

En el primer capítulo, presentamos los objetivos del presente informe, artículos de la Ley de Concesiones Eléctricas y Resoluciones CTE y Osinerg referidos a la indisponibilidad y además definiciones tales como la teoría de Markov y la curva riesgo-falla aplicables a las centrales eléctricas.

En el segundo capítulo, se describe las definiciones de eventos, interrupciones, tipos y clases de interrupciones, así como de la disponibilidad, indisponibilidad fortuita y programada y además la formulación de parámetros y conceptos utilizados.

En el tercer capítulo, se presenta la formulación de las indisponibilidades para las unidades de generación térmica e hidráulica así como los factores de indisponibilidad fortuita, programada, parciales, por fuerza mayor de unidades que carecen de información histórica y valores referenciales.

En el cuarto capítulo, se presenta la formulación y sustento del cálculo del Factor de Presencia tanto para unidades térmicas e hidráulicas, su aplicación para centrales hidráulicas y casos particulares.

En el quinto capítulo, se presentan los incentivos a la disponibilidad expresados mediante la penalización como resultados del cálculo de la capacidad indisponible por transporte eléctrico y abastecimiento de combustible., Cálculo del factor por falta de capacidad (K), su utilización y su verificación de la disponibilidad de las unidades mediante selección aleatoria y pruebas.

En el sexto capítulo, calculamos los efectos del mantenimiento y operación de las centrales eléctricas sobre su disponibilidad, tipos y políticas de mantenimiento, vida útil de las centrales y la influencia de del fabricante y usuario en la disponibilidad de las unidades.

En el séptimo capítulo, Hacemos uso de la formulación planteada para el cálculo de los factores de indisponibilidad de la Central Térmica de Malacas para sus 4 unidades. La Central Hidráulica de Chimay para sus 2 unidades.

En los capítulos siguientes, se presentan las conclusiones, bibliografía y los anexos; glosario de definiciones, Resoluciones Ministeriales e información estadísticas utilizados en el presente informe.

Finalmente aprovecho la oportunidad para expresar mi especial agradecimiento a la Alta Dirección de ETEVENSA-EEPSA por su apoyo en la elaboración del presente informe, autorizando el uso de información de la empresa y estudios realizados referentes al presente.

1 INTRODUCCION

La electricidad juega un papel vital en nuestras vidas. Muchos aspectos de nuestra sociedad están contruidos alrededor del suministro de la energía eléctrica de nuestro Sistema Eléctrico, y nuestros estilos de vida individuales están influenciados por el uso de la electricidad. La sociedad ha llegado a depender fuertemente de la electricidad disponible cuando ellos lo necesitan. Las Empresas de Servicios Públicos de electricidad reconocen esa dependencia y han respondido construyendo, desarrollando y operando sistemas eléctricos que entregan energía con alta confiabilidad.

Una de las característica más significativa de las unidades generadoras es la "*Disponibilidad*", que es un término que describe la disposición de una unidad para generar electricidad, aún cuando esta no pueda estar en operación en el mismo instante. Las unidades generadoras están indisponibles debido a ser forzadas ha

estar fuera de servicio (causa fortuita) o ser programadas a estar fuera de servicio (por mantenimiento). Las interrupciones forzadas de la generación pueden ocurrir en cualquier tiempo y su naturaleza al azar los hace de mayor relevancia que las interrupciones por mantenimiento, Se define también la disponibilidad como la probabilidad de encontrar la unidad funcionando en un instante dado.

Otra de las características de las unidades de generación es la "Confiabilidad", termino que se define como la probabilidad de que cumpla adecuadamente su función por un periodo de tiempo determinado bajo las condiciones normales de operación. En sistemas eléctricos de potencia, se denomina confiabilidad a la probabilidad del sistema de proveer un suministro adecuado de energía eléctrica.

Para las Unidades de Generación eléctrica, su operación no esta acotada en el tiempo, sino que es continua. Estos pueden fallar y repararse para seguir operando, por lo tanto presentan tolerancia a la falla. Para estos sistemas, suele utilizarse el termino de disponibilidad mas que confiabilidad.

La confiabilidad en un Sistema Eléctrico, es el grado al cual el rendimiento de los elementos del sistema entregada a los consumidores, esta dentro de los estándares aceptados y en la cantidad deseada. El grado de confiabilidad puede ser medido por

la frecuencia, duración y magnitud (cuan a menudo, cuan largo y cuan grande) con respecto a los efectos adversos a la continuidad del suministro de energía eléctrica a los consumidores y puede ser estudiada considerando dos aspectos básicos y funcionales los cuales son Suficiencia y Seguridad:

1.- Suficiencia: es la habilidad de un sistema eléctrico en suministrar la energía eléctrica a los consumidores en la calidad y la continuidad del servicio entregado, tomando en cuenta las interrupciones programadas y no programadas de los componentes del sistema.

2.- Seguridad: es la habilidad de un sistema eléctrico para soportar perturbaciones inesperadas tales como cortocircuitos eléctricos o pérdida no anticipada de componentes del sistema.

1.1 Objetivo

El presente trabajo tiene el objetivo de presentar un sustento técnico aplicando formulación estadística y matemática para calcular los factores de indisponibilidad en todas sus variantes para su aplicación en las unidades térmicas e hidráulicas del COES-SINAC.

Además someter a un exhaustivo análisis del procedimiento N° 25 actual que aplica el COES-SINAC, analizando sus debilidades, fortalezas y practicidad, resultados que permitirán proponer los ajustes necesarios al procediendo actual para que este sea mas equitativa, se muestran en el Capitulo VII correspondiente al presente informe dos ejemplos de calculo, para una Central Térmica y una Central Hidráulica.

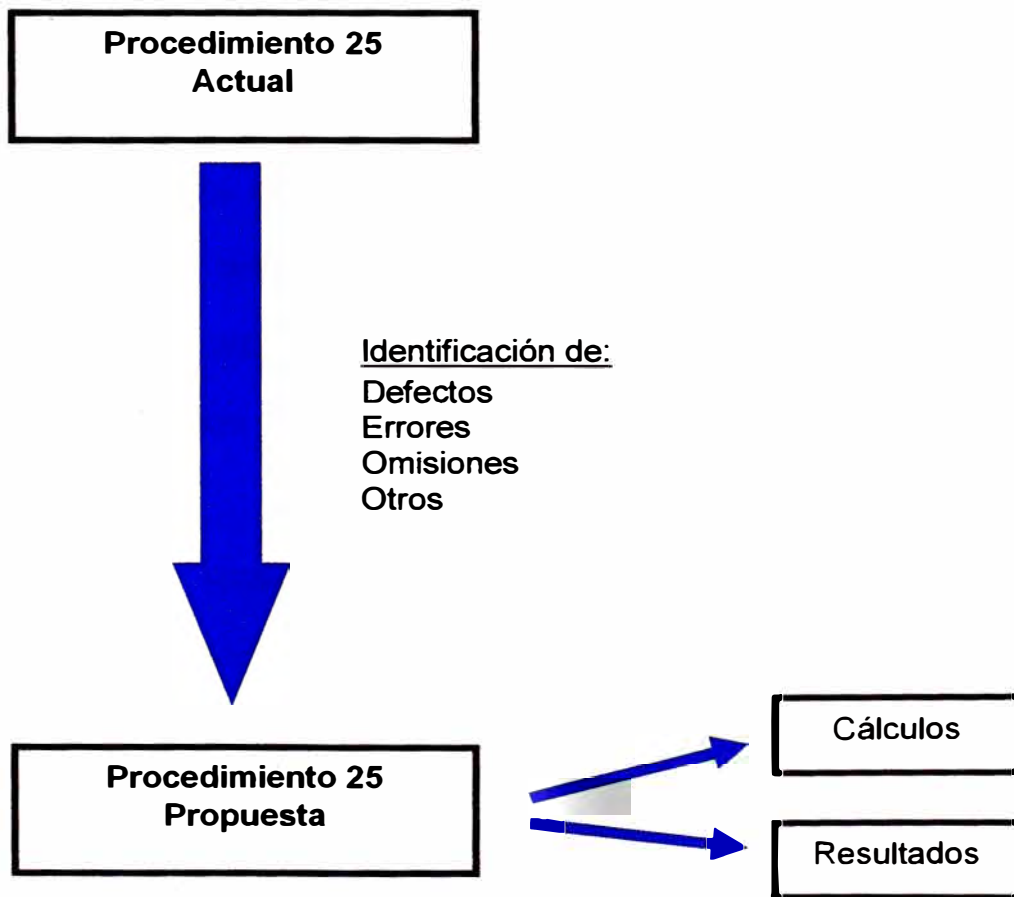


Figura 1.1

1.2 El Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES-SINAC)

El COES-SINAC es un organismo técnico creado por la Ley de Concesiones Eléctricas y está integrado por las empresas de generación y transmisión de un Sistema Interconectado.

Su finalidad es coordinar la operación del Sistema Interconectado al mínimo costo, garantizando la seguridad del abastecimiento continuo de energía eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, con independencia de la propiedad de las instalaciones y de los compromisos comerciales particulares y la calidad de los servicios eléctricos .

La continuidad del suministro eléctrico, la operación económica de las unidades generadoras y la calidad de los servicios eléctricos, en dicho orden de prioridad, son las premisas más importantes de la actividad del sector eléctrico.

Las Funciones del COES-SINAC son:

- Programación de la operación del sistema interconectado y la coordinación de la operación en tiempo real.
- Evaluación de la operación del sistema, considerando el Programa de Operación emitido por el COES.

- Registro de información histórica sobre la operación del Sistema Interconectado, Valorización de las Transferencias de Energía y Potencia.
- Elaboración de los Estudios para la Fijación de Tarifas en Barras, para su propuesta a la Comisión de Tarifas de Energía (CTE) y otros.
- Otras funciones referidas a la operación en tiempo real y calidad del servicio, establecidas por Normas Técnicas emitidas por el Ministerio de Energía y Minas (MEM).

Programación de la Operación

Busca optimizar la utilización de los recursos energéticos disponibles para atender la demanda de electricidad al mínimo costo, cumpliendo con requerimientos de seguridad y calidad.

Considera distintos horizontes temporales: Mediano Plazo, para períodos anuales y mensuales; y Corto Plazo para períodos semanales y diarios, así como la reprogramación en tiempo real.

Supone la coordinación y aprobación de programas de mantenimiento. Considera costos variables y restricciones operativas de generadores termoeléctricos, así como las características y restricciones propias de sistemas hidroeléctricos y de la red eléctrica.

Requiere proyección de la demanda y del aporte de centrales hidroeléctricas de pasada. (carácter aleatorio) y la aplicación de modelos matemáticos y herramientas computacionales avanzadas.

Coordinación de la Operación del Sistema

Garantizar la necesaria coordinación para la operación interconectada de centrales y sistemas de transmisión pertenecientes a diferentes empresas, con el objeto de lograr una operación eficiente y segura.

Los objetivos básicos que deben ser cumplidos por el COES-SINAC en la coordinación de la operación, son los siguientes:

- Preservar la Seguridad de Servicio del Sistema Eléctrico.
- Garantizar la Operación a mínimo Costo para el Conjunto de la Instalaciones de Generación y Transmisión del Sistema.
- Facilitar el uso compartido de los Sistemas de Transmisión por parte de las diversas Empresas Generadoras, mediante el pago de los peajes necesarios para cubrir el costo eficiente de dichos sistemas.
- Calcular las transferencias de Energía y Potencia entre los integrantes del COES de acuerdo a los costos marginales del sistema.
- Cabe indicar que la normativa de los COES establece condiciones de equidad para la comercialización de energía por parte de las empresas generadoras interconectadas, sin discriminar por tamaño.

Para el cumplimiento de los objetivos señalados, el COES-SINAC planifica la operación del sistema eléctrico a largo plazo (4 años), mediano plazo (semanal) y corto plazo (diario), y programa la operación del día siguiente. Además calcula los costos marginales que se deriven de la planificación y programación de la operación del sistema. Asimismo coordina la mantenimiento preventiva mayor de las unidades generadora.

1.3 Base Legal

1.3.1 Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento

Decreto Ley de N° 25844 Ley de Concesiones Eléctricas “LCE” (publicado el 19.11.1992) en su artículo 41° y el Decreto Supremo N° 009-93-EM Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas “Reglamento RLCE” (publicado el 25.02.1993) en los artículos 110°, 112° y 103° y sus modificatorias.

El Art. 110° del RLCE en su inciso c) establecen los criterios que se deben considerar para calcular la indisponibilidad de las unidades de generación, señalando entre ellos:

- Información estadística de indisponibilidades programadas y no programadas.
- Duración de las indisponibilidades no programadas.

- Indisponibilidades parciales originadas por restricción de la potencia efectiva de las unidades de generación.
- Valores máximos de indisponibilidades programadas y no programadas.
- Capacidad de transporte eléctrico.
- Capacidad de combustible garantizado para las centrales térmicas.

El Art. 41° de la LCE establece que una de las funciones básicas de un Comité de Operación Económica del Sistema – COES, es la de *“c) calcular la potencia y energía firme de las unidades generadoras de acuerdo al procedimiento que establece la presente Ley y el Reglamento.”*

De conformidad con la definición de la Ley de Concesiones Eléctricas, Potencia Firme *“es la potencia que puede suministrar cada unidad generadora con alta seguridad de acuerdo a lo que define el Reglamento.”*

Los generadores ponen al servicio del sistema la potencia efectiva de las unidades de generación y son remuneradas en función de la potencia que pueden suministrar con alta seguridad (potencia firme). El suministro comprende puesta a disposición y la capacidad de entregar dicha potencia al sistema según las necesidades de la operación económica.

La potencia que deberá ser suministrada por el generador al Sistema en cada momento será determinada por el COES según la operación económica del sistema, teniendo como límite su potencia efectiva. El

generador tiene la obligación de mantener a disposición del sistema la potencia efectiva de sus unidades para cuando el COES lo requiera. Este es el concepto de indisponibilidad que se desprende del Artículo 110° del RLCE y que es consistente con la remuneración de potencia.

La existencia de una maquina en perfectas condiciones, sin posibilidad o garantía de poder entregar su potencia al sistema no otorga ninguna seguridad al sistema eléctrico. De ahí que los generadores son remunerados por la potencia firme de sus unidades, esto es, por aquella potencia que puedan suministrar con alta seguridad al sistema, correspondiendo al COES determinarla.

Cálculo de la Potencia Firme Térmica

La Potencia Firme de una Central Térmica (PF_{CT}) será igual al producto de su Potencia Efectiva (PE) por uno menos su factor de Indisponibilidad Fortuita (IF):

$$PF_{CT} = PE * (1-IF) \quad (1.1)$$

Donde:

IF = Indisponibilidad Fortuita

PE = Potencia Efectiva

Potencia Efectiva Térmica (PE): Es la Máxima potencia continua entregada por dicha central o unidad, correspondiente a bornes de

generación cuando opera a condiciones de potencia efectiva y máxima carga. Para determinarla se seguirá los siguientes pasos:

- Medir la potencia de la unidad a la Potencia efectiva Declarada por la Empresa Generadora durante 5 horas consecutivas.
- Llevar dicha potencia a Condiciones de Potencia Efectiva ya sea empleando las curvas de ajuste originales de la unidad o, en su defecto, las de unidades similares o, en su defecto, aquellas contenidas en la Norma Técnica de Referencia o, en caso de inaplicabilidad, mediante cálculo teórico.
- La potencia obtenida en el último se considerará la potencia efectiva de la unidad.

Cálculo de la Potencia Firme Hidráulica

La Potencia Firme de una Central Hidráulica (PF_{CH}) será igual al producto de la Potencia Garantizada (PG) por el Factor de Presencia de la Central Hidráulica (FP).

$$PF_{CH} = PG * FP$$

(1.2)

Donde:

FP = Factor de Presencia

PG = Potencia Garantizada

$PG = PG_{HorasRegulacion} + PG_{HorasPunta}$

$PG \leq P_{efectiva}$

Potencia garantizada Hidráulica (PG): Suma de la Potencia Garantizada como una central de pasada más la Potencia Garantizada por los reservorios horarios y reservorios estacionales con capacidad de regulación horaria. La Potencia Garantizada no debe superar la Potencia Efectiva de la Central.

La Potencia Garantizada es determinada a partir de la operación óptima de la central eléctrica durante las horas de regulación del periodo de los 6 meses mas críticos de la oferta hidráulica para la probabilidad de excedencia dada y Se desagrega en:

Potencia garantizada como central de pasada: Es igual a la energía de pasada durante las horas de regulación dividida por las horas de regulación.

Potencia garantizada con el reservorio de regulación horario: Cociente de la energía regulada con el reservorio de regulación horario y las horas de regulación prefijadas para el período de evaluación.

La Potencia Efectiva de una central hidroeléctrica es la potencia continua entregada por dicha central cuando opera a Condiciones de Potencia Efectiva.

Premisas para la determinación de potencia efectiva

La Potencia Efectiva de una Central Hidroeléctrica está acotada por la capacidad electromecánica de las unidades, por la capacidad hidráulica del sistema de captación y conducción de agua y por la altura neta, la que puede ser sensiblemente variable en el caso de que sea alimentada directamente desde un embalse o reservorio.

1.3.2 Resolución de la Comisión de Tarifas de Energía

Según la Resolución CTE 028-2000 en su análisis de las cuestiones de discusión sobre el recurso de reconsideración presentada interpuesto por el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Centro – Norte (COES-SINAC) contra la Resolución N° 019-2000 P/CTE, que fijó la Tasa de Indisponibilidad Fortuita (TIF) de la unidad de punta, a que se refiere el inciso c) del artículo 126° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas;

$$\boxed{TIF = \frac{HIF}{HP}} \quad (1.3)$$

En su análisis de la cuestión de discusión sostiene que:

- Que, para la fijación del TIF la CTE ha utilizado un valor igual al que corresponde al "Forced Outage Factor" (FOF) de acuerdo con las últimas estadísticas del NERC. Al respecto, en la versión definitiva del Informe SEG/CTE N° 029-2000 se señala explícitamente que el parámetro utilizado por la CTE corresponde al Factor de Desconexión

Forzada ("Forced Outage Factor", FOF) conforme lo define el NERC en la última versión de su documento "Generating Unit Statistical Brochure", el cual contiene datos estadísticos de disponibilidad de generación para el periodo 1995-1999 y publicado en octubre del 2000;

- Que, el argumento principal del COES-SINAC por el que sostiene que el parámetro que se debe utilizar para la determinación del TIF es el concepto conocido como Tasa de Salida Forzada ("Forced Outage Rate", FOR) sobre la base de que el mismo representa la probabilidad de falla de la unidad es incompleto por cuanto no reconoce que el FOF también representa una probabilidad de falla. El referirse únicamente a probabilidad de falla sin ser más específico puede originar confusión sobre el fondo del problema, lo cual es necesario evitar;

$$\text{FOR} = \frac{\text{FOH}}{(\text{FOH} + \text{HS})} \quad (1.4)$$

- Que, en realidad el FOR intenta representar la probabilidad de que la unidad en evaluación sea llamada para el servicio y que la misma no se encuentre disponible. Las estadísticas llevadas por organismos internacionales desde hace muchos años han reconocido que un estimador adecuado para evaluar esta probabilidad ha sido el parámetro denominado FOR con la definición contenida en la fórmula (1.4) señalada anteriormente y que esto es satisfactorio para

unidades que operan por lo general de manera permanente, es decir en la base del diagrama de carga;

- Que, sin embargo, también ha sido reconocido que al tratarse de unidades que operan únicamente durante algunas horas del día por ser unidades de punta, este estimador es manifiestamente inadecuado para representar la probabilidad de falla de la unidad, cuando ésta es llamada para el servicio y no se encuentra disponible. Por este motivo se ha visto la necesidad de introducir correctores a la fórmula (1.4) a fin de incorporar el ciclo de operación de la máquina. Una aplicación directa de la fórmula (1.4) a los datos estadísticos para determinar el FOR de las unidades de punta produce valores que son del orden de 30% para unidades mayores a 50 MW, lo cual resulta absurdo. Los correctores mencionados incorporan el ciclo de uso diario de la máquina y reducen los valores anteriores a valores más razonables;
- Que, desde el punto de vista de probabilidad de falla, el FOF representa un estimador de la probabilidad de que en un instante cualquiera durante la vida útil de la máquina la misma no se encuentre disponible, ya sea que haya o no sido llamada para prestar servicio. En este sentido el FOF representa un estimador de la probabilidad de falla de una unidad. Y no es posible sostener que uno de los estimadores FOR o FOF es mejor que el otro para los fines de su aplicación en el cálculo del TIF. Desde el punto de vista técnico se

considera que la solución del problema de establecer cuál es el parámetro que mejor representa el TIF pasa por consideraciones de carácter económico antes que probabilísticas. Además, el FOF tiene una definición igual a la que se la Comisión ha determinado para el TIF, es decir:

$$\boxed{\text{FOF} = \frac{\text{FOH}}{\text{HP}}} \Leftrightarrow \boxed{\text{TIF} = \frac{\text{HIF}}{\text{HP}}} \quad (1.5)$$

1.4 Cadenas de Markov en tiempo continuo

Las cadenas de Markov se han utilizado para describir sistemas con un número finito y discreto de estados, y que están funcionando de forma continua en el tiempo. Un sistema generación-transmisión cumple con tales características, ya que está funcionando continuamente en el tiempo, y se pueden modelar dos estados del mismo: estado disponible (operación) y estado indisponible (averiado). Entre los dos estados que puede tener el sistema, se definen las tasas de transición. En el caso de un sistema analizado, las tasas de transición de un estado a otro son: tasa de falla del sistema λ y tasa de reparación del sistema μ , en la figura siguiente está representada una cadena continua de Markov con dos estados, disponible e indisponible, y dos tasas de transición λ y μ . Estas se definen como:

$$\lambda = \frac{\text{N}^\circ \text{ de fallas del sistema durante el periodo considerado}}{\text{Tiempo total durante el cual el sistema estaba propenso a fallar}}$$

$$\mu = \frac{\text{N}^\circ \text{ de reparaciones del sistema durante el periodo considerado}}{\text{Tiempo total durante el cual el sistema estaba propenso a fallar}}$$

Cadena de Markov de un sistema con dos estados:

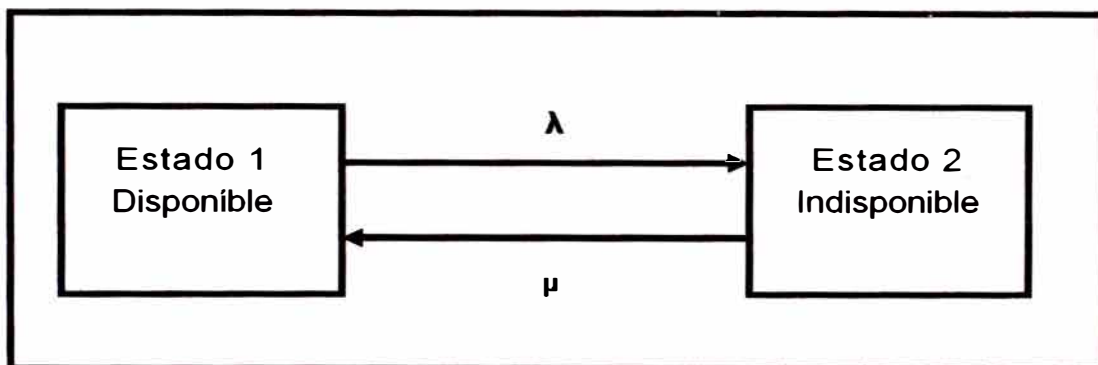


Figura 1.2

Si además las tasas de transición entre estados son constantes en el tiempo, se denomina un proceso estático de Markov. El que la tasa de transición entre los estados sea constante quiere decir que la probabilidad de que el sistema pase de un estado a otro es independiente del tiempo que lleve funcionando o que lleve fuera de servicio. Esta suposición es válida si el sistema se encuentra en un periodo de vida útil del mismo. Es habitual que los sistemas tengan una tasa de falla con respecto al tiempo de la forma de la “curva de la batea”.

Por lo tanto como el proceso a una cadena de Markov, las funciones de densidad de los tiempos de permanencia en los estados de disponibilidad e indisponibilidad del sistema obedecen a una distribución exponencial:

$$f_1(t) = \lambda e^{-\lambda t}, \quad t \geq 0$$

$$f_2(t) = \mu e^{-\mu t}, \quad t \geq 0$$

donde $f_1(t)$ es la función de densidad del tiempo de permanencia en el estado disponible, $f_2(t)$ es la función de densidad del tiempo de permanencia en el estado indisponible y t indica el tiempo transcurrido desde el instante en que se inicia la medición hasta que se produce un cambio de estado. Con las funciones de densidad, las probabilidades de encontrar el sistema en un estado u otro en un instante dado son:

$$P_{11}(t) = P(x(t) = 1 / x(0) = 1) = \frac{\mu}{\lambda + \mu} + \frac{\lambda e^{-(\lambda + \mu)t}}{\lambda + \mu}$$

$$P_{12}(t) = P(x(t) = 2 / x(0) = 1) = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} - \frac{\lambda e^{-(\lambda + \mu)t}}{\lambda + \mu}$$

Donde t es el tiempo y el sistema estaba en estado disponible en el límite inicial. Las probabilidades límite de los estados (estado estacionario) son iguales a:

$$P_1 = \frac{\mu}{\lambda + \mu} \tag{1.6}$$

$$P_2 = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \tag{1.7}$$

P_1 y P_2 son las probabilidades estacionarias de encontrar el sistema en estado disponible e indisponible respectivamente, y suelen llamarse disponibilidad e indisponibilidad del sistema. En el caso de las distribuciones

exponenciales, el tiempo medio de falla o MTTF es la inversa de la tasa de fallas y el tiempo medio de reparación o MTTR es la inversa de la tasa de reparación :

$$MTTF = m = \frac{1}{\lambda} \qquad MTTR = r = \frac{1}{\mu}$$

Finalmente se obtienen los siguientes expresiones para la disponibilidad y la indisponibilidad:

$$P_1 = \frac{m}{m+r} \qquad (1.8)$$

$$P_2 = \frac{r}{m+r} \qquad (1.9)$$

1.5 Curva para Riesgo de Falla para una Central Eléctrica (Curva de la Batea)

En el caso de una Central Eléctrica, el interés se centra en primer lugar en el rendimiento operativo durante la duración del servicio desde el momento de la puesta en operación. Esto refleja el rendimiento de los componentes más importantes y, tiene la tendencia representado mediante la "Curva de la Batea", en la cual se observa 3 regiones distintas:

- **El primer periodo (mortalidad infantil):** Son valores bien altos decreciendo rápidamente, esto se debe a las precoces fallas de muchos elementos que presentan defectos de instalación o deficiencias en la fabricación.

- **El segundo periodo (vida útil):** es conocido como periodo de funcionamiento normal, caracterizado por un valor aproximadamente constante de fallas, donde las mismas aparecen en forma aleatoria.
- **El tercer periodo (envejecimiento):** en donde los fenómenos físicos y químicos provocan la degradación de la calidad de los elementos, obsérvese un rápido crecimiento de la tasa de falla en el tiempo, donde las fallas se multiplican y la tasa de falla crece.

Es por lo tanto aceptable considerar que las componentes de la unidad de generación se encuentran en el periodo de vida útil, sobre todo teniendo en cuenta la larga duración de la vida de la misma.

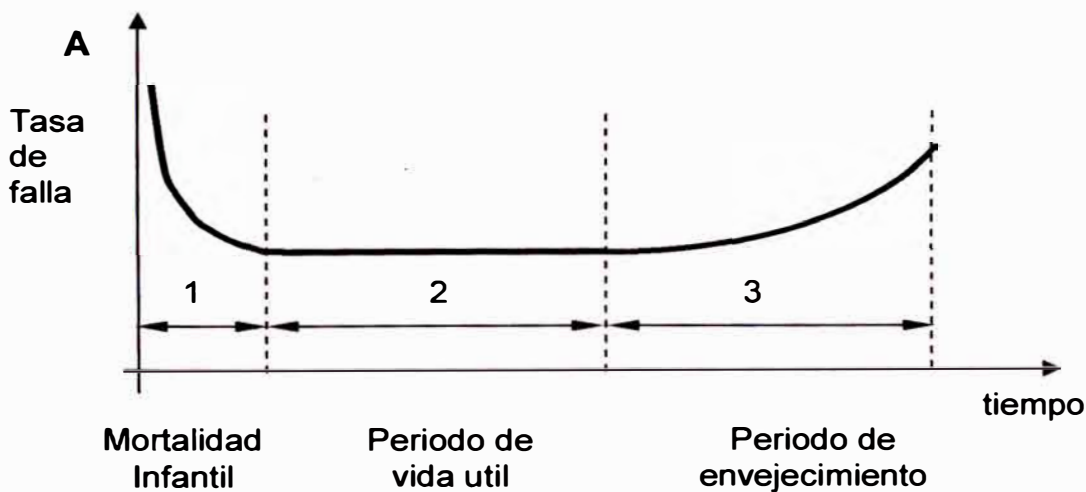


Figura 1.3

Donde:

A =	Frecuencia de falla
t =	Tiempo (vida útil de la unidad)
1 =	Fase de puesta en marcha (altos al inicio y disminuyendo en el tiempo)
2 =	Fase operativa (periodo estable)
3 =	Fase final (incrementando de fallas por envejecimiento)

2 DEFINICIONES

2.1 Eventos

Un evento se define como la ocurrencia del cambio de un estado de operación o capacidad de generación de una central eléctrica en cualquier instante de tiempo, estas se clasifican en:

- Interrupciones.
- Reducción de la capacidad de generación.
- Paralización por reserva fría.

La data estadística de los eventos, suministra la información necesaria para evaluar la disponibilidad de la central eléctrica, estas son útiles especialmente para realizar el análisis de operación y mantenimiento.

Para el presente informe estudiaremos las interrupciones como eventos a ocurrir en la operación de unidades de generación.

2.2 Interrupciones

La interrupción existe cuando una unidad eléctrica no está operativa en el sistema y la unidad no se encuentre en un estado de Reserva Fría. Una interrupción empieza cuando la unidad está desconectada del sistema o cuando se va de un estado de operación a otro (por ejemplo, va desde el estado de reserva fría a una interrupción por mantenimiento). La interrupción finaliza cuando la unidad está sincronizada al sistema o se va a otro estado de operación.

2.2.1 Tipos de Interrupciones

Las interrupciones se clasifican en 7 tipos distintos:

1.- Interrupción Planificada (PO)

Es una interrupción que está programada por adelantado y es de una duración predeterminada, por un periodo mayor de una semana, y ocurre solo una vez o dos veces al año (mantenimiento mayor).

2.- Interrupción por Mantenimiento (MO)

Es una interrupción que puede ser diferida más allá del término de la siguiente programación semanal, pero requiere que la unidad sea retirada de servicio, esta pase a otro estado de interrupción, o estado de Reserva fría antes de la Interrupción Planificada (PO). Un MO puede ocurrir en cualquier tiempo durante el año, tiene una fecha de inicio flexible, puede o no puede tener una duración predeterminada, y es generalmente mucho más corto que un PO.

3.- Interrupción Programada Extendida (SE)

Una extensión de una Interrupción Planificada (PO) o una Interrupción de Mantenimiento (MO) más allá de su fecha estimada de terminación, se usa el SE solamente en esas instancias donde el ámbito de trabajo requiera más tiempo para completar lo originalmente programado. No se usa el SE en aquellas instancias donde los problemas inesperados o tardanzas fuera del ámbito del trabajo colocan a la unidad fuera de servicio más allá de la fecha de culminación estimada del PO o MO.

4.- Falla de Puesta en Marcha (SF)

Una interrupción que resulta cuando una unidad es incapaz de sincronizar dentro de un tiempo de puesta en marcha especificada después de una interrupción o estado de reserva fría. El período de puesta en marcha para cada unidad está predeterminada y depende de la condición de la unidad en el tiempo de puesta en marcha. Un período

de puesta en marcha se inicia desde el arranque y termina cuando la unidad está sincronizada.

5.- Interrupción No Planificada – Inmediato (U1)

Una interrupción que requiere el retiro inmediato de la unidad del servicio, a otro Estado de Interrupción, o un estado de Reserva Fría. Este tipo de interrupción generalmente resulta de disparos de sistemas de control y disparos iniciados por operador en respuesta a alguna alarma de la unidad.

6.- Interrupción No Planificada – Retardada (U2)

Una interrupción que no requiere inmediato el retiro de una unidad del estado de servicio pero requiere retiro dentro de algunas horas. Este tipo de interrupción puede ocurrir solamente mientras la unidad está en servicio.

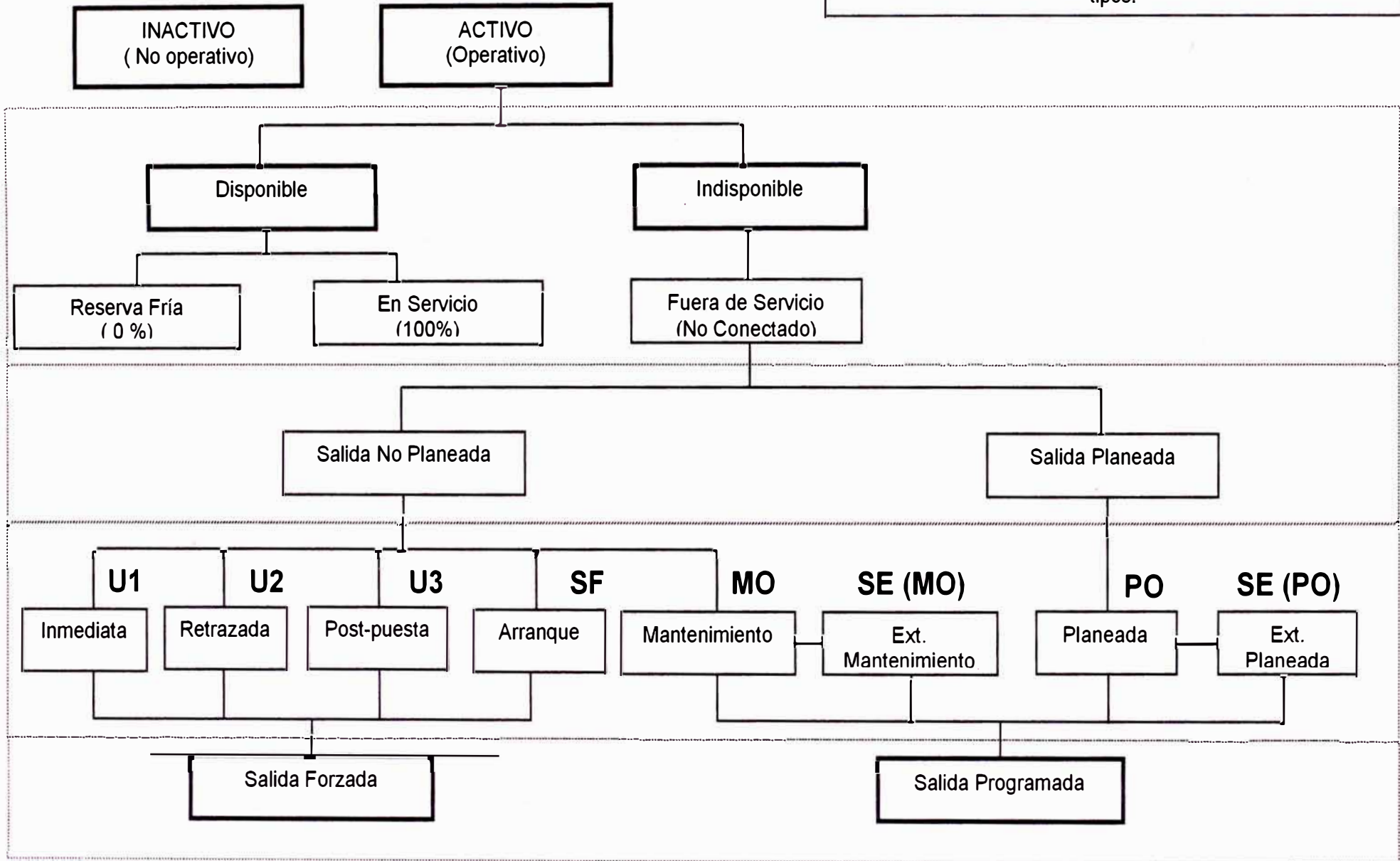
7.- Interrupción No Planificada – Pospuesta (U3)

Una interrupción que puede ser pospuesta más allá de algunas horas pero requiere que una unidad sea retirada del estado de servicio antes de la siguiente programación semanal. Este tipo de interrupción solo puede ocurrir mientras la unidad está en servicio.

Figura 2.1

Diagrama de estados de Operación de una Central:

Salida:
Existe cuando una unidad no es sincronizada al sistema y no esta en estado de reserva. El evento de salida se divide en 7 tipos:



2.2.2 Clases de Interrupciones

Las clases de interrupciones en la continuidad del suministro eléctrico con respecto al servicio que entrega a los consumidores, son 2 se definen como:

1. Interrupción a un número pequeño de consumidores: es la clase más común de interrupción, y ocurre debido a problemas en el sistema de distribución eléctrica local. En muchos casos, estos incidentes pueden estar relacionados al clima, el número de consumidores afectado es pequeño pero el efecto en un cliente puede ser algunas veces severo, y la extensión es local. Consecuentemente, la minimización de estas interrupciones y la reposición del servicio eléctrico pueden ser realizados en forma local.
2. Interrupción a un numero grande de consumidores: es la clase de interrupción de suministro de energía que puede estar clasificado como infrecuente pero que afecta a una mayor área de suministro y a muchos consumidores. En muchos casos, estas interrupciones son multiplicadas o empeoradas por otros eventos ocurridos a grandes distancias. A menudo están asociados con un conjunto de circunstancias no comunes tales como un clima inusual severo, generadores o líneas de transmisión que están fuera de servicio por fallas.

2.3 Parámetros y Conceptos

Las siguientes definiciones y gráficos, resumen los parámetros y conceptos empleados para el análisis y el cálculo de las formulaciones de la disponibilidad y confiabilidad de las Centrales Eléctricas, estas son:

1.- Operación:

Los conceptos de tiempo de operación y tiempo de paralización en la disponibilidad de una central, están referidos a un periodo de control continuo que se representa como:

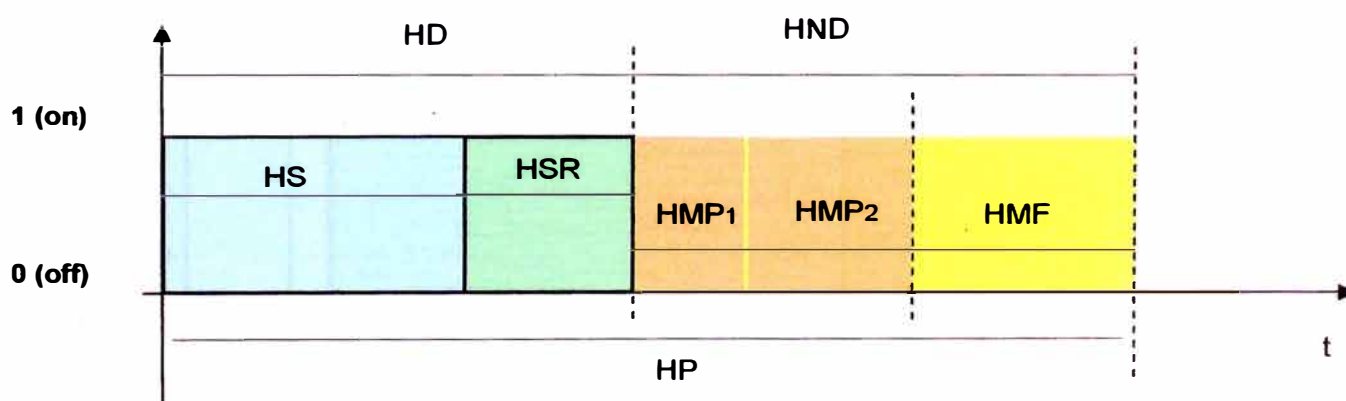


Figura 2.2

Donde:

$$HP = HD + HND = HS + HSR + HMP_1 + HMP_2 + HMF$$

$$HD = HS + HSR$$

$$HND = HMP_1 + HMP_2 + HMF$$

HP	Horas del período de control, (periodo de punta para la Indisponibilidad Fortuita y Programada)
HS =	Horas de Servicio

HSR =	Horas de paralización de reserva (reserva fría)
HD =	Horas Disponibles
HND =	Horas No Disponibles (paralización)
HMP ₁ =	Horas de paralización planificada (revisión, trabajos más grandes de mantenimiento)
HMP ₂ =	Horas de paralización de mantenimiento pequeños de (trabajo planificado).
HMF =	Horas de paralización forzosa como un resultado de fallas o averías y las reparaciones subsecuentes.

2.- Capacidad:

Tenemos en forma grafica la representación de las diferentes condiciones de capacidad referidas a la energía disponible en función del tiempo de operación de una central:

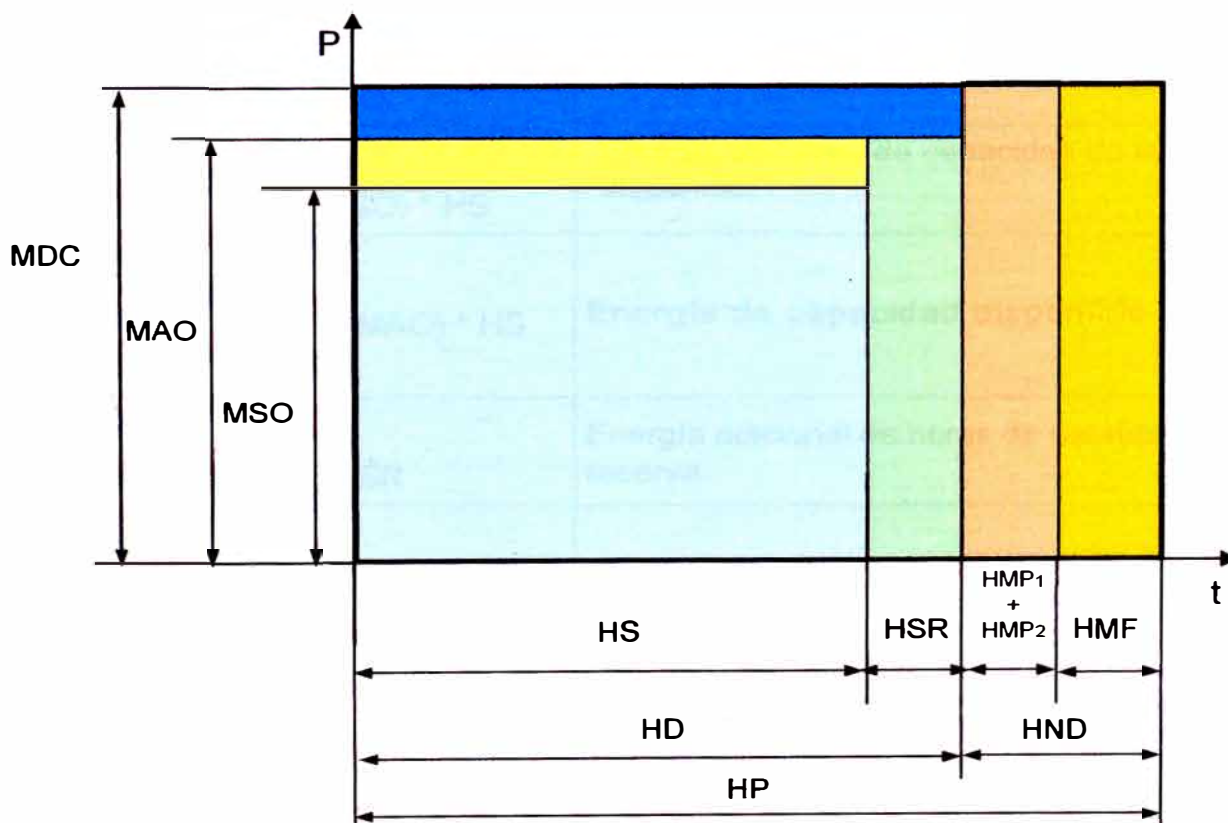


Figura 2.3

Las condiciones de capacidad de energía son:

MDC =	Capacidad máxima
MAO =	Salida media disponible
MSO =	Salida media de servicio

Los Factores de operación:

$\frac{HS}{HP}$	Factor de Servicio (tiempo)
$\frac{MSO}{MDC}$	Factor de salida (potencia)
$\frac{MSO \times HS}{MDC \times HP}$	Factor de Capacidad (energía)

Valores de la Capacidad en Energía:

+  MSO * HS	Generación de energía total
+  (MAO-MSO) * HS	Energía adicional de capacidad de reserva disponible
= Total(MAO) * HS	Energía de capacidad disponible
+  MAO * HSR	Energía adicional de horas de paralización de reserva
= Total(MAO) * HD	Energía disponible
+  (MDC-MAO) * HD	Energía no disponible debido a carencia de capacidad
+   (MDC * HND)	Energía no disponible debido a paralizaciones
= Total(MDC) * HP	Energía máxima (teórica)

3.- Falla:

Tenemos la representación grafica de los parámetros de falla en la que se considera los tiempos de paralización de una central como una función de tiempos medios:

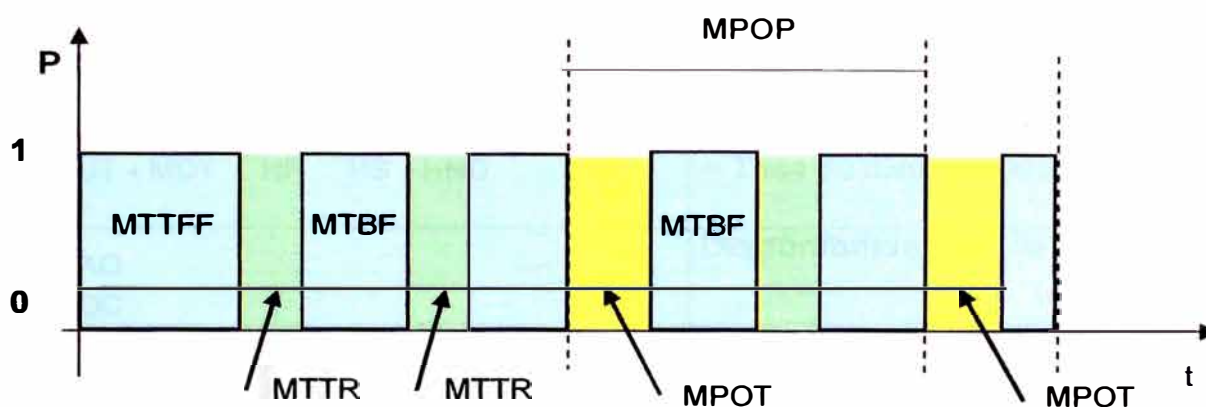


Figura 2.4

Donde:

MTFF =	Tiempo medio para la primera falla
MTBF =	Tiempo Medio entre Fallas
MTTR =	Tiempo Medio de Reparación
MPOT =	Tiempo medio de paralización planificada
MPOP =	Periodo medio de paralización planificada

4.- Formulación:

Estas se aplican al calculo de las indisponibilidades de una central sobre un período de control preestablecido y en operación de carga normal: se asume : $HSR \approx 0$, $HD \approx HS$, $HND \ll HS$, en las Figuras 2.3 y 2.4:

K	Número de paralizaciones forzadas como un resultado de perturbación
$MUT \approx HD = HP - HND$	Tiempo media operativo (disponible sin falla)
$MDT \leftrightarrow HND$	Tiempo media no operativo (indisponible por reparación o mantenimiento)
$\bar{A}_R = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR} = \frac{SH}{SH + FOH} \approx \frac{HP - FOH}{HP}$	Tasa de confiabilidad
$FOR = \frac{FOH}{MTBF + MSH + FOH} = 1 - A_R$	Tasa de paralización forzosa
$\bar{A}_V = \frac{MUT}{MUT + MDT} = \frac{HD}{HP} \approx \frac{HS}{HS + HND} \approx \frac{HP - HND}{HP}$	Tiempo disponible / tiempo total = Tasa de disponibilidad
$\bar{A}_P = \frac{MAO}{MDC}$	Disponibilidad de capacidad
$\bar{A}_A = \frac{MAO \times HD}{MDC \times HP} = \bar{A}_V \times \bar{A}_P \approx \frac{MAO \times HS}{MDC \times HP}$	Energía disponible / energía posible teóricamente = Tasa de energía disponible
$\lambda = \frac{k}{HS}$	Tasa de falla constante
$\mu = \frac{k}{HMF}$	Tasa de reparación constante

La formulación para las cantidades características de la disponibilidad y la confiabilidad son:

$A_V = A_V(A_P)$	Disponibilidad de tiempo
$A_P = A_P(A_V)$	Disponibilidad de capacidad
$A_R = A_R(A_P)$	Confiabilidad
$A_A = \frac{1}{A_P} \int_0^{A_P} A_V dA_P = \frac{1}{A_V} \int_0^{A_V} A_P dA_V$ $A_P \leq 1 ; \quad A_V \leq 1$	Disponibilidad de energía

2.4 Definición de Disponibilidad

La Disponibilidad (D) es un término que describe la disposición de las unidades eléctricas para generar, aun cuando estas no puedan estar en operación en un instante predeterminado, ya sea que hayan sido forzado a estar fuera de servicio (en reserva disponible), se calculan como la fracción de tiempo con respecto a un periodo de tiempo de control preestablecido.

Se define también a la Disponibilidad como la probabilidad de encontrar las unidades eléctricas funcionando en un instante dado, su formulación es:

$$D = \frac{\text{Horas Disponibles}}{\text{Horas Totales Periodo de Control}} \quad (2.1)$$

2.5 Definición de Indisponibilidad

La Indisponibilidad (I) es el estado de una unidad de generación cuando no se encuentra disponible para generar electricidad debido a algún evento directamente asociado con la unidad de generación.

La Indisponibilidad también se define también como: la probabilidad de encontrar la unidad averiado en un instante dado. Esta

probabilidad puede interpretarse como la fracción de tiempo que la unidad este indisponible sobre un periodo de tiempo de control preestablecido.

$$I = \frac{\text{Horas Indisponibles}}{\text{Horas Totales Periodo de Control}} \quad (2.2)$$

En el siguiente grafico presentamos los parámetros utilizados:

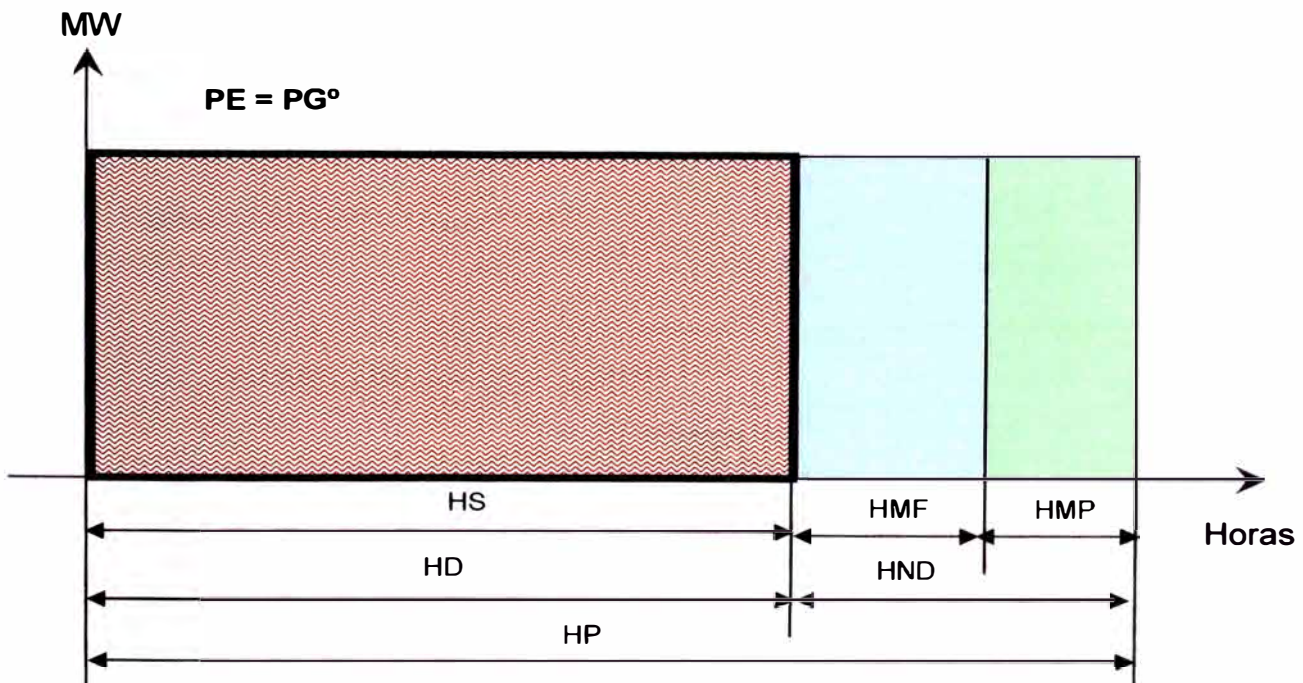


Figura 2.5

Donde:

HP:	Horas de Punta del sistema para el periodo de control (7 horas/dia y a partir de Agosto 2003, 6 horas/dia)
HS:	Horas de Servicio de la unidad (en operación)
HSR:	Horas de Servicio en Reserva de la unidad (disponible)
HMP	Horas de Mantenimiento Programado
HMF:	Horas de Mantenimiento Forzado (Fortuito)
HD:	Horas Disponibles
HND:	Horas No Disponibles (Fuera de Servicio)

$$\boxed{HND = HMP + HMF}$$

$$\boxed{I = \frac{HMF_{\text{fortuita}} + HMP_{\text{programada}}}{HP}} \quad (2.3)$$

Para una central Térmica o Central Hidráulica de una unidad (grupo generador-turbina):

$$\boxed{I = \frac{HND}{HP}}$$

Para centrales hidráulicas, de “n” unidades eléctricas:

$$\boxed{I_{\text{Central}} = \frac{\sum_1^n HND_i \times PE_{\text{Unidad}}}{HP \times PE_{\text{Central}}}} \quad (2.4)$$

$$\text{Si : } I_{\text{Central}} \geq 1 \Rightarrow I_{\text{Central}} = 1$$

Además, La disponibilidad es: $D = 1 - I$

$$\boxed{D = \frac{HD}{HP}}$$

Para el presente estudio desarrollaremos las Indisponibilidades mas significativas de una central, las cuales son; la Indisponibilidad Fortuita y la Programada.

2.5.1 Indisponibilidad Fortuita

La Indisponibilidad Fortuita (IF), es aquella que resulta de condiciones de emergencia directamente asociadas con la unidad de generación, requiriendo que esta unidad de generación sea retirada de servicio:

- Inmediatamente.
- Automáticamente.
- Tan pronto puedan efectuarse maniobras de operación.
- una indisponibilidad causada por impropia operación del equipo o error humano. Se considera la indisponibilidad no programada como una indisponibilidad fortuita.

$$\boxed{IF = \frac{HMF}{HP}} \quad (2.5)$$

2.5.2 Indisponibilidad Programada

La Indisponibilidad Programada (IP), es la que resulta cuando una unidad de generación es deliberadamente retirada del servicio por un tiempo prefijado, usualmente para fines de:

- Construcción, repotenciación.
- Mantenimiento preventivo.
- Reparación

$$\boxed{IP = \frac{HMP}{HP}} \quad (2.6)$$

3 INDISPONIBILIDAD DE LAS UNIDADES DE GENERACION TERMICA E HIDRAULICA

Las indisponibilidades de las unidades Térmicas e Hidráulicas se calculan tomando en consideración su información estadística, expresadas en horas indisponibles equivalentes mensuales y en forma continua, las formulaciones para su calculo deben tener la misma base de referencia es decir las horas punta de sistema.

Con la nueva definición de las indisponibilidades dada por la modificación del Reglamento de la LCE, según numeral 1.3.1, en la cual indica que las Centrales Térmicas e Hidráulicas tienen que garantizar su potencia efectiva los 12 meses de año, definición que será aplicable a partir de su vigencia, ya que los datos estadística anterior a la modificación del Reglamento no se alteran debido a la no-retroactividad del mismo, los generadores anteriormente tenían la autonomía para poder asumir el periodo de calculo de sus indisponibilidades.

Con el anterior Reglamento de la LCE, el calculo del las indisponibilidades se consideraba en el periodo de punta del sistema de mayor exigencia hidráulica (periodo de estiaje, meses mas críticos del sistema, de junio a noviembre), en el cual las centrales hidráulicas y térmicas tenían que garantizar su potencia efectiva en dicho periodo.

Además las generadoras obtenían y almacenaban su data estadísticas reales de operación de sus indisponibilidades, como consecuencia de esto las generadoras adecuaban sus programas de mantenimientos programados, con el objeto de disminuir la probabilidad de falla por salida fortuita en el periodo de estiaje y tenían que disponer en este periodo de su mayor disponibilidad.

3.1 Factores de Indisponibilidad Fortuita Mensual para Unidades Térmicas e Hidráulicas

El Factor de Indisponibilidad Fortuita (FIF) mensual se calcula en función de la información estadística móvil de las Horas de Punta del Sistema, de los últimos dos (2) años, considerando los veinticuatro (24) meses continuos transcurridos y esta expresado en porcentajes (%).

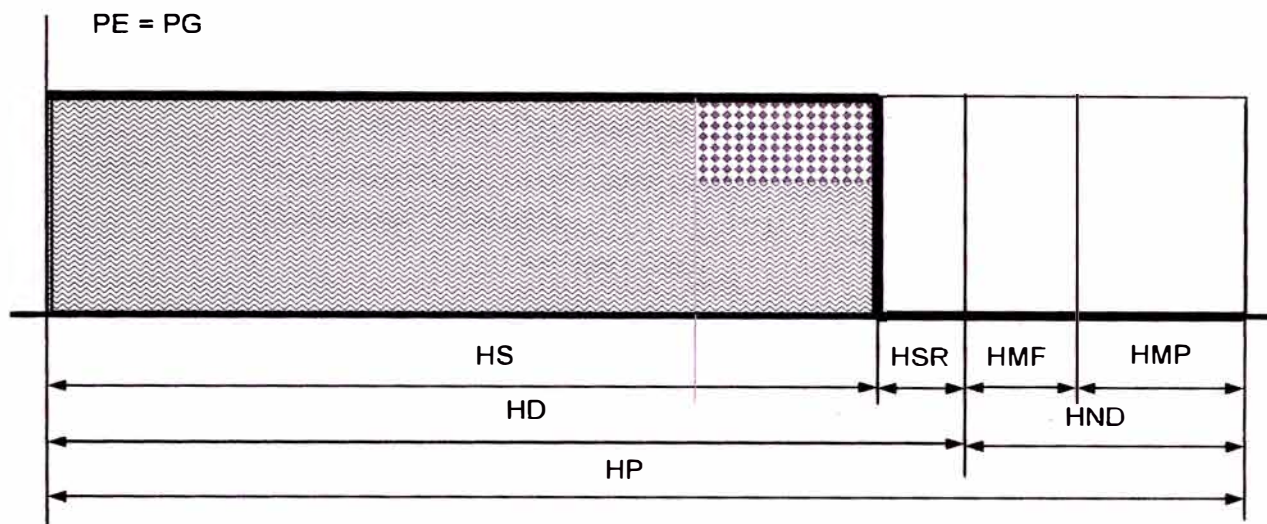


Figura 3.1

Donde:

HP:	Horas de Punta del sistema para el periodo de calculo
HS:	Horas de Servicio (en operación)
HSR:	Horas de Servicio en Reserva (unidad disponible)
HMP	Horas de Mantenimiento Programado HMP= HMP ₁ +HMP ₂
HMP ₁	Horas de Mantenimiento Planificado (Overhuals, Mantenimientos de largo plazo)
HMP ₂	Horas de Mantenimiento Programado (Pequeños mantenimientos, dentro de las HP programado)
HMF:	Horas de Mantenimiento Forzado (Fortuito, como resultado de alguna falla de la unidad)
HD:	Horas Disponibles
HND:	Horas Fuera de Servicio, No Disponibles

FIF Para Centrales Térmicas (una unidad)

$$FIF_{CT} = \frac{HMF}{HP} \times 100\% \quad (3.1)$$

FIF Para Centrales Hidráulicas ("n" unidades)

$$FIF_{CH} = \frac{\sum_{i=1}^n PE_i \times HMF_i}{PE_{CH} \times HP} \times 100\% \quad (3.2)$$

Donde:

HMF _i :	Horas de indisponibilidad fortuita de cada unidad durante las Horas de Punta del Sistema para el período estadístico
PE _i :	Potencia Efectiva de cada unidad (grupo generador-turbina) de la Central Hidráulica. $\sum PE_i = PE_{CH}$
PE _{CH} :	Potencia Efectiva de la Central Hidráulica.
n:	Numero de unidades (grupo generador-turbina) de la Central Hidráulica

Para contabilizar las indisponibilidades anteriores al nuevo Reglamento se tendrá en cuenta aquellas indisponibilidades fortuitas que eran penalizables con los procedimientos existentes en su momento, esto es, las ocurridas en las horas de punta diaria (excepto domingo y feriados) entre los meses de junio a noviembre.

La desconexión de una unidad de generación por falla fortuita del sistema de transmisión principal, no se considera en la indisponibilidad fortuita de la unidad; tampoco aquellas derivadas de fallas fortuitas en el sistema de transmisión secundaria.

Para el cálculo de la indisponibilidad fortuita debido a falla permanente y continuada en el arranque de una unidad en horas de punta, se considera que el requerimiento de la unidad convocada fue para garantizar la cobertura de demanda de potencia durante las Horas de Punta del Sistema, según lo previsto en el programa de operación semanal establecido.

El período de duración de la indisponibilidad fortuita no superará en ningún caso los 24 horas continuos de ocurrida la falla, al cabo del cual se considerara como una indisponibilidad programada, hasta el día de aprobación del siguiente programa semanal o reprograma diario de operación o hasta que hayan sido superadas las causas de la indisponibilidad, lo que ocurra primero, con la debida verificación del COES-SINAC. siempre y cuando esta demuestre y sustente las causas de la falla y presente un programa de mantenimiento el cual deberá ser aprobado por el COES-SINAC y hacerlo dentro de las próximas 24 horas.

En el calculo de el Factor de Indisponibilidad Fortuita (FIF) de una unidad térmica (CT), evaluado en el periodo de disponibilidad tenemos 2 casos:

Primer Caso Para una CT como Unidad de Base:

Cuando las horas de servicio es mucho mayor que la reserva fría:

$$HS \gg HSR$$

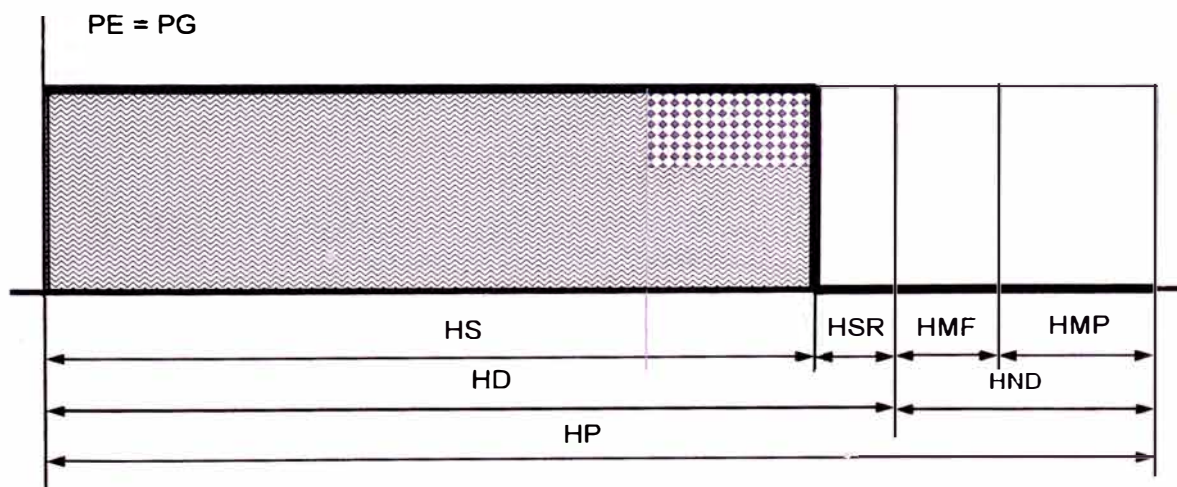


Figura 3.2

$$HP = HS + HSR + HMP + HMF$$

$$HD = HS + HSR$$

$$HND = HMP + HMF$$

$$HP = HD + HND$$

Se asume:

$$HSR \approx 0$$

$$HD \approx HS$$

$$HND \ll HS$$

FOR: Tasa de Salida Forzada (probabilidad de falla), de la formula (1.4):

$$\text{FOR} = \frac{HMF}{HS + HMF}$$

Hacemos la corrección por las horas de servicio total de la unidad:

$$\text{FIF} = \frac{HMF}{(HS + HSR) + HMF} \times 100\%$$

Podemos aproximar: $HD \approx HS$

$$\text{FIF} = \frac{HMF}{(HS + HSR) + HMF} \times 100\% \quad (3.3)$$

$HD \gg HMF$ y $HD \gg HMP$

$HD + HMF + HMP \approx HP$

$$\text{FIF} = \frac{HMF}{HP} \times 100\%$$

Segundo Caso Para una CT como Unidad de Punta:

Cuando las horas de servicio es mucho menor que la reserva fría:

$$HS < HSR$$

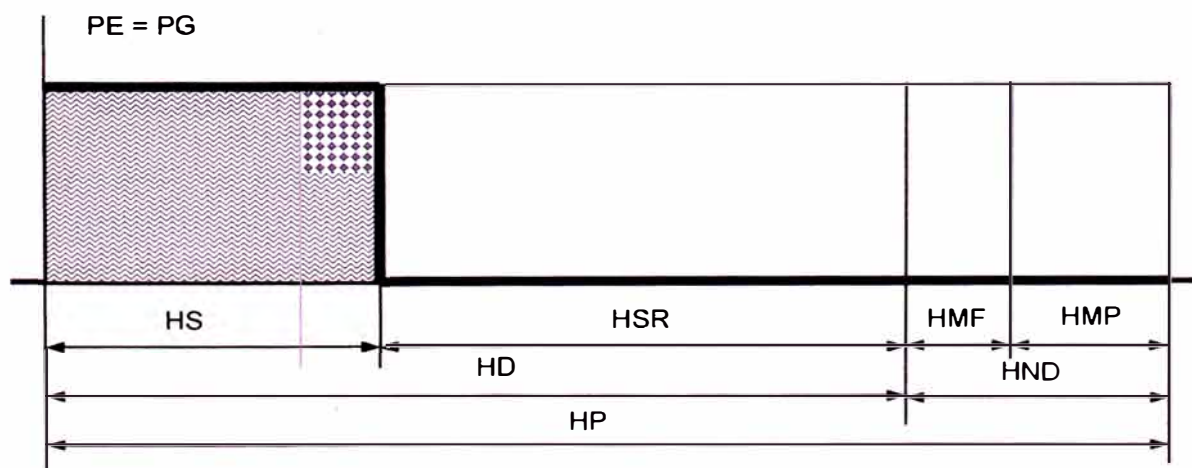


Figura 3.3

Se asume:

$$HSR \gg HS$$

$$HD \approx HSR$$

$$HND \approx HS$$

FOR: Tasa de Salida Forzada (probabilidad de falla), de la formula (1.4):

$$\text{FOR} = \frac{\text{HMF}}{\text{HS} + \text{HMF}}$$

Hacemos la corrección por las horas de servicio total de la unidad:

$$\text{FIF} = \frac{\text{HMF}}{(\text{HS} + \text{HSR}) + \text{HMF}} \times 100\%$$

Podemos aproximar: $HD \approx HSR$

$$\text{FIF} = \frac{\text{HMF}}{(\text{HS} + \text{HSR}) + \text{HMF}} \times 100\% \quad (3.4)$$

$$HD \ggg \text{HMF} \quad \text{y} \quad HD \ggg \text{HMP}$$

$$HD + \text{HMF} + \text{HMP} \approx \text{HP}$$

$$\text{FIF} = \frac{\text{HMF}}{\text{HP}} \times 100\%$$

3.2 Factores de Indisponibilidad Programada Mensual y Anual para Unidades Térmicas e Hidráulicas

El Factor de Indisponibilidad Programada (FIP), para su valor mensual se calcula en función de la estadística de las Horas de Punta del Sistema, de

los últimos 10 años, tomando en consideración los seis (6) meses continuos mas críticos de la oferta hidrológica de cada año (de junio a noviembre).

El FIP anual se calcula con la información estadística del ultimo año transcurrido, considerando los últimos seis (6) meses continuos más críticos de la oferta hidrológica del año y en ambos casos expresados en porcentajes (%).

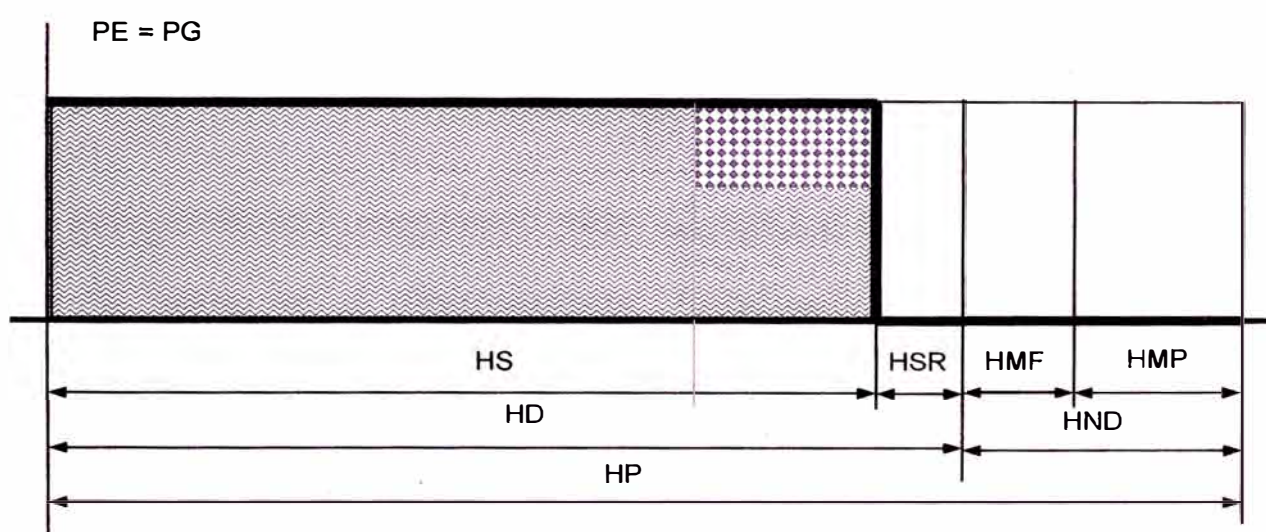


Figura 3.4

$$HP = HS + HSR + HMP_1 + HMP_2 + HMF$$

$$HD = HS + HSR$$

$$HND = HMP_1 + HMP_2 + HMF$$

$$HP = HD + HND$$

Donde:

HP:	Horas de Punta del sistema para el periodo de calculo
HS:	Horas de Servicio (en operación)
HSR:	Horas de Servicio en Reserva (unidad disponible)
HMP	Horas de Mantenimiento Programado $HMP = HMP_1 + HMP_2$
HMP ₁	Horas de Mantenimiento Planificado (Overhaul, Mantenimiento de largo plazo)

HMP ₂	Horas de Mantenimiento Programado (Pequeños mantenimientos, dentro de las HP programado)
HMF:	Horas de Mantenimiento Forzado (Fortuito, como resultado de alguna falla de la unidad)
HD:	Horas Disponibles
HND:	Horas Fuera de Servicio, No Disponibles

FIP Para Centrales Térmicas

$$\boxed{FIP_{CT} = \frac{HMP}{HP} \times 100\%} \quad (3.5)$$

La Indisponibilidad programada para una central térmica viene a ser dado por la suma de el Mantenimiento Planificado (largo plazo, overhaul, mayores) mas el Mantenimiento Programado (corto plazo. Menores , inspecciones):

$$\boxed{FIP_{Mantto} = \frac{HMP_{Planif} + HMP_{Program.}}{HP} \times 100\%} \quad (3.6)$$

FIP Para Centrales Hidráulicas:

$$\boxed{FIP_{CH} = \frac{\sum_1^n PE_i \times HMP_i}{PE_{CH} \times HP} \times 100\%} \quad (3.7)$$

La Indisponibilidad programada para una Central Hidráulica viene a ser dado por la suma de el Mantenimiento Planificado (largo plazo, repotenciación, mayores) mas el programado (corto plazo, menores, inspecciones):

Para una Unidad Hidráulica:

$$FIP_{\text{Mantto}} = \frac{HMP_{\text{Planif}} + HMP_{\text{Program.}}}{HP} \times 100\% \quad (3.8)$$

Para la Central Hidroeléctrica:

$$FIP_{\text{Mantto}} = \frac{\sum_1^n (HMP_{\text{Planif}} + HMP_{\text{Program.}})_i \times PE_{\text{Unidad}_i}}{HP \times PE_{\text{Central}}} \times 100\% \quad (3.9)$$

Si: $FIP_{\text{Mantto}} \geq 1 \Rightarrow FIP_{\text{Mantto}} = 1$

Donde:

HMP _i :	Horas de indisponibilidad programada de cada unidad durante las Horas de Punta del Sistema para el período estadístico
HP:	Horas de Punta del Sistema para el período estadístico de 12 y 120 meses para la anual y mensual respectivamente
PE _i :	Potencia Efectiva de cada unidad (grupo generador-turbina) de la Central Hidráulica. $\sum PE_i = PE_{\text{CH}}$
PE _{CH} :	Potencia Efectiva de la Central Hidráulica.
n:	Numero de unidades (grupo generador-turbina) de la Central Hidráulica

Para contabilizar las indisponibilidades anteriores al Nuevo Reglamento solo se tendrá en cuenta aquellas indisponibilidades programadas que eran penalizables con los procedimientos existentes en su momento, esto es, las ocurridas en las horas de punta diaria (excepto domingo y feriados) entre los meses de junio a noviembre.

3.3 Indisponibilidad de Unidades que Carecen de Información Histórica

Mientras no se disponga de información histórica para unidades recién incorporadas al COES-SINAC, estas pueden ser de sistemas aislados, unidades nuevas o usadas, se considerara el número de horas de Indisponibilidad Fortuita (HIF) y el Número de Horas de Indisponibilidad Programada (HIP) a aplicarse en los numerales 3.1 y 3.2, respectivos, serán los que resulten de multiplicar los valores de indisponibilidad fortuita y programada listados en el cuadro siguiente por el número de Horas de Punta del Sistema (HP) del período estadístico.

Central	Combustible	Fortuita (hr)	Programada (hr)	Fortuita (hr)	Programada (hr)
Vapor	Carbón	365.1	992.3	4.2	11.3
	Petróleo Ind.	269.8	1008.9	3.1	11.5
	Gas	250.7	1056.2	2.9	12.1
Gas	Jet	197.6	529.8	2.3	6.0
	Gas	278.1	532.4	3.2	6.1
	Diesel	359.2	528.0	4.1	6.0
Diesel	Todos	170.4	188.3	1.9	2.1
	Ciclo Combinado	208.0	956.3	2.4	10.9
	Hidráulicas (NERC)			3.18	6.33

Factores de Indisponibilidad según NERC

Dado que en la actualidad no se cuenta con una historia suficientemente amplia de los datos que permitan establecer los valores de los Factores de

Indisponibilidad Fortuita y Programada de manera confiable, es conveniente que para determinar estos factores para las unidades térmicas e hidráulicas del COES-SINAC, se utilice información estadística de organismos internacionales reconocidos y aceptados por la autoridad.

La información histórica de cada unidad generadora será registrada desde su entrada en operación comercial al Sistema.

3.4 Indisponibilidades Parciales

Las indisponibilidades parciales se refieren a aquellas que son causados por la operación misma de la unidad que no están asociadas con el abastecimiento de combustible y las restricciones en la transmisión, alguna de las causas pueden ser: temperaturas elevadas (cámara de combustión, gases de escape), vibraciones, alta o baja presión de la combustión, emergencia temporal (provocada por la unidad) , las cuales obligan a la unidad bajar carga por algún periodo de tiempo para evitar la desconexión de la unidad.

Las restricciones de potencia iguales o inferiores al 15% de la potencia efectiva de una unidad de generación no son consideradas como indisponibilidades parciales.

Las restricciones de potencia de una unidad de generación superiores al 15% de su potencia efectiva son consideradas como indisponibilidades

parciales. Estas se calcularán como una indisponibilidad total con un tiempo equivalente de duración igual al producto de la potencia restringida y el tiempo de indisponibilidad parcial, dividida entre la potencia efectiva de la unidad. Los tiempos equivalentes de duración de las interrupciones parciales fortuitas o programadas serán consideradas de ser el caso, en las horas HIF o HIP mencionadas en los numerales 3.1 y 3.2 respectivamente.

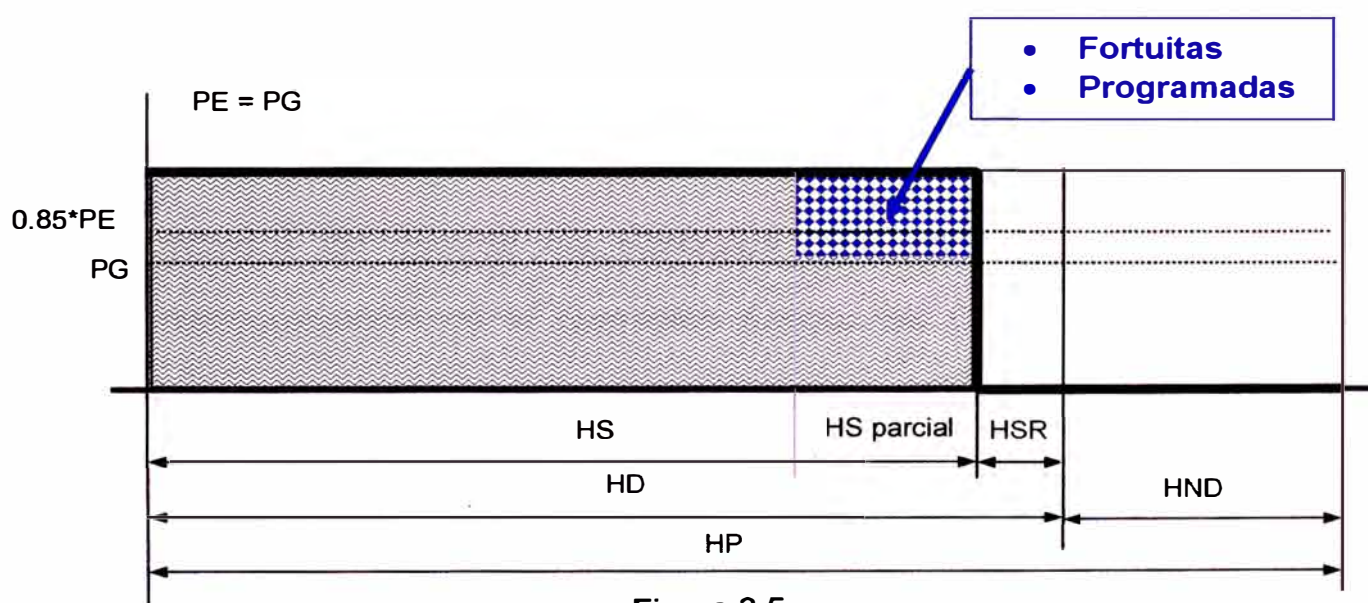


Figura 3.5

Si: $(PE - PG) \geq 0.15 \cdot PE$:

$$HS_{\text{equivalente}} = \frac{(PE - PG)}{PE} \cdot HS_{\text{parciales}}$$

FI Parciales Fortuitas: Aplicando la fórmula (3.1) del numeral 3.1:

$$FIF = \frac{HMF + HS_{PF}}{HP} \times 100\% \quad (3.10)$$

FI Parciales Programadas: Aplicando la fórmula (3.5) del numeral 3.2:

$$FIP = \frac{HMP + HS_{PP}}{HP} \times 100\% \quad (3.11)$$

HS_{PF}: Horas Equivalentes en servicio parciales fortuitas

HS_{PP}: Horas Equivalentes en servicio parciales programadas

Además se consideran los siguientes casos de restricciones parciales de potencia para las Centrales Eléctricas como indisponibilidades parciales:

- Trabajos en instalaciones conexas a la central hidráulica, no asociadas al grupo generador-turbina que limiten su potencia efectiva.
- Venteos de gas de las Centrales Térmicas a gas por la mala reprogramación de la operación horaria del COES-SINAC, el cual causa un perjuicio económico a la central ya que el combustible es un flujo continuo, tiene un alto costo variable, y es un recurso no renovable (para el agua su costo es casi cero y se considera como un recurso renovable), por lo tanto debe compensarse por fuera.

3.5 Indisponibilidad por Fuerza Mayor

Cuando una unidad o central de generación se encuentre en estado de indisponibilidad física por Fuerza Mayor (IFFM), como consecuencia de un evento de Fuerza Mayor (IFM) calificado como tal por la Autoridad (Osinerg y el MEM), y que por dicho motivo, la unidad o central no se encuentra en capacidad de operar por mas de quince días consecutivos durante el mes

correspondiente, la unidad o central de generación será excluida del proceso de cálculo de los factores de indisponibilidad fortuita y programada.

Una vez que la IFFM termine, el Número de Horas de Indisponibilidad Fortuita (HIF) y el Número de Horas de Indisponibilidad Programada (HIP) a aplicarse en los numerales 3.1 y 3.2, respectivamente serán los que resulten de multiplicar los valores de indisponibilidad fortuita y programada listados en el numeral 3.3 por el Número de Horas de Punta del Sistema (HP) que se encontró en el estado IFFM.

El periodo máximo para una unidad en IFFM será 10 meses calendarios, contados desde la fecha de su salida de servicio, esta se define como el Periodo de Incentivo a la Rehabilitación, siempre y cuando el responsable de la unidad o central eléctrica formalice ante el COES-SINAC un compromiso de recuperación de las instalaciones involucradas en el evento de Fuerza Mayor y ejecute dicha recuperación, vencido dicho periodo será el COES quien defina la ampliación o no de dicho periodo.

El COES , ante la ocurrencia de un evento de Fuerza Mayor, podrá evaluar las implicancias técnicas y económicas de la indisponibilidad de las instalaciones afectadas y podrá supervisar las acciones tomadas por el titular para rehabilitar las mismas.

3.6 Valores Referenciales Máximos de Indisponibilidades

Los valores referenciales máximos de las Indisponibilidades deben estar de acuerdo con la realidad de las unidades térmicas e hidráulicas existentes del COES-SINAC, no se debe ser tan exigentes con estas y se debería de aplicar gradualmente estas valores de tal forma que las empresas logren adecuarse sus mantenimientos programados anual y mensual debido al mayor castigo que se le da en el nuevo Reglamento de la LCE.

Para las unidades nuevas estadísticamente esta demostrado que tienden a fallar en los primeros años de operación, en el cual habrían mas mantenimientos programados, y deben de otorgársele algún beneficio inicial en su Indisponibilidad Programada y Fortuita (FIF y FIP) anual y mensual causadas por la Unidad (tanto para las térmicas como para las hidráulicas), por lo tanto debería de considerarse en los dos primeros años el factor de incertidumbre de 100% y el segundo de 75% y para los próximos del 50% según las tasas internacionales para una unidad en operación en carga base.

Tenemos en la siguiente figura la Curva de la Batea de una Central Térmica de una vida útil de 20 años y que cada 6 años se realiza el Mantenimiento Mayor, entonces se puede aproximar la fase operativa de la unidad y el valor de "R" (incertidumbre):

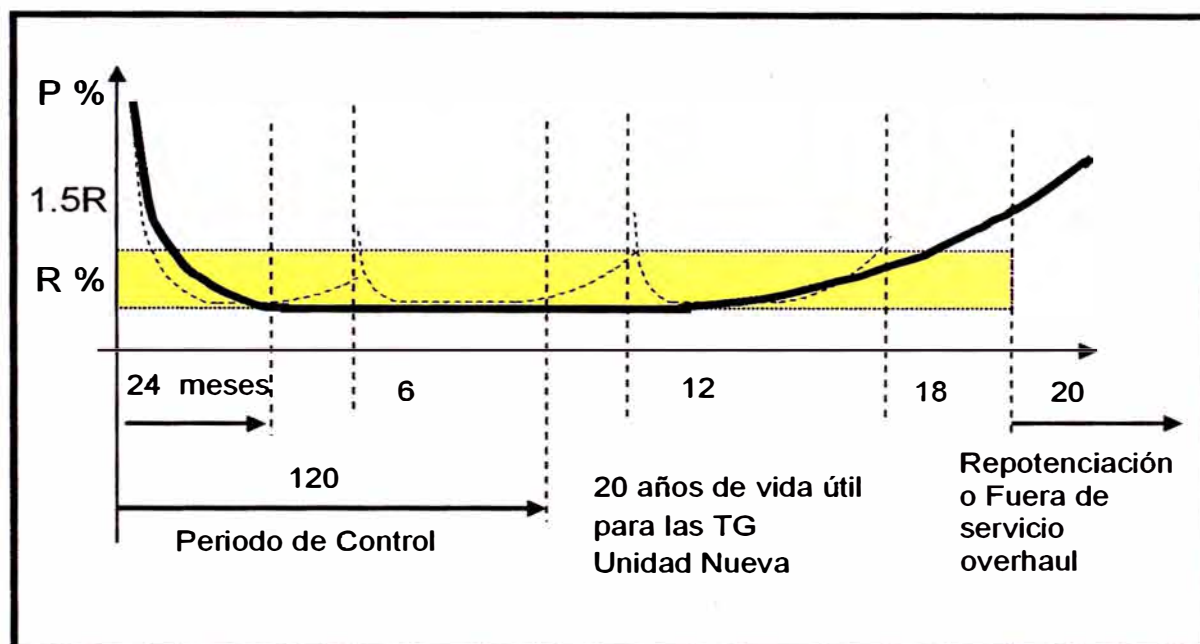


Figura 3.6

La indisponibilidad por alguna causa fortuita ocurren al azar. Por lo tanto la probabilidad de la ocurrencia en algún momento dado sigue ciertas leyes de distribución. Podemos deducirlo aplicando la "Curva de la Batea" (ciclo de vida de una unidad generadora en las fases operativas 1 y 2), puede asumirse que los valores medios para la tasa de fallas ($z\%$) o, como puede ser apropiado, para el tiempo entre fallas, sean constantes.

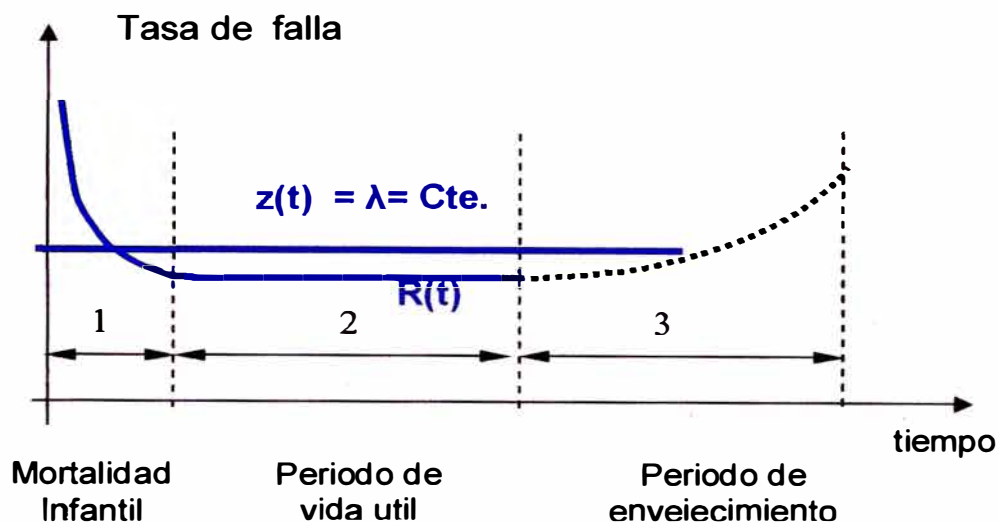


Figura 3.7

Curva exponencial de $R(t)$ y $z(t)$ de una unidad con tasa de falla constante.

$R(t)$ = Disponibilidad
 $z(t)$ = Tasa de fallas (Cte)
 t = Tiempo

Así, el tratamiento futuro está basado en una distribución exponencial de todas las fallas (Fig. 3.7):

$R(t) = e^{-\lambda t}$; $z(t) = \lambda = \text{constante}$.

Luego, los valores máximos referenciales de indisponibilidades en Horas de Punta del Sistema para una unidad eléctrica, en el periodo de evaluación son :

Indisponibilidad	Factor	Máximos % $z(t) = \lambda$
Mensual para Unid. térmicas	FIF	7
Mensual para Unid. hidráulicas	FIF	5
Mensual para Unid. térmicas	FIP	17
Mensual para Unid. hidráulicas	FIP	14
Anual para Unid. térmicas	FIP	30
Anual para Unid. Hidráulicas	FIP	30

4 FACTOR DE PRESENCIA DE LAS UNIDADES DE GENERACION

El Factor de Presencia es una nueva definición dada en la última modificación del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, el cual se define como un parámetro que debe tener en cuenta la Indisponibilidad real de la Central Eléctrica, el cual puede estar indisponible por alguna causa forzosa, con la finalidad de que se castiguen de alguna forma de indisponibilidad a las centrales en su remuneración por potencia firme.

Se entiende que la Central Eléctrica está conformada por unidades (grupos Generador-Turbina) y para cada unidad de la Central se aplica la misma definición de una unidad térmica.

La Fórmula general es:

$$FP_{cr} = \frac{\text{Disponibilidad de las unidades en el periodo de control para c/u}}{\text{Disponibilidad de la central en el periodo de control de la central}}$$

$$FP_{\text{Central}} = \frac{\sum_{i=1}^n HD_i \times PE_{\text{Unidad } i}}{HP \times PE_{\text{Central}}} \quad (4.1)$$

Si se cumple que:

$$FP_{\text{Central}} = \frac{\sum_{i=1}^n HD_i \times PE_{\text{Unidad } i}}{HP \times PE_{\text{Central}}} > 1 \quad ; \text{Entonces} \quad : \quad FP_{\text{Central}} = 1$$

4.1 Cálculo del Factor de Presencia para Centrales Térmicas

El factor de presencia (FP) para cada unidad de generación Térmica, es de aplicación mensual y se calcula de la siguiente manera:

Para una Central Térmica de una Unidad de Potencia Efectiva PE:

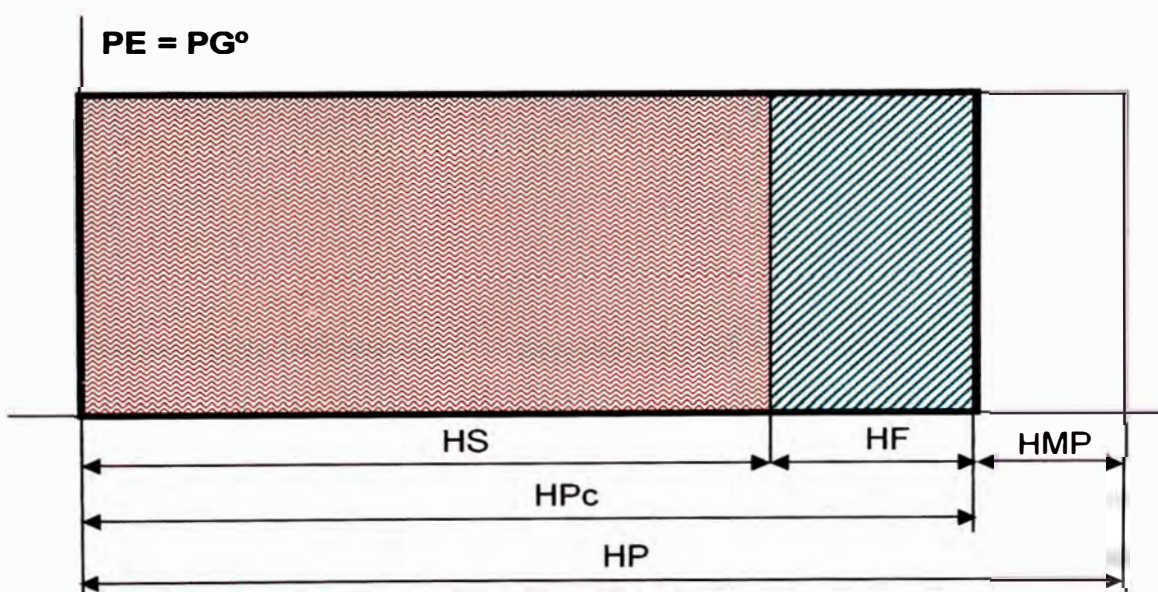


Figura 4.1

$$IF_{CT} = \frac{HF}{HS + HF} \qquad IF_{CT} = \frac{HF \times PE_{CT}}{(HS + HF) \times PG_{CT}}$$

Para el calculo del FP no se considera el HMP, entonces: $HP_c = HS + HF$

$$FD_{CT} = \frac{HS}{HS + HF} = \frac{HS}{HP_c}$$

Igualando las formulas $FP_{CT} = FD_{CT}$:

$$FP_{CT} = FD_{CT} = \frac{HS}{HP_c}$$

(4.2)

Donde:

HP_c: periodo de control

FD: 1-IF: factor de disponibilidad (presencia)

IF: Indisponibilidad Fortuita (no presencia)

La definición es similar a la indisponibilidad fortuita, ya que el cálculo solo se realiza para una unidad, no se consideran las horas de mantenimiento programado en el periodo de control.

4.2 Calculo del Factor de Presencia para Centrales Hidráulicas

El factor de presencia (FP) para una Central Hidráulica (conformada por una o más unidades hidráulicas), es de aplicación mensual y se calcula de la siguiente manera:

Para una Central Hidráulica de dos Unidades generadoras:

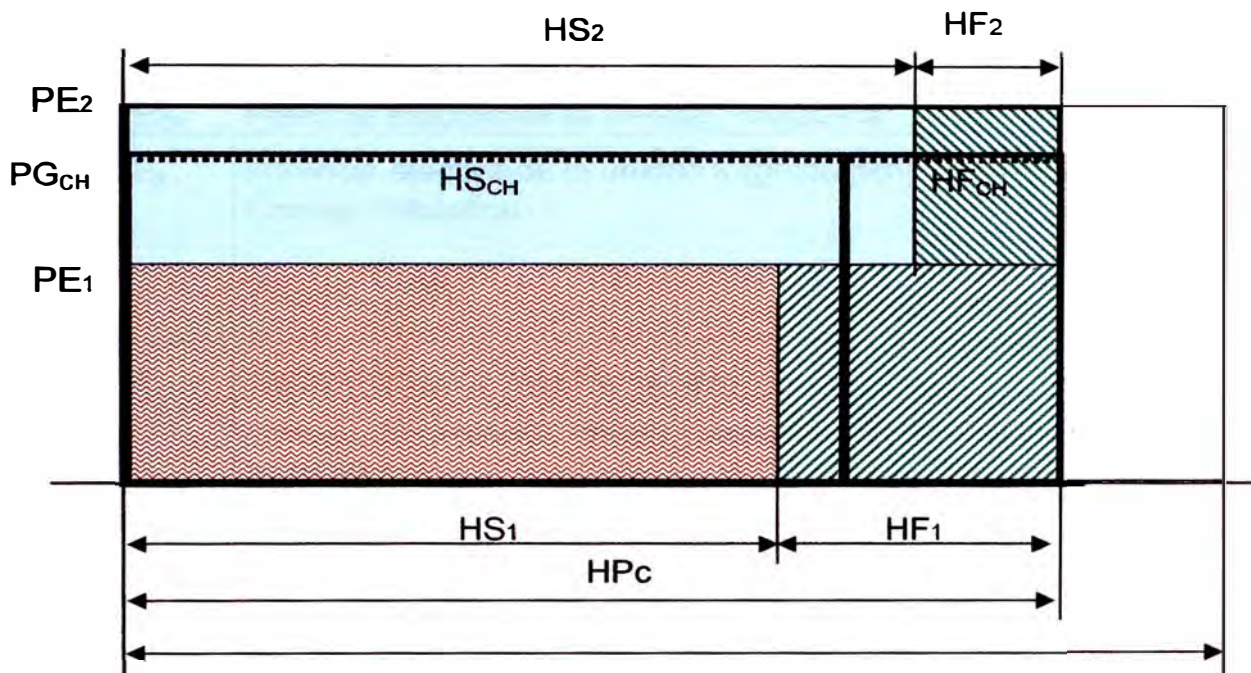


Figura 4.2

$$HS_i + HF_i = HP_c$$

$$PE_1 + PE_2 \geq PE_{CH}$$

$$FP_{CH} = \frac{HS_1 \times PE_1 + HS_2 \times PE_2}{(HS_{CH} + HF_{CH}) \times (PE_1 + PE_2)}$$

$$FP_{CH} = \frac{\sum_1^2 HS_i \times PE_i}{HP_c \times \sum_1^2 PE_i} \quad (4.3)$$

Para una Central Hidráulica de "n" Unidades generadoras:

$$FP_{CH} = \frac{\sum_1^n HS_i \times PE_i}{HP_c \times \sum_1^n PE_i} \quad (4.4)$$

Donde:

HS _k	Horas de servicio de la unidad k de la Central, <u>si despachó en el intervalo de punta del día</u> $HS_k \in [17,24] \text{ hr.} \quad 0 \leq HS_k \leq 7 \text{ hr}$
PE _{CH}	Potencia efectiva de la Central Hidráulica
PE _k	Potencia efectiva de la unidad k (grupo generador turbina) de la Central Hidráulica $PE_{CH} \leq \sum_1^n PE_k$
HP	Horas del periodo de Punta diaria
n	número de unidades (grupo generador-turbina) de la Central Hidráulica

El factor de presencia debe considerar la operatividad de la central hidroeléctrica en su conjunto por causas propias que indispongan a la central cubriendo todo el mes de evaluación.

Para este cálculo no se consideran los mantenimientos programados ya que están incluidos en la evaluación de la energía garantizada de la central, prevista para el calculo de su potencia garantizada según el procedimiento correspondiente a la Potencia Firme.

Mala calidad del agua (fuente de energía) por sólidos en suspensión para las Centrales Hidráulicas por lo cual no puede entregar toda su potencia garantizada, este caso no esta contemplado en el procedimiento actual, por lo tanto se debe considerar como una indisponibilidad parcial fortuita y aplicarlo en el Factor de Presencia.

Para la determinación de los factores de indisponibilidad de las unidades, no se registra como tal, lo correspondiente al periodo de tiempo en el cual su factor de presencia es cero.

Casos Generales Para Centrales Hidráulicas:

Tenemos 4 casos para una central hidráulica de “n” unidades hidráulicas, para un periodo mensual de tiempo T (horas) de un mes “m” y considerando que la potencia firme (a remunerar) de una central hidráulica es según definición:

$$PF_{CH} = PG \times FP_{CH} \quad (4.5)$$

1.- Salida Forzada Central Hidráulica: $t_1 \gg T$

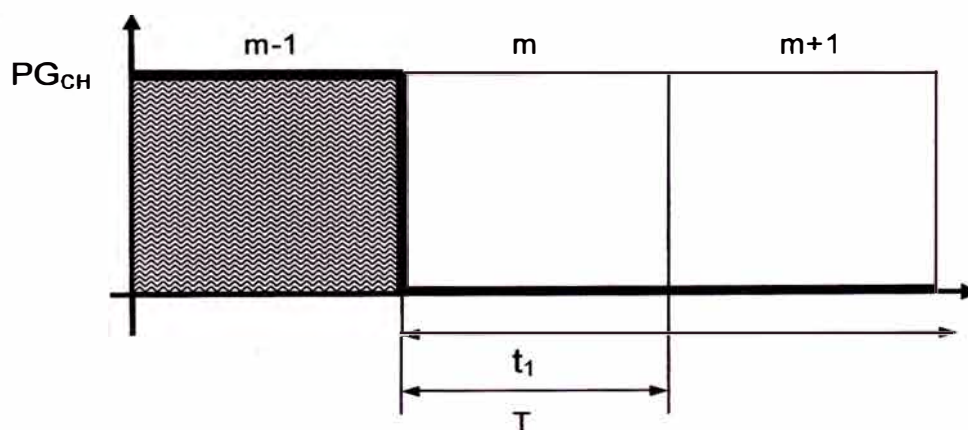


Figura 4.3

El Factor de Presencia: $FP_{1CH} = 0$ (4.6)

La Potencia Firme : $PF_{CH} = PG_{CH} \times 0 = 0$

2.- Salida Forzada Central Hidráulica un Periodo del Mes: $0 < t_2 < T$

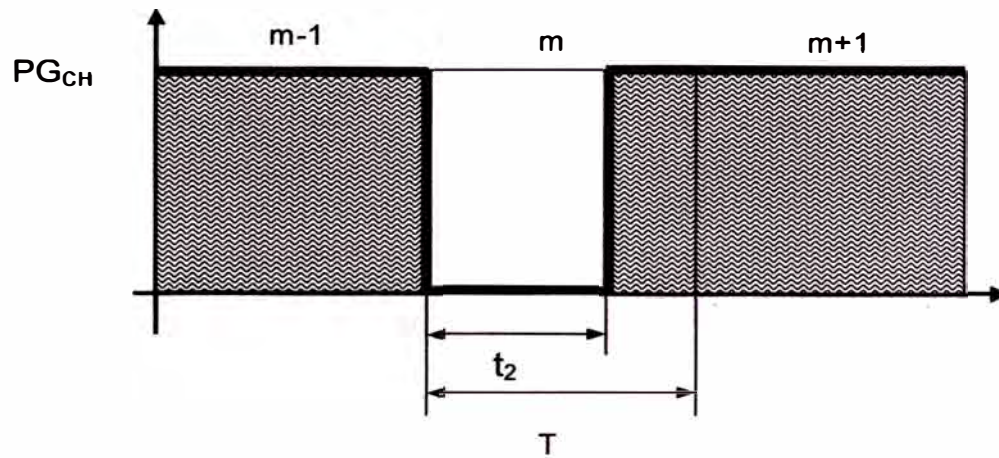


Figura 4.4

El Factor de Presencia:
$$FP_{2CH} = \frac{T - t_2}{T} \quad (4.7)$$

La Potencia Firme:
$$PF_{CH} = PG_{CH} \times \left(\frac{T - t_2}{T} \right)$$

3.- Salida Forzada de una Unidad de la central Hidráulica por mas de un Mes: $t_3 \gg T$

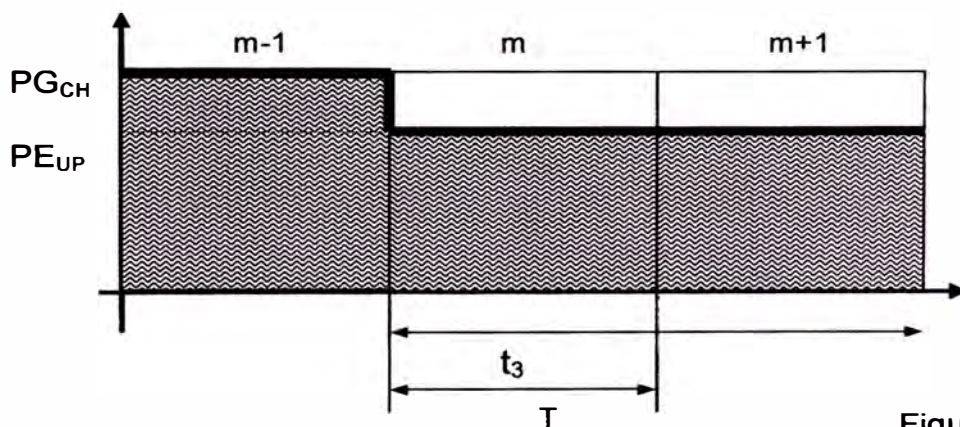


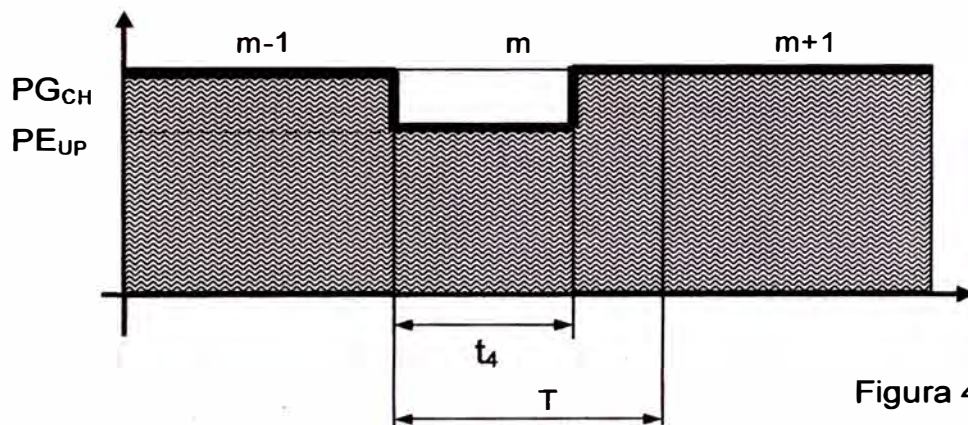
Figura 4.5

El Factor de Presencia:
$$\left. \begin{array}{l} FP_{3CH} = \frac{PE_{UP}}{PG_{CH}} \quad \text{Si: } PE_{UP} < PG \\ FP_{3CH} = 1 \quad \text{Si: } PE_{UP} \geq PG \end{array} \right\} \quad (4.8)$$

La Potencia Firme :
$$PF_{CH} = PG_{CH} \times \left(\frac{PE_{UP}}{PG_{CH}} \right)$$

Donde: PE_{UP} es la suma de Potencias Efectivas Máximas calculadas individualmente de las unidades presentes en el periodo $T_3 \gg T$.

4.- Salida Forzada de una Unidad de la Central Hidráulica un Periodo del Mes (combinación 2 y 3): $0 < t_4 = t_3 = t_2 < T$



El Factor de Presencia:

$$\left\{ \begin{array}{ll} FP_{4CH} = 1 - \frac{t_4}{T} \left(1 - \frac{PE_{UP}}{PG_{CH}} \right) & \text{Si: } PE_{UP} < PG \\ FP_{4CH} = 1 & \text{Si: } PE_{UP} \geq PG \end{array} \right. \quad (4.9)$$

La Potencia Firme :
$$PF_{CH} = PG_{CH} \times \left[1 - \frac{t_4}{T} \left(1 - \frac{PE_{UP}}{PG_{CH}} \right) \right]$$

Donde: PE_{UP} es la suma de Potencias Efectivas Máximas calculadas individualmente de las unidades presentes en el periodo $T_4 < T$.

Caso Particular para una CH de 2 Unidades hidráulicas No Considerando Mantenimiento Programado

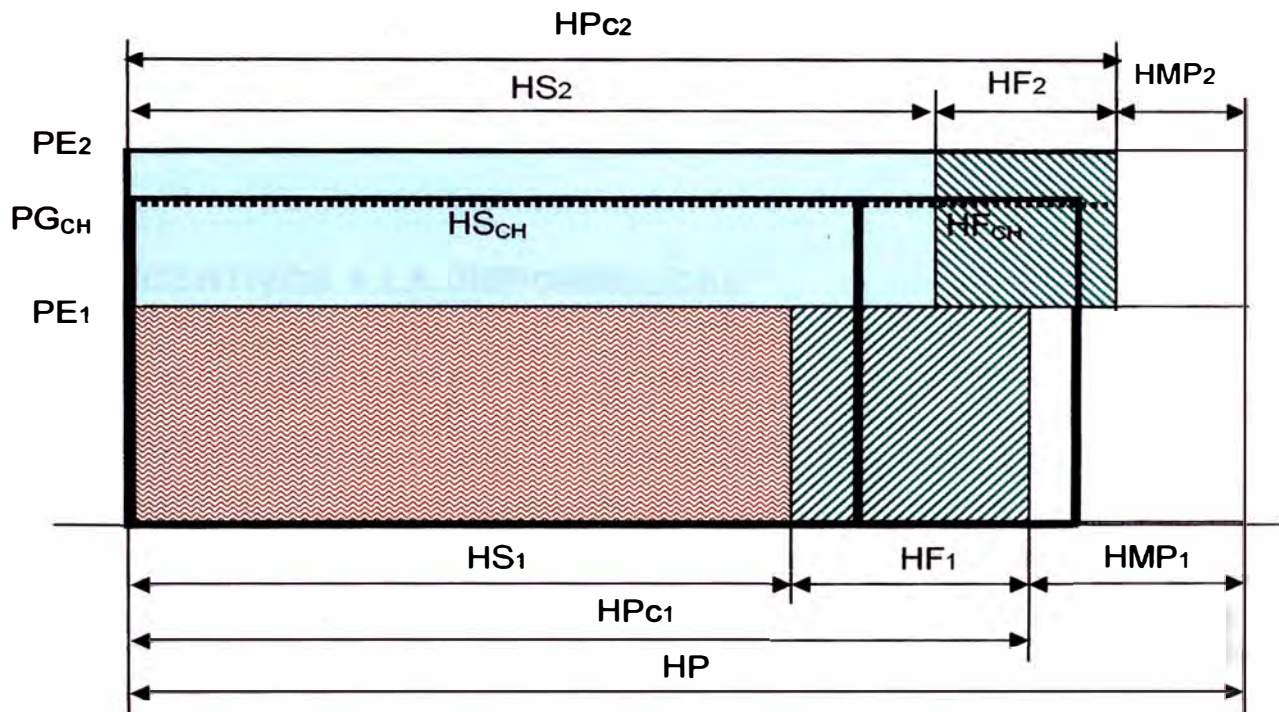


Figura 4.7

$$HP = HS_n + HF_n + HMP_n$$

$$HP_{Cn} = HS_n + HF_n$$

$$PE_1 + PE_2 \geq PE_{CH}$$

$$HP_{CH} = HP - HMP_{CH}$$

Aplicando la fórmula (4.3) el Factor de Presencia por Causas Fortuitas:

$$FP_{CH(Real)} = \frac{HS_1 \times PE_1 + HS_2 \times PE_2}{HP_{C1} \times PE_1 + HP_{C2} \times PE_2}$$

Finalmente para una Central Hidráulica de "n" unidades:

$$FP_{CH} = \frac{\sum_1^n HS_i \times PE_i}{\sum_1^n HP_{C_i} \times PE_i} \quad (4.10)$$

5 INCENTIVOS A LA DISPONIBILIDAD

Los incentivos a la disponibilidad de las Unidades Eléctricas son expresados en términos de penalización por falta de capacidad garantizada de transporte eléctrico (transmisión y transformación) ó de Capacidad Garantizada de suministro de combustible (Diesel2, Residual, Gas Natural o Carbón). Estas corresponden a eventos que no están directamente asociados con las unidades de generación, es decir al conjunto Generador-Turbina, pero si el generador debe ser responsable de estos sistemas para entregar su potencia al Sistema, por lo tanto deben garantizar los mismos al COES-SINAC mediante un contrato de suministro (propios o terceros) y deben ser requisitos para pertenecer al Sistema.

En la figura 5.1 representamos gráficamente los sistemas de energía de una central y desagregando las etapas para cada tipo de indisponibilidad, de tal forma de llevar una estadística adecuada.

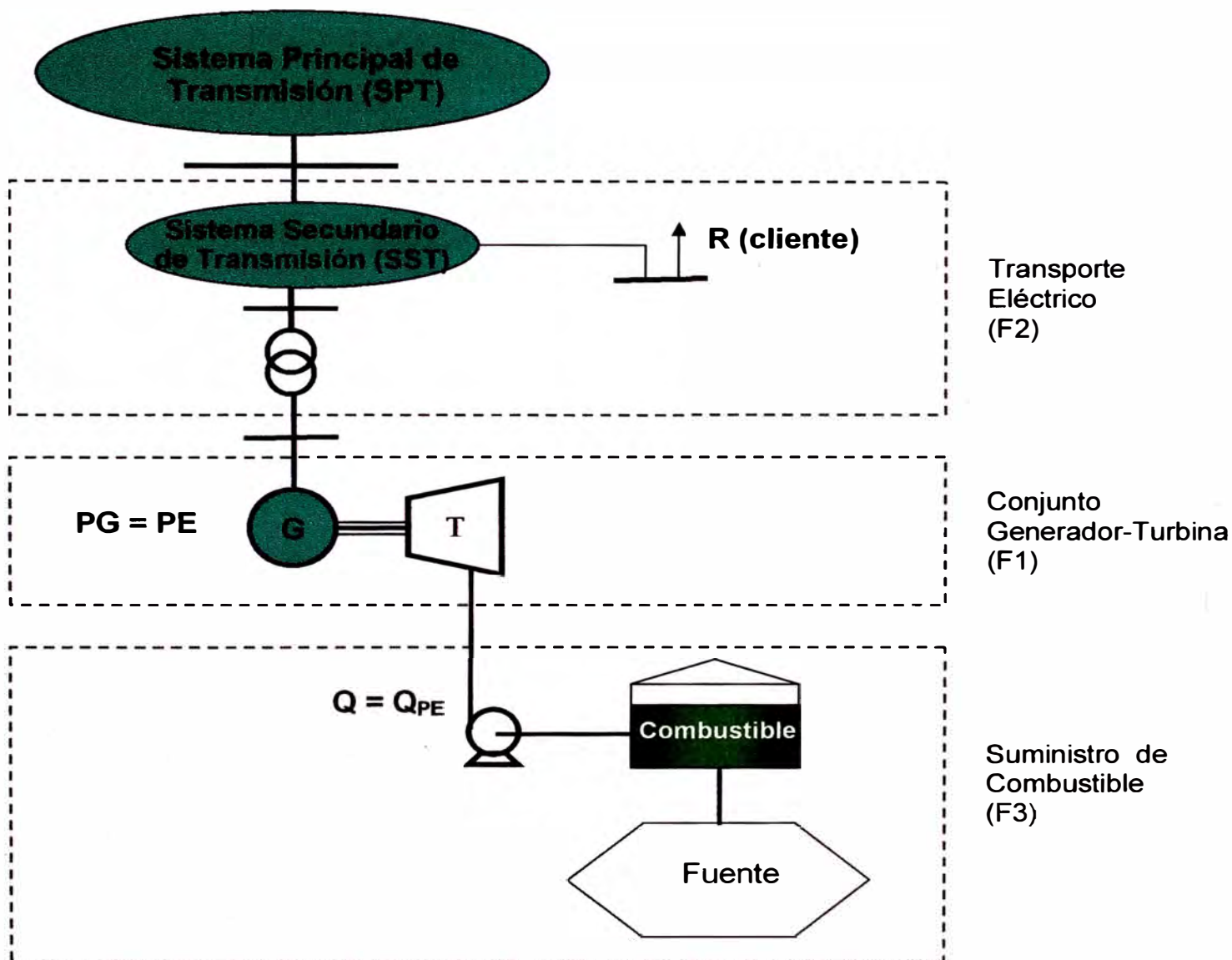


Figura 5.1

Los eventos F1, F2 y F3 son independientes y excluyentes por lo tanto estos se multiplican, en la fórmula de la potencia firme:

Para una Central Térmica:

$$PF = [PE \times F1] \times F2 \times F3 \quad (5.1)$$

Para una Central Hidráulica:

$$PF = [PG \times FP] \times F2 \times F3 \quad (5.2)$$

Donde:

$$F1_{CT} = (1-IF) , F2 = (1-FCl_t) \text{ y } F3 = (1-FCl_c),$$

$$F1_{CH} = FP$$

IF :Indisponibilidad Fortuita.

FCl_t :Factor de Capacidad Indisponible por Transporte Eléctrico.

FCl_c :Factor de Capacidad Indisponible por Suministro de Combustible.

FP :Factor de Presencia.

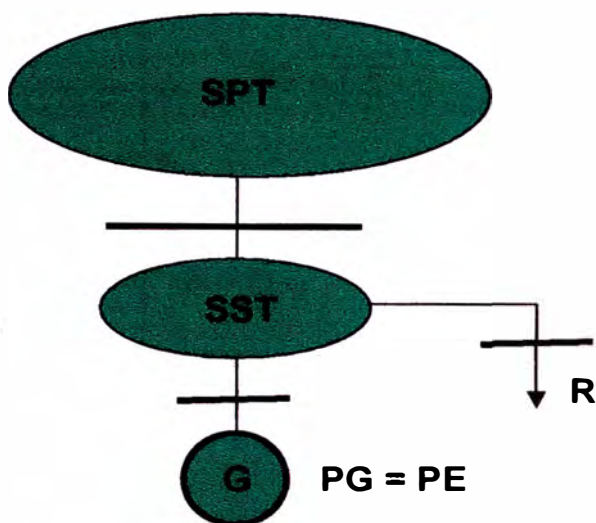
5.1 Capacidad Indisponible por Transporte Eléctrico y Abastecimiento de Combustible

Es la capacidad indisponible de una unidad o central eléctrica que no es ocasionada por alguna falla de los equipos internos de la unidad y que es ocasionada por instalaciones complementarias, las cuales se definen como:

5.1.1 Capacidad de Transporte Eléctrico

Capacidad de garantizar el transporte eléctrico de la unidad o generador que permita evacuar toda su potencia efectiva a su SST asociados hasta el SPT en el periodo establecido (horas de punta HP):

Condición Normal:



Condición en Restricción:

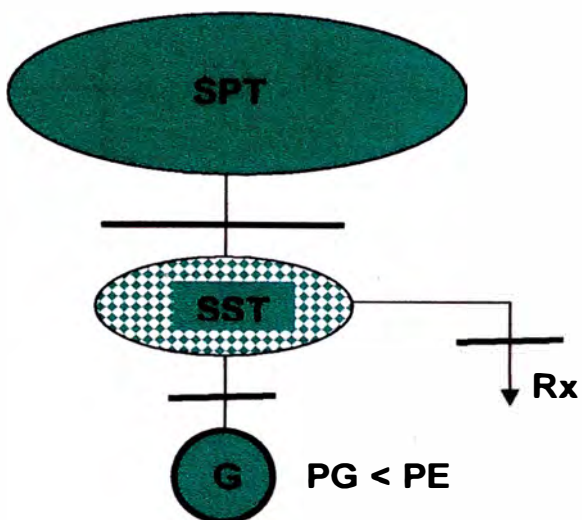


Figura 5.2

Para un Periodo HR_T de las HP:

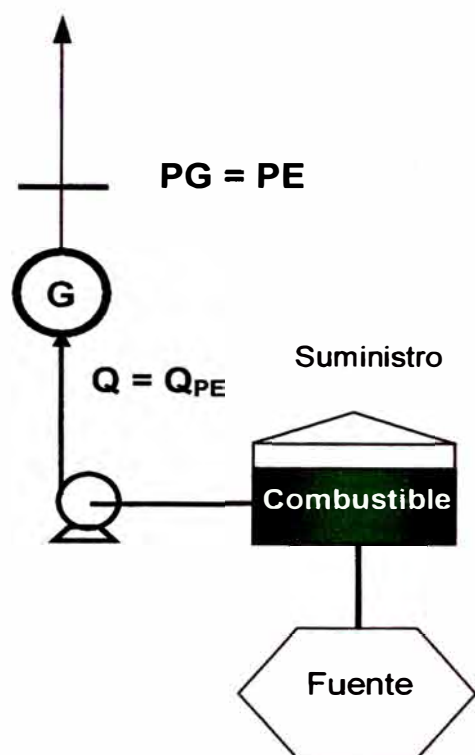
$$FIR_{\text{Restricción de Transporte Electrico}} = \left(1 - \frac{PG}{PE}\right) \frac{HR_T}{HP}$$

HR_T : Horas restringidas por transporte electrico.

5.1.2 Capacidad de Suministro de Combustible

Capacidad de garantizar el abastecimiento (suministro) de combustible de la unidad o generador que permita evacuar toda su potencia efectiva a su SST asociados hasta el SPT en el periodo establecido (horas de punta HP):

Condición Normal:



Condición en Restricción:

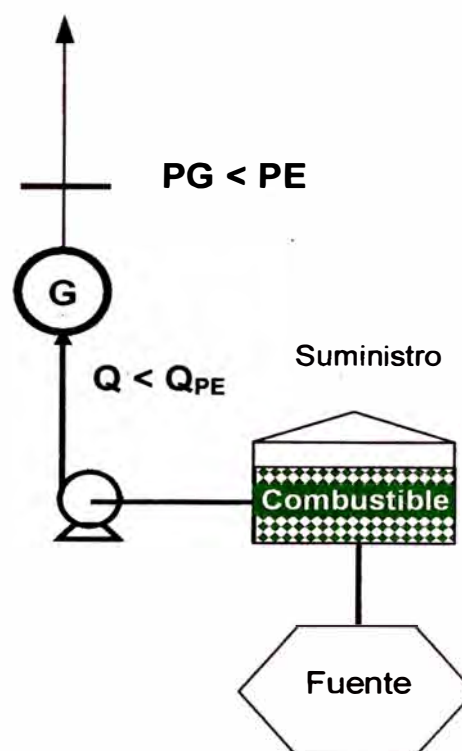


Figura 5.3

Para un Periodo HR_C de las HP:

$$FIR_{\text{Restricción de Suministro Combustible}} = \left(1 - \frac{PG}{PE}\right) \frac{HR_C}{HP}$$

HR_C : Horas restringidas por suministro de combustible.

5.2 Factor por Falta de Capacidad Garantizada de Transporte Eléctrico y Suministro de Combustible (K)

El Factor de corrección por falta de capacidad garantizada de transporte eléctrico y combustible es igual a:

$$K = (1 - FCI_x)$$

$$K = (1 - FCI_e) * (1 - FCI_c) \quad (5.3)$$

Los datos serán obtenidos mensualmente y los cálculos se realizarán con los datos del mes de evaluación:

Donde:

FCI_e : Factor de Capacidad Indisponible por Transporte Eléctrico.

FCI_c : Factor de Capacidad Indisponible por Suministro Combustible.

Y se sustentan como:

- a) **Factor de Capacidad Indisponible por falta de capacidad garantizada de transporte eléctrico (FCI_e)**

$$FCI_e = \left[1 - \left(\frac{PG}{\sum PE} \right) \right] * \left(\frac{HR_T}{HP} \right) \quad \text{si: } PG < \sum PE$$

$$FCI_e = 0 \quad \text{si: } PG \geq \sum PE \quad (5.4)$$

Donde:

PG:	Capacidad efectiva de la línea de conexión asociada a la generación
$\sum PE$:	Sumatoria de potencias efectivas de las unidades de generación que utilizan la línea de conexión
HR _T :	Período en el que la capacidad efectiva de la línea de conexión es menor que la potencia efectiva del conjunto de unidades y/o centrales asociadas a la línea de conexión
HP:	Número total de Horas de Punta del Sistema durante el mes

b) **Factor de Capacidad Indisponible por falta de capacidad garantizada de suministro de combustible (FCI_c)**

$$\begin{aligned}
 \text{FCI}_c &= \left[1 - \left(\frac{\text{PG}}{\sum \text{PE}} \right) \right] * \left(\frac{\text{HR}_c}{\text{HP}} \right) && \text{si: } \text{PG} < \sum \text{PE} \\
 \text{FCI}_c &= 0 && \text{si: } \text{PG} \geq \sum \text{PE}
 \end{aligned}
 \tag{5.5}$$

Donde:

PG:	<p>Potencia generable por la unidad con el combustible declarado por el titular de la unidad generadora para la programación semanal.</p> <p>Se considera potencia generable a la potencia promedio que puede generar una unidad con el combustible disponible para las Horas de Punta del Sistema y para el mes de evaluación</p>
$\sum \text{PE}$:	<p>Potencia efectiva de la unidad con el combustible declarado por el titular de la unidad generadora para la programación semanal.</p> <p>En el caso de unidades que utilizan diferentes combustibles en el mes, se considerará como potencia efectiva al valor promedio ponderado de las potencias efectivas diarias que se consideran en la programación semanal</p>
HR _c :	<p>Período en el que la Potencia generable de la unidad es menor que la Potencia efectiva</p>
HP:	<p>Número total de Horas de Punta del Sistema durante el mes</p>

En el caso de unidades térmicas que usan gas natural como combustible, se considerarán los contratos a firme por el transporte de gas desde el campo a la central.

Este factor es cero (0) para unidades hidráulicas.

5.3 Utilización del Factor K

Para el presente Informe se utiliza el Factor K de la siguiente forma:

1. Si el factor de capacidad indisponible por garantía de transporte eléctrico (FCI_e) es mayor que cero o El factor de capacidad indisponible de transporte de combustible (FCI_c) es mayor que cero de una central de generación, y Sólo para efectos de determinar su Potencia Firme, la unidad generadora será considerada, para la evaluación del mes siguiente, con un costo variable de operación igual al costo de racionamiento, para la fracción $(1-K)$ de su potencia efectiva no garantizada.
2. El factor de corrección por falta de capacidad garantizada de transporte eléctrico y de combustible es igual a:

$$K = (1 - O[FCI_e, FCI_c])$$

Donde

$$\begin{array}{ll}
 1.- \text{ si } FCI_e > 0 : & \rightarrow K = (1 - FCI_e) \quad \text{o;} \\
 2.- \text{ si } FCI_c > 0: & \rightarrow K = (1 - FCI_c)
 \end{array} \quad (5.6)$$

La ocurrencia de esta indisponibilidad por falta de capacidad garantizada es debido a los equipos complementarios que deben garantizar la entrega de la Potencia Efectiva (PE) de la central, la cual debe de estar bajo la responsabilidad del generador.

De la Formula General (5.1):

$$PF = PE * (1 - IF) * (1 - FCI_e) * (1 - FCI_c)$$

Remplazamos la definición K:

$$PF = PE * (1 - IF) * K \quad (5.7)$$

Donde:

PF: Potencia Firme de la Unidad
 FIF: Factor de Indisponibilidad Fortuita
 PE: Potencia Efectiva de la unidad

5.4 Verificación de Operatividad Mediante Pruebas Aleatorias

La DOCOES tendrá a su cargo la selección de los días en que se realizarán las pruebas y las unidades que serán sometidas a prueba. Además tendrá a su cargo la supervisión de las pruebas. Los resultados serán incluidos en el correspondiente informe sobre la operación del sistema que remite, diariamente, a la DOCOES.

Se realizaran cuatro (4) pruebas mensuales, durante el año.

5.4.1 Selección Aleatoria

Los días de prueba y la Unidad serán seleccionados mediante un sorteo que se realizará todos los días a las 16:00 horas, dicho procedimiento será dado por el Coordinador y puesto de conocimiento a las Empresas Generadoras.

5.4.2 Sobre la Prueba

La prueba incluirá:

- El arranque y sincronización.
- El proceso de carga hasta alcanzar plena-carga en función de la rampa de carga propia de la unidad.
- Un período de operación a plena-carga igual al tiempo mínimo técnico de operación de la unidad o dos (2) horas, el que resulte mayor.
- La descarga.

De fallar en el arranque, la unidad de generación será declarada indisponible, permitiéndosele, a su solicitud, un re arranque dentro de su tiempo de re arranque declarado. De resultar exitoso el re arranque, su indisponibilidad será contabilizada hasta el momento de su sincronización al sistema.

Si las pruebas no resultaran exitosas, la indisponibilidad total o parcial de las unidades, en esta etapa de prueba, serán evaluadas tomando en consideración lo señalado anteriormente en los puntos correspondientes al

calculo de los Factores de Indisponibilidad Programada mensual y anual para unidades térmicas e hidráulicas y en las Indisponibilidades parciales.

Si una unidad falla en 2 intentos de arranque la unidad se considerara indisponible desde el primer intento de falla hasta el sincronismo de la unidad y complete la unidad su tiempo mínimo de operación, y los siguientes intentos debe ser a su costo.

Se deberá especificar que la unidad que incurre en falla en dos intentos de arranque, DURANTE UNA PRUEBA ALEATORIA, estará indisponible hasta que la misma complete una prueba exitosa a su costo. Pero en caso que la unidad que incurre en estos eventos durante la operación normal, se considerará indisponible hasta que la responsable de la unidad demuestre su disponibilidad con un arranque y puesta en paralelo.

5.4.3 Pruebas por Solicitud de Terceros

Puede efectuarse una prueba, por solicitud de terceros, en un día determinado, independientemente de la que se lleve a cabo como resultado del procedimiento descrito en el numeral anterior.

Para ello, cualquier generador integrante del COES-SINAC puede solicitar una prueba en cualquiera de las unidades térmicas a la DOCOES, quien evaluará si su solicitud es fundada. Si lo es, la DOCOES obviará el procedimiento de selección y dispondrá la prueba de dicha unidad. Dicha

solicitud se podrá presentar hasta antes de las 16:00 horas de un día determinado.

Si la unidad solicitada resulta, posteriormente, seleccionada en el proceso establecido en el numeral anterior, la prueba se realizará siguiendo el procedimiento de ese literal.

La prueba se llevará a cabo de acuerdo a lo dispuesto en el numeral anterior. Si la unidad sometida a prueba resulta disponible, el generador solicitante asumirá las compensaciones de dicha prueba, incluyendo los costos de arranque y parada. En caso contrario, el titular de la unidad de generación sometida a prueba asumirá todos los costos de la prueba.

El calculo y procedimiento para efectuar la Compensación será similar al considerado en los Procedimientos relativos a las mínimas cargas, pruebas de potencia y costos eficientes de operación de las Centrales del COES-SINAC.

5.5 Periodicidad y Responsabilidad

Los factores de indisponibilidad y los factores de presencia se calculan mensualmente por el COES-SINAC y deben efectuarse a más tardar al tercer día calendario del mes siguiente, para su aplicación en el calculo de la potencia firme.

Las empresas integrantes del COES-SINAC son responsables de remitir semanalmente la información sobre sus indisponibilidades de acuerdo al formato preestablecido.

Los titulares de las unidades de generación serán los responsables de la entrega de la información fuente de sus contadores de energía al COES-SINAC, en la forma y fecha que ésta requiera.

El COES-SINAC es la responsable de obtener, verificar y centralizar la información estadística de indisponibilidades reportada por las empresas y es la responsable del cálculo de los factores de Indisponibilidad para las horas punta del sistema, es la responsable de la determinación de la presencia diaria de las unidades de generación hidráulica y del factor de presencia de éstas y emitirá el informe respectivo y será presentado a las Empresas integrantes para su revisión y/o aceptación.

6 EL EFECTO DEL MANTENIMIENTO Y OPERACION DE LAS CENTRALES ELECTRICAS SOBRE SU DISPONIBILIDAD

Las acciones que deben tomar en cuenta los propietarios y fabricantes de las Unidades Eléctricas con la finalidad de mejorar su disponibilidad tanto en el mantenimiento y operación, se muestran a continuación.

6.1 Tipos de Mantenimiento

Las diversas estrategias de mantenimiento adoptadas en las centrales son muy variadas y su finalidad es solucionar el problema de maximizar la disponibilidad y confiabilidad de la central a un mínimo costo.

Es necesario tener en cuenta que todos los fabricantes establecen programas de mantenimiento muy conservadores. En la mayoría de las centrales los operadores han llegado a modificar estos programas y establecer sus propias frecuencias de mantenimientos. El fin es lograr la

maximización de la disponibilidad de la central minimizando sus costos, los tipos de mantenimiento son:

- **Mantenimiento mayor y menor.-** Son actividades que se realizan retirando de servicio la unidad generadora del Sistema durante un tiempo predeterminado.
- **Mantenimiento correctivo.-** Es la actividad que se realiza para superar un defecto o avería en algún componente que ha ocasionado un mal funcionamiento o su inoperatividad de la unidad, dejándolo en condiciones aceptables o normales de funcionamiento. Generalmente no está programado.
- **Mantenimiento preventivo.-** Son las actividades que se realizan cada cierto tiempo preestablecido con la finalidad de reducir la probabilidad de fallas de la unidad, pérdida de producción y aumentar la confiabilidad del equipo.

Este tipo de mantenimiento se basa en la idea de que cada componente puede funcionar un determinado número de horas antes que sea necesario realizar alguna labor de mantenimiento. En tal sentido, este tipo de mantenimiento se realiza en intervalos preestablecidos, en base a programas de mantenimiento, recomendados por el fabricante o por la experiencia de los operadores.

- **Mantenimiento predictivo.-** Son las actividades que se realizan analizando, mediante instrumentos en forma regular la condición operativa de la unidad. Como los niveles de vibración, muestreo de aceite, termografía (registro visual de temperaturas), mediciones por ultrasonido (medición para controlar desgaste), eficiencia térmica y la calidad del aceite entre otros, permitiendo que el operador tenga mas elementos de juicio para decidir si interviene la unidad cuando sea absolutamente necesario.

Las ventajas principales del mantenimiento predictivo son: obtención de la máxima vida útil de los componentes de la unidad, incluye las ventajas del mantenimiento preventivo, elimina la necesidad de inspecciones periódicas programadas de los equipos, disminución de paradas imprevistas, se conoce en forma precisa cuándo y qué debe cambiarse en una unidad, por lo tanto aumenta la confiabilidad y disponibilidad de la misma.

6.2 Política de Mantenimiento

La experiencia muestra que el mantenimiento bien planificada y la actualización técnica constante dan como resultado altos valores de la disponibilidad y la confiabilidad de la unidad. Si el mantenimiento no es el adecuado, la central puede ser más susceptible a fallas y

averías por lo tanto, el objeto es por ello obtener un nivel óptimo de mantenimiento.

Para mantener una gestión eficiente del mantenimiento y dado los niveles de inversión de la central y de los costos de repuestos, es prioritario estrechar la relación con el fabricante de la unidad, para así aprovechar tanto los avances tecnológicos que llevan a cabo, como los avances en proceso de mantenimiento que sus investigaciones desarrollan.

Con el aumento en tamaño, número y complejidad de las Centrales Eléctricas el diseño del Programa de Mantenimiento de las Unidades Generadoras representa un serio problema, el cual se hace aún más delicado debida al impacto del Programa de Mantenimiento Preventivo de las Unidades Generadoras en la Confiabilidad del Sistema de Potencia. Por lo tanto, aparece la necesidad de automatizar el programa de mantenimiento, de tal manera de incrementar la confiabilidad y reducir los costos, tomando en cuenta todas las limitaciones prácticas existentes.

6.3 Vida Útil de las Centrales Eléctricas

La gran mayoría de fabricantes de unidades generadoras realizan sus diseños para una vida útil de 20 a 30 años. Los principales componentes al llegar a dichos límites se van aproximando al final de su vida y la unidad va

perdiendo su potencia, eficiencia, disponibilidad y confiabilidad inicial, transformándose en determinado momento en una unidad antieconómica.

La vida útil de diferentes tipos de centrales eléctricas, para su operación comercial son:

Tipo de Central	Vida Útil en Años
Central a vapor	30
Central con turbinas a gas	25
Central con motores Diesel	20
Central nuclear	30
Central hidroeléctrica	50

Estos valores son referenciales, pues existen plantas a vapor que están operando mas de 40 años, lo mismo que las centrales hidráulicas.

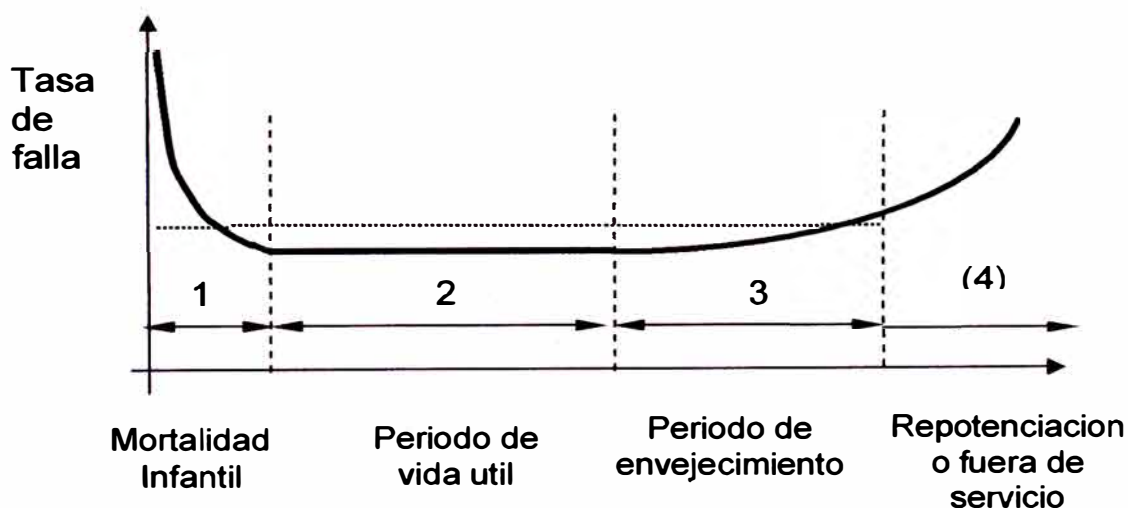


Figura 6.1

Los principales factores que originan el envejecimiento de una máquina eléctrica, con respecto a la disminución de la resistencia mecánica son:

Fatiga de baja frecuencia	Debido a arranques, paradas y variaciones de carga
Fatiga de alta frecuencia	Debido a los esfuerzos alternativos originadas por la rotación y las vibraciones
Corrosión y desgaste	Debido a condiciones operativas relativas al combustible, aceite de lubricación, medio ambiente, temperatura de trabajo, etc.

En situaciones extremas los costos de operación y mantenimiento aumentan notablemente, se presentan dificultades en conseguir repuestos de equipos que ya no se fabrican, aumenta la contaminación ambiental, etc.

Generalmente cuando se llega a esta situación se determina el retiro de la unidad por obsolescencia, pero en situaciones donde existen dificultades financieras que hacen difícil adquirir nuevas unidades y además se debe enfrentar una demanda creciente con muy cortos plazos para el montaje de nuevas unidades es posible encontrar nuevas alternativas de solución, como por ejemplo el repotenciamiento.

Actualmente las unidades pueden repotenciarse después de su vida útil , ya que se han desarrollado tecnologías de reparación (overhaul) que permiten prolongar la vida útil de las unidades de generación por otros 10 a 15 años más en condiciones económicas ventajosas.

6.4 Influencia del Fabricante y Usuario

Para conseguir la máxima disponibilidad de la unidad, el operador deberá conocer, no solamente su equipo, sino también los factores que la afectan. Esto incluye, un conocimiento del diseño, un seguimiento de las recomendaciones de un stock de repuestos y la capacitación del personal. El análisis de los datos operativos y el intercambio de informaciones entre el usuario y el fabricante son esenciales para un mantenimiento exitoso.

Las diferentes deficiencias en la ingeniería de sistema, diseño de sistemas o seguridad de calidad pueden conducir a una paralización no planificada de la unidad: algunas de esas causas incluyen problemas de los siguientes tipos según su responsabilidad.

Responsabilidad del Fabricante:

- Experiencia en la calidad del diseño, fabricación, instalación y operación.
- Sobre desarrollo de algunas tecnologías.
- Organización ineficiente de servicios de operación y entrega.
- Falla humana, entrenamiento inadecuado del personal.
- Protección insuficiente contra la operación extrema y las condiciones ambientales.
- Reparaciones y políticas de mantenimiento.
- Tipo y calidad de soporte de campo.

- Mejoras del producto.

Responsabilidad del Usuario:

- Competencia del operador.
- Control y calidad de mantenimiento (preventivo y correctivo).
- Tipo y calidad de registros de operación y mantenimiento que sean conservados (estadística histórica de eventos).
- Inventario preciso de repuestos y suministros (proveedores).
- Prioridad en los mantenimientos preventivos y programados.
- Intervención adecuada y oportuna en caso de salida forzada.

El tamaño de la unidad puede ser un factor importante en su disponibilidad.

La estadística histórica nos indica que las unidades mas grandes tienen disponibilidad notablemente mas bajas que las unidades mas pequeñas.

7 CALCULO DE LOS FACTORES DE INDISPONIBILIDAD

En el presente capítulo se realizarán los cálculos para dos centrales eléctricas típicas del COES-SINAC como casos prácticos, estas son; las cuatro unidades de la Central Térmica de Malacas y las dos unidades de la central hidráulica de Chimay, en las cuales se utilizó las formulaciones de los Factores de Indisponibilidad dadas en el presente informe.

Además presentamos los cálculos detallados de unos meses del año 2003, en la cual se hacen el análisis de los datos a utilizar y los resultados de los Factores de Indisponibilidad, los mismos que comparamos con los valores calculados por el COES-SINAC. Donde indicamos las diferencias y comentarios con respecto a los resultados.

7.1 Central Térmica de Malacas

7.1.1 Descripción de la Central Térmica

Ubicación:

La central termoeléctrica de Malacas, propiedad de la Empresa Eléctrica de Piura EEP SA, se encuentra situada a 12 km al norte de Talara, en el Distrito de Malacas, Departamento de Piura, a 50 msnm y sobre un área de 320,000 m². Está adyacente a la planta de gas de Malacas, desde donde se abastece de combustible. El acceso a ella es por la carretera Talara-Zorritos.

Relación de Unidades:

La central termoeléctrica de Malacas tiene una potencia total instalada de 154 MW, y está conformada por cuatro turbogeneradores, denominadas: TG1, TG2, TG3 y TGN4. Las 3 primeras unidades son de marca Mitsubishi y la cuarta es de marca ABB, la unidad TG2 se encontraba operando en forma aislada para el Sistema Aislado de Talara, habiendo sido incorporada al COES-SINAC en agosto 2003. Las otras tres unidades se incorporaron en las siguientes fechas; las unidades TG1 y TG2 desde el 09 de Julio de 1997 y la unidad TGN4 desde Diciembre de 1997. Los mismos que operan de acuerdo a las indicaciones del COES-SINAC.

Características de la unidad TGN4

Turbina:

Fabricante	ABB
Procedencia	Alemania
Tipo	A combustión, ciclo simple
Modelo	GT11NM
Nº Serie	V203
Año de instalación	1998
Combustible	Dual: gas natural y diesel 2
Potencia Instalada	100 MW
Potencia Efectiva	79.8 MW, sin inyección de agua 96.6 MW, con inyección de agua
Potencia declarada	82.2 MW
Velocidad	3 600 rpm
Reducción del NOX	Por inyección de agua (14.45 kg/s)
Nº etapas Turbina	4
Nº etapas Compresor	19
Relación de compresión	14:1
Sistema de refrigeración	Aire

Generador:

Fabricante	ABB
Procedencia	Alemania
Modelo/ Tipo	Abierto, refrigerado por aire
Serie	WY18Z-059LLT
Año de instalación	1998
Potencia declarada	79.8 MW
Factor de potencia	0.80
Velocidad	3600 rpm
Nº de fases	3
Voltaje	13.8 kV
Tipo de aislamiento	Clase F

Características de las Unidades TG1, TG2 y TG3

Grupo	Marca	Potencia instalada (MW)	Potencia declarada (MW)
Turbina TG N°1	Mitsubishi	18.0	15.1
Turbina TG N°2	Mitsubishi	18.0	15.2
Turbina TG N°3	Mitsubishi	18.0	15.1

Turbina:

FABRICANTE	MITSUBISHI
TIPO	MW-191G
RPM	4913
COMBUSTIBLE	GAS / DIESEL
N° DE SERIE	T-148
N° etapas Turbina	5
N° etapas Compresor	15

Generador:

FABRICANTE	MITSUBISHI ELECTRIC
POTENCIA NOMINAL (KVA)	24138
POTENCIA ACTIVA (KW)	19350
FACTOR DE POTENCIA	0.8
VOLTAJE (V)	13200
CORRIENTE (A)	1059
RPM	3600
AÑO DE INSTALACIÓN	1974

7.1.2 Cálculos de los Factores de Indisponibilidad

Los resultados de los cálculos de los Factores de Indisponibilidad para los años 2002 y 2003, los presentamos en los siguientes cuadros y gráficos, donde se han aplicado las formulaciones del presente estudio:

**Calculo de los Factores de Indisponibilidad Fortuita Termica
Central Termica de Malacas**

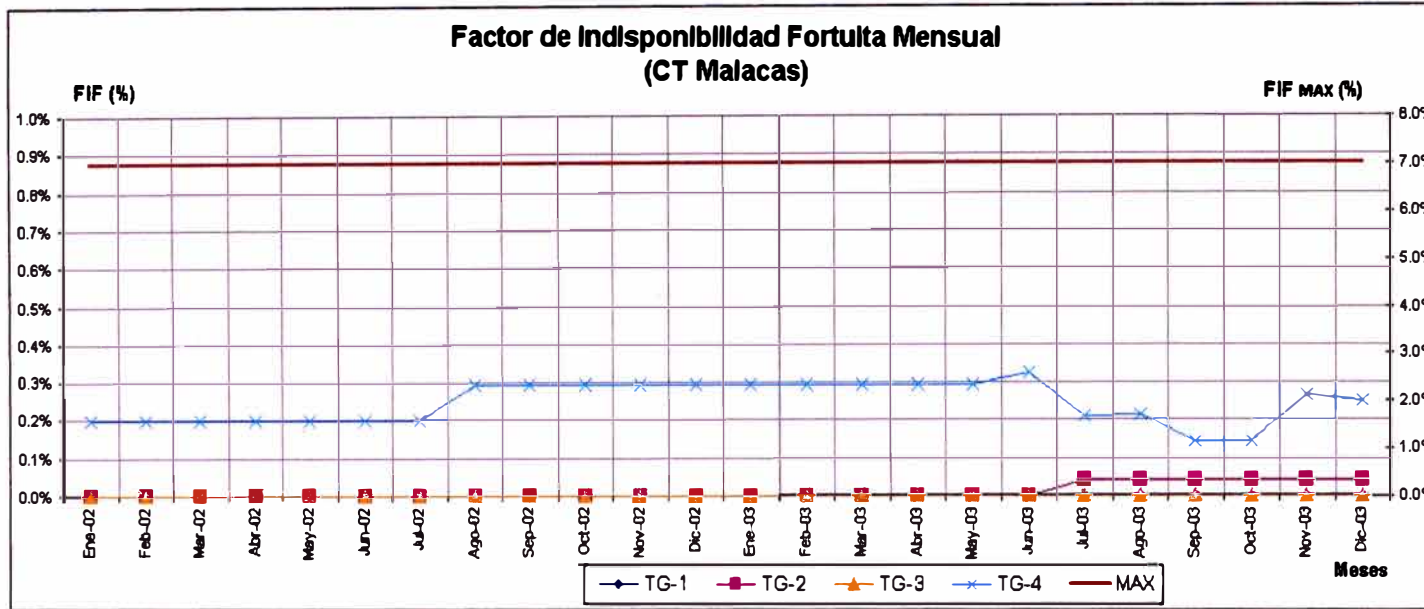


Figura 7.1

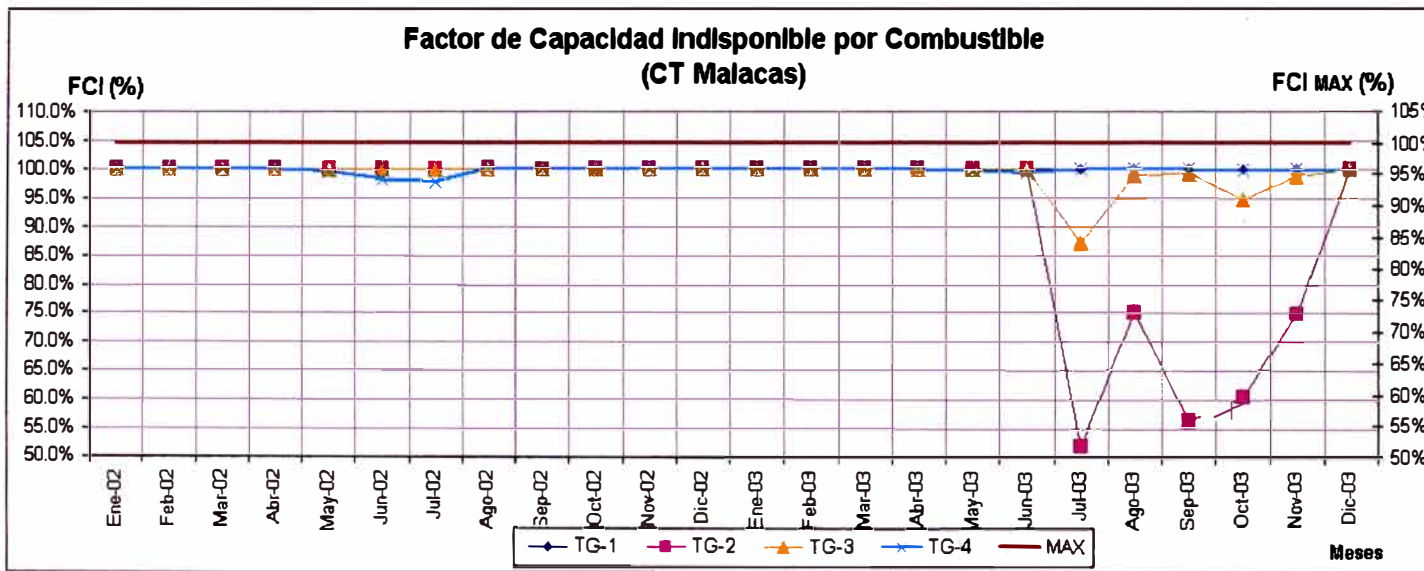


Figura 7.2

**Calculo de los Factores de Indisponibilidad Programada Termica
Central Termica de Malacas**

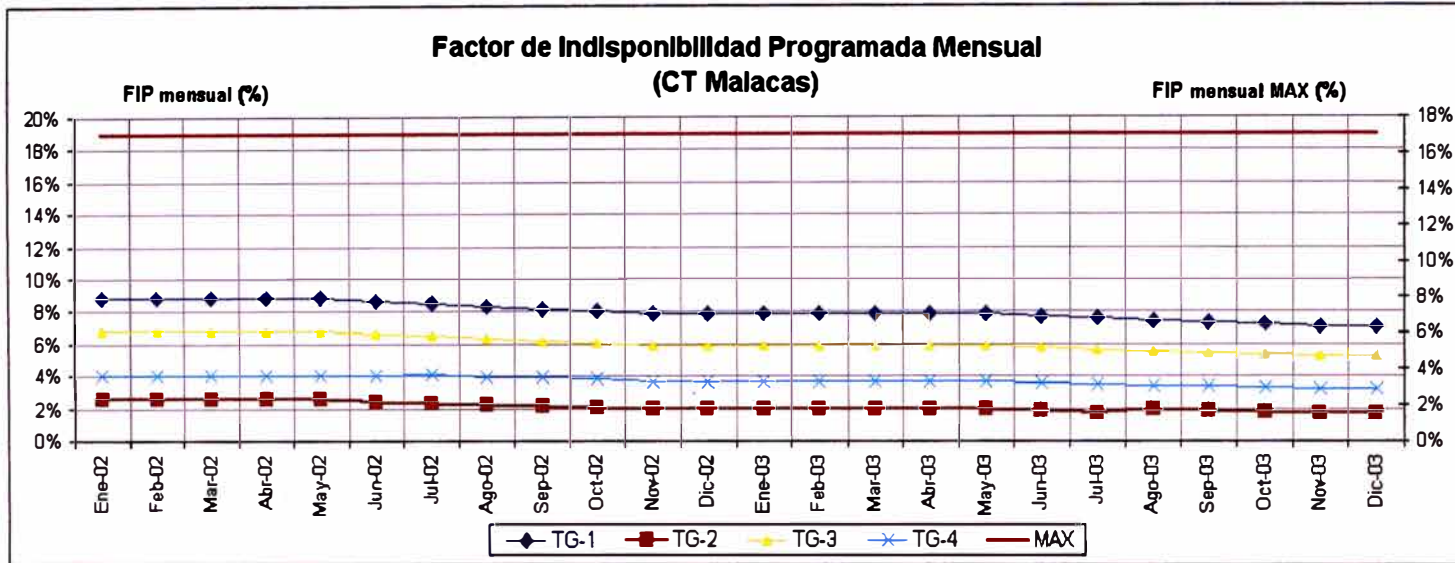


Figura 7.3

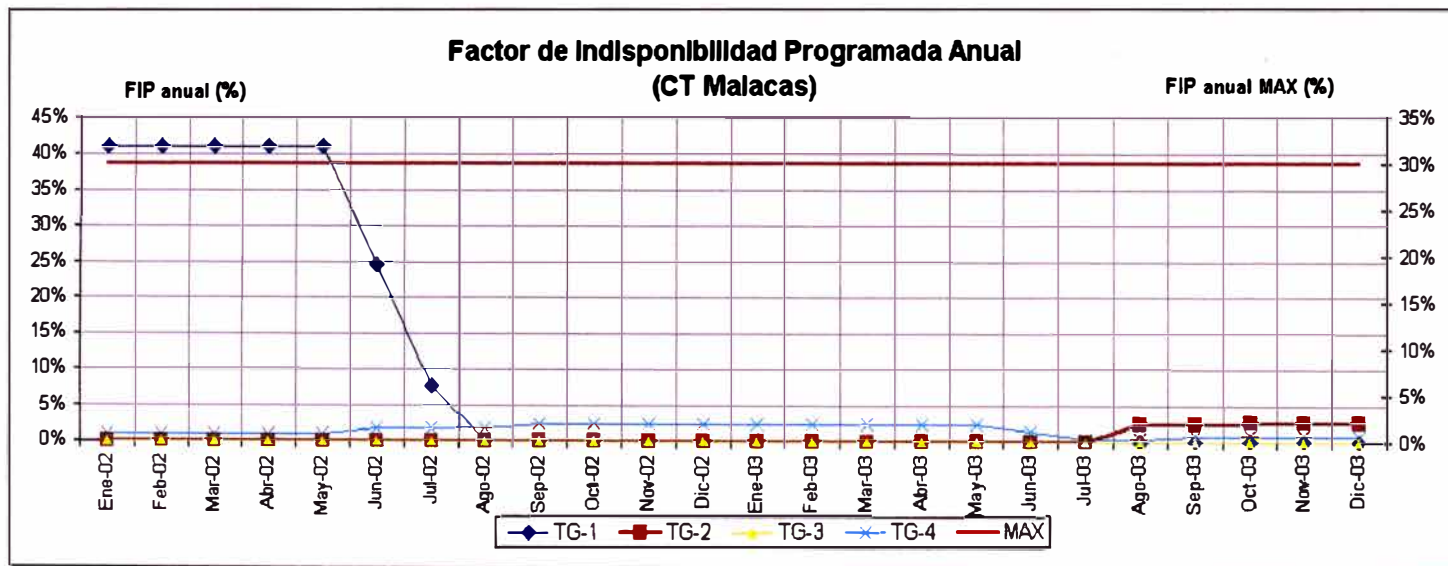


Figura 7.4

A continuación hacemos el análisis de los datos, resultados y los comentarios respectivos del calculo de los Factores de Indisponibilidad, de las unidades de la CT Malacas, los cuales comparamos con los cálculos realizados por el COES-SINAC. para lo cual se hace uso de la estadística histórica de la central, los cuales se encuentran en el anexo 3 de la presente:

Para la Unidad TGN4:

Para realizar los cálculos tomamos como ejemplo el mes de Junio de 2003, en la cual obtenemos los valores estadísticos de los eventos operativos ocurridos en el mes, en las que identificamos fechas , horas y el motivo de la indisponibilidad.

Definición	Tiempo (hr)	Descripción
HP	$30 \times 7 = 210$	Horas Punta periodo
HIF	1.52	Salida Fortuita del 12/06/2003 a las 22:29 hr. Por actuación del sistema de protección contra Incendio
HIP	0	No hubo mantenimiento Programado
HI parcial	1.66	Horas equivalentes de Carga Parcial por menor suministro de gas.

Aplicando las formulación de indisponibilidades del presente estudio y comparando con los cálculos realizados por el COES-SINAC para cada factor correspondiente tenemos los siguientes cuadros:

Procedimiento Nuevo

Factor	TGN4
FIF	0.32%
FIP mes	3.58%
FIP anual	1.42%
FCI comb.	0.8%
K	99.2%

Procedimiento COES

Factor	TGN4
FIF	0.32%
FIP mes	3.58%
FIP anual	1.65%
FCI comb.	0%
K	100%

Comparando los resultados, tenemos que las horas consideradas por el COES-SINAC, para el calculo de la Indisponibilidad Programada Parcial por menor suministro de combustible (FCI combustible), deberán estas realmente ser tomadas como horas por falta de capacidad de suministro de combustibles y aplicar el factor K (restricción de la capacidad por abastecimiento de combustible), ya que este evento no esta asociada al Grupo Generador-Turbina y no debe afectar su indisponibilidad (data estadística), por lo tanto el valor de: K debe ser de 99.2% y no el 100% inicialmente considerado por el COES-SINAC.

Esta restricción deberá afectar el calculo de la Potencia Firme de la Unidad mas no así en su indisponibilidad, por lo tanto el Factor K es el parámetro indicado a utilizarse ya que es de aplicación puntual (se aplica solo en el mes correspondiente) y no afectan a las horas de indisponibilidad histórica de la Unidad.

Para las Unidades TG1, TG2 y TG3:

Para realizar los cálculos tomamos como ejemplo el mes de Setiembre de 2003, del cual obtenemos los valores de la estadística de los eventos operativos ocurridos en el mes, en la que identificamos fechas , horas y el motivo de la indisponibilidad.

Definición	Tiempo (hr)	Tiempo (hr)	Tiempo (hr)	Descripción
	TG1	TG2	TG3	
HP	30*6=180	30*6=180	30*6=180	Horas Punta
HIF	0	0	0	No hubo mantenimiento Programado
HIP	0	0	0	No hubo mantenimiento Programado
HI parcial	0	78.82	1.48	Horas equivalentes de Carga Parcial por menor suministro de gas.

(*) : A partir de agosto-2003 las HP del sistema es de 6 horas

Aplicando las formulación de Indisponibilidades del presente estudio y comparando con los cálculos realizados por el COES-SINAC para cada factor correspondiente tenemos:

Procedimiento Nuevo

Factor	TG1	TG2	TG3
FIF	0%	0.05%	0%
FIP mes	7.32%	1.86%	5.45%
FIP anual	0%	2.46%	0%
FCI comb.	0%	43.8%	0.8%
K	100%	56.2%	99.2%

Procedimiento COES

Factor	TG1	TG2	TG3
FIF	0.1%	0.01%	0.57%
FIP mes	7.32%	4.15%	5.47%
FIP anual	0%	21.21%	0.27%
FCI comb.	0%	0%	0%
K	100%	100%	100%

De los resultados, se observa que para la Unidad TG2 las horas de Indisponibilidad Parcial por menor suministro de gas asumidos por el COES-SINAC, estas deberán realmente ser consideradas como horas por falta de capacidad indisponible de combustible y aplicar el Factor K, ya que realmente en el mes de setiembre 2003 esta unidad estuvo prácticamente 15 días que no pudo garantizar su potencia al Sistema, en las horas de punta por menor suministro de gas, evento que no esta asociado al grupo generador-turbina, estas horas no deben ser incluidas en los factores FIP_{anual} y $FIP_{mensual}$, por lo tanto las mismas deberán de aplicarse en el Factor FCI por combustible obteniendo el valor de K igual a 56.2% y no de 100% calculado por el COES.

Igualmente el mismo caso ocurre para la unidad TG3, cuando estuvo indisponible por menor suministro de gas en el mismo mes, por lo tanto aplicando la formulación, el valor de K calculado debe ser igual a 99.2% y no de 100% obtenido por el COES.

Además, la variación de los valores de la Indisponibilidad Fortuita FIF de las unidades TG2 y TG3, se debe a que las horas consideradas por el COES no fueron identificadas correctamente, por lo tanto las mismas deberán ser calificadas como horas por Capacidad Indisponible por Combustible y aplicarse en el factor FCI, efecto muy pequeño que ya está incluido en los valores de K 56.2% y 99.2% respectivamente.

7.2 Central Hidráulica de Chimay

7.2.1 Descripción de la Central Hidroeléctrica

Ubicación:

La Central Hidroeléctrica Chimay propiedad de la empresa eléctrica EDEGEL, está ubicada entre las cotas 1,330 y 1,080 en la zona correspondiente a región de selva superior (subandina) del Perú, a 25 km al Sur de la ciudad de San Ramón en la provincia de Jauja, en el departamento de Junín, distante 270 km al Este de la ciudad de Lima.

La casa de máquinas y la subestación se ubican en la margen izquierda del río Tulumayo, en una terraza existente de 1.5 hectáreas, y a una altitud de 1,100 metros.

Características:

La Central Hidroeléctrica Chimay utiliza las aguas del río Tulumayo, con un caudal máximo de 82 m³/s y una caída bruta de 220 metros. La potencia instalada es de 156.0 MW (78.0 MW c/u) y recibe el caudal regulado por las compuertas de la presa ubicada en la zona de captación (1,325 msnm).

La longitud del túnel es de 9.171 metros, con un diámetro de 6.5 metros

Máquinas generadoras:

La Central Hidroeléctrica Chimay dispone para la generación de energía eléctrica de dos (2) turbinas tipo Francis de eje vertical, acoplados a generadores. Las características principales de las máquinas generadoras son las siguientes:

Datos técnicos de las turbinas:

Unidad	Grupo N° 1 y N° 2
Marca	G.E Hydro
Tipo	Turbina Francis de eje vertical.
Año de fabricación	1999
Potencia nominal	2 x 78.0 MW
Altura neta nominal	192 metros
Caudal nominal	41 m ³ /s
Velocidad nominal	400 RPM
Numero de fabricación	3073, 3074

Datos técnicos de los generadores:

Unidad	Grupo N° 1 y N° 2
Marca	ELIN
Tipo	Trifásico Ssv 425/18 -200
Año de fabricación	2000

Potencia aparente máxima	90 MVA
Potencia aparente nominal	84 MVA
Tensión nominal	13 800 V
Corriente nominal	3 765 A
Factor de potencia	0.85
Frecuencia	60 Hz.
Velocidad nominal	400 RPM
Velocidad de fuga	725 RPM
Clase de aislamiento	F
Servicio	Continuo
Excitación	175 V 1127 A
Modelo	IM 8421 (W41)
Numero de fabricación	1 659.383

7.2.2 Cálculos de los Factores de Indisponibilidad y Presencia

Los resultados de los cálculos de los factores de Indisponibilidad y Presencia para los años 2002 y 2003, los presentamos en los siguientes cuadros y gráficos, donde se han aplicado las formulaciones del presente estudio:

Calculo de los Factores de Indisponibilidad Fortuita de Centrales Hidraulicas Central Hidroelectrica de Chimay

Horas de Indisponibilidad Fortuitas

(Estadística histórica de las Horas de Indisponibilidad Fortuitas)

Empresa	Central	Unidad	Potencia Efectiva (MW)	Factor de indisponibilidad teórica Programada (%)	Ene-02	Feb-02	Mar-02	Abr-02	May-02	Jun-02	Jul-02	Ago-02	Sep-02	Oct-02	Nov-02	Dic-02	Ene-03	Feb-03	Mar-03	Abr-03	May-03	Jun-03	Jul-03	Ago-03	Sep-03	Oct-03	Nov-03	Dic-03		
					(HR)	(HR)	(HR)	(HR)	(HR)	(HR)	(HR)	(HR)	(HR)	(HR)	(HR)	(HR)	(HR)	(HR)	(HR)	(HR)	(HR)	(HR)	(HR)	(HR)	(HR)	(HR)	(HR)	(HR)	(HR)	(HR)
EDEGEL	Chimay	Grupo1	75.50	3.18%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5.84
		Grupo2	75.40	3.18%	0.00	0.00	1.28	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.65	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.47	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	6.14
		Central	150.90	3.18%	0.00	0.00	0.64	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.32	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.23	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5.99

Periodo	Dias de Control	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	30	31	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
Horas Periodo		217	196	217	210	217	210	217	217	210	217	210	217	217	196	217	210	217	210	217	186	180	186	180	186	180	186

Factor de Indisponibilidad Fortuitas Mensual

Mensual

Empresa	Central	Unidad	Potencia Efectiva (MW)	Factor de indisponibilidad teórica Fortuita MAX (%)	Ene-02	Feb-02	Mar-02	Abr-02	May-02	Jun-02	Jul-02	Ago-02	Sep-02	Oct-02	Nov-02	Dic-02	Ene-03	Feb-03	Mar-03	Abr-03	May-03	Jun-03	Jul-03	Ago-03	Sep-03	Oct-03	Nov-03	Dic-03		
					(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)
EDEGEL	Chimay	Grupo1	75.50	5.00%																										
		Grupo2	75.40	5.00%																										
		Central	150.90	5.00%	2.5%	2.4%	2.3%	2.2%	2.0%	1.9%	1.8%	1.6%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.2%	0.6%	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%	0.3%	0.2%	0.2%	0.2%	0.1%	0.2%	

**Calculo de los Factores de Indisponibilidad Programada de Centrales Hidraulicas
Central Hidroeléctrica de Chimay**

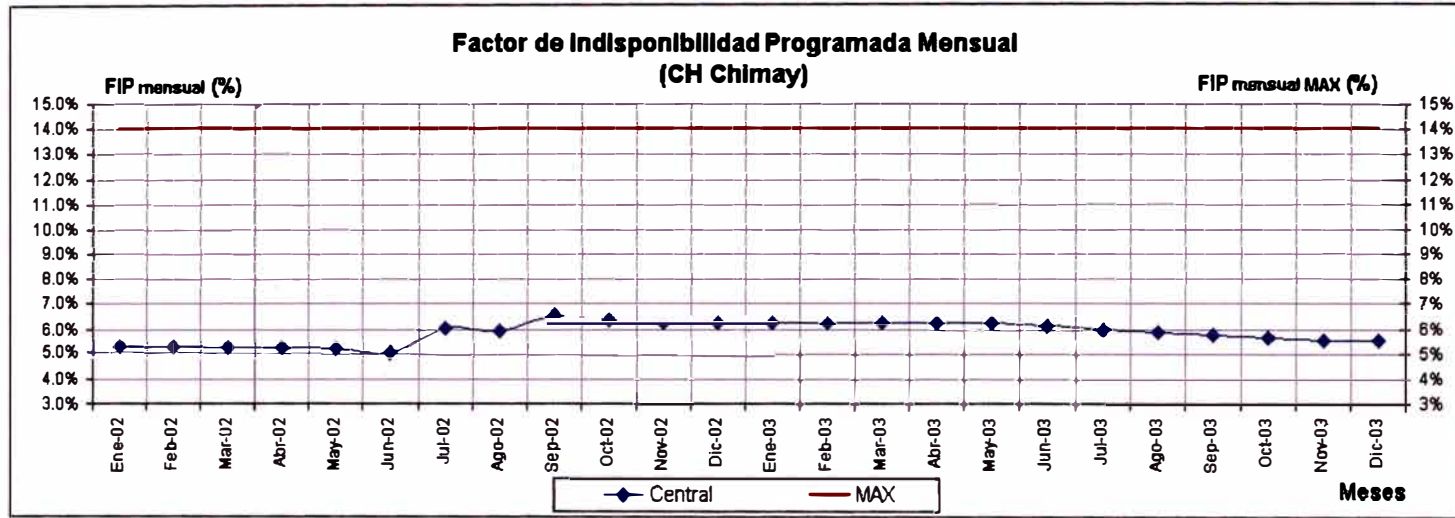


Figura 7.5

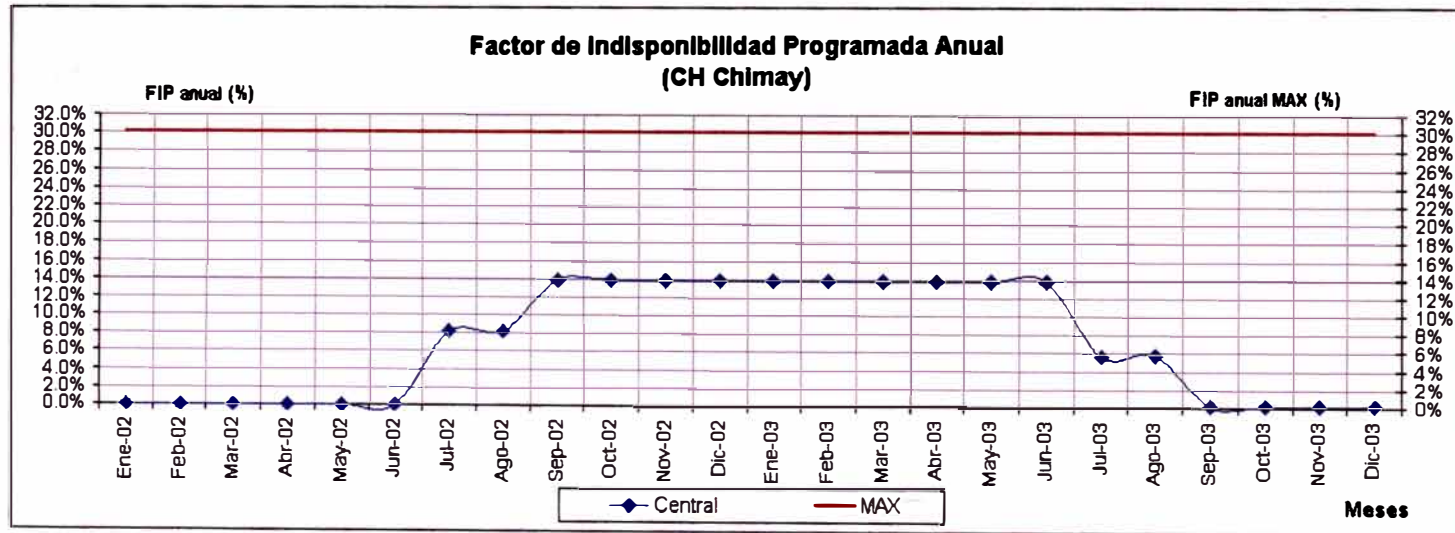


Figura 7.8

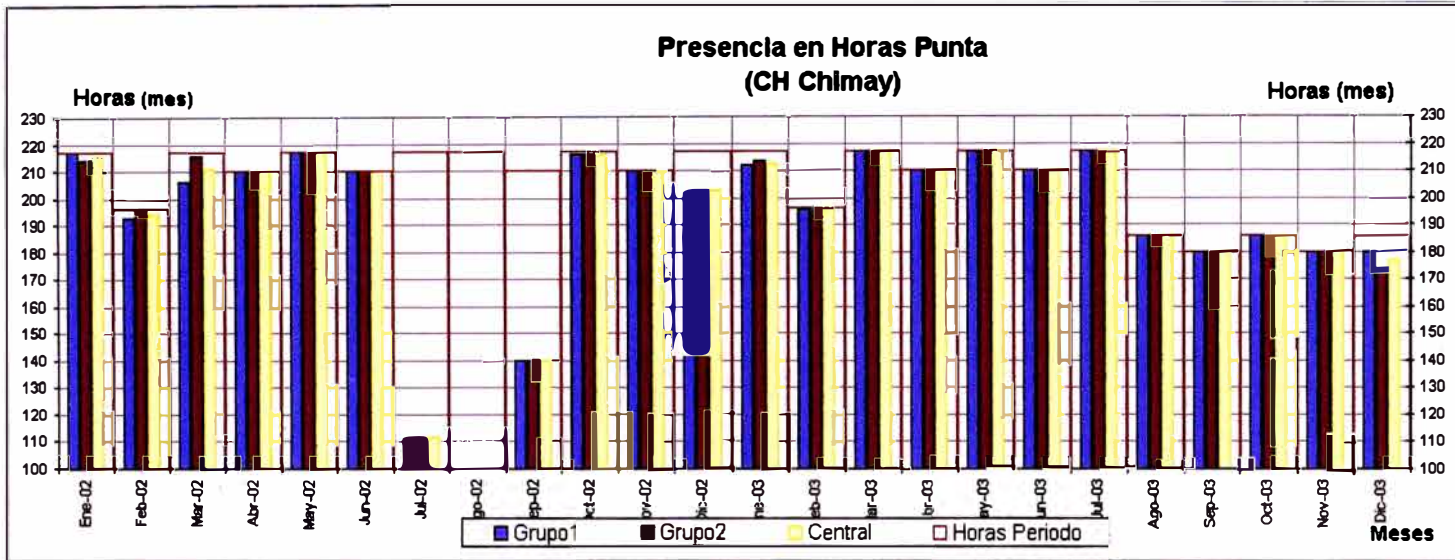


Figura 7.7

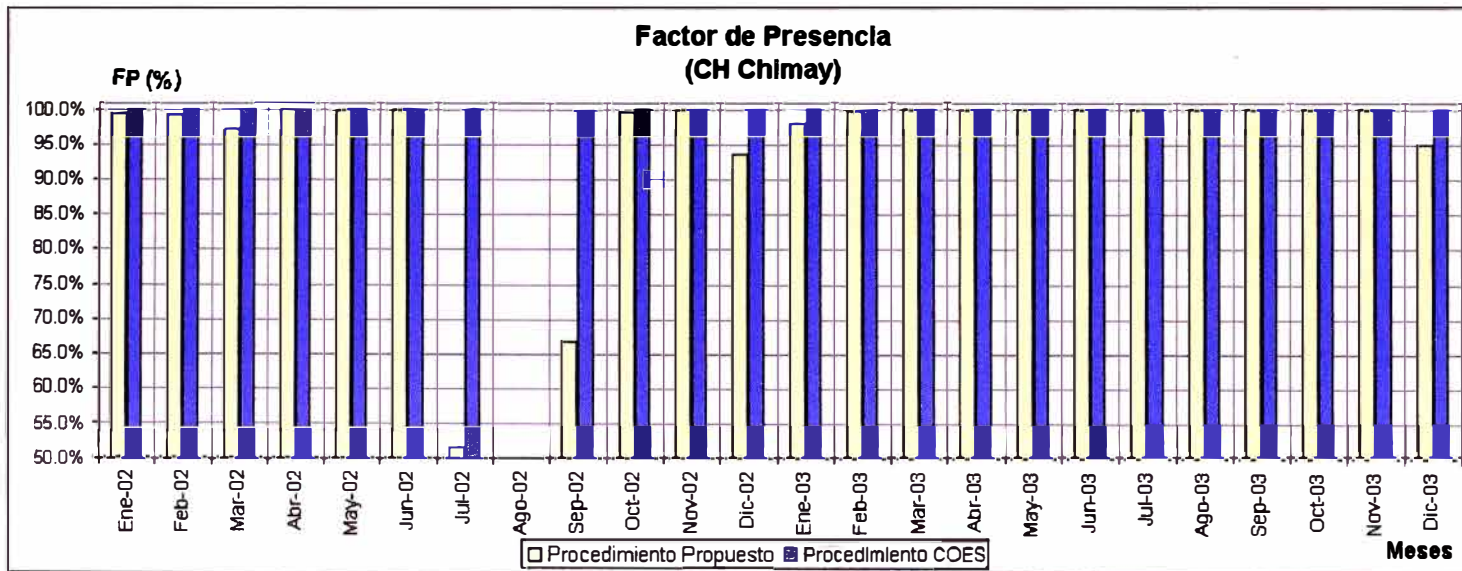


Figura 7.8

A continuación hacemos el análisis de los datos, resultados y los comentarios respectivos del calculo de los Factores de Indisponibilidad, de la CH Chimay, los cuales comparamos con los cálculos realizados por el COES-SINAC. para lo cual se hace uso de la estadística histórica de la central, los cuales se encuentran en el anexo 3 de la presente.

Para realizar los cálculos tomamos como ejemplo los meses de Enero, Febrero y Diciembre de 2003, de las cuales obtenemos los valores de la estadística de los eventos operativos ocurridos, en la que identificamos fechas , horas y el motivo de la indisponibilidad.

Enero-2003

Definición	Tiempo (hr)	Descripción
HP	$30 \times 7 = 210$	Horas Punta
HIF	0	No hubo mantenimiento Programado
HIP	0	No hubo mantenimiento Programado
HI forzada	G1 = 4.93 G2 = 3.53	Fuera de servicio 26/01/03 por mala calidad del agua del rio tulumayo

Febrero-2003

Definición	Tiempo (hr)	Descripción
HP	$28 \times 7 = 196$	Horas Punta
HIF	0	No hubo mantenimiento Programado
HIP	0	No hubo mantenimiento Programado
HI forzada	G1 = 0.38 G2 = 0.62	Fuera de servicio 09/02/03 por mala calidad del agua del río tulumayo

Diciembre-2003

Definición	Tiempo (hr)	Descripción
HP	31*7=217	Horas Punta
HIF	G1 =5.84 G2 = 6.14	G1 Fortuita Parcial el 22/12/03 G2 Falla en el convertidor de medida, el 07/12/03 y Fortuita Parcial el 22/12/03
HIP	G1= 0.18 G2 = 0	G1 en mantenimiento por colocación de equipo medida de vibraciones 12/12/03
HI forzada	G1 = 6.08 G2 = 12.10	Fuera de servicio la G1 el 24/12/03 por mala calidad del agua del río tulumayo Fuera de servicio la G2 el 17/12/03, 18/12/03 y 24/12/03 por mala calidad del agua del río tulumayo

Aplicando las formulaciones de los Factores de Indisponibilidades y Presencia del presente estudio y comparando con los cálculos realizados por el COES-SINAC para cada Factor correspondiente tenemos:

Procedimiento Nuevo

Factor	Ene-2003	Feb-2003	Dic-2003
FIF	1.22%	0.64%	0.05%
FIP mes	6.25%	6.25%	5.54%
FIP anual	13.88%	13.88%	0.12%
FP	98.0%	99.7%	95.1%

Procedimiento COES

Factor	Ene-2003	Feb-2003	Dic-2003
FIF	-	-	-
FIP mes	-	-	-
FIP anual	14.0%	14.0%	0.125%
FP	100%	100%	100%

De los resultados se observa que el COES no ha considerado las restricciones de potencia de la CH Chimay como consecuencia de la mala calidad del agua (fuente de energía), estas deben ser considerados en el calculo del Factor de Presencia (FP), ya que esta restricción no esta relacionado al Conjunto Generador-Turbina, este evento ocurre normalmente en los meses de avenida, por lo tanto los valores del FP deben ser de 98.0%, 99.7% y 95.1% y no del 100% respectivamente calculados por el COES.

Se observa también que la restricción de potencia de una central por la mala calidad del agua no es considerado en ninguna parte del Procedimiento de Indisponibilidad del COES-SINAC y en otros Procedimientos tales como el calculo de la Energía Firme y la Potencia Efectiva.

Además en la Actualidad el COES-SINAC no calcula las Indisponibilidades Fortuitas FIF y Programada Mensual FIP de las Centrales Hidráulicas, los cuales deben realizarse para establecer una estadística de estos parámetros para compararlos con los valores máximos según se indica expresamente en el Procedimiento.

CONCLUSIONES

- Las formulaciones de los Factores de Indisponibilidad sustentadas en el presente informe tiene la finalidad de mejorar el procedimiento actual que el COES-SINAC viene aplicando a las unidades del Sistema ya que estas tienen un mejor sustento técnico en la cual aplicamos información estadística y matemática para su calculo.
- En el calculo de los Factores de Indisponibilidad para las unidades de la Central Térmica de Malacas se concluye que se le esta castigando en exceso por la incorrecta aplicación de los conceptos en la calificación de la Indisponibilidad Parcial con las Fortuita y Programada, tal como se presenta en el numeral 7.1 del presente informe.
- En el calculo del Factor de Presencia para la Central Hidráulica de Chimay, aplicando la nueva formulación propuesta en el presente informe, se concluye que el COES-SINAC no esta tomando en cuenta las restricciones de operación por Indisponibilidad Fortuita o Forzada por causa de la mala calidad de agua y que estos deben afectar al Factor de Presencia de la Central, en consecuencia todas las centrales hidráulicas que tiene esta restricción no se están afectando en su Factor de Presencia, por lo tanto se esta beneficiando indebidamente en su Potencia Firme a estas, en perjuicio de otras unidades del Sistema.

- Los cálculos realizados en el numeral 7 también pueden hacerse extensiva para las unidades de las Centrales Térmicas de Aguaytia y ENERSUR ya que estas tienen restricciones por abastecimiento de combustible, también a las centrales Hidráulicas de Cahua, Caños del Pato y Yanango, ya que estas tienen problemas de indisponibilidad en los periodos de avenida por alta concentración de sólidos en agua.
- El objetivo principal del calculo de las indisponibilidades, es tomar en cuenta una posible reducción que pudiera tener la remuneración de la unidad o central debido a los castigos o penalidades en que pudiera incurrir por no estar disponible en el Sistema. En este sentido el valor de su Indisponibilidad, presencia y/o Capacidad Indisponible, es una señal económica coherente que representa un parámetro para los generadores y que debe ser adoptado por el COES-SINAC como un valor objetivo para los cálculos de la remuneración de la Potencia Firme.
- Finalmente El COES-SINAC debe revisar sus procedimientos de calculo de Indisponibilidades y adecuarlo a las condiciones actuales de operación y mantenimiento, tomando en cuenta las consideraciones del presente informe, de tal forma de no castigar excesivamente a alguna central del sistema por la inadecuada interpretación de las definiciones de indisponibilidad y que como consecuencia, las unidades sean castigadas con lo justo y cuando le corresponda.

BIBLIOGRAFIA

1. **POWER GENERATION, OPERATION AND CONTROL**
Allen Wood, Bruce Wollenberg , Edición 1996.
2. **POWER SYSTEM RELIABILITY**
Roy Billinton, Robert Ringlee MIT Press, 1979.
3. **Confiabilidad Aplicada a Sistemas de Potencia Eléctrica**
Celso Camargo Edición 1979.
4. **SAWYER'S GAS TURBINE ENGINEERING HANDBOOK , Volume II**
Third Edition 1985.
5. **North American Electric Reliability Council – NERC**
Generating Unit Statistical Brochure 1997-2001.
Generating Availability Report.
6. **Combined-Cycle Plant Configuration, Effect on Availability**
ABB Power Generation, Publication N° CH-KW 2066E.
7. **Decreto Ley de N° 25844 Ley de Concesiones Eléctricas (publicado el 19.11.1992) y sus modificatorias.**
8. **Decreto Supremo N° 009-93-EM Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (publicado el 25.02.1993) y sus modificatorias.**
9. **Resoluciones de la Comisión de Tarifas de Energía y OSINERG.**

ANEXO 1

Glosario de Definiciones

Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME, Adiciones y modificatorias

Aprueban Procedimientos N^{os}. 01 al 19 para la optimización de la operación y la valorización de las transferencias de energía del COES-SINAC

RESOLUCIÓN MINISTERIAL
N^o 143-2001-EM/VME

Lima, 26 de marzo de 2001

CONSIDERANDO:

Que, de acuerdo a lo dispuesto por el Artículo 40^o incisos c) y d) del Decreto Ley N^o 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, así como por el Artículo 86^o inciso d) y demás normas complementarias y concordantes del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado mediante Decreto Supremo N^o 009-93-EM, corresponde al Comité de Operación Económica del Sistema - COES, proponer al Ministerio de Energía y Minas, los procedimientos para la optimización de la operación, transferencias de potencia y energía, procedimiento de cálculo para determinar la indisponibilidad de las unidades de generación y demás procedimientos necesarios para la operación y valorización de transferencias de energía y potencia en un Sistema Interconectado;

Que, el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional - COES-SINAC, ha propuesto al Ministerio de Energía y Minas diversos procedimientos que han sido materia de estudio, conformidad y en algunos casos de observación, por parte del Ministerio de Energía y Minas;

Que, según lo previsto en el Artículo 121^o del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, en los casos en que el COES deba proponer procedimientos al Ministerio de Energía y Minas, corresponde a éste aprobarlos, y a falta de propuesta, o cuando el Ministerio formule observaciones a dichos procedimientos y éstas no hayan sido subsanadas a satisfacción del Ministerio, corresponderá a éste establecer los procedimientos respectivos dentro de los márgenes definidos en el Decreto Ley N^o 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento;

Que, para facilitar la comprensión de los términos y abreviaturas utilizados en los procedimientos técnicos del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional - COES-SINAC, es necesario establecer un glosario de abreviaturas y definiciones utilizados en los referidos procedimientos;

Que, habiéndose culminado el proceso de propuesta, revisión, observación, subsanación y estructuración de diecinueve (19) de los procedimientos referidos a la optimización de la operación y valorización de las transferencias de energía;

De conformidad con los dispositivos legales que anteceden y estando a lo dispuesto por el Decreto Ley N^o 25962 -Ley Orgánica del Sector Energía y Minas y el Decreto Legislativo N^o 560, Ley del Poder Ejecutivo;

Con la opinión favorable del Director General de Electricidad y del Viceministro de Energía;

SE RESUELVE:

Artículo 1^o.- Aprobar los procedimientos N^{os}. 01 al 19 para la optimización de la operación y la valorización de las transferencias de energía, del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional - COES-SINAC; así como el glosario de abreviaturas y definiciones, que forman parte integrante de la presente Resolución.

Artículo 2^o.- La presente Resolución Ministerial, entrará en vigencia el día de su publicación.

DISPOSICIÓN TRANSITORIA

Única.- Los temas vinculados con procedimientos pendientes de aprobación por el Ministerio de Energía y Minas, seguirán rigiéndose por los procedimientos provisionales que el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional - COES-SINAC

viene aplicando, sin perjuicio de los recálculos a que hubiere lugar.

Regístrese, comuníquese y publíquese.

CARLOS HERRERA DESCALZI
Ministro de Energía y Minas

GLOSARIO DE ABREVIATURAS Y DEFINICIONES UTILIZADAS EN LOS PROCEDIMIENTOS TÉCNICOS DEL COES-SINAC

Cuando en los procedimientos técnicos del COES-SINAC se utilicen las definiciones y abreviaturas del presente Glosario, sea en letras mayúsculas o minúsculas, deberá atribuírsele el significado que se describe a continuación.

1. DEFINICIONES

Año extremadamente húmedo: Año hidrológico con excesiva aportación de agua superior al promedio anual basado en criterios estadísticos. Para estimaciones el porcentaje de excedencia varía entre 0% y 20%.

Año extremadamente seco: Año crítico con poca aportación de agua muy inferior al promedio anual basado en criterios estadísticos. Para estimaciones el porcentaje de excedencia varía entre 80% y 100%.

Año hidrológico: Período de un año que se inicia con un período de avenida y culmina con un período de estiaje.

Año húmedo: Año hidrológico con aportación de agua superior al promedio anual basado en criterios estadísticos. Para estimaciones, el porcentaje de excedencia varía entre 20% y 40%.

Año normal o año promedio: Año hidrológico cuya excedencia es el promedio anual de toda la muestra. Para estimaciones el porcentaje de excedencia varía entre 40% y 60%.

Año seco: Año hidrológico con aportación de agua inferior al promedio anual basado en criterios estadísticos. Para estimaciones, el porcentaje de excedencia varía entre 60% y 80%.

Area: Sección del Sistema Interconectado compuesto por centros de generación, redes de transmisión y/o redes de distribución que pueden separarse del resto del Sistema y operar aisladamente en situación de emergencia, por mantenimiento, por copiamiento o por fallas de líneas de transmisión.

Arranque independiente: Arranque de las unidades térmicas cuando existe ausencia del suministro eléctrico en la red del sistema que alimenta a sus servicios auxiliares (black start).

Banda muerta del regulador: Zona de insensibilidad para los valores muy cercanos a la frecuencia nominal del sistema.

Barra de transferencia: Barra del Sistema Principal de Transmisión y además aquella barra del Sistema Secundario de Transmisión en donde existen entrega(s) y/o retiro(s) de dos o más generadores integrantes.

Bloques horarios: Períodos horarios en los que los costos de generación son similares, determinados en función a las características técnicas y económicas del sistema.

Capacidad de potencia máxima disponible: Se refiere a la potencia máxima continua con que se puede despachar una unidad como máximo, sin considerar las limitaciones por RPF y/o RSF.

Capacidad de regulación: Potencia que una máquina puede entregar o reducir por acción automática de su sistema de regulación de potencia/frecuencia, dentro de todo su rango de generación, en 30 segundos como máximo.

Capacidad de regulación primaria: Potencia que una unidad generadora puede variar por acción automática de su sistema de regulación de [potencia/frecuencia], dentro de todo su rango de generación, en 30 segundos como máximo.

Capacidad de regulación secundaria: Potencia que una unidad generadora puede variar por acción automática o manual en forma sostenida por su sistema de regulación [potencia/frecuencia], dentro de todo su rango de generación, no menos de 30 minutos.

Caudal de descarga: Es el caudal que fluye de los reservorios naturales (lagunas) o artificiales (embalses o presas).

Caudal natural: Caudal que fluye en forma natural por los ríos o hidrodutos y que proviene de las precipitaciones pluviométricas, filtraciones y deshielos de las cuencas hidrográficas del sistema de generación. Es una variable de naturaleza estacional.

Caudal natural afluente: Caudal originado en forma natural, en el cual no se considera ninguna obra hidráulica de embalse o regulación.

Caudal regulado: Suma del caudal natural más el caudal de descarga, que fluye a través de los ríos o hidrodutos cuyas aguas ingresan hacia los reservorios de regulación o tazas del sistema de generación hidráulica.

Central de pasada: Central de generación hidráulica que por su característica de ubicación o diseño, carece de la capacidad necesaria para almacenar el recurso energético; es decir produce todo lo que ingresa a su sistema de generación.

Central de regulación: Central de generación que por su característica de ubicación o diseño cuenta con un reservorio que le da la capacidad para almacenar energía. Su regulación se da en función a la capacidad disponible de sus reservorios, y se clasifican en horaria, diaria o semanal.

Central hidráulica de pasada: Central hidráulica que utiliza caudal natural, es decir, agua afluente que no se almacena en reservorios para generación de energía eléctrica.

Central hidráulica de regulación: Central hidráulica que utiliza agua almacenada en reservorios, es decir, caudal regulado, para generación de energía eléctrica. Este almacenamiento puede ser horario, diario, semanal, mensual, anual y plurianual.

Condición de potencia efectiva: Es la condición imperante cuando las condiciones ambientales corresponden a la presión atmosférica, temperatura de bulbo seco, humedad relativa y temperatura de la fuente fría, y que se designan como presión ambiente de potencia efectiva, temperatura ambiente de potencia efectiva y temperatura de fuente fría de potencia efectiva.

Condición de vertimiento: Condición en que un determinado embalse vierta por no tener capacidad de almacenamiento disponible y las centrales generadoras asociadas a éste tengan la capacidad de generación no utilizada y que además no exista en el sistema ninguna unidad termoelectrónica despachada.

También habrá condición de vertimiento cuando en un determinado embalse se presente rebose por no tener capacidad de almacenamiento disponible y las centrales generadoras asociadas a éste no tengan capacidad de generación disponible.

Configuración: Forma en que están relacionados los elementos del sistema eléctrico o elementos de una parte del mismo que determina el conjunto de variables que definen el estado del sistema o parte de él, para un despacho dado de generación, carga en barras del sistema y recursos de control y supervisión disponibles para la operación del sistema.

Consumo específico: Consumo de calor en el proceso de generación de una unidad de energía (cal/kWh).

Coordinación de la Operación en Tiempo Real: Actividades de coordinación, supervisión y control de la operación del Sistema Interconectado Nacional, las cuales incluyen entre otras:

a. Ejecución del programa de operación de corto plazo o su reprogramación, la supervisión y control del suministro de electricidad a las empresas distribuidoras y a los clientes libres, en resguardo de la seguridad y la calidad del servicio del sistema, que conlleven a minimizar los costos de operación y racionamiento;

b. Operación del sistema fuera de la programación en los estados de alerta y emergencia y/o mientras no se disponga de programas actualizados, y;

c. Ejecución de las maniobras necesarias que permitan mantener el sistema con los parámetros eléctricos dentro de las tolerancias especificadas por la NTCSE.

Coordinador de la Operación del Sistema (Coordinador): Ente encargado de la coordinación de la operación del Sistema a que hace referencia el Artículo 92° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

Costo de arranque - parada y de baja eficiencia rampa de carga - descarga (Ccbe): Consumo de combustible de una unidad térmica, incurrido durante el arranque hasta antes de la puesta en paralelo, así como los de parada después de salir del paralelo.

Costo de combustible: Costo total de aquel combustible puesto en toberas o inyectores, es decir, disponible y listo para ser quemado, cada unidad de combustible puede incluir los costos de compra, transporte, tratamiento mecánico, químico y financiero.

Costo de racionamiento: Costo promedio incurrido por los usuarios, al no disponer de energía, y tener que obtenerla de fuentes alternativas.

Costo marginal de corto plazo: Costo en que se incurre para producir una unidad adicional de energía o alternatively es el ahorro obtenido al dejar de producir una unidad de energía, considerando la demanda y el parque de generación disponible.

Costo medio: Costos totales correspondientes a la inversión, operación y mantenimiento para un sistema eléctrico, en condiciones de eficiencia.

Costos variables (CV): Costos de operación normalmente expresados para condiciones de máxima eficiencia de una unidad de generación, o según el régimen de operación requerido, los cuales comprenden los costos variables combustible (CVC) y los costos variables no combustible (CVNC).

Costo variable combustible (CVC): Gasto derivado del combustible para generar una unidad de energía (kWh) y corresponde al consumo promedio necesario para generar una potencia determinada.

Costo variable no combustible (CVNC): Gastos de mantenimiento de una unidad y que guardan proporción directa con la producción de dicha unidad.

Cuenca hidrográfica: Conjunto de reservorios naturales o artificiales cuyas aguas fluyen hacia los ríos o hidrodutos del sistema de generación hidráulica de una central o centrales.

Demanda insatisfecha: Diferencia entre la demanda programada en la operación diaria y la demanda realmente abastecida.

Demanda máxima anual del sistema: Potencia promedio del período en las horas punta con alta seguridad, con una probabilidad conforme a lo establecido en el Reglamento.

Desconexión automática de generación: Desconexión automática de unidades de generación debido a una significativa variación de frecuencia con el objeto de evitar daños físicos a las unidades de generación.

Despacho: Ejecución de la operación en tiempo real, con acciones preventivas y/o correctivas dispuestas por el Coordinador con la finalidad de mantener el equilibrio entre la oferta y la demanda del Sistema.

Energía de pasada: Energía obtenida por diferencia de la energía garantizada y la energía garantizada por el reservorio de regulación horaria.

Energía garantizada: Energía determinada mediante simulación de la operación óptima, con los caudales naturales afluentes para la probabilidad de excedencia dada de la cuenca en donde se encuentra(n) ubicada(s) la(s) central(es) hidráulica(s).

Energía generable de las centrales hidroeléctricas: Es la energía producible por las centrales hidroeléctricas de acuerdo a la hidrología histórica.

Energía regulada con el reservorio de regulación horario: Energía almacenable en el reservorio de regulación para la probabilidad de excedencia dada, para las horas de regulación prefijadas.

Ensayo de medición de la potencia efectiva y rendimiento de una unidad generadora: Conjunto de pruebas que se efectúan para determinar los valores de pruebas que se efectúan para determinar los valores de la potencia efectiva y rendimiento de las unidades

involucradas mediante un proceso de medición para posterior cálculo. Los ensayos de Potencia Efectiva pueden ser ordinarios o extraordinarios.

Entrega: Aporte de energía activa de una central generadora o de una instalación de transmisión a una barra de transferencia.

Equipo principal de transmisión: Incluye las líneas de transmisión, los equipos de transformación, conexión, protección, maniobra y equipos de compensación reactiva en las subestaciones.

Estado de alerta: Estado en que el sistema opera estacionariamente, manteniendo el balance de potencia activa y reactiva, pero las condiciones del sistema son tales que, de no tomarse acciones correctivas en el corto plazo, los equipos y/o instalaciones operarán con sobrecarga y las variables de control, saldrían de los márgenes de tolerancia.

Estación meteorológica: Instalación equipada, donde se realizan mediciones pluviométricas, presión atmosférica, evaporación, temperatura, caudales, volúmenes y otros con fines estadísticos útiles para la operación de los sistemas hidráulicos.

Estado de emergencia: Condición en la que, por haberse producido una perturbación en el sistema, la frecuencia y tensión se apartan de valores en estado de operación normal y la dinámica que ha adquirido el mismo, amenaza su integridad, siendo necesario tomar medidas de emergencia como rechazar carga o desconectar generación en forma significativa. En este estado se suceden acciones automáticas de protección y rechazo de carga para aislar los elementos o porciones falladas del sistema y estabilizarlo.

Estados de operación: Cualquiera de las cuatro condiciones en las que para efectos de la NTOTR, puede determinarse el estado de operación de un sistema como normal, alerta, emergencia o recuperación.

Estado de recuperación: Situación en que, concluido el estado de emergencia, el sistema ha quedado en estado estacionario pero con restricciones significativas del suministro. Se llevan a cabo coordinaciones y maniobras de reconexiones de generación y de carga para restablecer el estado normal del sistema.

Estado normal: Es el estado en condición estacionario del sistema en la que existe un balance de potencia activa y un balance de potencia reactiva, los equipos de la red eléctrica operan sin sobrecarga y el sistema opera dentro de los márgenes de tolerancia permitidos para la frecuencia y tensión.

Estatismo permanente: Es la respuesta natural de la máquina en frecuencia a las variaciones de potencia. Se expresa en valores porcentuales.

Evaluación: Acción de evaluar la Operación en Tiempo Real, determinando el estado del sistema, los indicadores de calidad y la reserva rotante. La ejecutan la DCOES y el Coordinador, para tomar acciones de despacho y/o la reprogramación de la operación del Sistema según corresponda.

Factor de indisponibilidad: Probabilidad de que, en cierto momento, una unidad de generación no esté operando o no se encuentre lista para operar. Es expresado por el porcentaje del tiempo en que la unidad no estuvo disponible para el servicio.

Factor de pérdidas marginales: Valor que refleja las variaciones de pérdidas de potencia activa que se producen en el Sistema de Transmisión, por el retiro de una unidad de potencia en una determinada barra del Sistema. Este valor deberá reflejar en lo posible, la operación real del sistema eléctrico.

Flujo de carga óptimo: Simulación del flujo de potencia en un sistema eléctrico utilizando un modelo de despacho económico óptimo que tiene en cuenta los costos variables de los generadores, así como las pérdidas y restricciones en la red de transmisión eléctrica.

Generación en mínimo técnico: Potencia mínima que puede generar una unidad sin comprometer la degradación de su vida útil.

Índice de riesgo: Probabilidad de no satisfacer la demanda del sistema en un periodo determinado; por lo que, en porcentaje es fijado por la DCOES en la programación de corto plazo, para garantizar la operación del Sistema con reserva suficiente de RPF y RSF.

Indisponibilidad: Estado de una unidad de generación cuando no se encuentra disponible para realizar su función debido a algún evento directamente asociado con la unidad de generación.

Indisponibilidad fortuita o intempestiva: Aquella que resulta de condiciones de emergencia directamente asociadas con la unidad de generación, requiriendo que esta unidad de generación sea retirada de servicio:

- a) Inmediatamente
- b) Automáticamente
- c) Tan pronto puedan efectuarse maniobras de operación

También es una indisponibilidad causada por impropia operación del equipo o error humano. Se considera la indisponibilidad no programada como una indisponibilidad fortuita.

Indisponibilidad programada: Cuando una unidad de generación es deliberadamente retirada del servicio por un tiempo prefijado, usualmente para fines de:

- a) Construcción
- b) Mantenimiento preventivo o
- c) Reparación

Integrante: De acuerdo al Art. 81° del Reglamento, el COES-SINAC está integrado por:

- a) Entidades cuya potencia efectiva de generación sea superior al 1% de la potencia efectiva de generación del sistema interconectado y comercialicen más del 15% de su energía producida.
- b) Entidades titulares del Sistema Principal de Transmisión.

Las entidades generadoras que no cumplen individualmente con la condición señalada en el inciso a) del presente artículo podrán participar en el COES asociándose entre ellas y siempre que alcancen el referido límite, pudiendo acreditar sólo un representante por todas ellas.

Integrante del Sistema (Integrante): Para efectos del Procedimiento N° 09 se refiere a los titulares de generación que operan conectados eléctricamente al Sistema (tenga o no tenga representación en el Directorio del COES-SINAC), a los titulares de redes de transmisión, a los titulares de redes de distribución y a los clientes libres, todos vinculados al sistema interconectado. El término redes de transmisión incluye líneas pertenecientes al sistema principal o secundario que sean de propiedad de empresas de generación, de distribución y/o de clientes libres.

Mantenimiento correctivo: Actividad que se realiza con la finalidad de superar la presencia de una operación anormal o una avería en un equipo o en sus componentes y que origina las limitaciones en el funcionamiento y podría ocasionar la indisponibilidad parcial o total del mismo. En función a las condiciones operativas estos trabajos podrán ser incluidos en los programas de mantenimiento.

Mantenimiento correctivo de emergencia: Mantenimiento de instalaciones del sistema que debe efectuarse de inmediato, ante la inminencia de una falla en un equipo o componente del mismo, a fin de evitar graves consecuencias, por lo que la empresa afectada coordinará su ejecución en tiempo real con el Coordinador, quien lo autorizará tomando las precauciones del caso.

Mantenimiento correctivo programado: Es el mantenimiento en las instalaciones del sistema de necesidad urgente, pero que su oportunidad de intervención debe ser coordinado y programado por la DPP. El resultado de esta coordinación es considerado en la programación o reprogramación diaria.

Mantenimiento diario programado: Mantenimiento de un equipo determinado aprobado por la DPP y considerado en los programas de operación del sistema.

Mantenimiento mayor: Actividad cuya ejecución requiere el retiro total de la unidad generadora o equipo

principal de transmisión durante un período superior a 24 horas.

Mantenimiento no programado: Actividad que no está indicada en el programa de mantenimiento.

Mantenimiento preventivo: Consiste en realizar actividades que son ejecutadas con periodicidad, sobre la base de un plan de trabajo elaborado por los integrantes para cada uno de los equipos y que normalmente involucran las tareas recomendadas por los fabricantes, con el objeto de reducir la probabilidad de daños en el equipamiento y/o pérdidas de producción.

Mantenimiento programado: Actividad que está indicada en el programa de mantenimiento.

Se refiere al mantenimiento de un determinado equipo aprobado por el COES-SINAC y considerado en los programas de operación del sistema.

Mantenimiento que requiere que el equipo sea retirado del servicio por un tiempo prefijado, el cual es realizado para fines de construcción, mantenimiento preventivo (propuesto por los Integrantes del Sistema o sus representantes y aprobado en el COES-SINAC para su programación), reparación, entre otros.

También se refiere a los mantenimientos que no involucra salida de servicio de equipos, pero que implican riesgos para el Sistema, como por ejemplo lavados en caliente, inspección en caliente de sistemas de protección, equipos de comunicaciones, servicios auxiliares, entre otros.

Manual de operación del sistema: Compendio de procedimientos y manuales de instrucción de operaciones del conjunto de instalaciones del sistema, su actualización será efectuada por las empresas integrantes e informada a la DOCOES para su respectiva aprobación, toda vez que se produzca alguna modificación dentro del sistema.

Máxima carga: La que determina el operador de la planta, para evitar incurrir en sobrecarga.

Máxima demanda mensual: Suma de las demandas coincidentes de potencia de los clientes para el intervalo de 15 minutos en que se produce la Máxima Demanda Mensual a nivel de generación.

Máxima demanda mensual a nivel de generación: Potencia media de la energía integrada del Sistema Eléctrico a Nivel de Generación en el intervalo de 15 minutos de mayor demanda en el mes. Este intervalo es el Intervalo de Punta del mes.

Miembro: Para efectos del Procedimiento N° 09, es la empresa integrante del COES-SINAC.

Mínima carga: Potencia que puede mantener un generador por determinadas horas, de modo que se encuentre en capacidad de poder elevarla, cuando así lo disponga el Coordinador por requerimiento del Sistema.

Este modo de operación es adoptado en la programación o durante la ejecución en Tiempo Real, cuando por economía del sistema resulte más beneficioso mantenerla a mínima carga, por un determinado período en lugar de detenerla y volverla a arrancar.

Operación en tiempo real: Tareas de coordinación, control, monitoreo y supervisión de la operación de un sistema interconectado. Incluye, entre otras: la ejecución del programa de operación de corto plazo o su reprogramación; la supervisión y control del suministro de electricidad a las empresas distribuidoras y a los clientes libres, en resguardo de la calidad del servicio y seguridad del sistema; operación del sistema fuera de la programación en los estados de alerta y emergencia y/o mientras no se disponga de programas actualizados; y la ejecución de las maniobras necesarias que permitan mantener al sistema con los parámetros eléctricos dentro de las tolerancias especificadas por la NTCSE.

Período de avenida: Período donde en forma cíclica se producen las precipitaciones pluviométricas con cierta regularidad, las que permiten almacenar los reservorios del sistema de generación hidráulica que mayormente se produce entre los meses de noviembre y mayo del siguiente año.

Período de estiaje: Período donde en forma cíclica se registra una disminución de precipitaciones pluviométricas y que origina la reducción de los caudales naturales, que para fines de operación del sistema

hidráulico del SINAC, es posible complementarlos con un programa de descarga de reservorios.

Período de punta para la operación del sistema: Es el lapso dentro del cual se presenta la máxima demanda del sistema.

Perturbación: Cualquier evento que altera el balance de potencia activa o reactiva del Sistema, originada por la salida forzada de uno o más de sus componentes.

Potencia bruta: Total de la potencia, sin deducción de los servicios auxiliares entregada por la unidad, correspondiente a bornes del generador, cuando opera en condiciones ambientales de temperatura máxima media mensual y humedad relativa media mensual de una data histórica de 20 años.

Potencia efectiva: Máxima potencia continua entregada por dicha la central o la unidad, correspondiente a bornes de generación, cuando opera a condiciones de potencia efectiva.

Potencia garantizada: Suma de la Potencia Garantizada con el reservorio de regulación horario y la potencia garantizada como central de pasada.

Potencia garantizada con el reservorio de regulación horario: Cociente de la energía regulada con el reservorio de regulación horario y las horas de regulación prefijadas para el período de evaluación.

Probabilidad de excedencia hidrológica de caudales: Medida probabilística basada en datos de una serie histórica, que permite distinguir las características hidrológicas de una(s) cuenca(s) del sistema de generación, y su rango de operación está comprendido entre 0 % y 100 %. Es decir, es el valor que indica en qué porcentaje los datos históricos registrados son iguales o mayores al que corresponde a dicho valor.

Procedimientos de operación de un integrante: Conjunto de instrucciones de operación elaborados por los CC de cada integrante, con el objetivo de facilitar el proceso de desconexión y/o reposición de los circuitos en estado normal o después de ocurrida una contingencia en el sistema. Su función es la de disponer y orientar para actuar y coordinar en estos casos, además contiene el detalle de la secuencia de actividades y la selectividad de las maniobras y cargas que deben de mantenerse durante la desconexión y/o reposición del sistema.

Procedimientos de operación interempresas: Conjunto de instrucciones acordados entre las partes, que deben manejar las empresas con instalaciones donde intervengan más de dos integrantes del sistema y que son empleados durante la conexión o desconexión de equipos en estado normal o de emergencia para preservar la seguridad y calidad del sistema.

Programa anual de mantenimiento (PAM): Disponibilidad de unidades generadoras o equipos principales de sistema de transmisión principal o secundario de propiedad de los integrantes del SINAC o asociados, cualquiera sea su duración. Cubre un horizonte anual se actualiza trimestralmente.

Programa de mantenimiento mayor (PMMA): Disponibilidad de unidades generadoras o equipos principales del sistema de transmisión principal o secundario de propiedad de los Integrantes del Sistema o asociados, durante un período superior a 24 horas. Cubre un horizonte anual que se actualiza trimestralmente.

Programa de mantenimiento mensual (PMM): Está basado en el PMMA y el PAM. Considera la indisponibilidad de unidades generadoras o equipos principales del sistema de transmisión principal o secundario de propiedad de los Integrantes del Sistema o asociados, cualquiera sea su duración. Cubre un horizonte mensual.

Programa de pruebas de recepción: Protocolo de pruebas de acuerdo a los términos de referencia y especificaciones técnicas conforme a los casos que se indica a continuación para la recepción de unidades de generación.

El programa de pruebas de recepción consta de dos etapas:

a. Pruebas que se realizan en forma aislada sin conexión con el SINAC, las que son de exclusiva responsabilidad de la empresa generadora, según términos de referencia aceptados por la empresa generadora.

b. Pruebas que se realizan en forma interconectada con el SINAC, las cuales implican coordinación para el despacho, por lo que requiere una previa aceptación de parte de la DOCOES siguiendo los términos de referencia vigentes establecidos para tal propósito.

Programa diario de mantenimiento (PDM): Basado en el programa semanal y la confirmación diaria de la ejecución de los mantenimientos considerados. Este programa forma parte del Programa Diario de Operación (PDO).

Programa semanal de mantenimiento (PSM): Basado en el Programa Mensual de Mantenimiento, y considera la indisponibilidad de unidades generadoras o equipos principales del sistema de transmisión principal o secundario de propiedad de los Integrantes del Sistema o sus asociados, cualquiera que sea su duración. Cubre un horizonte semanal.

Programa semanal de operación (PSO): Es aquel que está constituido por el Programa Semanal de Mantenimiento (PSM) y el Programa de Despacho Semanal.

Racionamiento de carga: El servicio eléctrico se raciona cuando, en un momento determinado, la oferta eléctrica es inferior a la demanda en el Sistema o Área Operativa como consecuencia de salidas programadas o forzadas de equipo, caudales bajos o escasez de combustibles.

Reconexión automática de carga: Conexión automática de suministros interrumpidos por fallas, de acuerdo a la capacidad de respuesta del sistema, con el objeto de reducir el tiempo de interrupción. Su ejecución deberá ser objeto de un estudio elaborado y aprobado por el COES-SINAC.

Rechazo automático de carga (RAC): Desconexiones de carga por acción automática de relés que se realizan con la finalidad de preservar la estabilidad y seguridad del Sistema. Los esquemas de rechazo automático de carga son preestablecidos mediante estudios eléctricos del Sistema que serán efectuados anualmente por el COES-SINAC.

Rechazo automático por mínima frecuencia: Respuesta automática de desconexión de puntos de suministro preestablecidos por reducción súbita de frecuencia con el objeto de minimizar el riesgo de pérdida de unidades de generación y preservar tanto como sea posible la estabilidad y el suministro eléctrico.

La magnitud de variación de frecuencia podrá ameritar separar áreas para evitar el colapso total del sistema durante el proceso de rechazo de carga.

El programa preestablecido de suministros interrumpibles y de separación de áreas es resultado del estudio de Rechazo de Carga elaborado y aprobado por el COES-SINAC.

Rechazo manual de carga (RMC): Desconexiones de carga dispuestas por el Coordinador o los CC de los Integrantes del Sistema, para preservar la estabilidad y seguridad del mismo en caso no tener disponible un esquema de rechazo automático de carga o éste haya sido insuficiente. El diagrama de rechazo manual de carga será preestablecido, en lo posible, mediante estudios eléctricos del Sistema efectuados por el COES-SINAC.

Regulación de frecuencia: Acciones necesarias para mantener la frecuencia dentro de las tolerancias permisibles definidos para el sistema. El Coordinador establece la frecuencia de consigna y las empresas generadoras son responsables a través de sus CC, de efectuar la regulación de la misma, siguiendo las disposiciones del Coordinador. El control de frecuencia en un primer nivel es realizado por todas las centrales de generación de acuerdo a su estatismo, y en un segundo nivel, por las centrales de regulación complementaria.

Regulación de tensión: Acciones necesarias para mantener los niveles de tensión dentro de las tolerancias permisibles definidos para el sistema. La responsabilidad de la regulación de tensión de cada área corresponde en un primer nivel a los Centros de Control (CC), tomando acción sobre los equipos de generación y compensación de potencia reactiva. En segundo nivel corresponde al Coordinador dar directivas para las maniobras de equipos de compensación reactiva, generadores y líneas de transmisión.

Regulación primaria de frecuencia (RPF): Reserva rotante de las centrales que responden automáticamente a variaciones súbitas de frecuencia en un lapso de 0 a 10 segundos. La variación de carga de la central debe ser sostenible al menos durante los siguientes 30 segundos.

Regulación secundaria de frecuencia (RSF): Reserva rotante de las unidades o centrales calificada para este propósito y que responden a las variaciones de generación por regulación automática o manual y sostenible al menos durante 30 minutos.

Tiene como objeto equilibrar la oferta y la demanda, manteniendo el valor de la frecuencia dentro de límites permisibles, mientras se recupera la reserva rotante de las unidades que participaron en la regulación primaria de frecuencia, o se recupere carga, y/o se reasignen de manera óptima los recursos de generación para satisfacer la demanda.

Reprogramación de la operación del sistema (Reprogramación): Se refiere a la reformulación del Programa de Operación Diario. La efectúa la DOCOES a iniciativa propia o a requerimiento del Coordinador.

Reserva multianual: Cantidad total de reserva almacenada en una cuenca hidrográfica durante el período de avenida, para uso de agricultura, agua potable o generación de energía eléctrica, durante el período de estiaje (mayo-noviembre) y en función a un programa preestablecido por el integrante o la DOCOES.

Reserva no sincronizada de emergencia (RNSE): Unidad que entra en operación en un tiempo menor a 10 minutos y que su sistema de puesta en operación le permite arrancar de modo independiente del suministro eléctrico del Sistema.

Reserva no sincronizada o reserva fría (RNS): Sumatoria de las capacidades de potencia disponibles de las unidades no sincronizadas y listos para ingresar en servicio a solicitud del Coordinador.

Reserva para regulación primaria de frecuencia (RRPF): Margen de reserva rotante en las centrales que responden automáticamente a variaciones súbitas de frecuencia en un lapso de 0 a 10 segundos. La variación de carga de la central debe ser sostenible al menos durante los siguientes 30 segundos.

Reserva para regulación secundaria de frecuencia (RRSF): Margen de reserva rotante en las unidades o centrales calificadas para este propósito y que responden a variaciones de generación por regulación automática o manual y sostenible al menos durante 30 minutos.

Reserva rotante del SINAC (RR): Margen de capacidad de generación de las centrales en operación para llegar a la máxima potencia de generación disponible, en cualquier instante. Este margen de capacidad de generación resulta de la diferencia entre la sumatoria de las capacidades disponibles de las unidades sincronizadas al sistema y la sumatoria de sus potencias entregadas al sistema. En el SINAC usualmente se la clasifica en dos tipos:

a. Reserva de Regulación Primaria: Margen de reserva rotante en las centrales que responden automáticamente a cambios súbitos de la frecuencia en un lapso de 0 a 10 segundos. La variación de carga de la central debe ser sostenible al menos durante los siguientes 30 segundos.

b. Reserva de Regulación Secundaria: Margen de reserva rotante en las centrales que están operando y que responden a cambios de generación por regulación manual y sostenible al menos durante 30 minutos.

Restricciones de capacidad de transmisión: Son las limitaciones en la capacidad de transmisión de potencia de los equipos conformantes de la red de transmisión del sistema eléctrico, resultantes de los análisis estáticos y dinámicos del sistema que consideran los riesgos de causar daño o perjuicio a los equipos o al sistema, y el cumplimiento de las condiciones exigidas por la NTCSE.

Restricción de mínimo caudal: Es el caudal promedio del día necesario para atender los compromisos de uso del agua por la agricultura o el agua potable. Puede tener dos componentes, siendo el primero el agua turbinada y, el segundo, agua vertida.

Restricciones eléctricas: Valores máximos o mínimos de potencia o corriente que pueden ser: conducidas por las líneas de transmisión del sistema operado por el COES-SINAC, ocasionadas por las unidades generadoras por sus límites de calentamiento térmico, por estabilidad de frecuencia o tensión, por los límites de tensiones en las barras del sistema eléctrico cuyo control corresponde a los integrantes del COES-SINAC, entre otras.

Restricciones hidráulicas: Comprende las restricciones de mínimo caudal, las restricciones de tiempos de viaje del agua, niveles máximos y mínimos de los embalses, capacidad de conducción de los túneles y ductos de conducción de agua, y de turbidez del agua.

Retiro: Energía activa que es comercializada y/o consumo físico en una barra o la que es tomada por un titular del Sistema de Transmisión Principal desde una Barra de Transferencia hacia una instalación de transmisión. Cuando se trata de consumos físicos, su legalidad quedará demostrada con el reconocimiento de dicho consumo físico en el modelamiento que se efectúa para reflejarlo en otro lugar según contrato de comercialización y/o transporte.

Salida forzada: Desconexión intempestiva de un equipo por falla, por defecto o como consecuencia de la falla de cualquier otro elemento del sistema.

Servicios auxiliares: Aquellos que asisten al funcionamiento de la Central. La energía que demandan proviene de las unidades de la central sea directamente de los generadores, o indirectamente de la energía eléctrica generada, o de otras fuentes.

Sistema de distribución: Conjunto de líneas eléctricas con tensiones nominales iguales o menores a 35 kV, subestaciones y equipos asociados, destinados a la distribución de energía eléctrica.

Sistema de transmisión: Conjunto de líneas eléctricas con tensiones nominales superiores a 35 kV subestaciones y equipos asociados, destinados al transporte de energía eléctrica.

Sistema de clientes libres: Es el sistema eléctrico por cuya configuración fluyen potencias mayores a 10 MW, éstas serán consideradas en el PDO. Cualquier modificación imprevista de su configuración o maniobra de sus sistema eléctrico será acordado con el Coordinador.

Sistema interconectado: Conjunto de líneas de transmisión y subestaciones eléctricas conectadas entre sí, así como sus respectivos centros de despacho de carga, que permite la transferencia de energía eléctrica entre dos o más sistemas de generación.

Sistema principal de transmisión: Parte del sistema de transmisión, común al conjunto de generadores de un Sistema Interconectado, que permite el intercambio de electricidad y la libre comercialización de la energía eléctrica.

Sistema secundario de transmisión: Parte del sistema de transmisión destinado a transferir electricidad hacia un distribuidor o consumidor final, desde una Barra del Sistema Principal. Son parte de este sistema, las instalaciones necesarias para entregar electricidad desde una central de generación hasta una Barra del Sistema Principal de Transmisión.

Sistemas de generación: Conjunto de instalaciones civiles y electromecánicas destinadas a la producción de electricidad.

Sistemas de generación de no integrantes del COES: Sistemas de generación mayores a 10 MW conectados al sistema de las empresas no integrantes del COES, incluyendo los autoprodutores.

Sobrecarga: Exceso entre la potencia instantánea en bornes de generación de los grupos de la central y su potencia máxima continua.

Tensión de operación: Tensión de una barra, más conveniente técnicamente, a la cual el generador, transmisor, distribuidor y/o cliente libre acuerda operarla. Su valor deriva de estudios especializados y puede variar a través de un ciclo de carga. En las barras de entrega la tensión de operación es compatible con lo establecido en la NTCSE.

Tiempo de salida forzada: Tiempo que un equipo del sistema permanece fuera de servicio por falla propia o externa.

Tiempo de indisponibilidad forzada: Tiempo en que un equipo del sistema permanece fuera de servicio por falla propia o externa.

Tiempo de indisponibilidad programada: Tiempo en que un equipo del sistema permanece fuera de servicio por mantenimiento programado aprobado por la DOCOES.

Tiempo de respuesta: Tiempo que tarda la máquina desde el orden de la variación de la potencia hasta su estabilización en el nuevo valor de potencia. Es el efecto de la respuesta de tiempo de la columna de agua, la constante de tiempo de respuesta del inductor, la constante de tiempo de vencimiento de la masa inercial turbina-generador y la respuesta del regulador.

Unidad generadora: Conjunto formado por una máquina generadora (turbina + excitatriz + alternador + transformador elevador) y equipos asociados a ella (de regulación y maniobras). En caso de centrales termoeléctricas, es el arreglo motor primo-generador y transformador asociado.

Unidad nueva: Aquella unidad que es procedente de fábrica y que iniciará su vida útil.

Unidad repotenciada: Unidad que ha cumplido parte de su vida útil y que ha sido sometida a un proceso de mantenimiento para recuperar o superar las características del inicio de su vida útil.

Unidad regulante: Aquella calificada para operar con margen de reserva de regulación, sea primaria o secundaria. Si no se hace explícito el tipo de regulación se entenderá que está referida a la regulación primaria.

Valor del agua semanal: Variación del costo futuro actualizado de operación y racionamiento del SINAC con relación a la variación del volumen del embalse durante una semana. El valor de agua semanal cuyas unidades son S/m^3 , puede ser expresado en S/kWh , utilizando los rendimientos de las centrales.

Vertimiento: Caudal o volumen no utilizado de los reservorios (naturales o artificiales) originados por los excesos en los límites de capacidad nominal de los embalses, o provocados en forma natural (abundancia de aporte natural), o en forma accidental o por una descoordinación en la operación.

Vertimiento de central: Condición en la que el caudal del río que alimenta a una central es mayor al caudal turbinable por dicha central, no existiendo ninguna capacidad de embalse adicional.

El caudal turbinable es el requerido por la oferta de generación hidroeléctrica de la central.

Volumen disponible: Diferencia entre los volúmenes máximos y mínimos de cada uno de los reservorios del sistema de generación.

Volumen máximo: Volumen almacenado en un reservorio (natural o artificial) al finalizar el período de avenida (abril o mayo), y es una variable que depende del tipo de año hidrológico considerado.

Volumen mínimo: Volumen remanente que queda en un reservorio al finalizar el período de descarga programada. Puede ser igual o mayor que el volumen muerto de dicho reservorio.

Volumen muerto: Volumen remanente no utilizable que queda después de producida la descarga total del reservorio durante el período de desembalse.

2. ABREVIATURAS

CC:	Centro de Control, generalmente para designar al correspondiente a las empresas integrantes del Sistema.
Ccbef:	Costo de arranque-parada y de baja eficiencia-rampa de carga-descarga
COES:	Comité de Operación Económica del Sistema.
COES-SINAC:	Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional.
Coordinador:	Coordinador de la Operación del Sistema en Tiempo Real.
CPP:	Comité Técnico de Planeamiento, Programación y Coordinación.
CSO:	Centro Supervisor de la Operación.
CTED:	Comité de Trabajo de Estudios y Desarrollo.

CTEE:	Comité de Trabajo de Evaluación y Estadística.
CTPP:	Comité de Trabajo de Planeamiento y Programación.
CV:	Costos variables
CVC:	Costo variable combustible
CVNC:	Costo variable no combustible
DED:	División de Estudios y Desarrollo del COES-SINAC.
DEE:	División de Evaluación y Estadística del COES-SINAC.
DOCOES:	Dirección de Operación del COES-SINAC.
DPP:	División de Planeamiento y Programación.
IDCC:	Informe Diario de evaluación de la operación del Centro de Control.
IDCOS:	Informe Diario de evaluación de la operación del Coordinador de la Operación del Sistema.
IEOD:	Informe de la Evaluación de la Operación Diaria, elaborado por la DPP.
MCP:	Modelo de Corto Plazo.
MIEMBROS:	Son los titulares de transmisión y generación acreditados como tales ante el COES.
NTCSE:	Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.
NTOTR:	Norma Técnica de Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados.
PAM:	Programa Anual de Mantenimiento.
PDM:	Programa Diario de Mantenimiento.
PDO:	Programa Diario de Operación.
PMM:	Programa Mensual de Mantenimiento.
PMMA:	Programa de Mantenimiento Mayor.
PR-N°:	Procedimiento Operativo del COES-SINAC.
PSM:	Programa Semanal de Mantenimiento.
PSO:	Programa Semanal de Operación.
RF:	Reserva fría.
RMC:	Rechazo Manual de Carga
RNS:	Reserva No Sincronizada.
RNSE:	Reserva no sincronizada de emergencia.
RPF:	Reserva Primaria de Frecuencia.
RR:	Reserva Rotante del SINAC.
RRPF:	Reserva para Regulación Primaria de Frecuencia.
RRSF:	Reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia.
RSF:	Reserva Secundaria de Frecuencia.
SINAC:	Sistema Interconectado Nacional.
SPT:	Sistema Principal de Transmisión.
SST:	Sistema Secundario de Transmisión.
VAS:	Valor del agua semanal.

PROCEDIMIENTO N° 01

PROGRAMACION DE LA OPERACION DE CORTO PLAZO PROGRAMACION DE LA OPERACION SEMANAL DEL SINAC

1. OBJETIVO

Determinar los criterios generales para efectuar la programación de la Operación Semanal del SINAC, minimizando los costos de operación y racionamiento para el conjunto de instalaciones de generación, transmisión y distribución, preservando la seguridad y calidad de servicio del sistema.

2. BASE LEGAL

2.1 Decreto Ley N° 25844.- Ley de Concesiones Eléctricas (Artículo 41°. Inciso a).

2.2 Decreto Supremo N° 009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 91°. Inciso a, 93°, 95°, 96°, 97°, 98°, 99°)

2.3 Decreto Supremo N° 009-99-EM.- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

2.4 Resolución Directoral N° 049-99-EM/DGE.- Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo real de los Sistemas Interconectados.

3. DEFINICIONES

Las definiciones utilizadas en el presente Procedimiento, están precisadas en el Glosario de Abreviaturas y Definiciones.

4. RESPONSABILIDADES

4.1 De la DOCOES

4.1.1. La DPP, elaborará el PSO del SINAC, acompañando a la misma la sustentación técnica del caso.

4.1.2. Revisar y consolidar el PSO para su aprobación por el Director de Operaciones.

4.1.3. La DPP, proporcionará y distribuirá a los integrantes del COES y al Coordinador el PSO aprobado por el Director de Operaciones para su cumplimiento.

Atender, la(s) solicitud(es) de reconsideración a la aprobación del PSO, planteada por cualquier integrante del COES.

4.1.4. La DPP, calculará la reserva rotante y reserva fría del SINAC, sobre la base de un valor máximo de riesgo de falla para la operación del SINAC, el cual será establecido por el COES.

4.1.5. Evaluar y programar la reserva rotante considerando el impacto económico del valor máximo de riesgo de falla para la operación del SINAC.

4.1.6. Recopilar y consolidar los programas semanales de mantenimiento del SINAC.

4.1.7. Verificar la adecuada seguridad, calidad y economía considerados en el PSO del SINAC

4.1.8. Elaborar la lista de méritos de los costos variables de las centrales térmicas del SINAC.

4.2 Del Coordinador

4.2.1. Proporcionar en tiempo real o diferido la información necesaria a la DPP para la elaboración del PSO.

4.2.2. Supervisar, coordinar y realizar el seguimiento de los programas de corto plazo.

4.3 De Los Integrantes del COES

4.3.1. Los CC, proporcionarán a la DPP y al Coordinador, la información necesaria en tiempo real o diferido de los datos estadísticos o históricos de la operación para la elaboración del PSO.

4.3.2. Adquirir automáticamente la información de sus instalaciones, para coordinar e intercambiar información en tiempo real o diferido con la DOCOES y el Coordinador en la forma y plazos establecidos.

4.3.3. Los titulares de generación y redes de transmisión deben presentar al coordinador, con copia a la DOCOES las características, configuración, disponibilidad y el programa de mantenimiento semanal de sus instalaciones, de acuerdo a la forma y plazos establecidos.

4.3.4. Los titulares de redes de distribución y clientes libres con carga mayor a 10 MW, deben presentar al Coordinador con copia a la DOCOES, en la forma y plazos que el Coordinador establezca, las características, configuración, disponibilidad, programa de mantenimiento y restricciones operativas de sus instalaciones.

5. PERIODICIDAD

5.1 El PSO es aprobado y emitido ordinariamente antes de las 17:00 horas del penúltimo día hábil de cada semana y extraordinariamente la DOCOES definirá la fecha, hora y lugar de la aprobación, pudiendo ser cualquier día útil de la semana.

5.2 El PSO será remitido por vía electrónica a los CC de los integrantes del COES y al Coordinador, pudiendo utilizar vía fax solamente en caso de algún desperfecto de los medios electrónicos

6. VIGENCIA

De sábado a viernes de la siguiente semana.

7. INFORMACIÓN REQUERIDA**7.1 MEDIOS**

Correo electrónico u otros medios magnéticos, vía fax o teléfono en caso de desperfecto del medio electrónico.

7.2 REQUERIMIENTO

a. Características técnicas y operativas: Fabricante del equipo generador, potencia efectiva, generación máxima, potencia aparente y restricciones operativas, como el tiempo mínimo de operación, mínimos técnicos, rendimiento a plena carga y cargas parciales, capacidad de almacenamiento del combustible, tipo de combustible usado y procedencia, costo de combustible.

Reporte : Conforme a procedimientos vigentes.
Emisores : Integrantes de generación térmica del COES.
Receptores : La DPP(original) y el Coordinador (copia).

b. Demandas históricas de potencia cada media hora y energía diaria del SINAC, áreas operativas y de los transformadores de 220/60 kV (o 60/10 kV de las subestaciones), obtenido de la actualización de base de datos de producción cada media hora de potencia activa de las unidades generadoras, de los flujos de carga en transformadores y energía registrada en los contadores de energía.

Reporte : En tiempo real u medio horario.
Emisor : Coordinador.
Receptor : DPP.

c. La previsión de demanda de los clientes libres mayores de 10 MW.

Reporte : Mensual, de ser posible con ajuste semanal.
Emisores : Clientes libre.
Receptores : Coordinador(original) y la DPP(copia).

d. La previsión de demanda de los distribuidores.

Reporte : Semanal.
Emisores : Distribuidores.
Receptores : Coordinador(original) y la DPP(copia).

e. Programa de mantenimiento semanal basado en el programa mensual de las unidades de generación, líneas de transmisión y equipos principales así como de los equipos de compensación de energía reactiva, celdas y transformadores de alta tensión.

Reporte : Los días Martes de cada semana a las 14:30 horas.
Emisores : Todos los integrantes de generación, transmisión y distribución del SINAC.
Receptor : DPP.

f. Las previsiones de producción de las centrales de los Integrantes del SINAC mayores de 10 MW de potencia instalada que no son integrantes del COES.

Reporte : En tiempo real u medio horario.
Emisores : Generadores no integrantes.
Receptores : Coordinador(original) y la DPP(copia).

g. Los caudales naturales y/o regulados.

Reporte : En tiempo real los caudales de operación, o los caudales promedios diarios a las 07:00 horas de cada día.
Emisores : Integrantes del COES con centrales hidráulicas.
Receptores : Coordinador(original) y la DPP(copia).

h. La variación horaria de los embalses de las centrales de generación hidráulicas.

Reporte : En tiempo real.
Emisores : Integrantes del COES con centrales hidráulicas.
Receptores : DPP(original) y el Coordinador(copia).

i. Previsiones de caudales naturales y regulados semanal, variación de embalses y despacho de carga semanal.

Reporte : Semanal al nivel horario, cada martes a las 14:30 h.
Emisores : Generadores.
Receptor : DPP.

j. Precio de combustible y eficiencia de las centrales térmicas del SINAC.

Reporte : Anual o según lo indicado en el Procedimiento relativo a la Información de Precios y Calidad de Combustibles.
Emisores : Integrantes del COES con centrales térmicas.
Receptores : DPP (original) y el Coordinador (copia).

k. Restricciones operativas y/o pruebas (de generación, transmisión, distribución y reserva de combustible) del SINAC.

Reporte : Los días Martes de cada semana a las 14:30 horas.
Emisores : Todos los integrantes del SINAC y el Coordinador.
Receptor : DPP.

8. METODOLOGIA DE LA PROGRAMACION

La DPP, sobre la base de los datos obtenidos, realizará lo siguiente:

- Pronóstico de la demanda de potencia y energía de corto plazo del sistema.
- Pronóstico de los caudales promedios de operación (natural y regulado).
- Cálculo de los Costos Variables de las plantas térmicas del SINAC.
- Cálculo del Valor Agua.
- Programa de mantenimiento semanal del SINAC.
- Programa de operación de potencia y energía de las centrales de generación del SINAC, para cada día típico de la semana.
- Verificación adecuada de la seguridad y calidad de la operación del SINAC.
- Prever la reserva rotante y fría del SINAC.

a. Pronóstico de la Demanda de corto plazo

La demanda de potencia se proyectará en forma diaria, para cada media hora y la energía en forma diaria, tal como lo establece el PR-N° 03. La información base para este cálculo son los datos estadísticos de producción de las centrales del SINAC referidos en el punto 7.2 b. El diagrama de potencia diaria se elaborará en 48 bloques de media hora y por días típicos.

b. Pronóstico de los caudales

Las empresas generadoras con centrales hidráulicas, harán el pronóstico de sus caudales de operación sobre la base de los datos estadísticos existentes y otras variables estacionales del sistema. Las empresas que tienen compromisos con las compañías de agua potable y Ministerio de Agricultura, tendrán en cuenta estas restricciones en los predespachos proporcionados a la DPP.

c. Cálculo de los Costos Variables

Los Costos Variables de las plantas térmicas son calculados a partir de la información referida en el punto 7.2 a y j, y su detalle se muestra en el Procedimiento relativo a la Programación de la Operación de Corto Plazo de las Centrales Térmicas del COES-SINAC.

Por otro lado el costo de racionamiento se actualizará conforme a lo fijado por la CTE.

d. Determinación del Valor del Agua

El valor del agua se determina conforme a lo establecido en el PR-N° 08.

Que, la participación en el evento precitado es de especial importancia dado el alto nivel de certamen que permitirá la reunión de técnicos a nivel mundial, así como el intercambio de información, experiencias y nuevas tecnologías en la exploración y explotación de hidrocarburos, lo que redundará en beneficio para PERUPETRO S.A.;

Que, en consecuencia es necesario autorizar el correspondiente viaje;

De conformidad con lo establecido en el Decreto Supremo N° 048-2001-PCM modificado por el Decreto Supremo N° 053-2001-PCM;

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Autorizar el viaje, de los Ings. Miguel Celi Rivera, Gerente General y Belizario Cornejo Cabellos, Gerente de Proyectos Especiales, del 2 al 7 de junio de 2001; y de los Ings. Oscar Miró Quesada Rivera, Administrador Senior de Base de Datos y Rolando Bolaños Zapana, Coordinador Senior de Exploración, de PERUPETRO S.A., del 1 al 8 de junio de 2001, a la ciudad de Denver, Colorado, Estados Unidos de América, para el fin a que se refiere la parte considerativa de la presente Resolución.

Artículo 2°.- Los gastos que irrogue el cumplimiento de la presente Resolución que ascienden a US\$ 9 816,88 (Nueve Mil Ochocientos Dieciséis y 88/100 Dólares Americanos) serán cubiertos por PERUPETRO S.A., de acuerdo al siguiente detalle:

Viaje del 1 al 8 de junio de 2001

Pasajes (US\$ 1 351,22 x 2)	US\$ 2 702,44
Parte de los viáticos (US\$ 220,00 x 70% x 8 días x 2)	US\$ 2 464,00
Tarifa CORPAC (US\$ 25,00 x 2)	US\$ 50,00
TOTAL	US\$ 5 216,44

Viaje del 2 al 7 de junio de 2001

Pasajes (US\$ 1 351,22 x 2)	US\$ 2 702,44
Parte de los viáticos (US\$ 220,00 x 70% x 6 días x 2)	US\$ 1 848,00
Tarifa CORPAC (US\$ 25,00 x 2)	US\$ 50,00
TOTAL	US\$ 4 600,44

Los gastos por concepto de alimentación serán cubiertos por el Comité de Administración de los Recursos para Capacitación - CAREC.

Artículo 3°.- La presente Resolución Suprema no dará derecho a exoneración o liberación de impuestos o de derechos aduaneros de ninguna clase o denominación.

Regístrese, comuníquese y publíquese.

Rúbrica del Dr. Valentín Paniagua Corazao
Presidente Constitucional de la República

CARLOS HERRERA DESCALZI
Ministro de Energía y Minas

24521

Aprueban y modifican diversos procedimientos técnicos del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES-SINAC)

RESOLUCIÓN MINISTERIAL N° 232-2001-EM/VME

Lima, 29 de mayo de 2001

CONSIDERANDO:

Que, de acuerdo a lo dispuesto por el Artículo 40° incisos c) y d), 43°, 59°, 60° y 61° del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, así como por el Artículo 86° inciso d), 135°, 136° y demás normas

complementarias y concordantes del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM, corresponde al Comité de Operación Económica del Sistema - COES, proponer al Ministerio de Energía y Minas, los procedimientos para la optimización de la operación, como son los referidos a la verificación de requisitos para ser integrante del COES-SINAC, al ingreso de unidades de generación, líneas y subestaciones de transmisión en el COES-SINAC y a la reserva rotante en el SINAC, así como, los demás procedimientos necesarios para la operación y valorización de transferencias de energía y potencia en el SINAC, como son los referidos a las compensaciones al Sistema Principal de Transmisión, y al Ingreso Tarifario Esperado Total del Sistema Principal de Transmisión;

Que, el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional - COES-SINAC, ha propuesto al Ministerio de Energía y Minas diversos procedimientos que han sido materia de estudio, conformidad y en algunos casos de observación, por parte del Ministerio de Energía y Minas;

Que, según lo previsto en el Artículo 121° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, en los casos en que el COES deba proponer procedimientos al Ministerio de Energía y Minas, corresponde a éste aprobarlos, y a falta de propuesta, o cuando el Ministerio formule observaciones a dichos procedimientos y éstas no hayan sido subsanadas a satisfacción del Ministerio, corresponderá a éste establecer los procedimientos respectivos dentro de los márgenes definidos en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento;

Que, con los nuevos procedimientos que contiene la presente Resolución, se requiere modificar y adicionar conceptos al Glosario de Abreviaturas y Definiciones utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES-SINAC, aprobado mediante Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME, publicada el 31 de marzo de 2001;

Que, se ha concluido el proceso de propuesta, revisión, observación, subsanación y estructuración de cinco (5) procedimientos técnicos del COES-SINAC;

Que, es necesario precisar y corregir algunos aspectos de los Procedimientos Técnicos aprobados mediante Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME;

De conformidad con los dispositivos legales que anteceden y estando a lo dispuesto por el Decreto Ley N° 25962 - Ley Orgánica del Sector Energía y Minas y el Decreto Legislativo N° 560, Ley del Poder Ejecutivo;

Con la opinión favorable del Director General de Electricidad y del Viceministro de Energía;

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Aprobar los procedimientos N°s. 20 al 24 referidos a verificación de requisitos para ser integrante del COES-SINAC, ingreso de unidades de generación, líneas y subestaciones de transmisión del COES-SINAC, reserva rotante en el SINAC, compensaciones al Sistema Principal de Transmisión e Ingreso Tarifario Esperado Total del Sistema Principal de Transmisión; así como el glosario complementario al de Abreviaturas y Definiciones utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES-SINAC, aprobado mediante Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME, publicada el 31 de marzo de 2001, los mismos que forman parte de la presente Resolución.

Artículo 2°.- Modificar el numeral 7.1.3. del Procedimiento 04, el tercer párrafo del numeral 8.1. del Procedimiento 07, el numeral 4.1.6. del Procedimiento 09, el numeral 8.8. del Procedimiento 10 y el quinto párrafo del anexo del Procedimiento 11 correspondientes a los Procedimientos Técnicos del COES-SINAC, aprobados mediante Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME, publicada el 31 de marzo de 2001, los que quedan redactados de la forma siguiente:

"Procedimiento N° 04: PROGRAMACION DE LA OPERACION CUANDO EXISTE SOBRECARGA HIDRAULICA

7.1.3. Luego de aplicado el primer criterio, sin que se hubiera presentado la situación descrita en 7.1.2., se

aplicará el criterio 6.2. para el bloque restante de demanda a cubrirse.

Se verificará el cumplimiento del criterio 6.3., de no ser así, se modificará la programación empezando de la última central considerada, hasta obtener el criterio del cumplimiento requerido."

"Procedimiento N° 07: CALCULO DE LOS COSTOS MARGINALES DE ENERGIA DE CORTO PLAZO

8.1. COSTO MARGINAL EN SITUACIÓN NORMAL

Con los datos de las centrales hidráulicas y térmicas que han intervenido en el despacho de potencia y energía, y según lo programado y autorizado por el Coordinador, se realiza cada quince (15) minutos un ordenamiento de menor a mayor costo de las centrales, en base a sus costos variables de operación. Estos costos variables previamente se han referido a la barra base de Santa Rosa, dividiendo los costos variables determinados según lo indicado en el Procedimiento relativo al Reconocimiento de Costos Eficientes de Operación de las Centrales Térmicas del COES-SINAC, entre el correspondiente factor de pérdidas marginales de las barras a las cuales están interconectadas."

"Procedimiento N° 09: COORDINACION DE LA OPERACION EN TIEMPO REAL DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

4.1.6. Realizar una evaluación del despacho ejecutado, considerando el PDO, su reprogramación y, según el caso, un despacho idealizado en los casos que se requiera según acuerdos y procedimientos vigentes. Es responsable de elaborar el IEOB utilizando la información disponible de la ejecución de la operación en tiempo real."

"Procedimiento N° 10: VALORIZACION DE LAS TRANSFERENCIAS DE ENERGIA ACTIVA ENTRE GENERADORES INTEGRANTES DEL COES

8.8. En el caso que algún integrante no entregue oportunamente la información indicada en los numerales 8.3. y 8.4., la División de Evaluación y Estadística del COES-SINAC usará la mejor información disponible, efectuándose el ajuste correspondiente en la siguiente valorización".

"Procedimiento N° 11: RECONOCIMIENTO DE COSTOS POR REGULACION DE TENSION EN BARRAS DEL SINAC

ANEXO EJEMPLO DE APLICACIÓN

$$C0 = 400 \text{ MWh} \cdot (40 - 28 \cdot 1) \text{ US\$} / \text{MWh} = 4800 \text{ US\$}."$$

Artículo 3°.- La presente Resolución Ministerial, entrará en vigencia el día de su publicación.

Regístrese, comuníquese y publíquese.

CARLOS HERRERA DESCALZI
Ministro de Energía y Minas

PROCEDIMIENTOS COES

GLOSARIO DE ABREVIATURAS Y DEFINICIONES UTILIZADAS EN LOS PROCEDIMIENTOS TECNICOS DEL COES-SINAC

Las definiciones y abreviaturas que se indican a continuación, se adicionan al Glosario aprobado por Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME publicada el 31 de marzo de 2001. Tratándose de las definiciones de Potencia Efectiva y Potencia Garantizada, así como de la abreviatura CPP, la presente Resolución sustituye a las previstas en la Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME.

DEFINICIONES

Barra de Facturación: Barra donde se consume potencia y este consumo es facturado por uno o más Generadores Integrantes del COES.

Demanda Coincidente de los clientes: Demanda promedio de potencia de los clientes de los generadores, en las Barras de Facturación, durante el Intervalo de Punta del mes.

Energía Producida: Producción de energía eléctrica de una unidad de generación hidroeléctrica o termoeléctrica respectivamente, en el período de un año.

Estudio: Estudio de Fijación Tarifaria de mayo.

Intervalo de Punta del mes: Intervalo de 15 minutos en que se produce en la máxima demanda mensual a nivel de generación.

Potencia efectiva: Máxima potencia continua entregada por la central o la unidad, correspondiente a bornes de generación, cuando opera a condiciones de potencia efectiva.

Potencia efectiva del SINAC: Equivalente a la suma de las potencias efectivas de las unidades de generación de los integrantes del COES.

Potencia Garantizada: Suma de la Potencia Garantizada con el reservorio de regulación horaria más la Potencia Garantizada como una central de pasada. La Potencia Garantizada no debe superar a la Potencia Efectiva de la central.

Sistema Interconectado Nacional (SINAC): Conjunto de líneas de transmisión y subestaciones eléctricas conectadas entre sí, así como los respectivos centros de despacho de carga, que permite la transferencia de energía eléctrica entre dos o más sistemas de generación, pertenecientes a los integrantes del COES.

Tramo del Sistema Principal de Transmisión: Circuito del SPT comprendido entre dos barras contiguas del SPT.

ABREVIATURAS

MEM	: Ministerio de Energía y Minas
OSINERG	: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía
CPP	: Comité de Trabajo de Planeamiento y Programación.
PMO	: Programa Mensual de Operación.

PROCEDIMIENTO N° 20

VERIFICACION DEL CUMPLIMIENTO DE REQUISITOS PARA SER INTEGRANTE DEL COES SINAC

1. OBJETIVO

Fijar los plazos y oportunidades para la verificación del cumplimiento de los requisitos para ser integrante del COES.

2. BASE LEGAL

2.1. Decreto Ley N° 25844.- Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 1°. Tercer Párrafo, 39°. Primer Párrafo, 40°. Inciso a).

2.2. Decreto Supremo N° 009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 80°, 81°, 82°, 83°, 101°, 102°).

3. DEFINICIONES

Las definiciones utilizadas en el presente Procedimiento, están precisadas en el Glosario de Abreviaturas y Definiciones.

4. RESPONSABLE

División de Estudios y Desarrollo del COES-SINAC (DED).

5. OPORTUNIDAD

Se efectuará la respectiva verificación cada vez que se evalúe el ingreso de un nuevo titular de generación o

Autorizan viaje de asesor del Despacho Viceministerial de Energía a Ecuador para participar en evento sobre interconexión eléctrica

RESOLUCIÓN MINISTERIAL N° 319-2001-EM/VME

Lima, 17 de julio de 2001

CONSIDERANDO:

Que, del 22 al 25 de julio de 2001, en la ciudad de Quito, Ecuador, se realizará el Taller Internacional denominado "Interconexión Eléctrica de la Región Andina", organizado por el Comité Nacional Ecuatoriano de la CIER - ECUACIER;

Que, el ingeniero César Butrón Fernández, Asesor del Despacho Viceministerial de Energía del Ministerio de Energía y Minas ha sido designado para participar en el Taller Internacional precitado, en el que se discutirá las políticas gubernamentales sobre la interconexión eléctrica de la región, los diferentes marcos regulatorios, la labor que desempeñan los distintos operadores del sistema, entre otros temas;

Que, en consecuencia, es necesario autorizar el correspondiente viaje;

De conformidad con lo establecido en el Decreto Supremo N° 048-2001-PCM, modificado por el Decreto Supremo N° 053-2001-PCM;

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Autorizar el viaje del ingeniero César Butrón Fernández, Asesor del Despacho Viceministerial de Energía, del 22 al 25 de julio de 2001, a la ciudad de Quito, Ecuador, para el fin a que se refiere la parte considerativa de la presente Resolución.

Artículo 2°.- El cumplimiento de la presente Resolución no irrogará gastos al Tesoro Público.

Artículo 3°.- La presente Resolución Ministerial no dará derecho a exoneración o liberación de impuestos o de derechos aduaneros de ninguna clase o denominación.

Regístrese, comuníquese y publíquese.

CARLOS HERRERA DESCALZI
Ministro de Energía y Minas

27508

Autorizan viaje de funcionario de ETECEN a Ecuador para participar en evento sobre integración eléctrica regional

RESOLUCIÓN MINISTERIAL N° 320-2001-EM/VME

Lima, 17 de julio de 2001

Visto el Oficio G-461-2001, de fecha 13 de julio de 2001, remitido por Empresa de Transmisión Eléctrica Centro Norte S.A. - ETECEN, solicitando autorización de viaje para un funcionario;

CONSIDERANDO:

Que, del 22 al 25 de julio de 2001, en la ciudad de Quito, Ecuador, se realizará el Grupo de Trabajo del Comité de Integración Eléctrica Regional (CIER) denominado "Estudio de la Operación, Confiabilidad y Calidad de Servicio en la Transmisión Regional" y el Taller Internacional denominado "Interconexión Eléctrica de la Región Andina";

Que, ETECEN S.A., mediante Acuerdo de Directorio N° 2-193/2001, acordó en su Sesión de Directorio N° 193, de fecha 12 de julio de 2001, autorizar el viaje en Comisión de Servicios del ingeniero Samuel Iván Portilla Arriola, Jefe de la Unidad de Planificación y Análisis de

la Gerencia de Coordinación del Sistema, a la ciudad de Quito, Ecuador, del 22 al 25 de julio de 2001 inclusive, en vista que en dicha reunión se tratará como tema central lo referente a Interconexiones Eléctricas en la Región Andina; y, teniendo la posibilidad de obtener información actualizada para luego poder aplicarla en la empresa;

Que, en consecuencia es necesario autorizar el correspondiente viaje;

De conformidad con lo establecido en el Decreto Supremo N° 048-2001-PCM, modificado por el Decreto Supremo N° 053-2001-PCM;

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Autorizar el viaje del ingeniero Samuel Iván Portilla Arriola, Jefe de la Unidad de Planificación y Análisis de la Gerencia de Coordinación del Sistema, del 22 al 25 de julio de 2001, a la ciudad de Quito, Ecuador, para el fin a que se refiere la parte considerativa de la presente Resolución.

Artículo 2°.- El cumplimiento de la presente Resolución no irrogará gastos al Tesoro Público.

Artículo 3°.- La presente Resolución Ministerial no dará derecho a exoneración o liberación de impuestos o de derechos aduaneros de ninguna clase o denominación.

Regístrese, comuníquese y publíquese.

CARLOS HERRERA DESCALZI
Ministro de Energía y Minas

27507

Aprueban procedimientos y Glosario de Abreviaturas y Definiciones utilizada en Procedimientos Técnicos del COES-SEIN

RESOLUCIÓN MINISTERIAL N° 322-2001-EM/VME

Lima, 17 de julio de 2001

CONSIDERANDO:

Que, de acuerdo a lo previsto en los Artículos 41°, 43°, 59°, 60° y 61° del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, concordantes con los Artículos 103°, 109°, 110°, 111°, 112°, 113°, 136° y demás normas complementarias del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM, corresponde al Comité de Operación Económica del Sistema - COES proponer al Ministerio de Energía y Minas, entre otros procedimientos, aquellos referidos a la indisponibilidad de las unidades de generación, el cálculo de la potencia firme, los egresos por compra de potencia, los ingresos garantizados por potencia firme, los ingresos adicionales por potencia generada en el sistema y la valoración de transferencia de potencia;

Que, el Comité de Operación Económica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, ha propuesto al Ministerio de Energía y Minas diversos procedimientos que han sido materia de estudio, conformidad y, en algunos casos, de observación por parte del Ministerio de Energía y Minas;

Que, según lo previsto en el Artículo 121° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, en los casos en que el COES deba proponer procedimientos al Ministerio de Energía y Minas, corresponde a éste aprobarlos y, a falta de propuesta o cuando el Ministerio formule observaciones a dichos procedimientos y éstas no hayan sido subsanadas a satisfacción del Ministerio, corresponderá a éste establecer los procedimientos respectivos dentro de los márgenes definidos en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento;

Que, en virtud de los nuevos procedimientos que contiene la presente Resolución, se requiere adicionar conceptos al Glosario de Abreviaturas y Definiciones utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES,

aprobado mediante Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME publicada el 31 de marzo de 2001;

Que, se ha concluido el proceso de propuesta, revisión, observación, subsanación y estructuración de seis (6) Procedimientos Técnicos del COES;

De conformidad con los dispositivos legales que anteceden y estando a lo dispuesto por el Decreto Ley N° 25962 - Ley Orgánica del Sector Energía y Minas y el Decreto Legislativo N° 560, Ley del Poder Ejecutivo;

Con la opinión favorable del Director General de Electricidad y del Viceministro de Energía;

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Aprobar los Procedimientos N°s. 25 al 30 referidos a indisponibilidad de las unidades de generación, cálculo de la potencia firme, egresos por compra de potencia, ingresos garantizados por potencia firme, ingresos adicionales por potencia generada en el sistema y valorización de transferencias de potencia; así como el glosario complementario de Abreviaturas y Definiciones utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES-SEIN, aprobado mediante Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME publicada el 31 de marzo de 2001, los cuales forman parte integrante de la presente Resolución.

Artículo 2°.- La presente Resolución Ministerial, entrará en vigencia el día de su publicación.

Regístrese, comuníquese y publíquese.

CARLOS HERRERA DESCALZI
Ministro de Energía y Minas

GLOSARIO DE ABREVIATURAS Y DEFINICIONES UTILIZADAS EN LOS PROCEDIMIENTOS TÉCNICOS DEL COES-SEIN

Las definiciones y abreviaturas que se indican a continuación, se adicionan al Glosario aprobado por Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME publicada el 31 de marzo de 2001. Tratándose de la definición de Potencia Garantizada, la presente Resolución sustituye a las previstas en la Resolución Ministerial N° 232-2001-EM/VME.

1. DEFINICIONES

Caudal natural de aporte intermedio: Es la diferencia de los caudales naturales afluentes a la central y los caudales naturales afluentes a los reservorios estacionales.

Condiciones de potencia efectiva hidráulica: Son las imperantes bajo condiciones de flujo del agua estable, sin sobrecarga (eléctrica o hidráulica), a velocidad nominal de rotación de las turbinas (correspondiente a 60 Hz del sistema) y a la altura bruta de potencia efectiva.

Energía garantizada con los reservorios con capacidad de regulación horaria (EGR): Es la energía almacenable en el reservorio de regulación horario para la probabilidad de excedencia dada, para las horas de regulación prefijada (EGRH) durante el período de evaluación, más la energía descargada por los reservorios estacionales con capacidad de regulación horaria (EGRE).

Energía de pasada (EGCP): Es la diferencia entre la energía garantizada (EG) y la energía garantizada por el reservorio de regulación horaria (EGR)

Factor de distribución horaria del precio de potencia: Corresponde a la relación entre la Probabilidad de Pérdida de la Demanda Horaria y la Probabilidad de Pérdida de la Demanda Anual, calculadas para el sistema de generación económicamente adaptado considerando unidades de generación con indisponibilidades programadas y fortuitas eficientes.

Garantía de transporte eléctrico: Es la capacidad del Sistema Secundario de Transmisión que asegura el transporte eléctrico de las unidades o centrales de generación y que permite despachar su potencia efectiva.

Garantía de transporte de combustible: Es la capacidad que asegura el transporte de combustible para las centrales térmicas. En caso de unidades térmicas que usan gas natural como combustible, donde sea aplicable, se considerarán contratos a firme por el transporte de gas del campo a la central.

Horas de punta del Sistema: Son las definidas por el MEM.

Horas de regulación (HR): Son las fijadas por el MEM.

Margen de reserva: Es el definido por el MEM.

Mes siguiente: El mes inmediato posterior al mes en evaluación.

Período de evaluación: Es el período de los seis meses del año con menor oferta hidrológica.

Potencia firme: Es la potencia que puede suministrar cada unidad generadora con alta seguridad, de acuerdo a lo que define el Reglamento.

Potencia garantizada como central de pasada: Es igual a la energía de pasada durante las horas de regulación dividida por las horas de regulación.

Potencia garantizada: Suma de la Potencia Garantizada como una central de pasada más la Potencia Garantizada por los reservorios horarios y reservorios estacionales con capacidad de regulación horaria. La Potencia Garantizada no debe superar la Potencia Efectiva de la Central.

Precio de potencia en barra (PPB): Es el Precio de la Potencia Marginal más el peaje de conexión al sistema principal de transmisión.

Precio de potencia en barras de facturación: Es el Precio de la Potencia Marginal (PPM) para tarifas en barras referenciales, establecido por la CTE.

Cuando la Barra de Facturación es diferente a una Barra Referencial, el PPM de la Barra de Facturación será igual al PPM de la Barra Referencial más cercana expandida con el respectivo Factor de Pérdidas Marginales de Potencia (FPMP).

Probabilidad de pérdida de la demanda (LOLP): Es la probabilidad de tener potencia de generación insuficiente para satisfacer la demanda.

Reserva firme, margen de reserva firme y factor de reserva firme: La Reserva Firme es igual a la Potencia Firme Colocada menos la Máxima Demanda. El Margen de Reserva Firme es igual a la Reserva Firme entre la Máxima Demanda. El factor de Reserva Firme es igual al Margen de Reserva Firme más uno (1.0).

Reservorio de regulación estacional: Es aquel reservorio que tiene la capacidad necesaria de almacenamiento para permitir trasladar los recursos hídricos del período de avenida al período de estiaje. Los reservorios estacionales cuyas aguas desembalsadas se encuentran a disposición de la central en un tiempo inferior a 24 horas serán considerados como reservorios estacionales con capacidad de regulación horaria.

Reservorio de regulación horaria: Es aquel reservorio que tiene la capacidad necesaria de almacenamiento para permitir trasladar recursos hídricos de las horas fuera de regulación a las horas de regulación.

Unidad de generación: Para el caso de las centrales térmicas, es el arreglo: motor primo, generador y transformador asociado.

Para el caso de las centrales hidroeléctricas, se considera como unidad de generación a la central en su conjunto.

ANEXO 2

Procedimiento N° 25 Indisponibilidad de las Unidades de Generación

Resolución Ministerial N° 322-2001-EM/VME y modificatorias

PROCEDIMIENTO N° 25

(1) **INDISPONIBILIDADES DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN**

1. OBJETIVO

Establecer los criterios y la metodología para el cálculo de las indisponibilidades de las unidades de generación.

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. DEFINICIONES

Las definiciones utilizadas en el presente Procedimiento están precisadas en el "Glosario de Abreviaturas y Definiciones Utilizadas en los Procedimientos COES".

4. PERIODICIDAD

Los factores de indisponibilidad y los factores de presencia se calculan mensualmente y deben encontrarse disponibles a más tardar al tercer día calendario del mes siguiente.

5. RESPONSABILIDADES

Las empresas integrantes del COES son las responsables de remitir semanalmente la información sobre sus indisponibilidades, de acuerdo al formato que figura en el Anexo A.

La DPP es la responsable de obtener, verificar y centralizar la información estadística de indisponibilidades reportada por las empresas, así como de remitirla a la DEE.

La DEE es la responsable del cálculo de los factores de Indisponibilidad para las horas de punta del sistema.

El COORDINADOR es responsable de remitir diariamente a la DEE, las horas de operación de las unidades de generación, en su Informe de Evaluación de la Operación Diaria.

La DEE es responsable de la determinación de la presencia diaria de las unidades de generación hidráulica y del factor de presencia de éstas.

Los titulares de las unidades de generación serán los responsables de la entrega de la información fuente de sus contadores de energía a la DOCOES, en la forma y fecha que ésta requiera.

6. APROBACION

La DEE es responsable del cálculo de los factores de indisponibilidad y de presencia; y, la DOCOES es responsable de la aprobación de estos factores, tomando en consideración las recomendaciones del CTEE.

7. PROCEDIMIENTO

7.1. INDISPONIBILIDAD DE LAS UNIDADES DE GENERACION TERMICA E HIDRAULICA

7.1.1. FACTORES DE INDISPONIBILIDAD FORTUITA MENSUAL PARA UNIDADES TERMICAS

El Factor de Indisponibilidad Fortuita (FIF) mensual se calcula en función de la información estadística móvil de las Horas de Punta del Sistema, de los últimos dos (2) años, considerando los veinticuatro (24) meses continuos transcurridos.

$$FIF = \frac{HIF}{HP} \times 100\%$$

Donde:

HIF: Horas de indisponibilidad fortuita durante las Horas de Punta del Sistema para el período estadístico.

HP: Horas de Punta del Sistema para el período estadístico.

La desconexión de una unidad de generación por falla fortuita del sistema de transmisión principal no se considera en la indisponibilidad fortuita de la unidad; tampoco aquéllas derivadas de fallas fortuitas en el sistema de transmisión secundaria.

Para el cálculo de la indisponibilidad fortuita debido a falla permanente y continuada en el arranque de una unidad en horas de punta, se considera que el requerimiento de la unidad convocada fue para garantizar la cobertura de demanda de potencia durante las Horas de Punta del Sistema, según lo previsto en el programa de operación semanal establecido.

El período de duración de la indisponibilidad fortuita no superará en ningún caso los 7 días continuos de ocurrencia de la falla, al cabo del cual se considerará como una indisponibilidad programada, hasta el día de aprobación del siguiente programa semanal de operación o hasta que hayan sido superadas las causas de la indisponibilidad, con la debida verificación de la DOCOES.

7.1.2. FACTORES DE INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA MENSUAL Y ANUAL PARA UNIDADES TÉRMICAS E HIDRÁULICAS

El Factor de Indisponibilidad Programada (FIP), para su valor mensual, se calcula en función de la estadística de las Horas de Punta del Sistema, de los últimos 10 años, tomando en consideración los seis (6) meses continuos más críticos de la oferta hidrológica de cada año; y, para su valor anual, del último año transcurrido, considerando los últimos seis (6) meses continuos más críticos de la oferta hidrológica del año.

a. Para las centrales térmicas

$$FIP = \frac{HIP}{HP} \times 100\%$$

Donde:

HIP: Horas de indisponibilidad programada durante las Horas de Punta del Sistema para el período estadístico.

HP: Horas de Punta del Sistema para el período estadístico.

b. Para las centrales hidráulicas

$$FIP = \frac{\sum_{i=1}^n (PE_i \times HIP_i)}{PE_t \times HP} \times 100\%$$

Donde:

PE_i: Potencia Efectiva de cada unidad (grupo generador-turbina) de la central hidráulica.

$$\sum_{i=1}^n PE_i = PE_t$$

HIP_i: Horas de Indisponibilidad Programada de cada unidad durante las Horas de Punta del Sistema para el período estadístico.

PE_t: Potencia Efectiva de la central.

HP: Horas de Punta del Sistema para el período estadístico.

n: Número de unidades (grupo generador-turbina) de la central hidráulica.

Las restricciones parciales de potencia, causadas por trabajos en instalaciones conexas a la central hidráulica, serán consideradas como indisponibilidades parciales conforme a lo que se indica en 7.1.4.

7.1.3. INDISPONIBILIDAD DE UNIDADES QUE CARECEN DE INFORMACIÓN HISTÓRICA

Mientras no se disponga de información histórica para unidades recién incorporadas al sistema; y, para los tres primeros meses de operación comercial, el Número de Horas de Indisponibilidad Fortuita (HIF) y el Número

de Horas de Indisponibilidad Programada (HIP) a aplicarse en los puntos 7.1.1 y 7.1.2, respectivamente, serán los que resulten de multiplicar los valores de indisponibilidad fortuita y programada listados en el anexo B por el número de Horas de Punta del Sistema (HP) del período estadístico.

La información histórica de cada unidad será registrada desde su entrada en servicio comercial.

7.1.4. INDISPONIBILIDADES PARCIALES

Las restricciones de potencia iguales o inferiores al 15% de la potencia efectiva de una unidad de generación no son consideradas como indisponibilidades.

Las restricciones de potencia de una unidad de generación superiores al 15% de su potencia efectiva son consideradas como indisponibilidades parciales. La indisponibilidad parcial se considerará como una indisponibilidad total con un tiempo equivalente de duración igual al producto de la potencia restringida y el tiempo de indisponibilidad parcial, dividido entre la potencia efectiva de la unidad generadora. Los tiempos equivalentes de duración de las interrupciones parciales fortuitas o programadas serán considerados, de ser el caso, en las horas: HIF o HIP mencionadas en los puntos 7.1.1 ó 7.1.2, respectivamente.

7.2. FACTOR DE PRESENCIA DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN HIDRÁULICA

El factor de presencia (FP) es aplicable a la unidad de generación, la cual, para el caso de las hidroeléctricas es la central en su conjunto.

El factor de presencia es de aplicación mensual. Se refiere a cambios entre dos estados: Indisponibilidad Total (factor de presencia = 0) y Disponibilidad Total (factor de presencia = 1), evaluados para cada día.

Si en un mes calendario, la indisponibilidad total no es superior a 15 días consecutivos, el factor de presencia mensual será igual a uno (1.0), caso contrario se determinará según la formulación siguiente:

$$FP = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n d_i$$

Donde:

FP: Factor de Presencia mensual;
n: Número de días del mes;
d_i: Disponibilidad diaria de la central del día "i" (1 ó 0). Se calculará de la siguiente manera:

- 1 Si la central despachó al menos en el 50% del período que corresponde a las Horas de Punta del Sistema y con al menos el 15% de su potencia efectiva.
- 0 Si la central no despachó al menos en el 50% del período que corresponde a las Horas de Punta del Sistema y con al menos el 15% de su potencia efectiva.

El factor de presencia debe considerar la operatividad de la central hidroeléctrica por causas propias que indispongan a la central, cubriendo todo el mes de evaluación.

Para este cálculo no se consideran los mantenimientos programados incluidos en la evaluación de la energía garantizada de la central, prevista en la determinación de la potencia firme hidráulica.

Para la determinación de los factores de indisponibilidad no se registrará como indisponibilidad de las unidades, lo correspondiente al período en el cual su factor de presencia es cero.

La DEE calculará el factor de presencia de cada unidad para un mes y lo remitirá a la DED a más tardar al tercer día laborable del mes siguiente.

7.3. VERIFICACION DE DISPONIBILIDADES DE LAS UNIDADES TERMICAS MEDIANTE PRUEBAS ALEATORIAS

La DOCOES y el COORDINADOR tendrán a su cargo la selección de los días en que se realizarán las pruebas y las máquinas que serán sometidas a prueba. El COORDINADOR tendrá a su cargo la supervisión de las pruebas. Los resultados serán incluidos en el correspondiente informe sobre la operación del sistema que remite diariamente a la DOCOES.

Se realizarán cuatro (4) pruebas mensuales, durante el año.

7.3.1. SELECCIÓN ALEATORIA

a. Selección de los días de prueba

Los días de prueba serán seleccionados mediante un sorteo que se realizará todos los días a las 16:00 horas, con el siguiente procedimiento:

- Los representantes de la DOCOES y del COORDINADOR reunirán al inicio del mes, en una urna, tantas balotas como días tenga el mes, de las cuales cuatro (4) serán de color negro y las restantes de color blanco.

- Se seleccionará en forma aleatoria una balota de la urna, la cual no se reintegrará a la urna. Si la balota resulta ser negra, se realizará una prueba ese día.

b. Selección de la unidad sometida a prueba

Si en el punto a. se seleccionara una balota negra, se procederá inmediatamente con la selección de la unidad de generación que se someterá a prueba, con el siguiente procedimiento:

- Los representantes de la DOCOES y del COORDINADOR reunirán, en una urna, tantas balotas como unidades tenga el parque térmico en ese momento, excluidas aquellas que hayan operado exitosamente en los 30 días previos y las que se encuentren indisponibles según el programa semanal de operación. Cada balota mostrará la identificación de una de las unidades de generación térmica.

- Las unidades que ya fueron sometidas a prueba mediante esta selección, no serán consideradas en la selección para las pruebas siguientes del mes en curso.

- Se seleccionará en forma aleatoria una balota de la urna. La unidad a la que corresponda, será sometida a prueba a partir de las 17:00 horas de ese día.

7.3.2. SOBRE LA PRUEBA

La prueba incluirá:

- a. El arranque y sincronización;
- b. El proceso de carga hasta alcanzar plena carga en función de la rampa de carga propia de la unidad;
- c. Un período de operación a plena carga igual al tiempo mínimo técnico de operación de la unidad dos (2) horas, el que resulte mayor;
- d. La descarga;

La DPP verificará que la unidad sobre la que se realiza la prueba sea efectivamente la unidad sorteada. Esta verificación será realizada con la ayuda de medidores o registradores instalados en cada unidad y visitas no anunciadas. El resultado de dicha verificación será informado al Coordinador y a la Dirección General de Electricidad del MEM dentro de las 24:00 horas siguientes de culminada la prueba.

La unidad sometida a prueba no se constituirá como unidad marginal. Para efectos de realizar este ensayo, se disminuirá la generación de la(s) unidad(es) de mayor costo variable que se encuentre(n) operando en el sistema.

De fallar en el arranque, la unidad de generación será declarada indisponible, permitiéndosele, a su solicitud y propio costo, un rearranque dentro de su tiempo de rearranque declarado. De resultar exitoso el rearranque, su indisponibilidad será contabilizada hasta el momento de su sincronización al sistema.

Si la unidad no alcanza su potencia efectiva en la etapa de carga durante la prueba, ésta se continuará con la potencia máxima que pueda suministrar la máquina en las condiciones que se encuentren.

Si las pruebas no resultaran exitosas, la indisponibilidad total o parcial de las unidades, en esta etapa de prueba, serán evaluadas tomando en consideración lo señalado anteriormente en 7.1.2 (Factores de indisponibilidad programada mensual y anual para unidades térmicas e hidráulicas) y en 7.1.4 (Indisponibilidades parciales).

7.3.3. COMPENSACION POR PRUEBA

La compensación por prueba exitosa (en su primera oportunidad), a la unidad seleccionada en forma aleatoria, será de:

$$\text{Compensación} = E * (\text{CV} - \text{CMg} * \text{fp})$$

Donde:

- E : Energía Inyectada en bornes del generador
- CV: Costo variable de la unidad ensayada
- CMg: Costo Marginal del Sistema.
- fp: Factor de Pérdidas.

El mecanismo para efectuar la compensación será similar al considerado en el Procedimiento relativo al Reconocimiento de Costos Eficientes de Operación de las Centrales Térmicas del COES.

La prueba es considerada exitosa si no se reporta ninguna falla permanente y continuada durante el período de ensayo.

Los costos de arranque y parada, en caso de pruebas exitosas (en su primera oportunidad), serán compensados de acuerdo al Procedimiento relativo al Reconocimiento de Costos Eficientes de Operación de las Centrales Térmicas del COES.

La energía inyectada durante la prueba no implicará compensaciones para otros generadores por desplazamiento de energía.

7.4. VERIFICACIÓN DE DISPONIBILIDADES MEDIANTE PRUEBAS POR SOLICITUD DE TERCEROS

Puede efectuarse una prueba por solicitud de terceros, en un día determinado, independientemente de la que se lleve a cabo como resultado del procedimiento descrito en el numeral 7.3.

Para ello, cualquier generador integrante del COES puede solicitar, con carácter de reservado, una prueba en cualquiera de las unidades térmicas a la DOCOES, quien evaluará, con la mayor discreción y reserva del caso, si su solicitud es fundada. Si lo es, la DOCOES obviará el procedimiento de selección y dispondrá la prueba de dicha máquina. Dicha solicitud se podrá presentar hasta antes de las 16:00 horas de un día determinado. En caso de concurrencia de dos (2) o más solicitudes, la unidad a someterse a prueba por solicitud de terceros, se determinará por sorteo.

Si la unidad solicitada resulta posteriormente seleccionada en el proceso establecido en el numeral 7.3, la prueba se realizará siguiendo el procedimiento de ese literal.

La prueba se llevará a cabo de acuerdo a lo dispuesto en el punto 7.3.2. Si la unidad sometida a prueba resulta disponible, el generador solicitante asumirá las compensaciones de dicha prueba en forma equivalente a lo establecido en 7.3.2, incluyendo los costos de arranque y parada. En caso contrario, el titular de la unidad de generación sometida a prueba asumirá todos los costos de la prueba.

7.5. INCENTIVOS A LA DISPONIBILIDAD

Los incentivos a la disponibilidad son expresados en términos de penalización por falta de capacidad garantizada de transporte eléctrico o de combustible. Estas faltas corresponden a eventos no directamente asociados con las unidades de generación.

7.5.1. FACTOR POR FALTA DE CAPACIDAD GARANTIZADA DE TRANSPORTE ELÉCTRICO Y DE COMBUSTIBLE (K)

Los datos serán obtenidos mensualmente y los cálculos se realizarán con los datos del mes de evaluación.

El factor de corrección por falta de capacidad garantizada de transporte eléctrico y de combustible es igual a:

$$K = (1 - \text{FCI}_x)$$

Donde FCI_x es igual a FCI_e o FCI_c , el que resulte mayor.

Donde:

a. Factor de Capacidad Indisponible por falta de capacidad garantizada de transporte eléctrico (FCI_e)

$$\text{FCI}_e = \begin{cases} \left[1 - \left(\frac{P_L}{\sum P_{ef}} \right) \right] \cdot \left(\frac{T}{\text{HPM}} \right) & \text{Si } P_L < \sum P_{ef} \\ 0; & \text{Si } P_L \geq \sum P_{ef} \end{cases}$$

Donde:

- PL : Capacidad efectiva de la línea de conexión asociada a la generación;
- $\sum P_{ef}$: Sumatoria de potencias efectivas de las unidades de generación que utilizan la línea de conexión;
- T : Período en el que la capacidad efectiva de la línea de conexión es menor que la potencia efectiva del conjunto de unidades y/o centrales asociadas a la línea de conexión;
- HPM : Número total de Horas de Punta del Sistema durante el mes.

b. Factor de Capacidad Indisponible por falta de capacidad garantizada de transporte de combustible (FCI_c)

$$\text{FCI}_c = \begin{cases} \left[1 - \left(\frac{P_G}{P_{ef}} \right) \right] \cdot \left(\frac{T}{\text{HPM}} \right) & \text{Si } P_G < P_{ef} \\ 0; & \text{Si } P_G \geq P_{ef} \end{cases}$$

Donde:

- PG: Potencia generable por la unidad con el combustible declarado por el titular de la unidad generadora para la programación semanal. Se considera potencia generable a la potencia promedio que puede generar una unidad con el combustible disponible para las Horas de Punta del Sistema y para el mes de evaluación.
- Pef: Potencia efectiva de la unidad con el combustible declarado por el titular de la unidad generadora para la programación semanal. En el caso de unidades que utilizan diferentes combustibles en el mes, se considerará como potencia efectiva al valor promedio ponderado de las potencias efectivas diarias que se consideran en la programación semanal.
- T: Período en el que la Potencia generable de la unidad es menor que la Potencia efectiva.
- HPM: Número total de Horas de Punta del Sistema durante el mes.

En el caso de unidades térmicas que usan gas natural como combustible, se considerará como combustible disponible el que fijen los contratos a firme por el transporte o suministro de gas desde el campo a la central, el que resulte menor, cuando corresponda.

Este factor es cero (0) para unidades hidráulicas.

7.5.2. UTILIZACION DEL FACTOR K

Si uno o ambos factores de capacidad indisponible por falta de capacidad garantizada de transporte eléctrico (FCI_e) o de transporte de combustible (FCI_c) de una unidad generadora son distintos de cero, y sólo para efectos de determinar su potencia firme remunerable, la unidad será considerada, para la evaluación del mes siguiente, con un costo variable de operación igual al costo de racionamiento para la fracción de su potencia efectiva no garantizada, tal como lo indica el PR-N° 28.

8. VALORES REFERENCIALES MÁXIMOS DE INDISPONIBILIDADES

Los valores máximos de indisponibilidades en Horas de Punta del Sistema del período de evaluación son:

- Indisponibilidad fortuita mensual para unidades térmicas: 14%
- Indisponibilidad programada mensual para unidades térmicas: 17%
- Indisponibilidad programada mensual para unidades hidráulicas: 14%
- Indisponibilidad programada anual para unidades térmicas e hidráulicas: 30%

ANEXO A

INFORMACIÓN BÁSICA PARA EL CÁLCULO DE INDISPONIBILIDADES DE UNIDADES DE GENERACIÓN

INDISPONIBILIDADES EN HORAS PUNTA	DIA1	DIA2	DIA3	DIA4	DIA5	DIA6	DIA7
INDISPONIBILIDAD FORTUITA							
UNIDAD:							
Hora de inicio de la indisponibilidad forzada							
Hora finalización de la indisponibilidad forzada							
Tiempo de indisponibilidad forzada en horas punta							
Horas de operación							
Horas de reserva fría							
Causa							
INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA EJECUTADA							
UNIDAD TÉRMICA:							
Inicio	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA
Final	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA
Horas en mantenimiento programado en horas punta							
Causa							
La Indisponibilidad Forzada se extendió a una indisponibilidad programada							
UNIDAD HIDRÁULICA:							
GRUPO 1							
Inicio	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA
Final	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA
Horas en mantenimiento programado en horas punta							
GRUPO 2							
Inicio	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA
Final	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA
Horas en mantenimiento programado en horas punta							
GRUPO I							
Inicio	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA
Final	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA
Horas en mantenimiento programado en horas punta							

ANEXO B

FACTOR DE INDISPONIBILIDAD

CENTRAL	COMBUSTIBLE	HORAS		%	
		FORTUITA	PROGRAMADA	FORTUITA	PROGRAMADA
VAPOR	CARBÓN	365.1	992.3	4.2	11.3
	PETRÓLEO	269.8	1008.9	3.1	11.5
	GAS	250.7	1056.2	2.9	12.1
GAS	JET	197.6	529.8	2.3	6.0
	GAS	278.1	532.4	3.2	6.1
	DIESEL	359.2	528.0	4.1	6.0
DIESEL	TODOS	170.4	188.3	1.9	2.1
CICLO COMBINADO		208.0	956.3	2.4	10.9
HIDRAULICAS (*)					

Fuente: National Energy Reliability Council

(*) Por definir

Artículo 3º.- La Defensoría para el Proyecto Camisea, desarrollará funciones tendientes a la prevención de conflictos entre las personas, organizaciones y entidades vinculadas con el desarrollo de las actividades del Proyecto Camisea, así como ejercer labores destinadas a mediar, conciliar o facilitar la búsqueda de soluciones, en caso se hayan producido controversias o conflictos. Este proceso tendrá como objetivo fundamental la identificación de los problemas, la recomendación de medidas de prevención de conflictos y la utilización de mecanismos de conciliación y mediación de una manera imparcial e independiente, respecto exclusivamente de los asuntos sociales y ambientales concernientes al Proyecto Camisea.

Artículo 4º.- La Defensoría para el Proyecto Camisea será designada mediante Resolución Suprema, refrendada por el Presidente del Consejo de Ministros y por el Ministro de Energía y Minas. Dicha designación provendrá de entre tres (3) personas jurídicas sin fines de lucro, que serán propuestas por el Ministerio de Energía y Minas.

Artículo 5º.- Las condiciones exigibles a la persona jurídica que sea designada para conducir las tareas de la Defensoría para el Proyecto de Camisea, serán las siguientes:

- 5.1 Tener una comprobada experiencia y trayectoria en el estudio y desarrollo de proyectos sociales y aquellos relacionados con el desarrollo sostenible del ambiente.
- 5.2 Gozar de buena imagen y reconocimiento en el cumplimiento de sus labores, debidamente comprobada.
- 5.3 Tener personal capacitado en labores de relación y de compenetración con las personas, poblaciones nativas y con su entorno.
- 5.4 Acreditar experiencia técnica vinculada con la actividad de explotación del gas natural y/o en temas ambientales o sociales relacionados directamente con el sector hidrocarburos.
- 5.5 Acreditar conocimientos y experiencia sobre la actividad desarrollada por el entorno empresarial en materia de inversiones en servicios públicos y obras públicas.
- 5.6 Acreditar conocimientos y experiencia en materia de relación con organizaciones internacionales de desarrollo y ONG's.
- 5.7 No tener conflicto de intereses con las empresas vinculadas con el desarrollo e implementación de las actividades del Proyecto Camisea.

Artículo 6º.- El ámbito, estructura funcional, competencias, organización y funciones de la Defensoría para el Proyecto Camisea, serán establecidas por Resolución Ministerial expedida por el Ministro de Energía y Minas.

Artículo 7º.- En un plazo no mayor de treinta días a partir de la vigencia del presente Decreto Supremo, se designará a la persona jurídica que asumirá las funciones de la Defensoría para el Proyecto Camisea.

Artículo 8º.- El Ministerio de Energía y Minas dotará los recursos económicos necesarios para la puesta en funcionamiento de la Defensoría para el Proyecto Camisea. Para tal efecto, dicho Ministerio efectuará las coordinaciones respectivas con el Ministerio de Economía y Finanzas.

Artículo 9º.- El presente Decreto Supremo será refrendado por el Presidente del Consejo de Ministros y por el Ministro de Energía y Minas.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los veinticinco días del mes de setiembre del año dos mil dos.

ALEJANDRO TOLEDO
Presidente Constitucional de la República

LUIS SOLARI DE LA FUENTE
Presidente del Consejo de Ministros

JAIME QUIJANDRÍA SALMÓN
Ministro de Energía y Minas

17160

Modifican el Procedimiento N° 25 "Indisponibilidades de las Unidades de Generación" y el Procedimiento N° 26 "Cálculo de la Potencia Firme"

RESOLUCIÓN MINISTERIAL
N° 441-2002-EM/DM

Lima, 25 de setiembre de 2002

CONSIDERANDO:

Que, conforme al inciso d) del artículo 86º del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por el Decreto Supremo N° 009-93-EM, mediante Resolución Ministerial N° 332-2001-EM/VME, publicada el 20 de julio de 2001, el Ministerio de Energía y Minas aprobó, entre otros procedimientos técnicos del COES, los Procedimientos N° 25 y N° 26, concernientes a Indisponibilidades de las Unidades de Generación y Cálculo de la Potencia Firme;

Que, los procedimientos vigentes no contemplan un tratamiento diferenciado para los casos de indisponibilidad originados por eventos de fuerza mayor, determinando el no pago por potencia aún después que las unidades hayan sido rehabilitadas, por lo que es necesario incluir en los respectivos procedimientos el concepto de Indisponibilidad Física por Fuerza Mayor (IFFM) para el cálculo de Indisponibilidades de las Unidades de Generación y Cálculo de la Potencia Firme, así como fijar un plazo de indisponibilidad a partir del cual las centrales o unidades no sufran mayor perjuicio por causas que escapan a su control;

De conformidad con el Decreto Legislativo N° 560, Ley del Poder Ejecutivo; el Decreto Ley N° 25962, Ley Orgánica del Sector Energía y Minas; y, el inciso f) del artículo 8º del Reglamento de Organización y Funciones del Ministerio de Energía y Minas, aprobado por el Decreto Supremo N° 027-93-EM;

Con la opinión favorable del Director General de Electricidad y del Viceministro de Energía;

SE RESUELVE:

Artículo 1º.- Modifíquese el Procedimiento N° 25, denominado "Indisponibilidades de las Unidades de Generación", y el Procedimiento N° 26, denominado "Cálculo de la Potencia Firme", que forman parte integrante de la presente Resolución.

Artículo 2º.- Incluir en el Glosario de Abreviaturas y Definiciones Utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES, la siguiente definición:

"Indisponibilidad Física por Fuerza Mayor (IFFM): Es el estado de indisponibilidad de una unidad de generación que se produce como consecuencia de un evento de fuerza mayor, calificado, como tal por el OSINERG".

Artículo 3º.- La presente Resolución entrará en vigor desde el día siguiente de su publicación.

Regístrese, comuníquese y publíquese.

JAIME QUIJANDRÍA SALMÓN
Ministro de Energía y Minas

**PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SINAC
PR - 25
INDISPONIBILIDADES DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN**

1. OBJETIVO

Establecer los criterios y la metodología para el cálculo de las indisponibilidades de las unidades de generación.

2. BASE LEGAL

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

3. DEFINICIONES

Las definiciones utilizadas en el presente Procedimiento están precisadas en el "Glosario de Abreviaturas y Definiciones Utilizadas en los Procedimientos COES".

4. PERIODICIDAD

Los factores de indisponibilidad y los factores de presencia se calculan mensualmente y deben encontrarse disponibles a más tardar al tercer día calendario del mes siguiente.

5. RESPONSABILIDADES

Las empresas integrantes del COES son las responsables de remitir semanalmente la información sobre sus indisponibilidades, de acuerdo al formato que figura en el Anexo A.

La DPP es la responsable de obtener, verificar y centralizar la información estadística de indisponibilidades reportada por las empresas, así como de remitirla a la DEE.

La DEE es la responsable del cálculo de los factores de Indisponibilidad para las horas de punta del sistema.

El COORDINADOR es responsable de remitir diariamente a la DEE, las horas de operación de las unidades de generación, en su Informe de Evaluación de la Operación Diaria.

La DEE es responsable de la determinación de la presencia diaria de las unidades de generación hidráulica y del factor de presencia de éstas.

Los titulares de las unidades de generación serán los responsables de la entrega de la información fuente de sus contadores de energía a la DOCOES, en la forma y fecha que ésta requiera.

6. APROBACIÓN

La DEE es responsable del cálculo de los factores de indisponibilidad y de presencia; y, la DOCOES es responsable de la aprobación de estos factores, tomando en consideración las recomendaciones del CTEE.

7. PROCEDIMIENTO

7.1. INDISPONIBILIDAD DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN TÉRMICA E HIDRÁULICA

7.1.1. FACTORES DE INDISPONIBILIDAD FORTUITA MENSUAL PARA UNIDADES TÉRMICAS

El Factor de Indisponibilidad Fortuita (FIF) mensual se calcula en función de la información estadística móvil de las Horas de Punta del Sistema, de los últimos dos (2) años, considerando los veinticuatro (24) meses continuos transcurridos.

$$FIF = \frac{HIF}{HP} \times 100\%$$

Donde:

HIF: Horas de indisponibilidad fortuita durante las Horas de Punta del Sistema para el período estadístico.

HP: Horas de Punta del Sistema para el período estadístico.

La desconexión de una unidad de generación por falla fortuita del sistema de transmisión principal no se considera en la indisponibilidad fortuita de la unidad; tampoco aquellas derivadas de fallas fortuitas en el sistema de transmisión secundaria.

Para el cálculo de la indisponibilidad fortuita debido a falla permanente y continuada en el arranque de una unidad en horas de punta, se considera que el requerimiento de la unidad convocada fue para garantizar la cobertura de demanda de potencia durante las Horas de Punta del Sistema, según lo previsto en el programa de operación semanal establecido.

El período de duración de la indisponibilidad fortuita no superará en ningún caso los 7 días continuos de ocurrida la falla, al cabo del cual se considerará como una indisponibilidad programada, hasta el día de aprobación del siguiente programa semanal de operación o hasta que hayan sido superadas las causas de la indisponibilidad, con la debida verificación de la DOCOES.

7.1.2. FACTORES DE INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA MENSUAL Y ANUAL PARA UNIDADES TÉRMICAS E HIDRÁULICAS

El Factor de Indisponibilidad Programada (FIP), para su valor mensual, se calcula en función de la estadística de las Horas de Punta del Sistema de los últimos 10 años, tomando en consideración los seis (6) meses continuos más críticos de la oferta hidrológica de cada año; y, para su valor anual, del último año transcurrido, considerando los últimos seis (6) meses continuos más críticos de la oferta hidrológica del año.

a. Para las centrales térmicas

$$FIP = \frac{HIP}{HP} \times 100\%$$

Donde:

HIP: Horas de indisponibilidad programada durante las Horas de Punta del Sistema para el período estadístico.

HP: Horas de Punta del Sistema para el período estadístico.

b. Para las centrales hidráulicas

$$FIP = \frac{\sum_{i=1}^n (PE_i \times HIP_i)}{PE_i \times HP} \times 100\%$$

Donde:

PE_i: Potencia Efectiva de cada unidad (grupo generador-turbina) de la central hidráulica.

$$\sum_{i=1}^n PE_i = PE$$

HIP_i: Horas de Indisponibilidad Programada de cada unidad durante las Horas de Punta del Sistema para el período estadístico

PE: Potencia Efectiva de la central.

HP: Horas de Punta del Sistema para el período estadístico.

N: Número de unidades (grupo generador-turbina) de la central hidráulica.

Las restricciones parciales de potencia, causadas por trabajos en instalaciones conexas a la central hidráulica, serán consideradas como indisponibilidades parciales conforme a lo que se indica en 7.1.4.

7.1.3. INDISPONIBILIDAD DE UNIDADES QUE CARECEN DE INFORMACIÓN HISTÓRICA

Mientras no se disponga de información histórica para unidades recién incorporadas al sistema; y, para los tres primeros meses de operación comercial, el Número de Horas de Indisponibilidad Fortuita (HIF) y el Número de Horas de Indisponibilidad Programada (HIP) a aplicarse en los numerales 7.1.1 y 7.1.2, respectivamente, serán los que resulten de multiplicar los valores de indisponibilidad fortuita y programada listados en el anexo B por el número de Horas de Punta del Sistema (HP) del período estadístico.

La información histórica de cada unidad será registrada desde su entrada en servicio comercial.

7.1.4. INDISPONIBILIDADES PARCIALES

Las restricciones de potencia iguales o inferiores al 15% de la potencia efectiva de una unidad de generación no son consideradas como indisponibilidades.

Las restricciones de potencia de una unidad de generación superiores al 15% de su potencia efectiva son consideradas como indisponibilidades parciales. La indisponibilidad parcial se considerará como una indisponibilidad total con un tiempo equivalente de duración igual al producto de la potencia restringida y el tiempo de indisponibilidad parcial, dividido entre la potencia efectiva de la unidad generadora. Los tiempos equivalentes de duración de las interrupciones parciales fortuitas o programadas serán considerados, de ser el caso, en las horas: HIF o HIP mencionadas en los numerales 7.1.1 ó 7.1.2, respectivamente.

7.2. FACTOR DE PRESENCIA DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN HIDRÁULICA

El factor de presencia (FP) es aplicable a la unidad de generación, la cual, para el caso de las hidroeléctricas es la central en su conjunto.

El factor de presencia es de aplicación mensual. Se refiere a cambios entre dos estados: Indisponibilidad Total (factor de presencia = 0) y Disponibilidad Total (factor de presencia = 1), evaluados para cada día.

Si en un mes calendario, la indisponibilidad total no es superior a 15 días consecutivos, el factor de presencia mensual será igual a uno (1.0), caso contrario se determinará según la formulación siguiente:

$$FP = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n d_i$$

Donde:

FP: Factor de Presencia mensual;

n: Número de días del mes;

d_i: Disponibilidad diaria de la central del día "i" (1 ó 0). Se calculará de la siguiente manera:

- 1 Si la central despachó al menos en el 50% del período que corresponde a las Horas de Punta del Sistema y con al menos el 15% de su potencia efectiva.

- 0 Si la central no despachó al menos en el 50% del período que corresponde a las Horas de Punta del Sistema y con al menos el 15% de su potencia efectiva.

El factor de presencia debe considerar la operatividad de la central hidroeléctrica por causas propias que indispongan a la central, cubriendo todo el mes de evaluación.

Para este cálculo no se consideran los mantenimientos programados incluidos en la evaluación de la energía garantizada de la central, prevista en la determinación de la potencia firme hidráulica.

Para la determinación de los factores de indisponibilidad no se registrará como indisponibilidad de las unidades, lo correspondiente al período en el cual su factor de presencia es cero.

La DEE calculará el factor de presencia de cada unidad para un mes y lo remitirá a la DED a más tardar al tercer día laborable del mes siguiente.

7.3. INDISPONIBILIDAD POR FUERZA MAYOR

Cuando una unidad o central de generación se encuentra en el estado de Indisponibilidad Física por Fuerza Mayor (IFFM), y que por dicho motivo, la unidad o central no se encontró en capacidad de operar en más de quince (15) días consecutivos durante el mes correspondiente, la unidad o central de generación será excluida del proceso de cálculo de los factores de indisponibilidad fortuita y programada según sea el caso.

Una vez que la IFFM termine, el Número de Horas de Indisponibilidad Fortuita (HIF) y el Número de Horas de Indisponibilidad Programada (HIP) se aplican en los numerales 7.1.1 y 7.1.2, respectivamente, serán los que resulten de multiplicar los valores de indisponibilidad fortuita y programada listados en el anexo B por el número de Horas de Punta del Sistema (HP) que se encontró en el estado de IFFM.

El Directorio del COES, ante la ocurrencia de un evento de fuerza mayor, podrá evaluar las implicancias técnicas y económicas de la indisponibilidad de las instalaciones afectadas y podrá supervisar las acciones tomadas por el titular para rehabilitar las mismas.

7.4. VERIFICACIÓN DE DISPONIBILIDADES DE LAS UNIDADES TÉRMICAS MEDIANTE PRUEBAS ALEATORIAS

La DOCOES y el COORDINADOR tendrán a su cargo la selección de los días en que se realizarán las pruebas y las máquinas que serán sometidas a prueba. El COORDINADOR tendrá a su cargo la supervisión de las pruebas. Los resultados serán incluidos en el correspondiente informe sobre la operación del sistema que remite diariamente a la DOCOES.

Se realizarán cuatro (4) pruebas mensuales, durante el año.

7.4.1. SELECCIÓN ALEATORIA

a. Selección de los días de prueba

Los días de prueba serán seleccionados mediante un sorteo que se realizará todos los días a las 16:00 horas, con el siguiente procedimiento:

- Los representantes de la DOCOES y del COORDINADOR reunirán al inicio del mes, en una urna, tantas balotas como días tenga el mes, de las cuales cuatro (4) serán de color negro y las restantes de color blanco.

- Se seleccionará en forma aleatoria una balota de la urna, la cual no se reintegrará a la urna. Si la balota resulta ser negra, se realizará una prueba ese día.

b. Selección de la unidad sometida a prueba

Si en el punto a. se seleccionara una balota negra, se procederá inmediatamente con la selección de la unidad de generación que se someterá a prueba, con el siguiente procedimiento:

- Los representantes de la DOCOES y del COORDINADOR reunirán, en una urna, tantas balotas como unidades tenga el parque térmico en ese momento, excluidas aquellas que hayan operado exitosamente en los 30 días previos y las que se encuentren indisponibles según el programa semanal de operación. Cada balota mostrará la identificación de una de las unidades de generación térmica.

- Las unidades que ya fueron sometidas a prueba mediante esta selección, no serán consideradas en la selección para las pruebas siguientes del mes en curso.

- Se seleccionará en forma aleatoria una balota de la urna. La unidad a la que corresponda, será sometida a prueba a partir de las 17:00 horas de ese día.

7.4.2. SOBRE LA PRUEBA

La prueba incluirá:

- El arranque y sincronización;
- El proceso de carga hasta alcanzar plena-carga en función de la rampa de carga propia de la unidad;
- Un período de operación a plena-carga igual al tiempo mínimo técnico de operación de la unidad o dos (2) horas, el que resulte mayor;
- La descarga.

La DPP verificará que la unidad sobre la que se realiza la prueba sea efectivamente la unidad sorteada. Esta verificación será realizada con la ayuda de medidores o registradores instalados en cada unidad y visitas no anunciadas. El resultado de dicha verificación será informado al Coordinador y a la Dirección General de Electricidad del MEM dentro de las 24:00 horas siguientes de culminada la prueba.

La unidad sometida a prueba no se constituirá como unidad marginal. Para efectos de realizar este ensayo, se disminuirá la generación de la(s) unidades(es) de mayor costo variable que se encuentre(n) operando en el sistema.

De fallar en el arranque, la unidad de generación será declarada indisponible, permitiéndosele, a su solicitud y propio costo, un re arranque dentro de su tiempo de re arranque declarado. De resultar exitoso el re arranque, su indisponibilidad será contabilizada hasta el momento de su sincronización al sistema.

Si la unidad no alcanza su potencia efectiva en la etapa de carga durante la prueba, ésta se continuará con la potencia máxima que pueda suministrar la máquina en las condiciones que se encuentre.

Si las pruebas no resultaran exitosas, la indisponibilidad total o parcial de las unidades, en esta etapa de prueba, serán evaluadas tomando en consideración lo señalado anteriormente en 7.1.2 (Factores de indisponibilidad programada mensual y anual para unidades térmicas e hidráulicas) y en 7.1.4 (Indisponibilidades parciales).

7.4.3. COMPENSACIÓN POR PRUEBA

La compensación por prueba exitosa (en su primera oportunidad), a la unidad seleccionada en forma aleatoria, será de:

$$\text{Compensación} = E * (CV - CMg * fp)$$

Donde:

E: Energía inyectada en bornes del generador
 CV: Costo variable de la unidad ensayada
 CMg: Costo Marginal de la Sistema.
 fp: Factor de Pérdidas.

El mecanismo para efectuar la compensación será similar al considerado en el Procedimiento relativo al Reconocimiento de Costos Eficientes de Operación de las Centrales Térmicas del COES.

La prueba es considerada exitosa si no se reporta ninguna falla permanente y continuada durante el período de ensayo.

Los costos de arranque y parada, en caso de pruebas exitosas (en su primera oportunidad), serán compensados de acuerdo al Procedimiento relativo al Reconocimiento de Costos Eficientes de Operación de las Centrales Térmicas del COES.

La energía inyectada durante la prueba no implicará compensaciones para otros generadores por desplazamiento de energía.

7.5. VERIFICACIÓN DE DISPONIBILIDADES MEDIANTE PRUEBAS POR SOLICITUD DE OTROS GENERADORES INTEGRANTES DEL COES

Puede efectuarse una prueba por solicitud de terceros, en un día determinado, independientemente de la que se lleve a cabo como resultado del procedimiento descrito en el numeral 7.4.

Para ello, cualquier generador integrante del COES puede solicitar, con carácter de reservado, una prueba en cualquiera de las unidades térmicas a la DOCOES, quien evaluará, con la mayor discreción y reserva del caso, si su solicitud es fundada. Si lo es, la DOCOES obviará el procedimiento de selección y dispondrá la prueba de dicha máquina. Dicha solicitud se podrá presentar hasta antes de las 16:00 horas de un día determinado. En caso de con-

currencia de dos (2) o más solicitudes, la unidad a someterse a prueba, se determinará por sorteo.

Si la unidad solicitada resulta posteriormente seleccionada en el proceso establecido en el numeral 7.4, la prueba se realizará siguiendo el procedimiento de ese literal.

La prueba se llevará a cabo de acuerdo a lo dispuesto en el numeral 7.4.2. Si la unidad sometida a prueba resulta disponible, el generador solicitante asumirá las compensaciones de dicha prueba en forma equivalente a lo establecido en 7.4.3, incluyendo los costos de arranque y parada. En caso contrario, el titular de la unidad de generación sometida a prueba asumirá todos los costos de la prueba.

7.6. INCENTIVOS A LA DISPONIBILIDAD

Los incentivos a la disponibilidad son expresados en términos de penalización por falta de capacidad garantizada de transporte eléctrico o de combustible. Estas faltas corresponden a eventos no directamente asociados con las unidades de generación.

7.6.1. FACTOR POR FALTA DE CAPACIDAD GARANTIZADA DE TRANSPORTE ELÉCTRICO Y DE COMBUSTIBLE (K)

Los datos serán obtenidos mensualmente y los cálculos se realizarán con los datos del mes de evaluación.

El factor de corrección por falta de capacidad garantizada de transporte eléctrico y de combustible es igual a:

$$K = (1 - FCI_x)$$

Donde FCI_x es igual a FCI_e o FCI_c , el que resulte mayor.

Donde:

a. Factor de Capacidad Indisponible por falta de capacidad garantizada de transporte eléctrico (FCI_e)

$$FCI_e = \begin{cases} 1 - \left(\frac{P_L}{\sum P_{ef}} \right) \cdot \left(\frac{T}{HPM} \right) & \text{Si } P_L < \sum P_{ef} \\ 0; & \text{Si } P_L \geq \sum P_{ef} \end{cases}$$

Donde:

- P_L : Capacidad efectiva de la línea de conexión asociada a la generación;
- $\sum P_{ef}$: Sumatoria de potencias efectivas de las unidades de generación que utilizan la línea de conexión;
- T : Período en el que la capacidad efectiva de la línea de conexión es menor que la potencia efectiva del conjunto de unidades y/o centrales asociadas a la línea de conexión;
- HPM : Número total de Horas de Punta del Sistema durante el mes.

b. Factor de Capacidad Indisponible por falta de capacidad garantizada de transporte de combustible (FCI_c)

$$FCI_c = \begin{cases} 1 - \left(\frac{P_G}{P_{ef}} \right) \cdot \left(\frac{T}{HPM} \right) & \text{Si } P_G < P_{ef} \\ 0; & \text{Si } P_G \geq P_{ef} \end{cases}$$

Donde:

- PG: Potencia generable por la unidad con el combustible declarado por el titular de la unidad generadora para la programación semanal. Se considera potencia generable a la potencia promedio que puede generar una unidad con el combustible disponible para las Horas de Punta del Sistema y para el mes de evaluación.
- P_{ef}: Potencia efectiva de la unidad con el combustible declarado por el titular de la unidad generadora para la programación semanal. En el caso de unidades que utilizan diferentes combustibles en el mes, se considerará como potencia efectiva al valor promedio ponderado de las potencias efectivas diarias que se consideran en la programación semanal.
- T: Período en el que la Potencia generable de la unidad es menor que la Potencia efectiva.
- HPM: Número total de Horas de Punta del Sistema durante el mes.

En el caso de unidades térmicas que usan gas natural como combustible, se considerará como combustible disponible el que fijen los contratos a firme por el transporte o suministro de gas desde el campo a la central, el que resulte menor, cuando corresponda.

Este factor es cero (0) para unidades hidráulicas.

7.6.3. UTILIZACIÓN DEL FACTOR K

Si uno o ambos factores de capacidad indisponible por falta de capacidad garantizada de transporte eléctrico (FCI_e) o de transporte de combustible (FCI_c) de una unidad generadora son distintos de cero, y sólo para efectos de determinar su potencia firme remunerable, la unidad será considerada, para la evaluación del mes siguiente, con un costo variable de operación igual al costo de racionamiento para la fracción de su potencia efectiva no garantizada, tal como lo indica el PR-Nº 28.

8. VALORES REFERENCIALES MÁXIMOS DE INDISPONIBILIDADES

Los valores máximos de indisponibilidades en Horas de Punta del Sistema del período de evaluación son:

- Indisponibilidad fortuita mensual para unidades térmicas: 14%
- Indisponibilidad programada mensual para unidades térmicas: 17%
- Indisponibilidad programada mensual para unidades hidráulicas: 14%
- Indisponibilidad programada anual para unidades térmicas e hidráulicas: 30%

ANEXO A

INFORMACIÓN BÁSICA PARA EL CÁLCULO DE INDISPONIBILIDADES DE UNIDADES DE GENERACIÓN

INDISPONIBILIDADES EN HORAS PUNTA	DÍA1	DÍA2	DÍA3	DÍA4	DÍA5	DÍA6	DÍA7
INDISPONIBILIDAD FORTUITA							
UNIDAD:							
Hora de inicio de la indisponibilidad forzada							
Hora finalización de la indisponibilidad forzada							
Tiempo de indisponibilidad forzada en horas punta							
Horas de operación							
Horas de reserva fría							
Causa							
INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA EJECUTADA							
UNIDAD TÉRMICA:							
Inicio	DÍA HORA	DÍA HORA	DÍA HORA	DÍA HORA	DÍA HORA	DÍA HORA	DÍA HORA
Final	DÍA HORA	DÍA HORA	DÍA HORA	DÍA HORA	DÍA HORA	DÍA HORA	DÍA HORA
Horas en mantenimiento programado en horas punta							

Causa							
La InDisponibilidad Forzada se extendió a una indisponibilidad programada							
UNIDAD HIDRÁULICA:							
GRUPO 1							
Inicio	DÍA HORA	DÍA HORA	DÍA HORA	DÍA HORA	DÍA HORA	DÍA HORA	DÍA HORA
Final	DÍA HORA	DÍA HORA	DÍA HORA	DÍA HORA	DÍA HORA	DÍA HORA	DÍA HORA
Horas en mantenimiento programado en horas punta							
GRUPO 2							
Inicio	DÍA HORA	DÍA HORA	DÍA HORA	DÍA HORA	DÍA HORA	DÍA HORA	DÍA HORA
Final	DÍA HORA	DÍA HORA	DÍA HORA	DÍA HORA	DÍA HORA	DÍA HORA	DÍA HORA
Horas en mantenimiento programado en horas punta							
GRUPO i							
Inicio	DÍA HORA	DÍA HORA	DÍA HORA	DÍA HORA	DÍA HORA	DÍA HORA	DÍA HORA
Final	DÍA HORA	DÍA HORA	DÍA HORA	DÍA HORA	DÍA HORA	DÍA HORA	DÍA HORA
Horas en mantenimiento programado en horas punta							

ANEXO B

FACTOR DE INDISPONIBILIDAD

CENTRAL	COMBUSTIBLE	HORAS		%	
		FORTUITA	PROGRAMADA	FORTUITA	PROGRAMADA
VAPOR	CARBÓN	365.1	992.3	4.2	11.3
	PETRÓLEO	269.8	1006.9	3.1	11.5
	GAS	250.7	1056.2	2.9	12.1
GAS	JET	197.6	529.8	2.3	6.0
	GAS	278.1	532.4	3.2	6.1
	DIESEL	359.2	528.0	4.1	6.0
DIESEL	TODOS	170.4	188.3	1.9	2.1
CICLO COMBINADO		208.0	956.3	2.4	10.9
HIDRÁULICAS (*)					

Fuente: National Energy Reliability Council
 (*) Por definir

**PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SINAC
 PR - 26
 CÁLCULO 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-SEIN".

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:

ANEXO 3

Datos Base del Presente Estudio

Resultados COES-SINAC, Procedimiento N° 25

Horas de Operación de las unidades de la CT Malacas 2003

Horas de Operación de las unidades de la CH Chimay 2003

PROCEDIMIENTO N° 25
INDISPONIBILIDADES FORTUITAS DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN TERMICAS
JUNIO 2003

Empresa	Central	Unidad	Julio-Diciembre 2001	Enero - Diciembre 2002	Enero - Junio 2003	Información estadística mov 24 meses	Indisponibilidad Fortuita (%)	
			HIFP (horas)	HIFP (horas)	HIFP (horas)	HIFP(horas)		
TERMOSELVA	Aguayba	TG 1	-	2.38	0.53	2.92	0.06%	
		TG 2	-	2.67	2.53	5.20	0.10%	
Asoc. CAHUA-CNP	Pacasmayo	SULZER 1	7.47	50.27	3.20	60.93	1.19%	
		SULZER 2	6.55	30.98	32.73	70.27	1.38%	
		SULZER 3	0.30	67.33	3.23	70.87	1.39%	
		MAN	-	115.88	17.83	133.72	2.62%	
EDEGEL	Santa Rosa	BBC-2	7.00	-	21.00	28.00	0.55%	
		BBC-3	7.00	-	21.00	28.00	0.55%	
		BBC-4	7.00	-	21.00	28.00	0.55%	
		UTI-5	-	0.82	-	0.82	0.02%	
		UTI-6	-	0.58	0.32	0.90	0.02%	
		WTG-7	14.00	11.38	13.00	38.38	0.75%	
		-	-	-	-	-	-	-
EEPSA	Malacas	TG-1	-	-	0.72	0.72	0.01%	
		TG-2	-	-	-	-	0.00%	
		TG-3	-	-	-	-	0.00%	
		TG-4	-	-	-	-	0.00%	
	Verdun	COOPER 8	10.03	5.02	1.52	16.57	0.32%	
		ALCO 9	-	-	-	-	0.00%	
EGENÖR	Chiclayo Oeste	SULZER 1	-	-	1.40	1.40	0.03%	
		SULZER 2	-	-	0.58	0.58	0.01%	
		GMT 0	-	8.63	5.40	14.03	0.27%	
		GMT 1	0.08	9.75	1.45	11.28	0.22%	
		GMT 2	-	-	-	-	0.00%	
	Piura	GMT 1	-	2.45	3.03	5.48	0.11%	
		GMT 2	3.55	-	-	3.55	0.07%	
		MIRLEES 1	-	-	-	-	0.00%	
		MIRLEES 4	-	-	-	-	0.00%	
		MIRLEES 5	-	-	-	-	0.00%	
		STORK	-	4.72	-	4.72	0.09%	
		MAN	0.87	-	4.67	5.53	0.11%	
	TG	-	-	-	-	0.00%		
	Suliana	ALCO 1	-	7.00	-	7.00	0.14%	
		ALCO 2	-	11.27	-	11.27	0.22%	
		ALCO 3	-	-	5.33	5.33	0.10%	
		ALCO 4	-	-	-	-	0.00%	
		ALCO 5	-	-	6.67	6.67	0.13%	
	Paíta	SKODA 1	-	-	8.20	8.20	0.16%	
		SKODA 2	-	-	8.20	8.20	0.16%	
		SKODA 3	-	28.00	-	28.00	0.55%	
		EMD 1	-	-	-	-	0.00%	
		EMD 2	-	-	-	-	0.00%	
		EMD 3	-	-	-	-	0.00%	
	Chimbote	TG 1	-	1.17	-	1.17	0.02%	
		TG 2	0.50	-	-	0.50	0.01%	
		TG 3	-	-	3.80	3.80	0.07%	
Trujillo	TG 4	-	-	-	-	0.00%		
Trupel	TV	-	-	-	-	0.00%		
ETEVENSA	Ventanilla	TG-1	-	-	-	-	0.00%	
		TG-2	-	-	-	-	0.00%	
ETEVENSA	Ventanilla	TG-3	-	0.97	-	0.97	0.02%	
		TG-4	-	5.12	-	5.12	0.10%	
SHOUGESA	San Nicolas	TV-1	-	-	-	-	0.00%	
		TV-2	-	-	-	-	0.00%	
		TV-3	-	16.38	-	16.38	0.32%	
		Cummins	21.01	60.55	-	81.56	1.60%	
ELECTROPERU	Tumbes Nueva	Mak 1	-	-	15.15	15.15	0.30%	
		Mak 2	-	0.52	-	0.52	0.01%	
	Yanacocha	Wartsila 1	24.47	48.55	19.11	92.13	1.80%	
		Wartsila 2	24.47	48.55	20.70	93.71	1.83%	
		Wartsila 3	24.47	48.55	8.25	81.26	1.59%	
		Wartsila 4	24.47	48.55	20.26	93.28	1.83%	
	EGASA	Molendo	Mirless 1	0.65	2.15	3.13	5.93	0.12%
			Mirless 2	6.45	0.42	0.87	7.73	0.15%
Mirless 3			-	1.25	1.75	3.00	0.06%	
TGM 1			-	-	-	-	0.00%	
TGM 2			-	-	-	-	0.00%	
Chilina		TV 2	-	3.83	-	3.83	0.08%	
		TV 3	-	-	-	-	0.00%	
		CicloComb.	-	-	-	-	0.00%	
		Sulzer 1	-	7.52	4.28	11.80	0.23%	
		Sulzer 2	-	1.32	-	1.32	0.03%	
EGEMSA	Ooiorespata	Alco 1	-	-	-	-	0.00%	
		Alco 2	-	-	-	-	0.00%	
		GM 1	-	-	-	-	0.00%	
		GM 2	-	-	-	-	0.00%	
		GM 3	-	-	-	-	0.00%	
		Sulzer 1	-	-	-	-	0.00%	
		Sulzer 2	-	-	-	-	0.00%	
		-	-	-	-	-	0.00%	
SAN GABAN	Tintaya	Man 1	-	-	-	-	0.00%	
		Man 2	-	-	-	-	0.00%	
		Man 3	-	-	-	-	0.00%	
		Man 4	-	-	-	-	0.00%	
		Man 5	-	-	-	-	0.00%	
		Man 6	-	-	-	-	0.00%	
		Man 7	-	-	-	-	0.00%	
		Man 8	-	-	-	-	0.00%	
	Bellavista	Man 1	-	-	-	-	0.00%	
		Man 2	-	-	-	-	0.00%	
		Deutz 2	-	-	-	-	0.00%	
	San Rafael	Alco	-	-	-	-	0.00%	
		Sulzer 1	-	-	-	-	0.00%	
		Sulzer 2	-	-	-	-	0.00%	
		Sulzer 3	-	-	-	-	0.00%	
		Sulzer 4	-	-	-	-	0.00%	
		Sulzer 5	-	-	-	-	0.00%	
		Sulzer 6	-	-	-	-	0.00%	
	Sulzer 7	-	-	-	-	0.00%		
	Taparachi	Skoda 1	-	-	-	-	0.00%	
		Skoda 2	-	-	-	-	0.00%	
		Man 1	-	-	-	-	0.00%	
		Man 3	-	-	-	-	0.00%	
	EGESUR	Catana	Wartsila 1	28.45	1.18	2.80	32.43	0.63%
Wartsila 2			1.82	19.82	1.13	22.77	0.45%	
Wartsila 3			1.08	1.07	-	2.15	0.04%	
Wartsila 4			2.00	11.18	0.32	13.50	0.26%	
Moquegua		Grupo 1	56.00	-	49.00	105.00	2.05%	
		Grupo 2	-	-	5.40	5.40	0.11%	
ENERSUR		Ilo 1	TV 2	-	-	-	-	0.00%
			TV 3	10.77	14.00	2.03	26.80	0.52%
			TV 4	0.48	4.22	-	4.70	0.09%
			TG 1	-	-	-	-	0.00%
	TG 2		-	-	5.57	5.57	0.11%	
	Catelo		0.22	-	-	0.22	0.00%	
	Ilo 2		47.33	1.72	-	49.05	0.96%	
	TV 1		-	-	-	-	0.00%	

HIFP : Número de horas de indisponibilidad fortuita durante las horas punta del periodo estadístico

Notas:

- En caso la unidad supere los límites de indisponibilidad anual/mensual permitidos, será considerada para la evaluación del mes siguiente con un costo variable igual al costo de racionamiento.
- La unidad Ilo 2 TV1 se encontró fuera de servicio desde el 23/05/2001 hasta el 08/12/2001. Según acuerdo de Directorio en su sesión N°154 se le considerará durante su periodo de rehabilitación el valor correspondiente a su indisponibilidad teórica

INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA ANUAL Y MENSUAL
 JUNIO 2003

Empresa	Central	Unidad	Fact. de indis. teorica (1)		HORAS DE INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA													Indisponibilidad Programada		
			%	Tipo de central	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2002	2003	Mensual	Anual		
					Central	Comb.	Julio - Nov	Julio - Nov	Julio - Nov	Julio - Nov	Julio - Nov	Julio - Nov	Julio - Nov	Julio - Nov	Julio - Nov	Julio - Nov			Julio - Nov	Junio
AGUAYTIA	Aguaytia	TG 1	6.10%	Gas		39.04	46.67	46.97	46.97	46.06	35.69	7.37	14.00	0.00	0.00	35.00	0.00	3.24%	2.73%	
		TG 2	6.10%	Gas		39.04	46.67	46.97	46.97	46.06	46.89	9.00	62.93	11.42	0.00	21.00	0.00	3.85%	1.64%	
Asoc. CAHUA-CNP	Pacasmayo	SULZER 1	2.10%	Diesel		13.44	16.07	16.17	16.17	15.86	15.96	7.00	827.28	42.00	14.00	101.08	0.00	11.08%	7.89%	
		SULZER 2	2.10%	Diesel		13.44	16.07	16.17	16.17	15.86	15.96	27.47	69.85	91.00	0.00	129.33	72.00	4.93%	15.72%	
		SULZER 3	2.10%	Diesel		13.44	16.07	16.17	16.17	15.86	3.87	41.40	19.25	532.00	28.00	277.83	0.00	10.01%	21.69%	
		MAN	2.10%	Diesel		13.44	16.07	16.17	16.17	15.86	0.00	749.00	0.00	0.00	0.00	208.10	2.50	10.59%	16.44%	
EDEGEL	Santa Rosa	BBC-2	6.00%	Gas	Diesel	38.40	45.90	46.20	46.20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.80%	0.00%	
		BBC-3	6.00%	Gas	Diesel	38.40	45.90	46.20	46.20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.80%	0.00%	
		BBC-4	6.00%	Gas	Diesel	38.40	45.90	46.20	46.20	0.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.81%	0.00%	
		UTI-5	6.00%	Gas	Jet	38.40	45.90	46.20	46.20	5.00	20.75	7.47	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.14%	0.00%	
		UTI-6	6.00%	Gas	Jet	38.40	45.90	46.20	46.20	2.77	0.00	5.92	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.89%	0.00%	
		WTG-7	6.00%	Gas	Jet	38.40	45.90	46.20	46.20	19.82	65.55	7.30	34.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.10%	0.00%	
		TG-1	6.10%	Gas	Gas	39.04	46.67	46.97	46.97	50.00	0.00	0.00	0.00	525.00	0.00	0.00	0.00	7.71%	0.00%	
TG-2	6.10%	Gas	Gas	39.04	46.67	46.97	46.97	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.53%	0.00%			
TG-3	6.10%	Gas	Gas	39.04	46.67	46.97	46.97	0.00	0.00	387.22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5.79%	0.00%			
TG-4	6.10%	Gas	Gas	39.04	46.67	46.97	46.97	46.06	64.58	0.00	11.03	14.00	14.00	21.10	0.00	3.58%	1.65%			
Verdun	Verdun	COOPER 8	2.10%	Diesel		13.44	16.07	16.17	16.17	30.00	30.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.24%	0.00%		
		ALCO 9	2.10%	Diesel		13.44	16.07	16.17	16.17	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.63%	0.00%		
EGENOR	Chiclayo Oeste	SULZER 1	2.10%	Diesel		13.44	16.07	16.17	16.17	10.00	80.00	0.00	0.00	896.00	210.00	328.00	0.00	16.00%	25.68%	
		SULZER 2	2.10%	Diesel		13.44	16.07	16.17	16.17	15.86	0.00	0.00	0.00	903.00	210.00	340.25	0.00	15.63%	26.56%	
		GMT 0	2.10%	Diesel		13.44	16.07	16.17	16.17	4.05	535.17	0.00	0.00	91.00	0.00	0.42	0.00	7.07%	0.03%	
		GMT 1	2.10%	Diesel		13.44	16.07	16.17	16.17	52.72	20.08	246.98	0.00	50.50	0.00	17.00	0.00	4.59%	1.33%	
		GMT 2	2.10%	Diesel		13.44	16.07	16.17	16.17	95.57	10.00	0.00	23.10	0.67	0.00	0.00	0.00	1.95%	0.00%	
		GMT 1	2.10%	Diesel		13.44	16.07	16.17	16.17	20.03	0.25	0.00	0.00	3.22	0.00	0.00	2.67	0.00	0.90%	0.21%
		GMT 2	2.10%	Diesel		13.44	16.07	16.17	16.17	427.53	70.03	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	0.00	5.72%	0.00%	
		MIRLEES 1	2.10%	Diesel		13.44	16.07	16.17	16.17	52.13	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.16%	0.00%	
		MIRLEES 4	2.10%	Diesel		13.44	16.07	16.17	16.17	23.87	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.88%	0.00%	
		MIRLEES 5	2.10%	Diesel		13.44	16.07	16.17	16.17	290.03	1.33	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.61%	0.00%	
		STORK	2.10%	Diesel		13.44	16.07	16.17	16.17	383.50	5.00	0.00	1.85	0.00	0.00	0.00	0.00	4.62%	0.00%	
		MAN	2.10%	Diesel		13.44	16.07	16.17	16.17	12.13	4.67	0.00	0.00	49.00	0.00	3.53	0.00	1.34%	0.28%	
		TG	2.10%	Diesel		13.44	16.07	16.17	16.17	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.20	0.00	0.00	0.63%	0.02%	
		ALCO 1	2.10%	Diesel		13.44	16.07	16.17	16.17	2.42	0.00	0.00	0.00	21.00	8.83	217.00	0.00	3.18%	16.94%	
		ALCO 2	2.10%	Diesel		13.44	16.07	16.17	16.17	353.33	705.00	0.00	0.00	0.00	8.83	60.00	0.00	12.14%	4.68%	
	ALCO 3	2.10%	Diesel		13.44	16.07	16.17	16.17	80.00	0.00	0.00	0.00	8.83	0.00	0.00	0.00	1.54%	0.00%		
	ALCO 4	2.10%	Diesel		13.44	16.07	16.17	16.17	80.00	0.00	0.00	0.00	28.00	8.83	0.00	0.00	1.82%	0.00%		
	ALCO 5	2.10%	Diesel		13.44	16.07	16.17	16.17	73.57	15.10	0.00	0.00	0.00	15.00	8.83	0.00	1.78%	0.00%		
	Pai ta	SKOODA 1	2.10%	Diesel		13.44	16.07	16.17	16.17	0.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	7.00	28.00	0.99%	2.73%	
		SKOODA 2	2.10%	Diesel		13.44	16.07	16.17	16.17	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	28.00	0.00	0.92%	2.19%
		SKOODA 3	2.10%	Diesel		13.44	16.07	16.17	16.17	151.08	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	546.00	210.00	9.89%	59.02%	
		EMD 1	2.10%	Diesel		13.44	16.07	16.17	16.17	121.75	0.00	3.00	0.00	84.00	0.00	28.00	0.00	3.05%	2.19%	
		EMD 2	2.10%	Diesel		13.44	16.07	16.17	16.17	248.73	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	294.00	0.00	6.17%	22.95%	
	Chimbote	EMD 3	2.10%	Diesel		13.44	16.07	16.17	16.17	175.00	5.00	0.00	0.00	91.00	0.00	7.00	0.00	3.47%	0.55%	
		TG 1	2.10%	Diesel		13.44	16.07	16.17	16.17	0.00	0.00	0.00	0.00	14.67	0.00	0.50	0.00	0.79%	0.04%	
		TG 2	2.10%	Diesel		13.44	16.07	16.17	16.17	0.00	0.00	1.52	0.00	0.67	0.00	0.00	0.00	0.65%	0.00%	
	Trujillo	TG 3	2.10%	Diesel		13.44	16.07	16.17	16.17	8.47	0.00	0.00	0.00	0.67	64.75	56.00	0.00	1.96%	4.37%	
		TG 4	2.10%	Diesel		13.44	16.07	16.17	16.17	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.63%	0.00%	
	Trupal	TV	11.50%	Vapor	Petroleo	73.60	87.98	88.55	88.55	755.00	760.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	18.93%	0.00%	
	ETEVENSA	Ventanilla	TG-1	6.00%	Gas	Diesel	38.40	45.90	46.20	46.20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.80%	0.00%	
			TG-2	6.00%	Gas	Diesel	38.40	45.90	46.20	46.20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.80%	0.00%	
	ETEVENSA	Ventanilla	TG-3	6.00%	Gas	Diesel	38.40	45.90	46.20	46.20	32.95	5.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.19%	0.00%	
			TG-4	6.00%	Gas	Diesel	38.40	45.90	46.20	46.20	45.30	5.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.32%	0.00%	
	SHOUGESA	San Nicolas	TV-1	11.50%	Vapor	Petroleo	73.60	87.98	88.55	88.55	71.88	120.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5.42%	0.00%	
			TV-2	11.50%	Vapor	Petroleo	73.60	87.98	88.55	88.55	71.88	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.19%	0.00%	
			TV-3	11.50%	Vapor	Petroleo	73.60	87.98	88.55	88.55	71.88	165.00	0.00	0.00	237.58	0.00	170.65	67.53	10.74%	18.59%
			Cummins	2.10%	Diesel		13.44	16.07	16.17	16.17	15.86	15.96	26.90	26.90	26.90	0.00	119.00	0.00	3.00%	9.29%
	ELECTROPERU	Tumbes Nueva	Mak 1	2.10%	Diesel		13.44	16.07	16.17	16.17	15.86	15.96	26.90	26.90	14.40	2.00	301.92	48.82	5.25%	27.38%
			Mak 2	2.10%	Diesel		13.44	16.07	16.17	16.17	15.86	15.96	26.90	26.90	14.40	12.67	273.00	0.00	4.57%	21.31%
		Yarinacocha	Wartsila 1	2.10%	Diesel		13.44	16.07	16.17	16.17	15.86	15.96	26.90	26.90	26.90	4.41	22.49	45.90	2.05%	1.76%
			Wartsila 2	2.10%	Diesel		13.44	16.07	16.17	16.17	15.86	15.96	26.90	26.90	26.90	4.41	22.49	45.90	2.05%	1.76%
			Wartsila 3	2.10%	Diesel		13.44	16.07	16.17	16.17	15.86	15.96	26.90	26.90	26.90	4.41	22.49	45.90	2.05%	1.76%
			Wartsila 4	2.10%	Diesel		13.44	16.07	16.17	16.17	15.86	15.96	26.90	26.90	26.90	4.41	22.49	45.90	2.05%	1.76%
			Mitess 1	2.10%	Diesel		13.44	16.07	16.17	16.17	15.86	10.00	62.52	21.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.75%	0.00%
			Mitess 2	2.10%	Diesel		13.44	16.07	16.17											

PROCEDIMIENTO N° 25
INDISPONIBILIDADES FORTUITAS DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN TERMICAS
SETIEMBRE 2003

Empresa	Central	Unidad	Octubre-Diciembre 2001	Enero - Diciembre 2002	Enero - Setiembre 2003	Información estadística movil 24 meses	Indisponibilidad		
			HIFP (horas)	HIFP (horas)	HIFP (horas)	HIFP(horas)	Forfuta (%)		
TERMOSELVA	Aguayña	TG 1	-	2.38	0.07	2.45	0.05%		
		TG 2	-	2.67	44.00	46.67	0.92%		
Asoc. CAHUA-CNP	Pacasmayo	SULZER 1	4.68	50.27	60.97	115.92	2.30%		
		SULZER 2	6.02	30.98	84.32	121.32	2.40%		
		SULZER 3	0.30	67.33	70.48	138.12	2.74%		
		MAN	0.10	115.88	71.42	187.40	3.71%		
EDEGEL	Santa Rosa	BBC-2	-	-	21.00	21.00	0.42%		
		BBC-3	-	-	21.00	21.00	0.42%		
		BBC-4	-	-	21.00	21.00	0.42%		
EDEGEL	Santa Rosa	UTI-5	-	0.82	-	0.82	0.02%		
		UTI-6	-	0.58	0.32	0.90	0.02%		
		WTG-7	14.00	11.38	13.00	38.38	0.76%		
EEPSA	Malacas	TG-1	-	-	0.72	0.72	0.01%		
		TG-2	-	-	0.74	0.74	0.01%		
		TG-3	-	-	29.00	29.00	0.57%		
		TG-4	0.70	5.02	1.88	7.70	0.15%		
Verdun	Verdun	COOPER 8	-	-	-	-	0.00%		
		ALCO 9	-	-	-	-	0.00%		
EGENOR	Chiclayo Oeste	SULZER 1	-	-	1.40	1.40	0.03%		
		SULZER 2	-	-	0.58	0.58	0.01%		
		GMT 0	-	8.63	5.40	14.03	0.28%		
		GMT 1	-	9.75	2.35	12.10	0.24%		
		GMT 2	-	-	-	-	0.00%		
		PIURA	PIURA	GMT 1	-	2.45	11.23	13.68	0.27%
	GMT 2	-		-	2.53	2.53	0.05%		
	MIRLEES 1	-		-	-	-	0.00%		
	MIRLEES 4	-		-	-	-	0.00%		
	MIRLEES 5	-		-	-	-	0.00%		
	STORK	-		4.72	-	4.72	0.09%		
	MAN	-		-	11.65	11.65	0.23%		
	TG	-	-	-	-	0.00%			
	Sullana	Sullana	ALCO 1	-	7.00	6.40	13.40	0.27%	
			ALCO 2	-	11.27	6.00	17.27	0.34%	
			ALCO 3	-	-	11.33	11.33	0.22%	
			ALCO 4	-	-	6.00	6.00	0.12%	
			ALCO 5	-	-	12.67	12.67	0.25%	
	Paita	Paita	SKODA 1	-	-	8.20	8.20	0.16%	
			SKODA 2	-	-	8.20	8.20	0.16%	
			SKODA 3	-	28.00	-	28.00	0.55%	
			EMD 1	-	-	-	-	0.00%	
			EMD 2	-	-	-	-	0.00%	
Chimbote	Chimbote	TG 1	-	1.17	-	1.17	0.02%		
		TG 2	0.50	-	6.00	6.50	0.13%		
		TG 3	-	-	7.80	7.80	0.15%		
		TG 4	-	-	-	-	0.00%		
Tupiza	Tupiza	TG 1	-	-	-	-	0.00%		
		TV	-	-	-	-	0.00%		
ETEVENSA	Ventanilla	TG-1	-	-	-	-	0.00%		
		TG-2	-	-	-	-	0.00%		
		TG-3	-	0.97	-	0.97	0.02%		
		TG-4	-	5.12	-	5.12	0.10%		
SHOUGESA	San Nicolas	TV-1	-	-	11.35	11.35	0.22%		
		TV-2	-	-	20.43	20.43	0.40%		
		TV-3	-	16.38	-	16.38	0.32%		
		Cummins	8.78	60.55	68.47	137.80	2.73%		
		Mak	-	-	25.98	25.98	0.51%		
ELECTROPERU	Tumbes Nueva	Mak 2	-	0.52	41.77	42.28	0.84%		
		Wartsila 1	12.24	48.55	86.18	146.96	2.91%		
		Wartsila 2	12.24	48.55	32.31	93.10	1.84%		
		Wartsila 3	12.24	48.55	43.26	104.05	2.06%		
	Mollendo	Mollendo	Mirless 1	0.42	2.15	3.13	5.70	0.11%	
			Mirless 2	0.45	0.42	11.30	12.17	0.24%	
			Mirless 3	-	1.25	1.75	3.00	0.06%	
			TGM 1	-	-	-	-	0.00%	
Chilina	Chilina	TGM 2	-	-	-	-	0.00%		
		TV 2	-	3.83	-	3.83	0.08%		
		TV 3	-	-	-	-	0.00%		
		Ciclo Comb.	-	-	-	-	0.00%		
		Sulzer 1	-	7.52	25.95	33.47	0.66%		
		Sulzer 2	-	1.32	13.33	14.65	0.29%		
EGEMSA	Dolorespata	Alco 1	-	-	-	-	0.00%		
		Alco 2	-	-	-	-	0.00%		
		GM 1	-	-	-	-	0.00%		
		GM 2	-	-	-	-	0.00%		
		GM 3	-	-	-	-	0.00%		
		Sulzer 1	-	-	-	-	0.00%		
		Sulzer 2	-	-	-	-	0.00%		
		SAN GABAN	Tintaya	Man 1	-	-	-	-	0.00%
				Man 2	-	-	-	-	0.00%
				Man 3	-	-	-	-	0.00%
				Man 4	-	-	-	-	0.00%
Man 5	-			-	-	-	0.00%		
Man 6	-			-	-	-	0.00%		
Man 7	-			-	-	-	0.00%		
Man 8	-			-	0.51	0.51	0.01%		
Bellavista	Bellavista	Man 1	-	-	-	-	0.00%		
		Man 2	-	-	-	-	0.00%		
		Deutz 2	-	-	-	-	0.00%		
		Alco	-	-	-	-	0.00%		
San Rafael	San Rafael	Sulzer 1	-	-	-	-	0.00%		
		Sulzer 2	-	-	-	-	0.00%		
		Sulzer 3	-	-	-	-	0.00%		
		Sulzer 4	-	-	-	-	0.00%		
		Sulzer 5	-	-	-	-	0.00%		
		Sulzer 6	-	-	-	-	0.00%		
		Sulzer 7	-	-	-	-	0.00%		
Taparachi	Taparachi	Skoda 1	-	-	-	-	0.00%		
		Skoda 2	-	-	-	-	0.00%		
		Man 1	-	-	-	-	0.00%		
		Man 3	-	-	-	-	0.00%		
		Man 4	-	-	-	-	0.00%		
EGESUR	Calana	Wartsila 1	10.23	1.18	2.80	14.22	0.28%		
		Wartsila 2	1.65	19.82	4.99	26.45	0.52%		
		Wartsila 3	1.08	1.07	0.37	2.52	0.05%		
		Wartsila 4	2.00	11.18	54.60	67.78	1.34%		
		Grupo 1	-	-	49.00	49.00	0.97%		
Moquegua	Moquegua	Grupo 2	-	-	5.40	5.40	0.11%		
		Grupo 2	-	-	4.27	4.27	0.08%		
ENERSUR	Ilo 1	TV 2	-	14.00	4.02	28.02	0.55%		
		TV 3	10.00	-	8.48	13.18	0.26%		
		TV 4	0.48	4.22	-	-	0.00%		
		TG 1	-	-	-	-	0.00%		
		TG 2	-	-	5.57	5.57	0.11%		
		Cakato	-	-	-	-	0.00%		
		TV 1	20.29	1.72	-	22.00	0.44%		

HIFP : Número de horas de indisponibilidad fortuita durante las horas punta del periodo estadístico

Notas:

- En caso la unidad supere los límites de indisponibilidad anual y/o mensual permitidos, será considerada para la evaluación del mes siguiente con un costo variable igual al costo de racionamiento.
- La unidad Ilo 2 TV1 se encontró fuera de servicio desde el 23/06/2001 hasta el 08/12/2001. Según acuerdo de Directorio en su sesión N° 154 se le considerará durante su periodo de rehabilitación el valor correspondiente a su indisponibilidad técnica.

INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA ANUAL Y MENSUAL
SETIEMBRE 2003

Empresa	Central	Unidad	Fact. de indis. teorica (1)		HORAS DE INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA														Indisponibilidad Programada									
			%	Tipo de central	1993		1994		1995		1996		1997		1998		1999		2000		2001		2002		2003		Mensual	Anual
					Oct.-Nov.	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013			
AGUAYTIA	Aguyayta	TG 1	6.10%	Gas	15.56	46.67	46.97	46.97	46.06	35.69	7.37	14.00	0.00	21.00	14.00	189.60	4.84	16.69%	26.56%									
		TG 2	6.10%	Gas	15.56	46.67	46.97	46.97	46.06	46.89	9.00	62.93	11.42	21.00	0.00	324.00	6.78%	26.56%										
Asoc. CAHUA-CNF	Pacasmayo	SULZER 1	2.10%	Diesel	5.36	16.07	16.17	16.17	15.86	15.96	7.00	827.28	42.00	108.00	7.00	153.65	12.32%	13.17%										
		SULZER 2	2.10%	Diesel	5.36	16.07	16.17	16.17	15.86	15.96	27.47	69.85	91.00	43.33	86.00	494.00	8.98%	47.54%										
		SULZER 3	2.10%	Diesel	5.36	16.07	16.17	16.17	15.86	3.87	41.40	19.25	532.00	269.33	36.50	153.91	11.27%	15.61%										
EDEGEL	Santa Rosa	BBC-2	6.00%	Gas	15.30	45.90	46.20	46.20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.54%	0.00%									
		BBC-3	6.00%	Gas	15.30	45.90	46.20	46.20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.54%	0.00%									
		BBC-4	6.00%	Gas	15.30	45.90	46.20	46.20	0.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.54%	0.00%									
		UTI-5	6.00%	Gas	15.30	45.90	46.20	46.20	5.00	20.75	7.47	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.87%	0.00%									
		UTI-6	6.00%	Gas	15.30	45.90	46.20	46.20	2.77	0.00	5.92	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.62%	0.00%									
		WTG-7	6.00%	Gas	15.30	45.90	46.20	46.20	19.82	65.55	7.30	34.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.28	2.81%									
		WTG-7	6.00%	Gas	15.30	45.90	46.20	46.20	19.82	65.55	7.30	34.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.28	2.81%									
EEPSA	Malacas	TG-1	6.10%	Gas	15.56	46.67	46.97	46.97	50.00	0.00	0.00	525.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	7.32%	0.00%									
		TG-2	6.10%	Gas	15.56	46.67	46.97	46.97	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	258.82	4.15%									
		TG-3	6.10%	Gas	15.56	46.67	46.97	46.97	0.00	0.00	387.22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.33	5.17%									
		TG-4	6.10%	Gas	15.56	46.67	46.97	46.97	46.06	64.58	0.00	11.03	14.00	35.10	0.00	0.00	0.00	12.42	3.40%									
		TG-4	6.10%	Gas	15.56	46.67	46.97	46.97	46.06	64.58	0.00	11.03	14.00	35.10	0.00	0.00	0.00	12.42	3.40%									
EGENOR	Chiclayo Oeste	COOPER 8	2.10%	Diesel	5.36	16.07	16.17	16.17	30.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.14%	0.00%										
		ALCO 9	2.10%	Diesel	5.36	16.07	16.17	16.17	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.54%	0.00%									
EGENOR	Piura	SULZER 1	2.10%	Diesel	5.36	16.07	16.17	16.17	10.00	60.00	0.00	0.00	896.00	539.00	0.00	1.55	15.62%	0.13%										
		SULZER 2	2.10%	Diesel	5.36	16.07	16.17	16.17	15.86	0.00	0.00	0.00	903.00	550.25	0.00	0.00	15.24%	0.00%										
		GMT 0	2.10%	Diesel	5.36	16.07	16.17	16.17	4.05	535.17	0.00	0.00	91.00	0.25	0.17	13.88	9.99%	1.15%										
		GMT 1	2.10%	Diesel	5.36	16.07	16.17	16.17	52.72	20.08	246.98	0.00	50.50	7.00	10.00	8.09	4.49%	1.48%										
		GMT 2	2.10%	Diesel	5.36	16.07	16.17	16.17	95.57	10.00	0.00	23.10	0.67	0.00	0.00	21.00	2.04%	1.73%										
		GMT 3	2.10%	Diesel	5.36	16.07	16.17	16.17	20.03	0.25	0.00	0.00	3.22	0.00	0.00	14.86	0.92%	1.22%										
		GMT 4	2.10%	Diesel	5.36	16.07	16.17	16.17	427.53	70.03	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	2.61	5.55%	0.21%										
		MIRLEES 1	2.10%	Diesel	5.36	16.07	16.17	16.17	52.13	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5.59	1.12%	0.46%										
		MIRLEES 4	2.10%	Diesel	5.36	16.07	16.17	16.17	23.87	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	9.15	0.87%	0.75%										
		MIRLEES 5	2.10%	Diesel	5.36	16.07	16.17	16.17	290.03	1.33	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	9.11	3.55%	0.75%										
		STORK	2.10%	Diesel	5.36	16.07	16.17	16.17	383.50	5.00	0.00	1.85	0.00	0.00	0.00	1.67	4.46%	0.14%										
		MAN	2.10%	Diesel	5.36	16.07	16.17	16.17	12.13	4.67	0.00	0.00	49.00	3.53	0.00	8.55	1.32%	0.70%										
	TG	2.10%	Diesel	5.36	16.07	16.17	16.17	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.20	0.00	4.25	0.58%	0.35%											
	Sullana	ALCO 1	2.10%	Diesel	5.36	16.07	16.17	16.17	2.42	0.00	0.00	0.00	21.00	8.83	217.00	66.00	3.63%	23.20%										
		ALCO 2	2.10%	Diesel	5.36	16.07	16.17	16.17	353.33	705.00	0.00	0.00	0.00	68.83	0.00	66.00	12.48%	5.41%										
		ALCO 3	2.10%	Diesel	5.36	16.07	16.17	16.17	80.00	0.00	0.00	0.00	8.83	0.00	66.00	2.09%	5.41%											
		ALCO 4	2.10%	Diesel	5.36	16.07	16.17	16.17	80.00	0.00	0.00	0.00	28.00	8.83	0.00	66.00	2.37%	5.41%										
		ALCO 5	2.10%	Diesel	5.36	16.07	16.17	16.17	73.57	15.10	0.00	0.00	15.00	8.83	0.00	66.00	2.32%	5.41%										
		SKODA 1	2.10%	Diesel	5.36	16.07	16.17	16.17	0.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	7.00	33.90	0.95%	3.35%										
		SKODA 2	2.10%	Diesel	5.36	16.07	16.17	16.17	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	38.10	0.92%	3.12%										
		SKODA 3	2.10%	Diesel	5.36	16.07	16.17	16.17	151.08	0.00	0.00	0.00	0.00	119.00	427.00	404.87	11.57%	68.19%										
	Chimbote	EMD 1	2.10%	Diesel	5.36	16.07	16.17	16.17	121.75	0.00	3.00	0.00	84.00	0.00	28.00	5.73	2.96%	2.76%										
		EMD 2	2.10%	Diesel	5.36	16.07	16.17	16.17	248.73	0.00	0.00	0.00	0.00	238.00	56.00	1.22	5.98%	4.69%										
		EMD 3	2.10%	Diesel	5.36	16.07	16.17	16.17	175.00	5.00	0.00	0.00	91.00	0.00	7.00	1.17	3.33%	0.67%										
		TG 1	2.10%	Diesel	5.36	16.07	16.17	16.17	0.00	0.00	0.00	0.00	14.67	0.00	0.50	0.00	0.69%	0.04%										
		TG 2	2.10%	Diesel	5.36	16.07	16.17	16.17	0.00	0.00	1.52	0.00	0.67	0.00	0.00	3.00	0.59%	0.25%										
		TG 3	2.10%	Diesel	5.36	16.07	16.17	16.17	8.47	0.00	0.00	0.00	0.67	99.75	21.00	0.00	1.84%	1.72%										
		TG 4	2.10%	Diesel	5.36	16.07	16.17	16.17	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.54%	0.00%										
Trujillo		2.10%	Vapor	29.33	87.98	88.55	88.55	755.00	760.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	18.11%	0.00%										
ETEVENSA	Ventanilla	TG-1	6.00%	Gas	15.30	45.90	46.20	46.20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.54%	0.00%										
		TG-2	6.00%	Gas	15.30	45.90	46.20	46.20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.54%	0.00%										
		TG-3	6.00%	Gas	15.30	45.90	46.20	46.20	32.95	5.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.92%	0.00%										
		TG-4	6.00%	Gas	15.30	45.90	46.20	46.20	45.30	5.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.04%	0.00%										
SHOUGESA	San Nicolas	TV-1	11.50%	Vapor	29.33	87.98	88.55	88.55	71.88	120.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	182.25	6.69%	14.94%										
		TV-2	11.50%	Vapor	29.33	87.98	88.55	88.55	71.88	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	269.30	6.36%	22.07%										
		TV-3	11.50%	Vapor	29.33	87.98	88.55	88.55	71.88	165.00	0.00	0.00	237.68	102.47	68.18	373.76	13.14%	36.23%										
		Cummins	2.10%	Diesel	5.36	16.07	16.17	16.17	15.86	15.96	26.90	26.90	26.90	119.00	0.00	264.00	5.50%	21.64%										
ELECTROPERU	Tumbes Nueva	Mak 1	2.10%	Diesel	5.36	16.07	16.17	16.17	15.86	15.96	26.90	26.90	14.40	303.92	0.00	618.45	10.77%	50.69%										
		Mak 2	2.10%	Diesel	5.36	16.07	16.17	16.17	15.86	15.96	26.90	26.90	14.00	229.67	56.00	132.00	5.72%	15.41%										
	Yarinacocha	Wartsila 1	2.10%	Diesel	5.36	16.07	16.17	16.17	15.86	15.96	26.90	26.90	26.90	17.93	8.97	36.33	2.30%	3.71%										
		Wartsila 2	2.10%	Diesel	5.36	16.07	16.17	16.17	15.86	15.96	26.90	26.90	26.90	17.93	8.97	87.77	7.93%	7.93%										
		Wartsila 3	2.10%	Diesel	5.36	16.07	16.17	16.17	15.86	15.96	26.90	26.90	26.90	17.93	8.97	56.88	2.49%	5.32%										
		Wartsila 4	2.10%	Diesel	5.36	16.07	16.17	16.17	15.86	15.96	28.90	26.90	26.90	17.93	8.97	56.83	2.50%	5.39%										
EGASA	Mollendo	Mirless 1	2.10%	Diesel	5.36	16.07	16.17	16.17	15.86	10.00	62.52	21.00	0.00	0														

INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA ANUAL UNIDADES HIDRAULICAS
ENERO 2003

EMPRESA	CENTRAL	UNIDAD	Potencia Efectiva (MW)	Junio 2002 HIP (Horas)	Julio 2002 HIP (Horas)	Agosto 2002 HIP (Horas)	Setiembre 2002 HIP (Horas)	Octubre 2002 HIP (Horas)	Noviembre 2002 HIP (Horas)	Factor Indisponibilidad Programada Anual (%)		
CAHUA	Cahua	G1	21 435	6.50	-	-	-	-	-	0.84%		
		G2	21 679	-	13.23	-	-	-	1.80			
		Central	43 114	3.23	6.65	-	-	-	0.91			
	Pariac	CH1	0 099	-	-	-	-	-	-		13.05%	
		CH2	0 244	-	-	-	-	-	-			
		CH3A	0 358	-	-	-	182.00	1.33	35.00			
		CH3N	0 819	-	-	-	-	7.00	-			
		CH4-I	1 486	-	-	56.00	134.67	3.33	36.67			
		CH4-II	1 486	-	-	56.00	134.67	11.92	15.33			
		Central	4 492	-	-	37.06	103.63	6.43	20.00			
CNP	Galito Ciego	G1	19 074	-	-	119.00	-	-	-	12.02%		
		G2	19 074	-	-	189.00	-	-	-			
		Central	38 147	-	-	154.00	-	-	-			
EGENOR	Cartuequero	G1	32 080	-	0.33	1.30	1.35	-	-	0.38%		
		G2	31 200	-	-	2.73	6.05	0.75	-			
		G3	31 740	-	-	1.80	0.40	-	-			
		Central	95 020	-	0.11	1.94	2.58	0.25	-			
		Cañon del Pat	G1	43 321	-	0.97	0.40	0.45	-		-	
	Cañon del Pat	G2	41 961	-	-	-	-	-	0.83		1.86%	
		G3	42 231	-	-	-	-	-	0.90			
		G4	42 525	67.75	-	1.48	-	28.45	7.00			
		G5	43 197	0.50	-	-	-	-	-			
		G6	43 317	-	3.98	1.68	-	28.85	-			
Central	256 552	11.31	0.84	0.60	0.08	9.59	1.44	-				
EDEGEL	Callahuana	G1	13 430	-	-	-	-	-	-	1.66%		
		G2	13 140	-	-	-	-	-	-			
		G3	13 280	-	-	-	-	91.00	28.00		2.75%	
		G4	35 210	0.38	-	-	-	-	-			
		Central	75 060	0.18	-	-	-	16.10	4.95			
	Huampani	G1	15 800	-	-	-	-	8.65	28.00			2.75%
		G2	14 400	-	-	-	-	8.65	25.07			
		Central	30 200	-	-	-	-	8.65	26.60			
	Hunco	G1	58 830	-	0.73	-	-	-	-		0.25%	
		G2	63 790	-	-	-	-	-	-			
		G3	62 310	-	0.62	-	-	-	-			
		G4	62 420	-	-	-	11.37	-	-			
		Central	247 350	-	0.33	-	-	2.87	-			
	Matucana	G1	64 100	0.72	-	-	-	-	-		0.16%	
		G2	64 400	0.63	-	2.65	-	-	-			
		Central	128 500	0.67	-	1.33	-	-	-			
	Moyopampa	G1	20 690	-	-	-	14.00	2.37	-		0.76%	
		G2	20 040	-	-	-	-	-	14.00			
		G3	23 980	-	-	-	-	-	0.43			
		Central	64 710	-	-	-	4.48	0.76	4.50			
Yanango	G1	42 610	7.00	-	1.32	-	-	10.65	1.48%			
	Central	42 610	7.00	-	1.32	-	-	10.65				
Chimay	G1	75 500	-	105.00	-	70.00	-	1.02	14.00%			
	G2	75 400	-	105.00	-	78.55	-	1.03				
	Central	150 900	-	105.00	-	73.27	-	1.02				
Huanchor	G1	9 100	-	-	-	-	-	-	-			
	G2	9 100	-	-	-	-	-	-				
	Central	18 200	-	-	-	-	-	-				
ELECTROPERU	S.A.M.	G1	101 490	-	-	-	-	3.10	3.25	12.48%		
		G2	100 610	-	-	-	0.65	133.00	210.00			
		G3	99 840	-	-	-	-	20.27	-			
		G4	102 460	126.00	-	-	4.57	0.80	-			
		G5	75 930	1.22	-	8.77	-	-	-			
		G6	75 820	-	-	91.00	210.00	-	-			
		G7	75 640	42.00	217.00	91.00	2.40	1.23	-			
		Central	631 790	25.61	25.98	22.87	26.33	25.16	33.96			
	Restitucion	G1	70 350	-	-	-	21.00	22.05	2.15		5.28%	
		G2	70 830	-	-	98.00	-	1.48	-			
		G3	68 580	-	-	-	49.00	8.60	-			
		Central	209 760	-	-	33.09	23.06	10.71	0.72			
		ELECTROANDES	Yaupi	G1	20 990	-	-	-	-			-
G2	20 760	-	-	-	-	-	-					
G3	21 210	-	-	-	-	-	-					
G4	21 080	-	-	-	-	-	-					
G5	20 880	7.00	-	-	-	-	-					
Central	104 920	1.39	-	-	-	-	-					
Maipaso	G1	12 080	-	-	-	-	-	-	0.00%			
	G2	12 780	-	-	-	-	-	-				
	G3	11 230	-	-	-	-	-	-				
	Central	11 930	-	-	-	-	-	-				
Oroya	G1	3 140	-	-	-	-	-	-	0.00%			
	G2	2 760	-	-	-	-	-	-				
	Central	8 700	-	-	-	-	-	-				
Pachachaca	G1	3 110	-	-	-	-	-	210.00	4.15%			
	G2	3 100	-	-	-	-	-	-				
	G3	3 130	-	-	-	-	-	-				
	G4	2 940	-	-	-	-	-	-				
	Central	12 280	-	-	-	-	-	53.18				
EGASA	Charcani I	G1	0 810	-	7.00	-	-	-	-	1.42%		
		G2	0 790	-	29.67	-	-	-	-			
		Central	1 600	-	18.19	-	-	-	-			
	Charcani II	G1	0 180	-	77.00	7.00	-	-	-		2.35%	
		G2	0 200	-	-	7.00	-	-	-			
		G3	0 220	-	-	7.00	-	-	-			
	Central	0 600	-	23.10	7.00	-	-	-				
	Charcani III	G1	1 760	-	-	-	-	14.55	-		1.14%	
		G2	2 150	-	-	-	-	14.62	-			
		Central	3 910	-	-	-	-	14.59	-			
	Charcani IV	G1	4 730	-	-	-	93.43	-	-		4.08%	
		G2	4 930	-	-	-	-	63.00	-			
		G3	4 930	-	-	-	-	-	-			
		Central	14 790	-	-	-	31.14	21.00	0.07			
	Charcani V	G1	46 630	-	-	14.00	-	-	-		10.72%	
		G2	46 630	-	-	-	-	-	-			
		G3	46 630	210.00	188.00	-	-	-	-			
		Central	139 890	70.00	62.67	4.67	-	-	-			
Charcani VI	G1	8 800	-	-	-	-	-	-	0.00%			
	Central	8 800	-	-	-	-	-	-				
SAN GABAN	San Gaban	G1	56 050	-	14.00	-	-	-	-	0.55%		
		G2	56 850	-	7.05	-	-	-	-			
		Central	112 900	-	-	-	-	-	-			
EGESUR	Ancota 1	G1	11 200	-	-	-	-	-	-	0.00%		
		G2	11 300	-	-	-	-	-	-			
		Central	22 500	-	-	-	-	-	-			
	Ancota 2	G1	12 400	-	9.50	7.00	-	-	1.29%			
Central	12 400	-	9.50	7.00	-	-						
EGEMSA	Hercca	G1	0 360	-	-	-	-	-	-	0.00%		
		G2	0 360	-	-	-	-	-	-			
		Central	0 720	-	-	-	-	-	-			
	Machupicchu	G1	30 150	-	-	-	-	-	-		0.03%	
		G2	30 150	-	1.28	-	-	-	-			
		G3	30 150	-	-	-	-	-	-			
Central	90 450	-	0.43	-	-	-	-					

HIP: Horas de Indisponibilidad programada
Valores no disponibles

**FACTOR DE PRESENCIA MENSUAL DE LAS UNIDADES HIDRAULICAS
ENERO 2003**

Empresa	Central generadora	Indisponibilidad total en más de 15 días consecutivos en el mes	Suma de indisponibilidades diarias en el mes (*)	Factor de presencia mensual
Asoc. CAHUA-CNP	Cahua	No		1.0000
	Pariac	No		1.0000
	Gallito Ciego	No		1.0000
EDEGEL	Huinco	No		1.0000
	Matucana	No		1.0000
	Callahuanca	No		1.0000
	Moyopampa	No		1.0000
	Huampani	No		1.0000
	Yanango	No		1.0000
	Chimay	No		1.0000
	Huanchor	No		1.0000
EGENOR	Carhuaquero	No		1.0000
	Cañon del Pato	No		1.0000
ELECTROANDES	Malpaso	No		1.0000
	Oroya	No		1.0000
	Pachachaca	No		1.0000
	Yaupi	No		1.0000
ELECTROPERU	Complejo Mantaro	No		1.0000
EGASA	Charcani 1	No		1.0000
	Charcani 2	No		1.0000
	Charcani 3	No		1.0000
	Charcani 4	No		1.0000
	Charcani 5	No		1.0000
	Charcani 6	No		1.0000
EGEMSA	Herca	No		1.0000
	Machupicchu	No		1.0000
SAN GABAN	San Gaban II	No		1.0000
EGESUR	Aricota 1	No		1.0000
	Aricota 2	No		1.0000

Número de días del mes (n) :

31

(*) Para centrales con indisponibilidad total con más de 15 días consecutivos en el mes.

Indisponibilidad diaria: si la central no despacho al menos en el 50% del período que corresponde a las Horas de Punta del Sistema y con al menos el 15% de su potencia efectiva.

INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA ANUAL UNIDADES HIDRAULICAS
FEBRERO 2003

EMPRESA	CENTRAL	UNIDAD	Potencia Efectiva (MW)	Junio 2002 HIP (Horas)	Julio 2002 HIP (Horas)	Agosto 2002 HIP (Horas)	Setiembre 2002 HIP (Horas)	Octubre 2002 HIP (Horas)	Noviembre 2002 HIP (Horas)	Factor Indisponibilidad Programada Anual (%)	
CAHUA	Cahua	G1	21.435	6.50	-	-	-	-	-	0.84%	
		G2	21.679	-	13.23	-	-	-	1.80		
		Central	43.114	3.23	6.65	-	-	-	0.91		
	Pariac	CH1	0.099	-	-	-	-	-	-	-	13.05%
		CH2	0.244	-	-	-	-	-	-		
		CH3A	0.358	-	-	-	182.00	1.33	35.00		
		CH3N	0.819	-	-	-	-	7.00	-		
		CH4-I	1.486	-	-	56.00	134.67	3.33	36.67		
		CH4-II	1.486	-	-	56.00	134.67	11.92	15.33		
		Central	4.492	-	-	37.06	103.63	6.43	20.00		
CNP	Galito Ciego	G1	19.074	-	-	119.00	-	-	-	12.02%	
		G2	19.074	-	-	189.00	-	-	-		
		Central	38.147	-	-	154.00	-	-	-		
EGENOR	Carhuaquero	G1	32.080	-	0.33	1.30	1.35	-	-	0.38%	
		G2	31.200	-	-	2.73	6.05	0.75	-		
		G3	31.740	-	-	1.80	0.40	-	-		
		Central	95.020	-	0.11	1.94	2.58	0.25	-		
	Cañon del Patc	G1	43.321	-	0.97	0.40	0.45	-	-	1.86%	
		G2	41.961	-	-	-	-	-	0.83		
		G3	42.231	-	-	-	-	-	0.90		
		G4	42.525	67.75	-	1.48	-	28.45	7.00		
		G5	43.197	0.50	-	-	-	-	-		
		G6	43.317	-	3.98	1.68	-	28.85	-		
Central	256.552	11.31	0.84	0.60	0.08	9.59	1.44				
EDEGEL	Callahuanca	G1	13.430	-	-	-	-	-	-	1.66%	
		G2	13.140	-	-	-	-	-	-		
		G3	13.280	-	-	-	-	91.00	28.00		
		G4	35.210	0.38	-	-	-	-	-		
	Central	75.060	0.18	-	-	-	16.10	4.95			
	Huampani	G1	15.800	-	-	-	-	8.65	28.00	2.75%	
		G2	14.400	-	-	-	-	8.65	25.07		
		Central	30.200	-	-	-	-	8.65	26.60		
	Huainco	G1	58.830	-	0.73	-	-	-	-	0.25%	
		G2	63.790	-	-	-	-	-	-		
		G3	62.310	-	0.62	-	-	-	-		
		G4	62.420	-	-	-	11.37	-	-		
	Central	247.350	-	0.33	-	-	2.87	-			
	Malucana	G1	64.100	0.72	-	-	-	-	-	0.16%	
		G2	64.400	0.63	-	2.65	-	-	-		
		Central	128.500	0.67	-	1.33	-	-	-		
	Moyopampa	G1	20.690	-	-	-	14.00	2.37	-	0.76%	
		G2	20.040	-	-	-	-	-	14.00		
		G3	23.980	-	-	-	-	-	0.43		
		Central	64.710	-	-	-	4.48	0.76	4.50		
Yanango	G1	42.610	7.00	-	1.32	-	-	10.65	1.48%		
	Central	42.610	7.00	-	1.32	-	-	10.65			
Chimay	G1	75.500	-	105.00	-	70.00	-	1.02	14.00%		
	G2	75.400	-	105.00	-	76.55	-	1.03			
	Central	150.900	-	105.00	-	73.27	-	1.02			
Huanchor	G1	9.100	-	-	-	-	-	-			
	G2	9.100	-	-	-	-	-	-			
Central	18.200	-	-	-	-	-	-	-			
ELECTROPERU	S.A.M.	G1	101.490	-	-	-	-	3.10	3.25	12.48%	
		G2	100.610	-	-	-	0.65	133.00	210.00		
		G3	99.840	-	-	-	-	20.27	-		
		G4	102.460	126.00	-	-	4.57	0.80	-		
		G5	75.930	1.22	-	8.77	-	-	-		
		G6	75.820	-	-	91.00	210.00	-	-		
		G7	75.640	42.00	217.00	91.00	2.40	1.23	-		
	Central	631.790	25.61	25.98	22.87	26.33	25.16	33.96			
	Restitucion	G1	70.350	-	-	-	21.00	22.05	2.15	5.28%	
		G2	70.830	-	-	98.00	-	1.48	-		
G3		68.580	-	-	-	49.00	8.60	-			
Central	209.760	-	-	33.09	23.06	10.71	0.72				
ELECTROANDES	Yaupi	G1	20.990	-	-	-	-	-	-	0.11%	
		G2	20.760	-	-	-	-	-	-		
		G3	21.210	-	-	-	-	-	-		
		G4	21.080	-	-	-	-	-	-		
		G5	20.880	7.00	-	-	-	-	-		
	Central	104.920	1.39	-	-	-	-	-			
	Malpaso	G1	12.080	-	-	-	-	-	-	0.00%	
		G2	12.780	-	-	-	-	-	-		
		G3	11.230	-	-	-	-	-	-		
		G4	11.930	-	-	-	-	-	-		
	Central	48.020	-	-	-	-	-	-			
	Oroya	G1	3.140	-	-	-	-	-	-	0.00%	
G2		2.760	-	-	-	-	-	-			
G3		2.800	-	-	-	-	-	-			
Central		8.700	-	-	-	-	-	-			
Pachachaca	G1	3.110	-	-	-	-	-	210.00	4.15%		
	G2	3.100	-	-	-	-	-	-			
	G3	3.130	-	-	-	-	-	-			
	G4	2.940	-	-	-	-	-	-			
Central	12.280	-	-	-	-	-	53.18				
EGASA	Charcani I	G1	0.810	-	7.00	-	-	-	-	1.42%	
		G2	0.790	-	29.67	-	-	-	-		
		Central	1.600	-	18.19	-	-	-	-		
	Charcani II	G1	0.180	-	77.00	7.00	-	-	-	2.35%	
		G2	0.200	-	-	7.00	-	-	-		
		G3	0.220	-	-	7.00	-	-	-		
	Central	0.600	-	23.10	7.00	-	-	-			
	Charcani III	G1	1.760	-	-	-	-	14.55	-	1.14%	
		G2	2.150	-	-	-	-	14.62	-		
		Central	3.910	-	-	-	-	14.59	-		
	Charcani IV	G1	4.930	-	-	-	93.43	-	-	4.08%	
		G2	4.930	-	-	-	-	63.00	-		
		G3	4.930	-	-	-	-	-	-		
		Central	14.790	-	-	-	31.14	21.00	0.07		
	Charcani V	G1	46.630	-	-	14.00	-	-	-	10.72%	
		G2	46.630	-	-	-	-	-	-		
		G3	46.630	210.00	188.00	-	-	-	-		
		Central	139.890	70.00	62.67	4.67	-	-	-		
Charcani VI	G1	8.800	-	-	-	-	-	-	0.00%		
	Central	8.800	-	-	-	-	-	-			
SAN GABAN	San Gaban	G1	56.050	-	-	-	-	-	-	0.55%	
		G2	56.850	-	14.00	-	-	-	-		
		Central	112.900	-	7.05	-	-	-	-		
EGESUR	Aricota 1	G1	11.200	-	-	-	-	-	-	0.00%	
		G2	11.300	-	-	-	-	-	-		
		Central	22.500	-	-	-	-	-	-		
	Aricota 2	G1	12.400	-	9.50	7.00	-	-	-	1.29%	
Central		12.400	-	9.50	7.00	-	-	-			
EGEMSA	Hercca	G1	0.360	-	-	-	-	-	-	0.00%	
		G2	0.360	-	-	-	-	-	-		
		Central	0.720	-	-	-	-	-	-		
	Machupicchu	G1	30.150	-	-	-	-	-	-	0.03%	
		G2	30.150	-	1.28	-	-	-	-		
		G3	30.150	-	-	-	-	-	-		
Central	90.450	-	0.43	-	-	-	-	-			

HIP : Horas de indisponibilidad programada
Valores no disponibles

**FACTOR DE PRESENCIA MENSUAL DE LAS UNIDADES HIDRAULICAS
FEBRERO 2003**

Empresa	Central generadora	Indisponibilidad total en más de 15 días consecutivos en el mes	Suma de Indisponibilidades diarias en el mes (*)	Factor de presencia mensual
Asoc. CAHUA-CNP	Cahua	No		1.0000
	Pariac	No		1.0000
	Gallito Ciego	No		1.0000
EDEGEL	Huinco	No		1.0000
	Matucana	No		1.0000
	Calfahuanca	No		1.0000
	Moyopampa	No		1.0000
	Huampani	No		1.0000
	Yanango	No		1.0000
	Chimay	No		1.0000
EGENOR	Huanchor	No		1.0000
	Carhuaquero	No		1.0000
ELECTROANDES	Cañon del Pato	No		1.0000
	Malpaso	No		1.0000
ELECTROPERU	Oroya	No		1.0000
	Pachachaca	No		1.0000
	Yaupi	No		1.0000
	Complejo Mantaro	No		1.0000
EGASA	Charcani 1	No		1.0000
	Charcani 2	No		1.0000
	Charcani 3	No		1.0000
	Charcani 4	No		1.0000
	Charcani 5	No		1.0000
	Charcani 6	No		1.0000
EGEMSA	Herca	No		1.0000
	Machupicchu	No		1.0000
SAN GABAN	San Gaban II	No		1.0000
EGESUR	Aricota 1	No		1.0000
	Aricota 2	No		1.0000

Número de días del mes (n) :

31

(*) Para centrales con indisponibilidad total con más de 15 días consecutivos en el mes.

Indisponibilidad diaria: si la central no despacho al menos en el 50% del período que corresponde a las Horas de Punta del Sistema y con al menos el 15% de su potencia efectiva.

**INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA ANUAL UNIDADES HIDRAULICAS
DICIEMBRE 2003**

EMPRESA	CENTRAL	UNIDAD	Potencia Efectiva (MW)	Junio 2003 HIP (Horas)	Julio 2003 HIP (Horas)	Agosto 2003 HIP (Horas)	Setiembre 2003 HIP (Horas)	Octubre 2003 HIP (Horas)	Noviembre 2003 HIP (Horas)	Factor Indisponibilidad Programada Anual (%)		
CAJUMA	Cahua	G1	21.435	-	-	-	0.52	-	-	0.59%		
		G2	21.679	-	7.00	6.00	-	-	-			
		Central	43.114	-	3.52	3.02	0.26	-	-			
	Pariac	CH1	0.099	43.50	-	-	-	-	-		-	
		CH2	0.244	43.50	2.83	-	17.87	7.42	-		-	
		CH3A	0.358	42.00	-	-	-	-	-		-	
		CH3N	0.819	39.92	-	-	-	13.42	-		-	
Central	CH4-I	1.486	39.40	-	-	-	-	-	-			
	CH4-II	1.486	39.25	-	-	-	-	12.00	-			
Central	4.492	39.96	0.15	-	0.96	2.85	3.97	-				
CNP	Galfito Ciego	G1	19.074	-	-	38.00	119.73	-	-	13.44%		
		G2	19.074	-	-	38.00	119.70	-	-			
		Central	38.147	-	-	36.00	119.72	-	-			
	Misapuquio	G1	1.900	-	0.58	6.00	-	-	1.02		0.65%	
		G2	1.900	-	0.33	6.00	-	-	1.03			
		Central	3.800	-	0.46	6.00	-	-	1.03			
	San Antonio	G1	0.580	7.00	-	-	-	-	-		0.60%	
		Central	0.580	7.00	-	-	-	-	-			
	San Ignacio	G1	0.306	-	-	-	-	-	-		0.00%	
		G2	0.058	-	-	-	-	-	-			
		Central	0.422	-	-	-	-	-	-			
	Huayllacho	G1	0.180	0.10	-	-	-	-	-		0.01%	
		Central	0.180	0.10	-	-	-	-	-			
	EGENOR	Carhuaquero	G1	32.080	-	-	21.25	11.27	8.83		2.73	2.08%
G2			31.200	-	0.97	2.52	2.90	6.90	1.73			
G3			31.740	-	-	-	4.16	7.73	1.13			
Central			95.020	-	0.32	8.00	6.14	7.83	1.87			
Cafion del Pato		G1	43.321	-	-	-	0.07	6.42	0.25			
		G2	41.961	0.32	-	-	-	0.40	-			
		G3	42.231	-	-	-	-	-	-			
		G4	42.525	-	-	0.20	0.50	-	-			
		G5	43.197	-	-	-	-	-	-			
		G6	43.317	0.83	-	-	-	-	-			
Central	256.552	0.19	-	0.03	0.09	1.15	0.04					
EDEGEL	Callahuanca	G1	13.430	-	-	-	0.22	1.72	-	0.07%		
		G2	13.140	-	-	-	-	-	0.23			
		G3	13.280	-	-	-	0.42	-	0.50			
		Central	35.210	-	-	-	-	0.60	-			
	Huampani	G1	15.800	-	-	6.00	-	-	-			
		Central	30.200	-	-	3.14	-	-	0.13			
	Huinco	G1	58.830	-	-	0.07	-	-	-		0.27%	
		G2	63.790	-	0.83	0.32	-	-	-			
		G3	62.310	0.82	-	-	-	-	0.95			
		Central	247.350	0.21	0.21	0.10	-	-	0.24			
Molucana	G1	64.100	3.90	2.97	-	2.78	-	0.80	0.07%			
	G2	64.400	3.38	2.58	-	-	-	0.65				
	Central	128.500	3.64	2.77	-	1.39	-	0.72				
Moyopampa	G1	20.690	-	-	0.13	-	-	-	0.74%			
	G2	20.040	-	-	10.28	1.50	-	-				
	Central	23.980	-	-	-	-	-	0.22				
Yanango	G1	42.610	-	-	3.23	0.48	-	-	0.33%			
	Central	42.610	-	-	7.48	7.48	1.00	0.08				
Chimay	G1	75.500	-	-	-	-	1.07	-	0.73%			
	G2	75.400	-	-	-	-	1.53	-				
	Central	150.900	-	-	0.30	0.15	1.30	-				
Huanchor	G1	9.100	-	2.72	-	-	-	-	0.13%			
	G2	9.100	-	1.70	-	-	-	-				
	Central	18.200	-	2.21	-	-	-	-				
ELECTROPERU	S.A.M.	G1	101.480	13.63	3.10	24.00	-	-	-	1.56%		
		G2	100.610	-	2.87	-	6.00	-	0.38			
		G3	99.840	-	-	-	-	-	15.35			
		G4	102.460	-	-	7.92	-	-	-			
		G5	75.930	-	-	-	-	-	20.02			
		G6	75.820	-	-	6.00	18.00	-	0.62			
		G7	75.640	-	-	-	-	8.28	-			
	Central	631.790	2.19	0.95	5.86	3.12	0.99	4.97				
	Restitucion	G1	70.350	-	14.05	-	-	-	-		0.87%	
		G2	70.830	-	16.02	-	-	-	-			
		Central	209.760	-	10.12	-	-	-	-			
	ELECTROANDES	Yaupi	G1	20.990	-	-	-	-	-		-	0.00%
			G2	20.760	-	-	-	-	-		-	
			G3	21.210	-	-	-	-	-		-	
G4			21.080	-	-	-	-	-	-			
G5			20.880	-	-	-	-	-	-			
Central		104.920	-	-	-	-	-	-				
Malbaso		G1	12.080	-	-	-	12.00	0.48	-	0.32%		
		G2	12.780	-	-	-	-	-	-			
		G3	11.230	-	-	-	-	-	-			
		Central	48.020	-	2.40	-	3.02	0.12	-			
Oroya		G1	3.140	-	1.03	-	-	-	-	7.23%		
		G2	2.760	-	0.23	1.17	0.95	84.00	-			
		Central	8.700	-	0.47	0.37	29.27	53.88	-			
Pachachaca		G1	3.110	-	0.55	-	-	-	-	0.34%		
	G2	3.100	-	0.83	-	-	-	-				
	G3	3.130	7.25	-	-	-	-	-				
	Central	12.280	3.52	0.38	-	-	-	-				
EGASA	Charcani I	G1	0.810	-	-	-	-	-	-	0.00%		
		G2	0.790	-	-	-	-	-	-			
		Central	1.600	-	-	-	-	-	-			
	Charcani II	G1	0.180	-	-	-	-	-	-			
		G2	0.200	-	-	-	-	-	-			
		Central	0.600	-	-	-	-	-	-			
	Charcani III	G1	1.760	-	-	-	-	-	-			
		G2	2.150	-	-	-	-	-	-			
		Central	3.910	-	-	-	-	-	-			
	Charcani IV	G1	4.930	-	-	4.53	-	-	-			
		G2	4.930	-	-	-	-	-	-			
		Central	14.790	-	-	1.51	-	-	-			
Charcani V	G1	46.630	8.08	-	-	-	-	-	0.13%			
	G2	46.630	-	-	-	-	-	-				
	G3	46.630	-	-	-	-	-	-				
	Central	139.890	2.69	-	-	-	-	-				
Charcani VI	G1	8.800	-	-	-	-	-	-	0.23%			
	Central	8.800	-	-	-	-	-	-				
SAN GABAN	San Gaban	G1	56.050	-	14.00	-	-	-	-	1.24%		
		G2	56.850	-	14.72	-	-	-				
		Central	112.900	-	14.36	-	-	-	-			
EGESUR	Aricota 1	G1	11.200	-	-	-	-	-	-	0.00%		
		G2	11.300	-	-	-	-	-	-			
		Central	22.500	-	-	-	-	-	-			
Aricota 2	G1	12.400	21.00	-	-	-	-	11.75	2.83%			
	Central	12.400	21.00	-	-	-	-	11.75				
EGEMSA	Heroca	G1	0.360	-	0.03	168.00	30.22	6.78	-	9.81%		
		G2	0.360	-	2.43	1.43	11.20	7.37	-			
		Central	0.720	-	1.23	84.72	20.71	7.08	-			
	Machupicchu	G1	30.150	-	-	0.48	-	-	-			
G2		30.150	36.40	-	1.15	-	-	-				
G3		30.150	-	-	0.47	-	-	-				
Central	90.450	12.13	-	0.70	-	-	-					

HIP - Horas de indisponibilidad programada
Valores no disponibles

**FACTOR DE PRESENCIA MENSUAL DE LAS UNIDADES HIDRAULICAS
DICIEMBRE 2003**

Empresa	Central generadora	Indisponibilidad total en más de 15 días consecutivos en el mes	Suma de Indisponibilidades diarias en el mes (*)	Factor de presencia mensual
Asoc. CAHUA-CNP	Cahua	No		1.0000
	Pariac	No		1.0000
	Gallito Ciego	No		1.0000
	Misapuquio	No		1.0000
	San Antonio	No		1.0000
	San Ignacio	No		1.0000
	Huayllacho	No		1.0000
EDEGEL	Huinco	No		1.0000
	Matucana	No		1.0000
	Callahuanca	No		1.0000
	Moyopampa	No		1.0000
	Huampani	No		1.0000
	Yanango	No		1.0000
	Chimay	No		1.0000
	Huanchor	No		1.0000
EGENOR	Carhuaquero	No		1.0000
	Cañon del Pato	No		1.0000
ELECTROANDES	Malpaso	No		1.0000
	Oroya	No		1.0000
	Pachachaca	No		1.0000
	Yaupi	No		1.0000
ELECTROPERU	Complejo Mantaro	No		1.0000
EGASA	Charcani 1	No		1.0000
	Charcani 2	No		1.0000
	Charcani 3	No		1.0000
	Charcani 4	No		1.0000
	Charcani 5	No		1.0000
	Charcani 6	No		1.0000
EGEMSA	Herca	No		1.0000
	Machupicchu	No		1.0000
SAN GABAN	San Gaban II	No		1.0000
EGESUR	Aricota 1	No		1.0000
	Aricota 2	No		1.0000

Número de días del mes (n) :

31

(*) Para centrales con indisponibilidad total con más de 15 días consecutivos en el mes.

Indisponibilidad diaria: si la central no despacho al menos en el 50% del período que corresponde a las Horas de Punta del Sistema y con al menos el 15% de su potencia efectiva.

Horas de Operación de las unidades de la C. T. Malacas
Enero 2003

EMPRESA	CENTRAL	GRUPO	DESCRIPCION	OBSERVACIONES	Dia Inicio	Hora Inicio	Dia Final	Hora Final	Hora Punta Inicio	Hora Punta Final	Indisponible HND	Indisponible Forzada HND	Presencia HD	MW Restringido	Indisponible Parcial
EEPSA	C.T. MALACAS	TGN4	Mantenimiento Programado	Inspeccion de Combustor	11-Ene-03	07:00	11-Ene-03	00:00	17:00	24:00	7.00		7.00	80	
EEPSA	C.T. MALACAS	TGN4	Mantenimiento Programado	Inspeccion de Combustor	12-Ene-03	00:00	12-Ene-03	20:12	17:00	20:12	3.20		7.00	80	
EEPSA	C.T. MALACAS	TG1	EN SISTEMA AISLADO	EN SISTEMA AISLADO POR MANTTO DE LA LINEA L-24B	12-Ene-03	08:05	12-Ene-03	18:18	17:00	18:16					
EEPSA	C.T. MALACAS	TGN4	A MINIMA CARGA	OPERÓ CON 6 MW	15-Ene-03	18:10	15-Ene-03	18:49	18:10	18:49					
EEPSA	C.T. MALACAS	TGN4	A MINIMA CARGA	OPERÓ CON 30 MW	15-Ene-03	18:49	15-Ene-03	19:08	18:49	19:08					
EEPSA	C.T. MALACAS	TGN4	POR NECESIDAD DE RPF		15-Ene-03	20:25	15-Ene-03	20:46	20:25	20:46					
EEPSA	C.T. MALACAS	TGN4	A MINIMA CARGA	OPERÓ CON 6 MW	15-Ene-03	20:48	15-Ene-03	22:25	20:46	22:25					

Mes : Enero

Dias: 31

Indisponibles Programadas

		HIP	HP	HD prog.
Malacas	TG1	0.00	217	217.00
Malacas	TG2	0.00	217	217.00
Malacas	TG3	0.00	217	217.00
Malacas	TGN4	10.20	217	206.80

Indisponibles Forzadas

		HIF	HP	HD prog.
Malacas	TG1	0.00	217	217.00
Malacas	TG2	0.00	217	217.00
Malacas	TG3	0.00	217	217.00
Malacas	TGN4	0.00	217	217.00

Indisponibles Parcial

		HIParcial	HP	HD prog.
Malacas	TG1	0.00	217	217.00
Malacas	TG2	0.00	217	217.00
Malacas	TG3	0.00	217	217.00
Malacas	TGN4	0.00	217	217.00

Horas de Operación de las unidades de la C. T. Malacas

Febrero 2003

EMPRESA	CENTRAL	GRUPO	DESCRIPCION	OBSERVACIONES	Día Inicio	Hora Inicio	Día Final	Hora Final	Hora Punta Inicio	Hora Punta Final	Indisponible HHD	Indisponible Forzada HHD	Presencia HD	MW Restringido	Indisponible Parcial
EEPSA	C.T. MALACAS	TG1	EN SISTEMA AISLADO	FUNCIONARON CON GAS	2-Feb-03	09:45	2-Feb-03	10:57							
EEPSA	C.T. MALACAS	TG2	EN SISTEMA AISLADO	FUNCIONARON CON GAS	2-Feb-03	09:00	2-Feb-03	09:45							
EEPSA	C.T. MALACAS	TG1	EN SISTEMA AISLADO	POR FALLA DE LA L-233	7-Feb-03	16:48	7-Feb-03	17:07	17:00	17:07	0.12	0.12	8.88	15	
EEPSA	C.T. MALACAS	TG4	EN SISTEMA AISLADO	OPERÓ CON 80 MW	8-Feb-03	07:02	8-Feb-03	13:48							
EEPSA	C.T. MALACAS	TG4	EN SISTEMA AISLADO	OPERÓ CON 50 MW	8-Feb-03	13:48	8-Feb-03	15:24							
EEPSA	C.T. MALACAS	TG4	A MINIMA CARGA		10-Feb-03	21:31	10-Feb-03	22:34	21:31	22:34	1.05				
EEPSA	C.T. MALACAS	TG1		SALIO FUERA DE SERVICIO POR FALLA EN LA UNIDAD (OPERÓ CON GAS)	11-Feb-03	18:38	11-Feb-03	21:05	18:38	21:05	2.48				
EEPSA	C.T. MALACAS	TG2		OPERÓ CON GAS	11-Feb-03	18:55	11-Feb-03	21:52	18:55	21:52	2.95				
EEPSA	C.T. MALACAS	TG3		OPERÓ CON GAS	11-Feb-03	19:18	11-Feb-03	21:58	19:18	21:58	2.87				
EEPSA	C.T. MALACAS	TG1	POTENCIA Y ENERGIA	A 20:28 H SE DA ORDEN DE BAJAR MINIMO CARGA	13-Feb-03	18:00	13-Feb-03	21:07	18:08	21:07	3.02				
EEPSA	C.T. MALACAS	TG2	POTENCIA Y ENERGIA	A 20:28 H SE DA ORDEN DE BAJAR MINIMO CARGA	13-Feb-03	18:11	13-Feb-03	21:14	18:11	21:14	3.05				
EEPSA	C.T. MALACAS	TG3	POTENCIA Y ENERGIA	A 20:28 H SE DA ORDEN DE BAJAR MINIMO CARGA	13-Feb-03	18:18	13-Feb-03	22:21	19:19	22:21	3.03				
EEPSA	C.T. MALACAS	TG1	POR NECESIDAD DE RPF		14-Feb-03	20:45	14-Feb-03	21:19	20:45	21:19	0.57				
EEPSA	C.T. MALACAS	TG2	POR NECESIDAD DE RPF		14-Feb-03	20:45	14-Feb-03	21:19	20:45	21:19	0.57				
EEPSA	C.T. MALACAS	TG2	A MINIMA CARGA		14-Feb-03	21:00	14-Feb-03	21:19	21:00	21:19	0.32				
EEPSA	C.T. MALACAS	TG3	POR NECESIDAD DE RPF		14-Feb-03	20:15	14-Feb-03	21:03	20:15	21:03	0.80				
EEPSA	C.T. MALACAS	TG3	A MINIMA CARGA		14-Feb-03	21:03	14-Feb-03	22:00	21:03	22:00	0.95				
EEPSA	C.T. MALACAS	TG1	POR NECESIDAD DE RPF	A LAS 20:21 H SE BAJA A CARGA MINIMA	16-Feb-03	19:21	16-Feb-03	22:20	19:21	22:20	2.98				
EEPSA	C.T. MALACAS	TG2	POR NECESIDAD DE RPF	A LAS 20:21 H SE BAJA A CARGA MINIMA	16-Feb-03	19:22	16-Feb-03	22:18	19:22	22:18	2.93				
EEPSA	C.T. MALACAS	TG1	POR NECESIDAD DE RPF		17-Feb-03	18:27	17-Feb-03	18:45	18:27	18:45	0.30				
EEPSA	C.T. MALACAS	TG2	POR NECESIDAD DE RPF		17-Feb-03	18:32	17-Feb-03	18:45	18:32	18:45	0.22				
EEPSA	C.T. MALACAS	TG1	POR NECESIDAD DE RPF	SOLICITARON PARAR A LAS 21:40 H POR MENOR SUMINISTRO DE GAS	18-Feb-03	18:29	18-Feb-03	18:00	18:29	19:00	0.52				
EEPSA	C.T. MALACAS	TG1	POR NECESIDAD DE RPF	SOLICITARON PARAR A LAS 21:40 H POR MENOR SUMINISTRO DE GAS	18-Feb-03	19:00	18-Feb-03	21:40	19:00	21:40	2.87				
EEPSA	C.T. MALACAS	TG2	POR NECESIDAD DE RPF		18-Feb-03	18:22	18-Feb-03	18:00	18:22	19:00	0.83				
EEPSA	C.T. MALACAS	TG2	POR NECESIDAD DE RPF		18-Feb-03	21:00	18-Feb-03	22:20	21:00	22:20	1.33				
EEPSA	C.T. MALACAS	TG3		POR FALLA EN EL SUMINISTRO DE GAS SE RETRAZO EL INGRESO	18-Feb-03	19:45	18-Feb-03	21:30	19:45	21:30	1.75				
EEPSA	C.T. MALACAS	TG3	POR NECESIDAD DE RPF	POR FALLA EN EL SUMINISTRO DE GAS SE RETRAZO EL INGRESO	18-Feb-03	21:30	18-Feb-03	22:51	21:30	22:51	1.35				
EEPSA	C.T. MALACAS	TG1	EN SISTEMA AISLADO	DEBIDO AL MANTENIMIENTO PROGRAMADO DEL TRANSFORMADOR T33-261 DE LA SE TALARA	20-Feb-03	09:37	20-Feb-03	15:30							
EEPSA	C.T. MALACAS	TG1	A MINIMA CARGA	OP 22 11 H	21-Feb-03	20:34	21-Feb-03	22:15	20:34	22:15	1.88				
EEPSA	C.T. MALACAS	TG2	A MINIMA CARGA	OP 22 11 H	21-Feb-03	20:29	21-Feb-03	22:21	20:29	22:21	1.87				
EEPSA	C.T. MALACAS	TGN4	Mantenimiento Programado	Inspeccion de Combustor	22-Ene-03	07:00	22-Ene-03	09:00	17:00	24:00	7.00		7.00	80	
EEPSA	C.T. MALACAS	TGN4	Mantenimiento Programado	Inspeccion de Combustor	23-Ene-03	00:00	23-Ene-03	14:40							
EEPSA	C.T. MALACAS	TG2	A MINIMA CARGA		25-Feb-03	18:37	25-Feb-03	18:40	18:37	18:40	0.05				
EEPSA	C.T. MALACAS	TG2	A MINIMA CARGA		25-Feb-03	19:51	25-Feb-03	21:44	19:51	21:44	1.88				
EEPSA	C.T. MALACAS	TG3	A MINIMA CARGA	OPERÓ A COSTO DE LA TG1	25-Feb-03	18:22	25-Feb-03	18:40	18:22	18:40	0.30				
EEPSA	C.T. MALACAS	TG3	A MINIMA CARGA	OPERÓ A COSTO DE LA TG1	25-Feb-03	18:40	25-Feb-03	20:35	18:40	20:35	1.92				
EEPSA	C.T. MALACAS	TG3	A MINIMA CARGA	OPERÓ A COSTO DE LA TG1	25-Feb-03	20:35	25-Feb-03	21:46	20:35	21:46	1.18				
EEPSA	C.T. MALACAS	TG3	A MINIMA CARGA	TG3 A COSTO DE LA TG1	26-Feb-03	18:10	26-Feb-03	21:12	18:10	21:12	3.03				

Mes: Febrero
Días: 28
Indisponibles Programadas

		HIP	HP	HD prog
Malacas	TG1	0.00	198	198.00
Malacas	TG2	0.00	198	198.00
Malacas	TG3	0.00	198	198.00
Malacas	TGN4	7.00	198	199.00

Indisponibles Forzadas

		HIF	HP	HD prog
Malacas	TG1	0.12	198	195.88
Malacas	TG2	0.00	198	198.00
Malacas	TG3	0.00	198	198.00
Malacas	TGN4	0.00	198	198.00

Indisponibles Parcial

		HIParcial	HP	HD prog
Malacas	TG1	0.00	198	198.00
Malacas	TG2	0.00	198	198.00
Malacas	TG3	0.00	198	198.00
Malacas	TGN4	0.00	198	198.00

Horas de Operación de las unidades de la C. T. Malacas

Marzo 2003

EMPRESA	CENTRAL	GRUPO	DESCRIPCION	OBSERVACIONES	Dia Inicio	Hora Inicio	Dia Final	Hora Final	Hora Punta Inicio	Hora Punta Final	Indisponible HND	Indisponible Forzada HND	Presencia HO	MW Restringido	Indisponible Parcial
EEPSA	C.T. MALACAS	TQ1		POR FALLA DE LA C.H. MANTARO	4-Mar-03	11:01	4-Mar-03	11:27							
EEPSA	C.T. MALACAS	TQ1	A MINIMA CARGA		4-Mar-03	11:27	4-Mar-03	14:02							
EEPSA	C.T. MALACAS	TQ3		POR FALLA DE LA C.H. MANTARO A LAS 11:27 H SE BAJA A CARGA MINIMA	4-Mar-03	10:31	4-Mar-03	11:27							
EEPSA	C.T. MALACAS	TQ3	POR NECESIDAD DE RPF	A LAS 11:27 H A CARGA MINIMA	4-Mar-03	11:27	4-Mar-03	13:31							
EEPSA	C.T. MALACAS	TQ2	POR NECESIDAD DE RPF		8-Mar-03	18:18	8-Mar-03	18:45	18:18	18:45					
EEPSA	C.T. MALACAS	TQ2	POR NECESIDAD DE RPF		8-Mar-03	21:15	8-Mar-03	21:57	21:15	21:57					
EEPSA	C.T. MALACAS	TQ3	POR NECESIDAD DE RPF	A COSTO DE LA TQ1	8-Mar-03	18:11	8-Mar-03	18:45	18:11	18:45					
EEPSA	C.T. MALACAS	TQ3	POR NECESIDAD DE RPF	A COSTO DE LA TQ1	8-Mar-03	18:45	8-Mar-03	21:45	18:45	21:45					
EEPSA	C.T. MALACAS	TQ1	POR NECESIDAD DE RPF	OVP 21:10 H	7-Mar-03	19:45	7-Mar-03	21:37	19:45	21:37					
EEPSA	C.T. MALACAS	TQ1	POR NECESIDAD DE RPF	OVP 21:38 H	8-Mar-03	20:15	8-Mar-03	21:40	20:15	21:40					
EEPSA	C.T. MALACAS	TQ4	POR NECESIDAD DE RPF		8-Mar-03	18:28	8-Mar-03	18:45	18:28	18:45					
EEPSA	C.T. MALACAS	TQ4	POR NECESIDAD DE RPF		8-Mar-03	22:15	8-Mar-03	22:52	22:15	22:52					
EEPSA	C.T. MALACAS	TQ1	POR NECESIDAD DE RPF		10-Mar-03	19:45	10-Mar-03	21:30	19:45	21:30					
EEPSA	C.T. MALACAS	TQ1	A MINIMA CARGA	OVP 21:30 H	10-Mar-03	21:30	10-Mar-03	21:55	21:30	21:55					
EEPSA	C.T. MALACAS	TQ4	A MINIMA CARGA		10-Mar-03	08:22	10-Mar-03	08:30							
EEPSA	C.T. MALACAS	TQ4	A MINIMA CARGA	CON 30 MW A LAS 17:25 H A 8 MW A LAS 18:27 H A 30 MW	10-Mar-03	17:12	10-Mar-03	18:36	17:12	18:36					
EEPSA	C.T. MALACAS	TQ4	A MINIMA CARGA	CON 30 MW A LAS 22:51 H A 8 MW	10-Mar-03	22:38	11-Mar-03	00:00	22:38	00:00					
EEPSA	C.T. MALACAS	TQ1	POR NECESIDAD DE RPF	OVP A LAS 22:02 H	11-Mar-03	20:45	11-Mar-03	22:08	20:45	22:08					
EEPSA	C.T. MALACAS	TQ4	A MINIMA CARGA	CON 6 MW A LAS 08:29 H A 30 MW	11-Mar-03	00:00	11-Mar-03	00:11							
EEPSA	C.T. MALACAS	TQ4	A MINIMA CARGA	OPERÓ A CARGAS PARCIALES POR LIMITE DE TRANSMISION EN LA L-215 A LAS 10:48 H A PIC	11-Mar-03	09:11	11-Mar-03	17:41	17:00	17:41					
EEPSA	C.T. MALACAS	TQ4	A MINIMA CARGA	CON 30 MW	11-Mar-03	17:41	11-Mar-03	18:25	17:41	18:25					
EEPSA	C.T. MALACAS	TQ4	POR NECESIDAD DE RPF		11-Mar-03	22:45	11-Mar-03	23:05	22:45	23:05					
EEPSA	C.T. MALACAS	TQ4	A MINIMA CARGA	CON 6 MW	11-Mar-03	23:06	12-Mar-03	00:00	23:06	00:00					
EEPSA	C.T. MALACAS	TQ4	A MINIMA CARGA	CON 6.5 MW	12-Mar-03	00:00	12-Mar-03	06:55							
EEPSA	C.T. MALACAS	TQ4	A MINIMA CARGA	CON 30 MW	12-Mar-03	17:43	12-Mar-03	18:10	17:43	18:10					
EEPSA	C.T. MALACAS	TQ4	A MINIMA CARGA	CON 6 MW	12-Mar-03	23:30	13-Mar-03	00:00	23:30	00:00					
EEPSA	C.T. MALACAS	TQ4	A MINIMA CARGA	CON 8 MW A LAS 07:29 S/C SUBIR A 40 MW	13-Mar-03	00:00	13-Mar-03	07:46							
EEPSA	C.T. MALACAS	TQ4	A MINIMA CARGA	CON 40 MW A LAS 08:15 S/C SUBIR A PIC	13-Mar-03	07:45	13-Mar-03	08:15							
EEPSA	C.T. MALACAS	TQ4	A MINIMA CARGA	CON 30 MW	13-Mar-03	17:22	13-Mar-03	18:07	17:22	18:07					
EEPSA	C.T. MALACAS	TQ4	POR NECESIDAD DE RPF		13-Mar-03	22:45	13-Mar-03	23:54	22:45	23:54					
EEPSA	C.T. MALACAS	TQ4	A MINIMA CARGA	CON 6 MW	13-Mar-03	23:54	14-Mar-03	00:00	23:54	00:00					
EEPSA	C.T. MALACAS	TQ4	A MINIMA CARGA	CON 8 MW	14-Mar-03	00:00	14-Mar-03	07:41							
EEPSA	C.T. MALACAS	TQ4	A MINIMA CARGA	CON 30 MW	14-Mar-03	07:41	14-Mar-03	08:09	07:41	08:09					
EEPSA	C.T. MALACAS	TQ4	A MINIMA CARGA	OPERO A CARGAS PARCIALES DEBIDO A LIMITE DE TRANSMISION EN LA L-215	14-Mar-03	08:09	14-Mar-03	17:38	17:00	17:38					
EEPSA	C.T. MALACAS	TQ4	A MINIMA CARGA		14-Mar-03	17:38	14-Mar-03	18:19	17:38	18:19					
EEPSA	C.T. MALACAS	TQ4	A MINIMA CARGA	OPERO A CARGAS PARCIALES POR LIMITE DE TRANSMISION EN LA L-215	14-Mar-03	18:19	14-Mar-03	22:59	18:19	22:59					
EEPSA	C.T. MALACAS	TQ4	A MINIMA CARGA	A 30 MW	14-Mar-03	22:58	15-Mar-03	00:00	22:58	00:00					
EEPSA	C.T. MALACAS	TQ4	A MINIMA CARGA	CON 30 MW	15-Mar-03	00:00	15-Mar-03	00:41							
EEPSA	C.T. MALACAS	TQ4	A MINIMA CARGA	CON 6 MW	15-Mar-03	00:41	15-Mar-03	06:45							
EEPSA	C.T. MALACAS	TQ4	A MINIMA CARGA	OPERO A CARGAS PARCIALES POR LIMITE DE FLUJO EN LA L-215	15-Mar-03	06:45	15-Mar-03	15:35							
EEPSA	C.T. MALACAS	TQ4	A MINIMA CARGA	CON 6 MW	15-Mar-03	15:35	15-Mar-03	18:32	17:00	18:32					
EEPSA	C.T. MALACAS	TQ4	POR NECESIDAD DE RPF	CON 30 MW	15-Mar-03	18:32	15-Mar-03	20:01	18:32	20:01					
EEPSA	C.T. MALACAS	TQ4	POR REQUERIMIENTO PROPIO SUS TENIDO	CON 30 MW	15-Mar-03	20:01	15-Mar-03	21:48	20:01	21:48					
EEPSA	C.T. MALACAS	TQ3		A COSTO DE LA TQ1	17-Mar-03	18:38	17-Mar-03	21:15	18:38	21:15					
EEPSA	C.T. MALACAS	TQ3	POR NECESIDAD DE RPF	A COSTO DE LA TQ1 OVP 21:41 H	17-Mar-03	21:15	17-Mar-03	21:48	21:15	21:48					
EEPSA	C.T. MALACAS	TQ2	POR NECESIDAD DE RPF	OVP A LAS 21:54 H	18-Mar-03	21:00	18-Mar-03	21:58	21:00	21:58					
EEPSA	C.T. MALACAS	TQ3		OPERO A COSTO DE LA TQ1 PARA IGUALAR HORAS DE OPERACION OVP A LAS 21:48 H	18-Mar-03	18:33	18-Mar-03	21:49	18:33	21:49					
EEPSA	C.T. MALACAS	TQ1	POR NECESIDAD DE RPF		20-Mar-03	18:28	20-Mar-03	22:03	18:28	22:03					
EEPSA	C.T. MALACAS	TQ4	A MINIMA CARGA	CON 30 MW	21-Mar-03	08:31	21-Mar-03	09:21							
EEPSA	C.T. MALACAS	TQ4	A MINIMA CARGA	CON 30 MW A LAS 17:53 H S/C BAJAR A 6 MW	21-Mar-03	17:37	21-Mar-03	18:18	17:37	18:18					
EEPSA	C.T. MALACAS	TQ4	A MINIMA CARGA	CON 8 MW	22-Mar-03	22:18	22-Mar-03	00:00	22:18	00:00					
EEPSA	C.T. MALACAS	TQ4	A MINIMA CARGA	CON 6 MW	22-Mar-03	00:00	22-Mar-03	07:46							
EEPSA	C.T. MALACAS	TQ4	EN SISTEMA AISLADO	POR MANTENIMIENTO DE LA L-236 A LAS 18:22 H S/C SUBIR A 30 MW	22-Mar-03	07:46	22-Mar-03	17:12	17:00	17:12					
EEPSA	C.T. MALACAS	TQ4	A MINIMA CARGA	CON 8 MW	22-Mar-03	17:12	22-Mar-03	19:30	17:12	19:30					
EEPSA	C.T. MALACAS	TQ4	A MINIMA CARGA	CON 30 MW OVP 21:40 H	22-Mar-03	21:21	22-Mar-03	21:45	21:21	21:45					
EEPSA	C.T. MALACAS	TQ4	A MINIMA CARGA	CON 6 MW	23-Mar-03	21:20	23-Mar-03	22:27	21:20	22:27					
EEPSA	C.T. MALACAS	TQ4	POR NECESIDAD DE RPF	A LAS 10:03 H S/C SUBIR DE 40 A 60 MW	24-Mar-03	09:20	24-Mar-03	10:03							
EEPSA	C.T. MALACAS	TQ4	A MINIMA CARGA	CON 30 MW A LAS 13:44 H A 6 MW	24-Mar-03	13:12	24-Mar-03	18:14	17:00	18:14					
EEPSA	C.T. MALACAS	TQ4	POR NECESIDAD DE RPF	CON 40 MW	24-Mar-03	21:52	24-Mar-03	22:18	21:52	22:18					
EEPSA	C.T. MALACAS	TQ4	A MINIMA CARGA	CON 8 MW	24-Mar-03	22:18	25-Mar-03	00:00	22:18	00:00					
EEPSA	C.T. MALACAS	TQ4	A MINIMA CARGA	CON 6 MW A LAS 11:46 H A 30 MW A LAS 12:24 H A 6 MW	26-Mar-03	00:00	25-Mar-03	18:23	17:00	18:23					
EEPSA	C.T. MALACAS	TQ4	A MINIMA CARGA	CON 30 MW OVP 21:45 H	26-Mar-03	21:35	26-Mar-03	21:58	21:35	21:58					
EEPSA	C.T. MALACAS	TQ4	A MINIMA CARGA	CON 6 MW A LAS 18:22 H A 30 MW	26-Mar-03	18:13	26-Mar-03	18:32	18:13	18:32					
EEPSA	C.T. MALACAS	TQ4	A MINIMA CARGA	CON 30 MW A LAS 22:02 H A 6 MW	26-Mar-03	21:23	26-Mar-03	22:19	21:23	22:19					
EEPSA	C.T. MALACAS	TQ4	A MINIMA CARGA	A LAS 18:22 H A 30 MW	27-Mar-03	17:46	27-Mar-03	18:27	17:46	18:27					
EEPSA	C.T. MALACAS	TQ4	POR NECESIDAD DE RPF	A LAS 21:38 H A 20 MW	27-Mar-03	21:39	27-Mar-03	22:02	21:39	22:02					
EEPSA	C.T. MALACAS	TQ4	A MINIMA CARGA		28-Mar-03	18:08	28-Mar-03	18:18	18:08	18:18					
EEPSA	C.T. MALACAS	TQ4	A MINIMA CARGA	CON 30 MW A LAS 21:28 H A 6 MW	28-Mar-03	21:21	28-Mar-03	22:16	21:21	22:16					
EEPSA	C.T. MALACAS	TQ3	POR NECESIDAD DE RPF	A COSTO DE LA TQ1	29-Mar-03	18:18	29-Mar-03	21:21	18:18	21:21					
EEPSA	C.T. MALACAS	TQ3	A MINIMA CARGA	A COSTO DE LA TQ1	30-Mar-03	18:20	30-Mar-03	18:31	18:20	18:31					

Horas de Operación de las unidades de la C. T. Malacas

Marzo 2003

EMPRESA	CENTRAL	GRUPO	DESCRIPCION	OBSERVACIONES	Dia Inicio	Hora Inicio	Dia Final	Hora Final	Hora Punta Inicio	Hora Punta Final	Indisponible HND	Indisponible Forzada HND	Presencia HD	MW Restringido	Indisponible Parcial
EEPSA	CT MALACAS	TG3	POR NECESIDAD DE RPF	A COSTO DE LA TG1	30-Mar-03	18:31	30-Mar-03	20:15	18:31	20:15					
EEPSA	CT MALACAS	TG3	A MINIMA CARGA	A COSTO DE LA TG1.	30-Mar-03	20:15	30-Mar-03	21:23	20:15	21:23					
EEPSA	CT MALACAS	TG4	A MINIMA CARGA	CON 6 MW	31-Mar-03	17:55	31-Mar-03	18:23	17:55	18:23					
EEPSA	CT MALACAS	TG4	A MINIMA CARGA	CON 30 MW	31-Mar-03	18:23	31-Mar-03	21:13	18:23	21:13					
EEPSA	CT MALACAS	TG4	A MINIMA CARGA	CON 30 MW	31-Mar-03	21:13	31-Mar-03	21:28	21:13	21:28					
EEPSA	CT MALACAS	TG4	A MINIMA CARGA	CON 6 MW	31-Mar-03	21:28	31-Mar-03	21:55	21:28	21:55					

Mes Marzo
Dias 31
Indisponibles Programadas

		HIP	HP	HD prog
Malacas	TG1	0.00	217	217.00
Malacas	TG2	0.00	217	217.00
Malacas	TG3	0.00	217	217.00
Malacas	TGN4	0.00	217	217.00

Indisponibles Forzadas

		HIF	HP	HD prog
Malacas	TG1	0.00	217	217.00
Malacas	TG2	0.00	217	217.00
Malacas	TG3	0.00	217	217.00
Malacas	TGN4	0.00	217	217.00

Indisponibles Parcial

		HIParcial	HP	HD prog
Malacas	TG1	0.00	217	217.00
Malacas	TG2	0.00	217	217.00
Malacas	TG3	0.00	217	217.00
Malacas	TGN4	0.00	217	217.00

Horas de Operación de las unidades de la C. T. Malacas

Abril 2003

EMPRESA	CENTRAL	GRUPO	DESCRIPCION	OBSERVACIONES	Día Inicio	Hora Inicio	Día Final	Hora Final	Hora Punta Inicio	Hora Punta Final	Indisponible HND	Indisponible Forzado HND	Presencia HD	Mvs Restringido	Indisponible Parcial
EEPSA	C T MALACAS	TQ4	A MINIMA CARGA	CON 8 MW	1-Abr-03	18:05	1-Abr-03	18:30	18:05	18:30					
EEPSA	C T MALACAS	TQ4	POR NECESIDAD DE RPF		1-Abr-03	20:48	1-Abr-03	20:58	20:45	20:56					
EEPSA	C T MALACAS	TQ4	A MINIMA CARGA	CON 8 MW	1-Abr-03	20:58	1-Abr-03	22:19	20:56	22:19					
EEPSA	C T MALACAS	TQ4	A MINIMA CARGA		2-Abr-03	20:42	2-Abr-03	22:38	20:42	22:38					
EEPSA	C T MALACAS	TQ4	A MINIMA CARGA	CON 6 MW	3-Abr-03	17:54	3-Abr-03	18:19	17:54	18:19					
EEPSA	C T MALACAS	TQ4	A MINIMA CARGA	CON 30 MW	3-Abr-03	20:37	3-Abr-03	21:01	20:37	21:01					
EEPSA	C T MALACAS	TQ4	A MINIMA CARGA	CON 6 MW	3-Abr-03	21:01	3-Abr-03	22:04	21:01	22:04					
EEPSA	C T MALACAS	TQ4	A MINIMA CARGA	CON 8 MW	4-Abr-03	17:42	4-Abr-03	18:07	17:42	18:07					
EEPSA	C T MALACAS	TQ4	POR NECESIDAD DE RPF		4-Abr-03	20:45	4-Abr-03	21:49	20:45	21:49					
EEPSA	C T MALACAS	TQ4	A MINIMA CARGA	CON 6 MW	4-Abr-03	21:48	4-Abr-03	22:29	21:49	22:29					
EEPSA	C T MALACAS	TQ4	Mantenimiento Programado	Inspeccion de Combustor tipo B	5-Abr-03	07:00	5-Abr-03	00:00	17:00	24:00	7:00		7:00		80
EEPSA	C T MALACAS	TQ4	Mantenimiento Programado	Inspeccion de Combustor tipo B	6-Abr-03	00:00	6-Abr-03	00:00	17:00	24:00	7:00		7:00		80
EEPSA	C T MALACAS	TQ4	Mantenimiento Programado	Inspeccion de Combustor tipo B	7-Abr-03	00:00	7-Abr-03	00:00	17:00	24:00	7:00		7:00		80
EEPSA	C T MALACAS	TQ4	Mantenimiento Programado	Inspeccion de Combustor tipo B	8-Abr-03	00:00	8-Abr-03	00:00	17:00	24:00	7:00		7:00		80
EEPSA	C T MALACAS	TQ4	Mantenimiento Programado	Inspeccion de Combustor tipo B	9-Abr-03	00:00	9-Abr-03	00:00	17:00	24:00	7:00		7:00		80
EEPSA	C T MALACAS	TQ4	Mantenimiento Programado	Inspeccion de Combustor tipo B	10-Abr-03	00:00	10-Abr-03	00:00	17:00	24:00	7:00		7:00		80
EEPSA	C T MALACAS	TQ4	Mantenimiento Programado	Inspeccion de Combustor tipo B	11-Abr-03	00:00	11-Abr-03	00:00	17:00	24:00	7:00		7:00		80
EEPSA	C T MALACAS	TQ4	Mantenimiento Programado	Inspeccion de Combustor tipo B	12-Abr-03	00:00	12-Abr-03	00:00	17:00	24:00	7:00		7:00		80
EEPSA	C T MALACAS	TQ4	Mantenimiento Programado	Inspeccion de Combustor tipo B	13-Abr-03	00:00	13-Abr-03	00:00	17:00	24:00	7:00		7:00		80
EEPSA	C T MALACAS	TQ4	Mantenimiento Programado	Inspeccion de Combustor tipo B	14-Abr-03	00:00	14-Abr-03	00:00	17:00	24:00	7:00		7:00		80
EEPSA	C T MALACAS	TQ4	Mantenimiento Programado	Inspeccion de Combustor tipo B	15-Abr-03	00:00	15-Abr-03	00:00	17:00	24:00	7:00		7:00		80
EEPSA	C T MALACAS	TQ4	Mantenimiento Programado	Inspeccion de Combustor tipo B	16-Abr-03	00:00	16-Abr-03	00:00	17:00	24:00	7:00		7:00		80
EEPSA	C T MALACAS	TQ4	Mantenimiento Programado	Inspeccion de Combustor tipo B	17-Abr-03	00:00	17-Abr-03	00:00	17:00	24:00	7:00		7:00		80
EEPSA	C T MALACAS	TQ4	Mantenimiento Programado	Inspeccion de Combustor tipo B	18-Abr-03	00:00	18-Abr-03	00:00	17:00	24:00	7:00		7:00		80
EEPSA	C T MALACAS	TQ4	Mantenimiento Programado	Inspeccion de Combustor tipo B	19-Abr-03	00:00	19-Abr-03	00:00	17:00	24:00	7:00		7:00		80
EEPSA	C T MALACAS	TQ4	Mantenimiento Programado	Inspeccion de Combustor tipo B	20-Abr-03	00:00	20-Abr-03	00:00	17:00	24:00	7:00		7:00		80
EEPSA	C T MALACAS	TQ4	Mantenimiento Programado	Inspeccion de Combustor tipo B	21-Abr-03	00:00	21-Abr-03	00:00	17:00	24:00	7:00		7:00		80
EEPSA	C T MALACAS	TQ4	Mantenimiento Programado	Inspeccion de Combustor tipo B	22-Abr-03	00:00	22-Abr-03	00:00	17:00	24:00	7:00		7:00		80
EEPSA	C T MALACAS	TQ4	Mantenimiento Programado	Inspeccion de Combustor tipo B	23-Abr-03	00:00	23-Abr-03	00:00	17:00	24:00	7:00		7:00		80
EEPSA	C T MALACAS	TQ1	POR NECESIDAD DE RPF	DE 18:06 A 18:28 H A MINIMA CARGA	24-Abr-03	00:00	24-Abr-03	06:53							
EEPSA	C T MALACAS	TQ1	POR NECESIDAD DE RPF		6-Abr-03	18:06	6-Abr-03	18:50	18:05	18:30					
EEPSA	C T MALACAS	TQ1	A MINIMA CARGA		6-Abr-03	20:45	6-Abr-03	21:19	20:45	21:19					
EEPSA	C T MALACAS	TQ3	OPERO A COSTO DE LA TQ-1		7-Abr-03	20:52	7-Abr-03	21:21	20:52	21:21					
EEPSA	C T MALACAS	TQ3	OPERO A COSTO DE LA TQ-1		8-Abr-03	18:27	8-Abr-03	20:16	18:27	20:16					
EEPSA	C T MALACAS	TQ3	POR NECESIDAD DE RPF		8-Abr-03	20:16	8-Abr-03	20:57	20:15	20:57					
EEPSA	C T MALACAS	TQ3	A MINIMA CARGA	OPERO A COSTO DE LA TQ-1	8-Abr-03	20:67	8-Abr-03	21:28	20:57	21:28					
EEPSA	C T MALACAS	TQ1	POR NECESIDAD DE RPF		8-Abr-03	20:45	8-Abr-03	21:05	20:45	21:05					
EEPSA	C T MALACAS	TQ1	A MINIMA CARGA		9-Abr-03	21:05	8-Abr-03	21:19	21:05	21:19					
EEPSA	C T MALACAS	TQ2	POR NECESIDAD DE RPF		9-Abr-03	18:16	9-Abr-03	20:23	19:15	20:23					
EEPSA	C T MALACAS	TQ2	A MINIMA CARGA		9-Abr-03	20:23	9-Abr-03	21:60	20:23	21:50					
EEPSA	C T MALACAS	TQ1	POR NECESIDAD DE RPF	OP A LAS 21:34 H	10-Abr-03	21:00	10-Abr-03	21:48	21:00	21:48					
EEPSA	C T MALACAS	TQ2	POR NECESIDAD DE RPF		10-Abr-03	20:30	10-Abr-03	20:39	20:30	20:39					
EEPSA	C T MALACAS	TQ2	A MINIMA CARGA	OP A LAS 20:39 H	10-Abr-03	20:39	10-Abr-03	21:20	20:39	21:20					
EEPSA	C T MALACAS	TQ1	A MINIMA CARGA		11-Abr-03	20:55	11-Abr-03	21:15	20:55	21:15					
EEPSA	C T MALACAS	TQ2	A MINIMA CARGA		11-Abr-03	20:55	11-Abr-03	21:30	20:55	21:36					
EEPSA	C T MALACAS	TQ3	POR NECESIDAD DE RPF		11-Abr-03	21:00	11-Abr-03	21:56	21:00	21:56					
EEPSA	C T MALACAS	TQ2	A MINIMA CARGA		12-Abr-03	18:18	12-Abr-03	18:33	18:18	18:33					
EEPSA	C T MALACAS	TQ2	POR NECESIDAD DE RPF		12-Abr-03	18:33	12-Abr-03	20:16	18:33	20:16					
EEPSA	C T MALACAS	TQ2	A MINIMA CARGA		12-Abr-03	20:16	12-Abr-03	21:20	20:16	21:20					
EEPSA	C T MALACAS	TQ3	A MINIMA CARGA		12-Abr-03	18:18	12-Abr-03	18:33	18:18	18:33					
EEPSA	C T MALACAS	TQ3	POR NECESIDAD DE RPF		12-Abr-03	18:16	12-Abr-03	20:16	19:15	20:16					
EEPSA	C T MALACAS	TQ3	A MINIMA CARGA		12-Abr-03	20:16	12-Abr-03	21:26	20:16	21:25					
EEPSA	C T MALACAS	TQ1	A MINIMA CARGA		14-Abr-03	17:58	14-Abr-03	18:11	17:58	18:11					
EEPSA	C T MALACAS	TQ1	POR NECESIDAD DE RPF		14-Abr-03	20:16	14-Abr-03	20:37	20:16	20:37					
EEPSA	C T MALACAS	TQ1	A MINIMA CARGA	OP 21:08 H	14-Abr-03	20:37	14-Abr-03	21:12	20:37	21:12					
EEPSA	C T MALACAS	TQ2	A MINIMA CARGA	OP 21:46 H	14-Abr-03	20:37	14-Abr-03	21:50	20:37	21:50					
EEPSA	C T MALACAS	TQ3	A MINIMA CARGA		14-Abr-03	17:53	14-Abr-03	18:11	17:53	18:11					
EEPSA	C T MALACAS	TQ3	A MINIMA CARGA	OP 21:08 H	14-Abr-03	20:37	14-Abr-03	21:10	20:37	21:10					
EEPSA	C T MALACAS	TQ1	A MINIMA CARGA		16-Abr-03	18:00	16-Abr-03	18:18	18:00	18:18					
EEPSA	C T MALACAS	TQ1	POR NECESIDAD DE RPF		16-Abr-03	20:16	16-Abr-03	20:41	20:16	20:41					
EEPSA	C T MALACAS	TQ2	A MINIMA CARGA	C/P 21:08	16-Abr-03	20:41	16-Abr-03	21:12	20:41	21:12					
EEPSA	C T MALACAS	TQ2	A MINIMA CARGA		16-Abr-03	17:52	16-Abr-03	18:18	17:52	18:18					
EEPSA	C T MALACAS	TQ2	POR NECESIDAD DE RPF		16-Abr-03	20:16	16-Abr-03	20:41	20:15	20:41					
EEPSA	C T MALACAS	TQ2	A MINIMA CARGA	OP 21:08	16-Abr-03	20:41	16-Abr-03	21:10	20:41	21:10					
EEPSA	C T MALACAS	TQ3	A MINIMA CARGA		16-Abr-03	17:56	16-Abr-03	18:18	17:56	18:18					
EEPSA	C T MALACAS	TQ3	POR NECESIDAD DE RPF		16-Abr-03	20:15	16-Abr-03	20:41	20:15	20:41					
EEPSA	C T MALACAS	TQ3	A MINIMA CARGA	OP 21:08	16-Abr-03	20:41	16-Abr-03	21:11	20:41	21:11					
EEPSA	C T MALACAS	TQ1	POR NECESIDAD DE RPF		16-Abr-03	19:30	16-Abr-03	19:50	19:30	19:50					
EEPSA	C T MALACAS	TQ1	A MINIMA CARGA		16-Abr-03	18:50	16-Abr-03	21:28	19:50	21:29					
EEPSA	C T MALACAS	TQ1	A MINIMA CARGA		16-Abr-03	21:29	16-Abr-03	21:68	21:29	21:68					
EEPSA	C T MALACAS	TQ2	A MINIMA CARGA		18-Abr-03	21:58	18-Abr-03	22:03	21:58	22:03					
EEPSA	C T MALACAS	TQ2	POR NECESIDAD DE RPF		18-Abr-03	19:50	18-Abr-03	21:29	19:50	21:29					
EEPSA	C T MALACAS	TQ2	POR NECESIDAD DE RPF		18-Abr-03	21:28	18-Abr-03	22:08	21:29	22:06					
EEPSA	C T MALACAS	TQ3	POR NECESIDAD DE RPF		18-Abr-03	19:50	18-Abr-03	20:33	19:50	20:33					
EEPSA	C T MALACAS	TQ3	A MINIMA CARGA		18-Abr-03	20:33	18-Abr-03	21:26	20:33	21:25					

Horas de Operación de las unidades de la C. T. Malacas

Abril 2003

EMPRESA	CENTRAL	GRUPO	DESCRIPCION	OBSERVACIONES	Día Inicio	Hora Inicio	Día Final	Hora Final	Hora Punta Inicio	Hora Punta Final	Indisponible HND	Indisponible Forzada (HND)	Presencia HD	MW Restringido	Indisponible Parcial
EEPSA	C T MALACAS	TQ1	POR LIMITACION DE TRANSMISION	L-216 LIMITADA A 135 MW	17-Abr-03	16:48	17-Abr-03	20:32	16:48	20:32					
EEPSA	C T MALACAS	TQ1	EN SISTEMA AISLADO		17-Abr-03	20:32	17-Abr-03	20:37	20:32	20:37					
EEPSA	C T MALACAS	TQ1	POR LIMITACION DE TRANSMISION	L-216 LIMITADA A 135 MW	17-Abr-03	22:43	18-Abr-03	00:00	22:43	00:00					
EEPSA	C T MALACAS	TQ2	POR LIMITACION DE TRANSMISION	L-216 LIMITADA A 135 MW	17-Abr-03	16:00	17-Abr-03	20:32	16:00	20:32					
EEPSA	C T MALACAS	TQ2	EN SISTEMA AISLADO		17-Abr-03	20:32	17-Abr-03	22:38	20:32	22:38					
EEPSA	C T MALACAS	TQ2	EN SISTEMA AISLADO		17-Abr-03	22:38	18-Abr-03	00:00	22:38	00:00					
EEPSA	C T MALACAS	TQ3	POR LIMITACION DE TRANSMISION	L-216 LIMITADA A 135 MW	17-Abr-03	16:51	17-Abr-03	20:32	16:51	20:32					
EEPSA	C T MALACAS	TQ3	EN SISTEMA AISLADO		17-Abr-03	20:32	17-Abr-03	22:38	20:32	22:38					
EEPSA	C T MALACAS	TQ3	EN SISTEMA AISLADO		17-Abr-03	22:38	18-Abr-03	00:00	22:38	00:00					
EEPSA	C T MALACAS	TQ1	POR LIMITACION DE TRANSMISION	PARA EVITAR SOBRECARGA EN LA L-216	18-Abr-03	17:59	18-Abr-03	22:47	17:59	22:47					
EEPSA	C T MALACAS	TQ1	A MINIMA CARGA		18-Abr-03	22:47	18-Abr-03	23:07	22:47	23:07					
EEPSA	C T MALACAS	TQ2	A MINIMA CARGA		18-Abr-03	04:48	18-Abr-03	17:58	17:00	17:58					
EEPSA	C T MALACAS	TQ2	POR LIMITACION DE TRANSMISION	PARA EVITAR SOBRECARGA EN LA L-216	18-Abr-03	17:58	18-Abr-03	22:51	17:58	22:51					
EEPSA	C T MALACAS	TQ2	A MINIMA CARGA		18-Abr-03	22:51	18-Abr-03	23:03	22:51	23:03					
EEPSA	C T MALACAS	TQ2	POR LIMITACION DE TRANSMISION	CON 12 MW	18-Abr-03	23:03	18-Abr-03	23:36	23:03	23:36					
EEPSA	C T MALACAS	TQ2	A MINIMA CARGA		18-Abr-03	23:36	18-Abr-03	23:53	23:36	23:53					
EEPSA	C T MALACAS	TQ2	POR LIMITACION DE TRANSMISION	PARA EVITAR SOBRECARGA EN LA L-216	18-Abr-03	23:53	18-Abr-03	00:00	23:53	00:00					
EEPSA	C T MALACAS	TQ3	POR LIMITACION DE TRANSMISION	PARA EVITAR SOBRECARGA EN LA L-216	18-Abr-03	00:00	18-Abr-03	16:07							
EEPSA	C T MALACAS	TQ3	A MINIMA CARGA		18-Abr-03	16:07	18-Abr-03	17:58	17:00	17:58					
EEPSA	C T MALACAS	TQ3	POR LIMITACION DE TRANSMISION	PARA EVITAR SOBRECARGA EN LA L-216	18-Abr-03	17:58	18-Abr-03	00:00	17:58	00:00					
EEPSA	C T MALACAS	TQ2	POR LIMITACION DE TRANSMISION	PARA EVITAR SOBRECARGA EN LA L-216	19-Abr-03	06:16	19-Abr-03	18:16	17:00	18:16					
EEPSA	C T MALACAS	TQ2	POR LIMITACION DE TRANSMISION	PARA EVITAR SOBRECARGA EN LA L-216	19-Abr-03	20:45	20-Abr-03	00:00	20:45	00:00					
EEPSA	C T MALACAS	TQ3	POR LIMITACION DE TRANSMISION	PARA EVITAR SOBRECARGA EN LA L-216	19-Abr-03	07:34	19-Abr-03	18:16	17:00	18:16					
EEPSA	C T MALACAS	TQ3	POR LIMITACION DE TRANSMISION	PARA EVITAR SOBRECARGA EN LA L-216	19-Abr-03	20:45	20-Abr-03	00:00	20:45	00:00					
EEPSA	C T MALACAS	TQ2	A MINIMA CARGA		20-Abr-03	06:28	20-Abr-03	17:14	17:00	17:14					
EEPSA	C T MALACAS	TQ3	POR LIMITACION DE TRANSMISION	PARA EVITAR SOBRECARGA EN LA L-216	20-Abr-03	00:00	20-Abr-03	17:18	17:00	17:18					
EEPSA	C T MALACAS	TQ1	A MINIMA CARGA		21-Abr-03	18:11	21-Abr-03	18:28	18:11	18:28					
EEPSA	C T MALACAS	TQ1	POR NECESIDAD DE RPF		21-Abr-03	18:28	21-Abr-03	19:00	18:28	19:00					
EEPSA	C T MALACAS	TQ1	POR NECESIDAD DE RPF		21-Abr-03	19:30	21-Abr-03	19:35	19:30	19:35					
EEPSA	C T MALACAS	TQ1	A MINIMA CARGA		21-Abr-03	19:35	21-Abr-03	21:20	19:35	21:20					
EEPSA	C T MALACAS	TQ2	A MINIMA CARGA		21-Abr-03	18:08	21-Abr-03	18:28	18:08	18:28					
EEPSA	C T MALACAS	TQ2	A MINIMA CARGA		21-Abr-03	20:03	21-Abr-03	21:19	20:03	21:19					
EEPSA	C T MALACAS	TQ3	A MINIMA CARGA		21-Abr-03	20:03	21-Abr-03	21:22	20:03	21:22					
EEPSA	C T MALACAS	TQ2	POR NECESIDAD DE RPF		22-Abr-03	19:16	22-Abr-03	20:31	19:15	20:31					
EEPSA	C T MALACAS	TQ2	A MINIMA CARGA		22-Abr-03	20:31	22-Abr-03	21:10	20:31	21:10					
EEPSA	C T MALACAS	TQ3	POR NECESIDAD DE RPF		22-Abr-03	17:58	22-Abr-03	18:08	17:58	18:08					
EEPSA	C T MALACAS	TQ3	POR NECESIDAD DE RPF		22-Abr-03	19:45	22-Abr-03	20:31	19:45	20:31					
EEPSA	C T MALACAS	TQ3	A MINIMA CARGA	OP 20:58 H	22-Abr-03	20:31	22-Abr-03	21:02	20:31	21:02					
EEPSA	C T MALACAS	TQ1	A MINIMA CARGA		23-Abr-03	17:51	23-Abr-03	18:10	17:51	18:10					
EEPSA	C T MALACAS	TQ1	A MINIMA CARGA		23-Abr-03	18:51	23-Abr-03	20:52	19:51	20:52					
EEPSA	C T MALACAS	TQ2	A MINIMA CARGA		23-Abr-03	18:05	23-Abr-03	18:10	18:05	18:10					
EEPSA	C T MALACAS	TQ2	POR NECESIDAD DE RPF		23-Abr-03	20:16	23-Abr-03	20:35	20:15	20:33					
EEPSA	C T MALACAS	TQ2	A MINIMA CARGA		23-Abr-03	20:33	23-Abr-03	21:08	20:33	21:08					
EEPSA	C T MALACAS	TQ3	A MINIMA CARGA		23-Abr-03	17:54	23-Abr-03	18:10	17:54	18:10					
EEPSA	C T MALACAS	TQ3	POR NECESIDAD DE RPF		23-Abr-03	20:16	23-Abr-03	20:33	20:15	20:33					
EEPSA	C T MALACAS	TQ3	A MINIMA CARGA		23-Abr-03	20:33	23-Abr-03	20:58	20:33	20:58					
EEPSA	C T MALACAS	TQ4	A MINIMA CARGA	CON 8 MW	24-Abr-03	20:38	24-Abr-03	22:11	20:36	22:11					
EEPSA	C T MALACAS	TQ4	A MINIMA CARGA	CON 6 MW A LAS 18:07 A 30 MW	28-Abr-03	17:53	28-Abr-03	18:11	17:53	18:11					
EEPSA	C T MALACAS	TQ4	A MINIMA CARGA	CON 30 MW A LAS 21:47 A 6 MW QXP A LAS 21:58 H	28-Abr-03	21:41	28-Abr-03	22:03	21:41	22:03					
EEPSA	C T MALACAS	TQ4	A MINIMA CARGA	CON 30 MW	28-Abr-03	17:58	29-Abr-03	18:08	17:56	18:08					
EEPSA	C T MALACAS	TQ4	A MINIMA CARGA	MW QXP 22:08 H	29-Abr-03	18:08	29-Abr-03	22:12	18:08	22:12					
EEPSA	C T MALACAS	TQ1	A MINIMA CARGA	A COSTO DE LA TQ3	30-Abr-03	17:47	30-Abr-03	18:07	17:47	18:07					
EEPSA	C T MALACAS	TQ1	POR NECESIDAD DE RPF	A COSTO DE LA TQ3	30-Abr-03	18:07	30-Abr-03	19:27	18:07	19:27					
EEPSA	C T MALACAS	TQ1	A MINIMA CARGA	A COSTO DE LA TQ3	30-Abr-03	19:27	30-Abr-03	20:55	19:27	20:55					

Mes: Abril
 Dias: 30
 Indisponibles Programados

		HIP	HP	HD prog
Malacas	TG1	0.00	210	210.00
Malacas	TG2	0.00	210	210.00
Malacas	TG3	0.00	210	210.00
Malacas	TGN4	133.00	210	77.00

Indisponibles Forzados

		HIF	HP	HD prog
Malacas	TG1	0.00	210	210.00
Malacas	TG2	0.00	210	210.00
Malacas	TG3	0.00	210	210.00
Malacas	TGN4	0.00	210	210.00

Indisponibles Parcial

		HIParcial	HP	HD prog
Malacas	TG1	0.00	210	210.00
Malacas	TG2	0.00	210	210.00
Malacas	TG3	0.00	210	210.00
Malacas	TGN4	0.00	210	210.00

Horas de Operación de las unidades de la C. T. Malacas
 Mayo 2003

EMPRESA	CENTRAL	GRUPO	DESCRIPCION	OBSERVACIONES	Dia Inicio	Hora Inicio	Dia Final	Hora Final	Hora Punta Inicio	Hora Punta Final	Indisponible HPID	Indisponible Por cada 1000	Presencia HD	MW Restringido	Indisponible Parcial
EEPSA	C T MALACAS	TG4	A MINIMA CARGA	CON 30 MW	2-May-03	17 52	2-May-03	18 04	17 52	18 04					
EEPSA	C T MALACAS	TG4	A MINIMA CARGA	CON 30 MW	2-May-03	20 47	2-May-03	21 13	20 47	21 13					
EEPSA	C T MALACAS	TG4	A MINIMA CARGA	CON 8 MW DIP 21 50 H	2-May-03	21 13	2-May-03	21 53	21 13	21 53					
EEPSA	C T MALACAS	TG4	A MINIMA CARGA	CON 8 MW A LAS 17 50 H A 30 MW	3-May-03	17 48	3-May-03	18 04	17 48	18 04					
EEPSA	C T MALACAS	TG4	A MINIMA CARGA	A LAS 20 51 H A 50 MW	3-May-03	18 04	3-May-03	21 03	18 04	21 03					
EEPSA	C T MALACAS	TG4	A MINIMA CARGA	CON 30 MW A LAS 21 14 H A 8 MW	3-May-03	21 03	3-May-03	21 47	21 03	21 47					
EEPSA	C T MALACAS	TG4	A MINIMA CARGA	CON 8 MW	4-May-03	17 38	4-May-03	17 58	17 38	17 58					
EEPSA	C T MALACAS	TG4	A MINIMA CARGA	CON 80 MW POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	4-May-03	20 09	4-May-03	20 50	20 09	20 50	0 68	0 88		20	0 17
EEPSA	C T MALACAS	TG4	A MINIMA CARGA	CON 30 MW POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	4-May-03	20 50	4-May-03	21 20	20 50	21 20	0 50	0 50	5 82	50	0 30
EEPSA	C T MALACAS	TG4	A MINIMA CARGA	CON 8 MW	4-May-03	21 20	4-May-03	21 47	21 20	21 47					
EEPSA	C T MALACAS	TG4	POR REQUERIMIENTO PROPIO SUSTENTADO	PARA EVITAR VENDEO DE GAS	5-May-03	09 42	5-May-03	10 52							
EEPSA	C T MALACAS	TG4	A MINIMA CARGA	A 30 MW, A LAS 11 16 H A 80 MW, A LAS 11 35 A PLENA CARGA A LAS 12 39 H A 50 MW Y A LAS	5-May-03	10 52	5-May-03	13 08							
EEPSA	C T MALACAS	TG4	A MINIMA CARGA	A 8 MW	5-May-03	13 08	5-May-03	16 55							
EEPSA	C T MALACAS	TG4	POR NECESIDAD DE RPF	A 30 MW	5-May-03	16 35	5-May-03	17 25	17 00	17 25					
EEPSA	C T MALACAS	TG4	A MINIMA CARGA	A 8 MW	5-May-03	17 25	5-May-03	17 55	17 25	17 55					
EEPSA	C T MALACAS	TG4	A MINIMA CARGA	A 40 MW, A LAS 18 03 H A PLENA CARGA Y LAS 20 35 A 50 MW	5-May-03	17 55	5-May-03	21 02	17 55	21 02					
EEPSA	C T MALACAS	TG4	POR REQUERIMIENTO PROPIO SUSTENTADO	PARA EVITAR VENDEO DE GAS	5-May-03	21 02	5-May-03	21 34	21 02	21 34					
EEPSA	C T MALACAS	TG4	POR REQUERIMIENTO PROPIO SUSTENTADO	CON 8 MW PARA EVITAR QUEMA DE GAS	6-May-03	16 14	6-May-03	17 40	17 00	17 40					
EEPSA	C T MALACAS	TG4	A MINIMA CARGA	A PIC Y A LAS 20 58 H CON 30 MW	6-May-03	17 40	6-May-03	21 16	17 40	21 16					
EEPSA	C T MALACAS	TG4	POR NECESIDAD DE RPF	CON 30 MW	7-May-03	21 13	7-May-03	21 52	21 13	21 52					
EEPSA	C T MALACAS	TG4	A MINIMA CARGA	CON 8 MW	7-May-03	21 52	7-May-03	23 08	21 52	23 08					
EEPSA	C T MALACAS	TG4	POR REQUERIMIENTO PROPIO SUSTENTADO	CON 30 MW PARA EVITAR VENDEO DE GAS POR DISPONIBILIDAD ADELANTADA DE LA CH CHIMA	8-May-03	14 08	8-May-03	18 16	17 00	18 16					
EEPSA	C T MALACAS	TG4	A MINIMA CARGA	OPERO A CARGAS PARCIALES DE ACUERDO A SU DISPONIBILIDAD DE GAS (SUBJO SU CARGA C	8-May-03	18 16	8-May-03	20 00	18 15	20 00					
EEPSA	C T MALACAS	TG4	POR NECESIDAD DE RPF		8-May-03	20 00	8-May-03	20 38	20 00	20 38					
EEPSA	C T MALACAS	TG4	POR REQUERIMIENTO PROPIO SUSTENTADO	CON 30 MW PARA EVITAR VENDEO DE GAS	18-May-03	10 04	18-May-03	11 49							
EEPSA	C T MALACAS	TG4	A MINIMA CARGA	CON 8 MW	18-May-03	22 20	18-May-03	22 31	22 20	22 31					
EEPSA	C T MALACAS	TG4	POR REQUERIMIENTO PROPIO SUSTENTADO	A 20 MW PARA EVITAR QUEMA DE GAS	20-May-03	11 41	20-May-03	13 04							
EEPSA	C T MALACAS	TG4	A MINIMA CARGA	CON 30 MW	20-May-03	19 31	20-May-03	19 57	19 31	19 57					
EEPSA	C T MALACAS	TG1	POR REQUERIMIENTO PROPIO SUSTENTADO	PARA EVITAR VENDEO DE GAS	21-May-03	08 24	21-May-03	11 40							
EEPSA	C T MALACAS	TG4	A MINIMA CARGA	CON 8 MW	21-May-03	13 56	21-May-03	14 08							
EEPSA	C T MALACAS	TG4	A MINIMA CARGA	A PIC, A LAS 14 16 CON 80 MW POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS Y A LAS 16 32 A PIC	22-May-03	08 05	22-May-03	16 56	17 00	18 56					
EEPSA	C T MALACAS	TG4	A MINIMA CARGA	CON 30 MW	22-May-03	18 56	22-May-03	19 13	18 58	19 13					
EEPSA	C T MALACAS	TG4	A MINIMA CARGA		22-May-03	20 00	22-May-03	20 19	20 00	20 19					
EEPSA	C T MALACAS	TG4	A MINIMA CARGA	A LAS 23 46 S/C BAJAR A 80 MW A LAS 23 52 A 40 MW POR DESCONEXION DE LA L-234	23-May-03	07 59	23-May-03	00 00	17 00	00 00					
EEPSA	C T MALACAS	TG4	A MINIMA CARGA	OPERO EN SISTEMA AISLADO POR MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE LA LINEA L-234	24-May-03	00 00	24-May-03	08 17							
EEPSA	C T MALACAS	TG4	A MINIMA CARGA	CON 8 MW	26-May-03	18 27	26-May-03	18 31							
EEPSA	C T MALACAS	TG4	A MINIMA CARGA	CON 8 MW	26-May-03	19 46	26-May-03	20 29	19 46	20 29					
EEPSA	C T MALACAS	TG4	POR REQUERIMIENTO PROPIO SUSTENTADO	CON 8 MW PARA EVITAR VENDEO DE GAS	27-May-03	07 01	27-May-03	08 14							
EEPSA	C T MALACAS	TG4	A MINIMA CARGA	A LAS 13 38 H A 30 MW	27-May-03	08 14	27-May-03	14 14							
EEPSA	C T MALACAS	TG4	POR REQUERIMIENTO PROPIO SUSTENTADO	CON 8 MW PARA EVITAR VENDEO DE GAS	28-May-03	10 37	28-May-03	11 00							
EEPSA	C T MALACAS	TG4	POR REQUERIMIENTO PROPIO SUSTENTADO	CON 8 MW PARA EVITAR VENDEO DE GAS	28-May-03	20 20	28-May-03	22 42	20 20	22 42					
EEPSA	C T MALACAS	TG3	POR REQUERIMIENTO PROPIO SUSTENTADO	PARA EVITAR VENDEO DE GAS	29-May-03	15 25	29-May-03	17 48	17 00	17 48					

Mes: Mayo
 Dias: 31

Indisponibles Programadas

		HIP	HP	HD prog
Malacas	TG1	0 00	217	217 00
Malacas	TG2	0 00	217	217 00
Malacas	TG3	0 00	217	217 00
Malacas	TGN4	0 00	217	217 00

Indisponibles Forzadas

		HIP	HP	HD prog
Malacas	TG1	0 00	217	217 00
Malacas	TG2	0 00	217	217 00
Malacas	TG3	0 00	217	217 00
Malacas	TGN4	0 00	217	217 00

Indisponibles Parcial

		HIParcial	HP	HD prog
Malacas	TG1	0 00	217	217 00
Malacas	TG2	0 00	217	217 00
Malacas	TG3	0 00	217	217 00
Malacas	TGN4	0 47	217	216 53

Horas de Operación de las unidades de la C. T. Malacas
 Junio 2003

EMPRESA	CENTRAL	GRUPO	DESCRIPCION	OBSERVACIONES	Dia Inicio	Hora Inicio	Dia Final	Hora Final	Hora Punta Inicio	Hora Punta Final	Indisponible HND	Indisponible Forzada HND	Presencia HD	MW Restringido	Indisponible Parcial
EEPSA	C T MALACAS	TG4	A MINIMA CARGA	OPERÓ CON 8 MW EN SISTEMA AISLADO POR MANTTO. CORRECTIVO DE LA L-234	1-Jun-03	17:34	1-Jun-03	18:05	17:34	18:05					
EEPSA	C T MALACAS	TG4		EN SISTEMA AISLADO POR MANTTO CORRECTIVO DE LA L-234	1-Jun-03	18:05	1-Jun-03	00:00	18:05	00:00					
EEPSA	C T MALACAS	TG4		EN SISTEMA AISLADO DEBIDO A MANTENIMIENTO CORRECTIVO DE LA L-234	2-Jun-03	00:00	2-Jun-03	16:35							
EEPSA	C T MALACAS	TG4	A MINIMA CARGA	CON 8.5 MW A LAS 18:18 H CON 30 MW	2-Jun-03	18:38	2-Jun-03	18:04	17:00	18:04					
EEPSA	C T MALACAS	TG4	POR REQUERIMIENTO PROPIO SUSTENTADO	CON 30 MW PARA EVITAR QUEMA DE GAS	2-Jun-03	18:04	2-Jun-03	18:50	19:04	19:50					
EEPSA	C T MALACAS	TG4		SU GENERACIÓN ESTUVO LIMITADO A SU DISPONIBILIDAD DE GAS POR PROBLEMAS CON UN S	4-Jun-03	10:10	4-Jun-03	00:00	17:00	24:00					
EEPSA	C T MALACAS	TG4		OPERÓ A CARGAS PARCIALES POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	4-Jun-03	17:00	4-Jun-03	17:45	17:00	17:45	0.75	0.75	8.25	20	0.18
EEPSA	C T MALACAS	TG4		OPERÓ A CARGAS PARCIALES POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	5-Jun-03	00:00	5-Jun-03	22:25	17:00	22:25	5.42	5.42	1.58	10	0.68
EEPSA	C T MALACAS	TG4	A MINIMA CARGA	POR MANTENIMIENTO DE LA LINEA L-236 A REALIZARSE A LAS 00:00 H DEL 06/06/03	6-Jun-03	22:25	6-Jun-03	00:00	22:25	24:00					
EEPSA	C T MALACAS	TG4	A MINIMA CARGA		6-Jun-03	00:00	6-Jun-03	0:00:5							
EEPSA	C T MALACAS	TG4		OPERÓ EN SISTEMA AISLADO POR MANTTO DE LA L-236	6-Jun-03	00:05	6-Jun-03	09:43							
EEPSA	C T MALACAS	TG4	A MINIMA CARGA	OPERÓ CON 30 MW	6-Jun-03	22:37	6-Jun-03	23:25	22:37	23:25					
EEPSA	C T MALACAS	TG4	A MINIMA CARGA	OPERÓ CON 8 MW	6-Jun-03	23:26	6-Jun-03	23:44	23:25	23:44					
EEPSA	C T MALACAS	TG4		A CARGA PARCIAL POR PROBLEMAS DE SUMINISTRO DE GAS	7-Jun-03	12:20	7-Jun-03	22:29	17:00	22:29					
EEPSA	C T MALACAS	TG4		DESDE LAS 16:33 H CON CARGA PARCIAL POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS A LAS 18:50 H	9-Jun-03	08:18	9-Jun-03	18:50	17:00	18:50	1.83	1.83	5.17	15	0.34
EEPSA	C T MALACAS	TG4		A LAS 20:02 H CON CARGA PARCIAL POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	9-Jun-03	20:02	9-Jun-03	21:50	20:02	21:30	1.47	1.47	5.53	10	0.18
EEPSA	C T MALACAS	TG4		SU GENERACIÓN ESTUVO LIMITADO. Mínima carga según programa	9-Jun-03	21:30	9-Jun-03	00:00	20:02	24:00					
EEPSA	C T MALACAS	TG4		CON CARGA PARCIAL POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS Opero de 0 a 24 horas según Prog	10-Jun-03	00:00	10-Jun-03	00:00	17:00	18:30	1.50	1.50	5.50	10	0.18
EEPSA	C T MALACAS	TG4		CON CARGA PARCIAL POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	10-Jun-03	00:00	10-Jun-03	00:00	23:00	24:00	1.00	1.00	6.00	10	0.12
EEPSA	C T MALACAS	TG4		A LAS 04:05 H DE 50 A 70 MW Y LAS 04:27 H DE 70 A 80 MW PARA LLENAR DUCTO DE GAS	11-Jun-03	00:00	11-Jun-03	00:00	17:00	24:00					
EEPSA	C T MALACAS	TG4		F/S POR ACTUACIÓN DE SU PROTECCIÓN CONTRA INCENDIO	12-Jun-03	22:29	12-Jun-03	00:00	22:29	24:00	1.52		7.00	80	
EEPSA	C T MALACAS	TG4		F/S POR ACTUACIÓN DE SU PROTECCIÓN CONTRA INCENDIO	13-Jun-03	00:00	12-Jun-03	02:04							
EEPSA	C T MALACAS	TG4	POR REQUERIMIENTO PROPIO SUSTENTADO		14-Jun-03	17:48	14-Jun-03	18:08	17:48	18:08					
EEPSA	C T MALACAS	TG4	POR REQUERIMIENTO PROPIO SUSTENTADO	PARA EVITAR VENTEO DE GAS	16-Jun-03	05:18	16-Jun-03	06:11							
EEPSA	C T MALACAS	TG4		A PIC Y A LAS 02:23 H OPERÓ CON 30 MW	17-Jun-03	00:00	17-Jun-03	02:48							
EEPSA	C T MALACAS	TG4	A MINIMA CARGA	CON 8.5 MW	17-Jun-03	02:48	17-Jun-03	04:33							
EEPSA	C T MALACAS	TG4	POR REQUERIMIENTO PROPIO SUSTENTADO	CON 30 MW PARA EVITAR VENTEO DE GAS	17-Jun-03	04:33	17-Jun-03	05:00							
EEPSA	C T MALACAS	TG4	A MINIMA CARGA	OPERÓ CON 8.0 MW	18-Jun-03	03:21	18-Jun-03	04:12							
EEPSA	C T MALACAS	TG4		DE 00:13 A 05:10 H DISMINUYÓ CARGA POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	19-Jun-03	00:00	19-Jun-03	00:00	17:00	24:00					
EEPSA	C T MALACAS	TG4		EN SISTEMA AISLADO, DEBIDO A MANTENIMIENTO DE LA L-236	20-Jun-03	07:03	20-Jun-03	16:37							
EEPSA	C T MALACAS	TG4			20-Jun-03	16:37	20-Jun-03	23:13	17:00	23:13					
EEPSA	C T MALACAS	TG4	POR REQUERIMIENTO PROPIO SUSTENTADO	A 30 MW, PARA EVITAR VENTEO DE GAS	20-Jun-03	23:13	20-Jun-03	00:00	23:13	24:00					
EEPSA	C T MALACAS	TG4	POR REQUERIMIENTO PROPIO SUSTENTADO	CON 30 MW, PARA EVITAR VENTEO DE GAS.	21-Jun-03	00:00	21-Jun-03	00:47							
EEPSA	C T MALACAS	TG4		EN SISTEMA AISLADO, DEBIDO A MANTENIMIENTO DE LA L-236	21-Jun-03	06:46	21-Jun-03	14:57							
EEPSA	C T MALACAS	TG4	POR REQUERIMIENTO PROPIO SUSTENTADO	PARA EVITAR VENTEO DE GAS	21-Jun-03	17:48	21-Jun-03	23:43	17:48	23:43					
EEPSA	C T MALACAS	TG4		EN SISTEMA AISLADO POR MANTENIMIENTO DE LA L-236	23-Jun-03	07:08	23-Jun-03	16:39							
EEPSA	C T MALACAS	TG4		EN SISTEMA AISLADO DEBIDO AL MANTENIMIENTO DE LA L-238 (PIURA OESTE CHICLAYO OEST)	24-Jun-03	07:01	24-Jun-03	16:33							
EEPSA	C T MALACAS	TG4		EN SISTEMA AISLADO, DEBIDO A MANTTO DE LA L-238	25-Jun-03	07:09	25-Jun-03	16:25							
EEPSA	C T MALACAS	TG4		CON 30 MW POR PROBLEMAS DE DISPONIBILIDAD DE GAS	26-Jun-03	00:00	26-Jun-03	07:27	00:00	07:27					
EEPSA	C T MALACAS	TG4	A MINIMA CARGA	CON 30 MW	28-Jun-03	17:15	28-Jun-03	18:48	17:00	18:48					
EEPSA	C T MALACAS	TG4	POR REQUERIMIENTO PROPIO SUSTENTADO	PARA EVITAR VENTEO DE GAS	29-Jun-03	18:48	29-Jun-03	20:00	18:48	20:00					
EEPSA	C T MALACAS	TG4	A MINIMA CARGA		30-Jun-03	05:29	30-Jun-03	05:47							
EEPSA	C T MALACAS	TG4		EN SISTEMA AISLADO POR MANTTO DE LA L-238	30-Jun-03	08:56	30-Jun-03	16:18							

Mes: Junio
 Dias: 30
 Indisponibles Programadas

		HIP	HP	HD prog
Malacas	TG1	0.00	210	210.00
Malacas	TG2	0.00	210	210.00
Malacas	TG3	0.00	210	210.00
Malacas	TGN4	0.00	210	210.00

Indisponibles Forzadas

		HIF	HP	HD prog
Malacas	TG1	0.00	210	210.00
Malacas	TG2	0.00	210	210.00
Malacas	TG3	0.00	210	210.00
Malacas	TGN4	1.52	210	208.34

Indisponibles Parcial

		HIParcial	HP	HD prog
Malacas	TG1	0.00	210	210.00
Malacas	TG2	0.00	210	210.00
Malacas	TG3	0.00	210	210.00
Malacas	TGN4	1.68	210	210.00

Horas de Operación de las unidades de la C. T. Malacas

Julio 2003

EMPRESA	CENTRAL	GRUPO	DESCRIPCION	OBSERVACIONES	Dia Inicio	Hora Inicio	Dia Final	Hora Final	Hora Punta Inicio	Hora Punta Final	Indisponible HNO	Indisponible Forzada 1040	Presencia HD	MW Restringido	Indisponible Parcial
EEPSA	C T MALACAS	TQ4	A MINIMA CARGA	CON 30 MW	1-Jul-03	3:52	1-Jul-03	5:00							
EEPSA	C T MALACAS	TQ4	A MINIMA CARGA	EN SISTEMA AISLADO POR MANTENIMIENTO DE LA L-238	1-Jul-03	6:51	1-Jul-03	18:31							
EEPSA	C T MALACAS	TQ4	A MINIMA CARGA	CON 8 MW	1-Jul-03	18:55	1-Jul-03	17:22	17:00	17:22					
EEPSA	C T MALACAS	TQ4	POR REQUERIMIENTO PROPIO SUSTENTADO	CON 30 MW PARA EVITAR VENITEO DE GAS A LAS 19:44 H CON 80 MW PARA EVITAR VENITEO DE GAS	1-Jul-03	17:22	1-Jul-03	0:00	17:22	00:00					
EEPSA	C T MALACAS	TQ4	POR REQUERIMIENTO PROPIO SUSTENTADO	PARA EVITAR VENITEO DE GAS	2-Jul-03	0:00	2-Jul-03	0:06							
EEPSA	C T MALACAS	TQ4	POR REQUERIMIENTO PROPIO SUSTENTADO	CON 25 MW PARA EVITAR VENITEO DE GAS	2-Jul-03	4:02	2-Jul-03	5:20							
EEPSA	C T MALACAS	TQ4	A MINIMA CARGA	EN SISTEMA AISLADO POR MANTENIMIENTO DE LA L-238	2-Jul-03	8:52	2-Jul-03	15:48							
EEPSA	C T MALACAS	TQ2	POR NECESIDAD DE KPF	OPERÓ LA TG-2 A COSTO DE LA TG-3	3-Jul-03	12:17	3-Jul-03	13:37							
EEPSA	C T MALACAS	TQ4	A MINIMA CARGA	EN SISTEMA AISLADO POR MANTENIMIENTO DE LA L-238	3-Jul-03	6:47	3-Jul-03	18:23							
EEPSA	C T MALACAS	TQ4	A MINIMA CARGA	OPERÓ CON 8 MW	3-Jul-03	17:36	3-Jul-03	18:07	17:36	18:07					
EEPSA	C T MALACAS	TQ4	POR REQUERIMIENTO PROPIO SUSTENTADO	OPERÓ CON 8 MW PARA EVITAR VENITEO DE GAS	3-Jul-03	18:07	3-Jul-03	0:00	18:07	00:00					
EEPSA	C T MALACAS	TQ4	A MINIMA CARGA	CON 8 MW	4-Jul-03	0:00	4-Jul-03	3:16							
EEPSA	C T MALACAS	TQ4	A MINIMA CARGA	EN SISTEMA AISLADO POR MANTENIMIENTO DE LA L-238	4-Jul-03	8:49	4-Jul-03	12:47							
EEPSA	C T MALACAS	TQ2	A MINIMA CARGA	OPERÓ A COSTO DE LA TG-3	5-Jul-03	18:14	5-Jul-03	22:33							
EEPSA	C T MALACAS	TQ2	A MINIMA CARGA	A LAS 22:33 H SAC INGRESO DE LA TG3 A COSTO DE LA TG2 PERO NO INGRESO POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	5-Jul-03	22:33	6-Jul-03	0:00	22:33	00:00	1.45	1.45	5.55	15	1.45
EEPSA	C T MALACAS	TQ3	A MINIMA CARGA	C PARCIAL POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	5-Jul-03	18:14	5-Jul-03	0:00	18:14	00:00	5.77	5.77	1.23	2.5	0.06
EEPSA	C T MALACAS	TQ4	A MINIMA CARGA	EN SISTEMA AISLADO POR MANTENIMIENTO DE LA L-234	5-Jul-03	8:41	6-Jul-03	18:03							
EEPSA	C T MALACAS	TQ2	A MINIMA CARGA	OPERÓ A COSTO DE LA TG-3	6-Jul-03	0:00	6-Jul-03	0:25							
EEPSA	C T MALACAS	TQ2	A MINIMA CARGA	OPERÓ A COSTO DE LA TG-3 ENIRE LAS 08:40	7-Jul-03	5:11	7-Jul-03	11:00							
EEPSA	C T MALACAS	TQ2	A MINIMA CARGA	SALIÓ DE SERVICIO POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	7-Jul-03	17:00	7-Jul-03	18:01	17:00	18:01	1.02	1.02	5.08	15	1.02
EEPSA	C T MALACAS	TQ2	A MINIMA CARGA	C PARCIAL POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	7-Jul-03	18:01	7-Jul-03	20:41	18:01	20:41	2.87	2.87	4.33	3.5	0.02
EEPSA	C T MALACAS	TQ2	A MINIMA CARGA	SALIÓ DE SERVICIO POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	7-Jul-03	21:40	7-Jul-03	20:41	20:41	00:00	3.32	3.32	3.68	15	3.32
EEPSA	C T MALACAS	TQ3	A MINIMA CARGA	C PARCIAL POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	7-Jul-03	18:14	7-Jul-03	0:00	18:01	00:00	5.08	5.08	1.02	4.7	1.87
EEPSA	C T MALACAS	TQ2	A MINIMA CARGA	F/S A LAS 23:22 POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	8-Jul-03	16:35	8-Jul-03	17:00							
EEPSA	C T MALACAS	TQ2	A MINIMA CARGA	C PARCIAL POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	8-Jul-03	17:00	8-Jul-03	23:22	17:00	23:22	8.37	8.37	0.83	2.9	1.23
EEPSA	C T MALACAS	TQ2	A MINIMA CARGA	F/S A LAS 23:22 POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	8-Jul-03	23:22	8-Jul-03	0:00	23:22	00:00	0.83	0.83	8.37	15	0.83
EEPSA	C T MALACAS	TQ3	A MINIMA CARGA	C PARCIAL POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	8-Jul-03	17:00	8-Jul-03	0:00	7:00	7:00	7.00	7.00	0.00	3	1.40
EEPSA	C T MALACAS	TQ2	A MINIMA CARGA	OPERÓ A COSTO DE LA TG-3 LA UNIDAD SAIÓ POR FALTA DE GAS	8-Jul-03	17:50	9-Jul-03	23:22	17:50	23:22	5.53	5.53	1.47	2.5	0.02
EEPSA	C T MALACAS	TQ3	A MINIMA CARGA	SALIÓ DE SERVICIO POR MENOR DISPONIBILIDAD	8-Jul-03	0:00	9-Jul-03	15:07							
EEPSA	C T MALACAS	TQ3	A MINIMA CARGA	SALIÓ DE SERVICIO POR MENOR DISPONIBILIDAD	8-Jul-03	17:50	9-Jul-03	23:22	17:50	23:22	5.53	5.53	1.47	3.1	1.14
EEPSA	C T MALACAS	TQ3	A MINIMA CARGA	SALIÓ DE SERVICIO POR MENOR DISPONIBILIDAD	9-Jul-03	23:22	9-Jul-03	0:00	23:22	00:00	0.83	0.83	6.37	15	0.83
EEPSA	C T MALACAS	TQ2	A MINIMA CARGA	SALIÓ DE SERVICIO POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	10-Jul-03	17:18	10-Jul-03	17:00							
EEPSA	C T MALACAS	TQ2	A MINIMA CARGA	C PARCIAL POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	10-Jul-03	17:00	10-Jul-03	23:30	17:00	23:30	8.50	6.50	0.50	3.5	1.52
EEPSA	C T MALACAS	TQ2	A MINIMA CARGA	F/S POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	10-Jul-03	23:30	10-Jul-03	0:00	23:30	00:00	0.50	0.50	6.50	15	0.50
EEPSA	C T MALACAS	TQ3	A MINIMA CARGA	F/S POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	10-Jul-03	17:00	10-Jul-03	0:00	17:00	00:00	7.00	7.00	0.00	3.2	1.49
EEPSA	C T MALACAS	TQ3	A MINIMA CARGA	F/S POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	11-Jul-03	17:00	11-Jul-03	0:00	17:00	00:00	7.00	7.00	0.00	3.1	1.45
EEPSA	C T MALACAS	TQ3	A MINIMA CARGA	F/S POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	12-Jul-03	17:00	12-Jul-03	0:00	17:00	00:00	7.00	7.00	0.00	2.8	1.31
EEPSA	C T MALACAS	TQ3	A MINIMA CARGA	F/S POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	13-Jul-03	17:00	13-Jul-03	0:00	17:00	00:00	7.00	7.00	0.00	3.8	1.77
EEPSA	C T MALACAS	TQ3	A MINIMA CARGA	F/S POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	14-Jul-03	17:00	14-Jul-03	0:00	17:00	00:00	7.00	7.00	0.00	3.4	1.58
EEPSA	C T MALACAS	TQ3	A MINIMA CARGA	F/S POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	15-Jul-03	17:00	15-Jul-03	0:00	17:00	00:00	7.00	7.00	0.00	3.9	1.82
EEPSA	C T MALACAS	TQ3	A MINIMA CARGA	F/S POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	16-Jul-03	17:00	16-Jul-03	0:00	17:00	00:00	7.00	7.00	0.00	4.4	2.05
EEPSA	C T MALACAS	TQ3	A MINIMA CARGA	F/S POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	17-Jul-03	17:00	17-Jul-03	0:00	17:00	00:00	7.00	7.00	0.00	3.4	1.59
EEPSA	C T MALACAS	TQ3	A MINIMA CARGA	F/S POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	18-Jul-03	17:00	18-Jul-03	0:00	17:00	00:00	7.00	7.00	0.00	3.6	1.68
EEPSA	C T MALACAS	TQ3	A MINIMA CARGA	F/S POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	19-Jul-03	17:00	19-Jul-03	0:00	17:00	00:00	7.00	7.00	0.00	3.5	1.63
EEPSA	C T MALACAS	TQ3	A MINIMA CARGA	F/S POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	20-Jul-03	17:00	20-Jul-03	0:00	17:00	00:00	7.00	7.00	0.00	3.1	1.45
EEPSA	C T MALACAS	TQ3	A MINIMA CARGA	F/S POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	21-Jul-03	17:00	21-Jul-03	0:00	17:00	00:00	7.00	7.00	0.00	3	1.40
EEPSA	C T MALACAS	TQ3	A MINIMA CARGA	F/S POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	22-Jul-03	17:00	22-Jul-03	0:00	17:00	00:00	7.00	7.00	0.00	3.1	1.45
EEPSA	C T MALACAS	TQ3	A MINIMA CARGA	F/S POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	23-Jul-03	17:00	23-Jul-03	17:30	17:00	17:30	0.50	0.50	6.50	3.6	0.12
EEPSA	C T MALACAS	TQ3	A MINIMA CARGA	F/S POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	23-Jul-03	18:30	23-Jul-03	0:00	18:30	00:00	5.50	5.50	1.50	2.9	1.06
EEPSA	C T MALACAS	TQ2	A MINIMA CARGA	DE 00:00 A 12:15 H Y DE 21:19 A 24:00 H NO OPERÓ POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	11-Jul-03	12:15	11-Jul-03	17:00							
EEPSA	C T MALACAS	TQ2	A MINIMA CARGA	C PARCIAL POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	11-Jul-03	17:00	11-Jul-03	21:19	17:00	21:19	4.32	4.32	2.88	3.1	0.89
EEPSA	C T MALACAS	TQ2	A MINIMA CARGA	F/S POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	11-Jul-03	21:19	11-Jul-03	0:00	21:19	00:00	2.68	2.68	4.32	15	2.68
EEPSA	C T MALACAS	TQ3	A MINIMA CARGA	LIMITADO EN PROMEDIO CON 12.2 MW POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	12-Jul-03	0:00	12-Jul-03	0:00	17:00	00:00	7.00	7.00	0.00	2.5	1.17
EEPSA	C T MALACAS	TQ2	A MINIMA CARGA	F/S POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	12-Jul-03	17:00	12-Jul-03	0:00	17:00	00:00	7.00	7.00	0.00	15	7.00
EEPSA	C T MALACAS	TQ2	A MINIMA CARGA	DEJÓ DE OPERAR DE 00:00 A 00:28 Y DE 15:05 A 24:00 H POR LIMITACIÓN DE GAS	13-Jul-03	9:28	13-Jul-03	15:05							
EEPSA	C T MALACAS	TQ2	A MINIMA CARGA	F/S POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	13-Jul-03	17:00	13-Jul-03	0:00	17:00	00:00	7.00	7.00	0.00	15	7.00
EEPSA	C T MALACAS	TQ2	A MINIMA CARGA	F/S POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	14-Jul-03	18:08	14-Jul-03	22:18	18:08	22:18	4.17	4.17	2.83	3	0.73
EEPSA	C T MALACAS	TQ2	A MINIMA CARGA	F/S POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	14-Jul-03	22:18	14-Jul-03	0:00	22:18	00:00	1.70	1.70	5.30	15	1.70
EEPSA	C T MALACAS	TQ2	A MINIMA CARGA	F/S POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	15-Jul-03	17:00	15-Jul-03	20:42	17:00	20:42	3.70	3.70	3.30	3.8	0.84
EEPSA	C T MALACAS	TQ2	A MINIMA CARGA	F/S POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	15-Jul-03	20:42	15-Jul-03	0:00	20:42	00:00	3.30	3.30	3.70	15	3.30
EEPSA	C T MALACAS	TQ2	A MINIMA CARGA	F/S POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	16-Jul-03	17:35	16-Jul-03	21:40	17:35	21:40	4.08	4.08	2.92	3.8	1.03
EEPSA	C T MALACAS	TQ2	A MINIMA CARGA	F/S POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	16-Jul-03	21:40	16-Jul-03	0:00	21:40	00:00	2.33	2.33	4.67	15	2.33
EEPSA	C T MALACAS	TQ2	A MINIMA CARGA	F/S POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	17-Jul-03	17:00	17-Jul-03	0:00	17:00	00:00	7.00	7.00	0.00	15	7.00
EEPSA	C T MALACAS	TQ2	A MINIMA CARGA	F/S POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	18-Jul-03	17:00	18-Jul-03	0:00	17:00	00:00	7.00	7.00	0.00	15	7.00
EEPSA	C T MALACAS	TQ2	A MINIMA CARGA	F/S POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	19-Jul-03	17:00	19-Jul-03	0:00	17:00	00:00	7.00	7.00	0.00	15	7.00
EEPSA	C T MALACAS	TQ2	A MINIMA CARGA	F/S POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	20-Jul-03	17:00	20-Jul-03	0:00	17:00	00:00	7.00	7.00	0.00	15	7.00
EEPSA	C T MALACAS	TQ2	A MINIMA CARGA	F/S POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	21-Jul-03	17:00	21-Jul-03	21:34	17:00	21:34	4.57	4.57	2.43	2.5	0.78
EEPSA	C T MALACAS	TQ2	A MINIMA CARGA	F/S POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	21-Jul-03	21:34	21-Jul-03	0:00	21:34	00:00	2.43	2.43	4.57	15	2.43
EEPSA	C T MALACAS	TQ2	A MINIMA CARGA	F/S POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	22-Jul-03	17:00	22-Jul-03	0:00	17:00	00:00	7.00	7.00	0.00	15	7.00

Horas de Operación de las unidades de la C. T. Malacas

Julio 2003

EMPRESA	CENTRAL	GRUPO	DESCRIPCION	OBSERVACIONES	Dia Inicio	Hora Inicio	Dia Final	Hora Final	Hora Punta Inicio	Hora Punta Final	InDisponible HND	InDisponible Forzada HND	Presencia HD	MW Restringido	InDisponible Parcial
EEPSA	CT MALACAS	TG2		F/S POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	23-Jul-03	17:00	23-Jul-03	0:00	17:00	00:00	7:00	7:00	0:00	15	7:00
EEPSA	CT MALACAS	TG2		F/S POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	24-Jul-03	21:40	24-Jul-03	0:00	21:40	00:00	2:33	2:33	4:87	15	2:33
EEPSA	CT MALACAS	TG2		F/S POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	25-Jul-03	17:00	25-Jul-03	17:15	17:00	17:15	0:25	0:25	6:75	15	0:25
EEPSA	CT MALACAS	TG2		F/S POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	25-Jul-03	17:16	25-Jul-03	19:38	17:15	19:38	2:38	2:38	4:62	3:1	0:49
EEPSA	CT MALACAS	TG2		F/S POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	25-Jul-03	19:38	26-Jul-03	0:00	19:38	00:00	4:37	4:37	2:63	15	4:37
EEPSA	CT MALACAS	TG2		F/S POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	26-Jul-03	17:00	26-Jul-03	18:15	17:00	18:15	1:25	1:25	5:75	15	1:25
EEPSA	CT MALACAS	TG2		F/S POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	26-Jul-03	18:16	26-Jul-03	20:42	18:15	20:42	2:45	2:45	4:55	3:1	0:51
EEPSA	CT MALACAS	TG2		F/S POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	26-Jul-03	20:42	26-Jul-03	23:28	20:42	23:28	2:77	2:77	4:23	15	2:77
EEPSA	CT MALACAS	TG2		F/S POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	30-Jul-03	18:08	30-Jul-03	0:00	18:08	00:00	5:00	5:00	1:10	15	5:00
EEPSA	CT MALACAS	TG2		F/S POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	31-Jul-03	21:05	31-Jul-03	0:00	21:05	00:00	2:92	2:92	4:08	15	2:92
EEPSA	CT MALACAS	TG3	A MINIMA CARGA		14-Jul-03	3:33	14-Jul-03	4:08							
EEPSA	CT MALACAS	TG3	A MINIMA CARGA		20-Jul-03	14:14	20-Jul-03	18:26	17:00	18:26					
EEPSA	CT MALACAS	TG3		DE 00:00 A 19:00 CON 12.2 MW POR MENOR EFICIENCIA TECNICA	23-Jul-03	0:00	23-Jul-03	0:00	17:00	00:00					
EEPSA	CT MALACAS	TG4		CON 40 MW PARA EVITAR SOBRECARGA EN LA L-216	27-Jul-03	7:07	27-Jul-03	7:00							
EEPSA	CT MALACAS	TG4		CON 40 MW PARA EVITAR SOBRECARGA EN LA L-224	27-Jul-03	7:00	27-Jul-03	11:14							
EEPSA	CT MALACAS	TG4	A MINIMA CARGA	DE 00:05 A 00:31 H CON 30 MW Y DE 00:31 A 00:48 H CON 8 MW	28-Jul-03	0:05	28-Jul-03	0:48							
EEPSA	CT MALACAS	TG4		PARA EVITAR SOBRECARGA DE LAS LINEAS L-216 Y L-224	28-Jul-03	0:00	28-Jul-03	0:12							

Mes: Julio

Dias: 31

InDisponibles Programados

		HIP	HP	HD prog
Malacas	TG1	0:00	217	217:00
Malacas	TG2	0:00	217	217:00
Malacas	TG3	0:00	217	217:00
Malacas	TGN4	0:00	217	217:00

InDisponibles Forzados

		HIF	HP	HD prog
Malacas	TG1	0:00	217	217:00
Malacas	TG2	2:08	217	214:91
Malacas	TG3	0:00	217	217:00
Malacas	TGN4	0:00	217	217:00

InDisponibles Parcial+ EC1

		HIParcial	HP	HD prog
Total	Malacas TG1	0:00	217	217:00
141:88	Malacas TG2	103:98	217	113:02
	Malacas TG3	27:87	217	189:13
	Malacas TGN4	0:00	217	217:00

Horas de Operación de las unidades de la C. T. Malacas
Agosto 2003

EMPRESA	CENTRAL	GRUPO	DESCRIPCION	OBSERVACIONES	Día Inicio	Hora Inicio	Día Final	Hora Final	Hora Punta Inicio	Hora Punta Final	Indisponible HVD	Indisponible Forzada HMD	Presencia MD	MW Restringido	Indisponible Parcial
EEPSA	CT MALACAS	TG1		A COSTO DE LA UNIDAD TG-2 POR REQUERIMIENTO DE EEPSA FUERA DE SERVICIO POR LIMITE	1-Ago-03	12 12	1-Ago-03	17 48							
EEPSA	CT MALACAS	TG2		C/P POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	1-Ago-03	17 00	1-Ago-03	17 48	17 00	17 48	0 77	0 77	5 23	2 36	0 15
EEPSA	CT MALACAS	TG2		C/P POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	1-Ago-03	17 48	1-Ago-03	23 00	17 48	23 00	5 23	5 23	0 77	15	5 23
EEPSA	CT MALACAS	TG2		OPERÓ LA TG2 A COSTO DE LA TG3	2-Ago-03	18 51	2-Ago-03	19 08							
EEPSA	CT MALACAS	TG2	A MINIMA CARGA	OPERÓ LA TG2 A COSTO DE LA TG3	2-Ago-03	19 08	2-Ago-03	22 52							
EEPSA	CT MALACAS	TG3		F/S POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	2-Ago-03	00 00	2-Ago-03	18 11							
EEPSA	CT MALACAS	TG3		F/S POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	2-Ago-03	17 00	2-Ago-03	18 51	17 00	18 51	1 85	1 85	4 15	15	1 85
EEPSA	CT MALACAS	TG4		DE 10 58 A 18 14 H LIMITADO PARA EVITAR SOBRECARGA DE LA L-215	3-Ago-03	00 00	3-Ago-03	18 14							
EEPSA	CT MALACAS	TG4	POR REQUERIMIENTO PROPIO SUSTENTADO	PARA EVITAR VENTEO DE GAS	3-Ago-03	16 14	3-Ago-03	19 00							
EEPSA	CT MALACAS	TG2		F/S POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	4-Ago-03	18 05	4-Ago-03	23 00	18 05	23 00	4 92	4 92	1 08	15	4 92
EEPSA	CT MALACAS	TG2		F/S POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	5-Ago-03	21 44	5-Ago-03	23 00	21 44	23 00	1 27	1 27	4 73	15	1 27
EEPSA	CT MALACAS	TG2		F/S POR LIMITACIÓN DE GAS	7-Ago-03	00 00	7-Ago-03	01 39							
EEPSA	CT MALACAS	TG2		F/S POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	7-Ago-03	17 00	7-Ago-03	18 04	17 00	18 04	1 07	1 07	4 93	15	1 07
EEPSA	CT MALACAS	TG2		F/S POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	7-Ago-03	22 04	7-Ago-03	23 00	22 04	23 00	0 93	0 93	5 07	15	0 93
EEPSA	CT MALACAS	TG2		F/S POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	8-Ago-03	19 32	8-Ago-03	23 00	19 32	23 00	3 47	3 47	2 53	15	3 47
EEPSA	CT MALACAS	TG2		F/S POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	8-Ago-03	20 41	8-Ago-03	23 00	20 41	23 00	2 32	2 32	3 68	15	2 32
EEPSA	CT MALACAS	TG4		A PLENA CARGA DE 04 20 A 08 40 H PARA EVITAR SOBRECARGA DE LA L-224 Y DE 08 40 A 13 01	10-Ago-03	00 00	10-Ago-03	13 01							
EEPSA	CT MALACAS	TG4	POR REQUERIMIENTO PROPIO SUSTENTADO	PARA EVITAR VENTEO SE COORDINÓ BAJAR A MINIMA CARGA (8 MW)	10-Ago-03	13 01	10-Ago-03	17 50							
EEPSA	CT MALACAS	TG4	A MINIMACARGA		10-Ago-03	21 21	10-Ago-03	21 48							
EEPSA	CT MALACAS	TG4		A CARGAS PARCIALES PARA EVITAR SOBRECARGA EN LA L-215	10-Ago-03	21 48	11-Ago-03	00 00							
EEPSA	CT MALACAS	TG2		F/S POR LIMITACIÓN DE GAS	11-Ago-03	13 03	11-Ago-03	21 13							
EEPSA	CT MALACAS	TG2		F/S POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	11-Ago-03	21 13	11-Ago-03	23 00	21 13	23 00	1 78	1 78	4 22	15	1 78
EEPSA	CT MALACAS	TG2		F/S POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	12-Ago-03	17 00	12-Ago-03	23 00	17 00	23 00	8 00	8 00	0 00	15	8 00
EEPSA	CT MALACAS	TG2		F/S POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	13-Ago-03	17 00	13-Ago-03	23 00	17 00	23 00	8 00	8 00	0 00	15	8 00
EEPSA	CT MALACAS	TG2		F/S POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	14-Ago-03	17 00	14-Ago-03	17 39	17 00	17 39	0 85	0 85	5 35	15	0 85
EEPSA	CT MALACAS	TG2		F/S POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	14-Ago-03	22 38	14-Ago-03	23 00	22 38	23 00	0 40	0 40	5 80	15	0 40
EEPSA	CT MALACAS	TG2		F/S POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	15-Ago-03	20 10	15-Ago-03	23 00	20 10	23 00	2 83	2 83	3 17	15	2 83
EEPSA	CT MALACAS	TG2		F/S POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	16-Ago-03	20 38	16-Ago-03	23 00	20 38	23 00	2 40	2 40	3 80	15	2 40
EEPSA	CT MALACAS	TG4		DE 01 43 A 02 48 H CON 30 MW PARA EVITAR SOBRECARGA DE LA L-215	11-Ago-03	00 00	11-Ago-03	02 48							
EEPSA	CT MALACAS	TG4	A MINIMA CARGA	SE COORDINÓ BAJAR A 8 MW POR REQUERIMIENTO OPERÓ CON 25 MW	11-Ago-03	02 48	11-Ago-03	05 14							
EEPSA	CT MALACAS	TG4		DE 05 14 A 06 52 H CON 40 MW PARA EVITAR SOBRECARGA EN LA L-215 A LAS 05 33 H SUBIO A	11-Ago-03	05 14	12-Ago-03	00 00							
EEPSA	CT MALACAS	TG1		OPERÓ A COSTO DE LA TG-2	14-Ago-03	17 39	14-Ago-03	22 38							
EEPSA	CT MALACAS	TG4	EN SISTEMA AISLADO	DEBIDO AL MANTENIMIENTO DE LA L-234	14-Ago-03	07 08	14-Ago-03	18 11							
EEPSA	CT MALACAS	TG1		A COSTO DE LA TG2. F/S POR LIMITACIÓN DE GAS	15-Ago-03	18 25	15-Ago-03	20 10							
EEPSA	CT MALACAS	TG3	EN SISTEMA AISLADO	MANTTO DE LA L-234	15-Ago-03	08 14	15-Ago-03	15 41							
EEPSA	CT MALACAS	TG4	EN SISTEMA AISLADO	MANTTO DE LA L-234	15-Ago-03	00 14	15-Ago-03	15 41							
EEPSA	CT MALACAS	TG1		F/S POR LIMITACIÓN DE GAS	16-Ago-03	16 51	16-Ago-03	20 38							
EEPSA	CT MALACAS	TG3	EN SISTEMA AISLADO	POR MANTTO DE LA L-234	16-Ago-03	08 08	16-Ago-03	15 51							
EEPSA	CT MALACAS	TG4	EN SISTEMA AISLADO	SE PARÓ PARA COMPRIMIR GAS PARA OPERAR CON LAS DOS UNIDADES DURANTE EL SISTEMA	16-Ago-03	15 51	16-Ago-03	21 34							
EEPSA	CT MALACAS	TG4	EN SISTEMA AISLADO	POR MANTTO DE LA L-234	16-Ago-03	08 04	16-Ago-03	15 51							
EEPSA	CT MALACAS	TG1	EN SISTEMA AISLADO		17-Ago-03	06 15	17-Ago-03	18 53							
EEPSA	CT MALACAS	TG3	EN SISTEMA AISLADO	DEBIDO A MANTENIMIENTO DE LA L-215	17-Ago-03	06 15	17-Ago-03	19 59							
EEPSA	CT MALACAS	TG4	EN SISTEMA AISLADO	DEBIDO A MANTENIMIENTO DE LA L-215	17-Ago-03	06 51	17-Ago-03	19 59							
EEPSA	CT MALACAS	TG2	Mantenimiento Programado	Inspeccion de Combustor	17-Ago-03	08 00	17-Ago-03	00 00	17 00	23 00	8 00	8 00	8 00	15	
EEPSA	CT MALACAS	TG2	Mantenimiento Programado	Inspeccion de Combustor	18-Ago-03	00 00	18-Ago-03	00 00	17 00	23 00	8 00	8 00	8 00	15	
EEPSA	CT MALACAS	TG2	Mantenimiento Programado	Inspeccion de Combustor	19-Ago-03	00 00	19-Ago-03	00 00	17 00	23 00	8 00	8 00	8 00	15	
EEPSA	CT MALACAS	TG2	Mantenimiento Programado	Inspeccion de Combustor	20-Ago-03	00 00	20-Ago-03	00 00	17 00	23 00	8 00	8 00	8 00	15	
EEPSA	CT MALACAS	TG2	Mantenimiento Programado	Inspeccion de Combustor	21-Ago-03	00 00	21-Ago-03	00 00	17 00	23 00	8 00	8 00	8 00	15	
EEPSA	CT MALACAS	TG2	Mantenimiento Programado	Inspeccion de Combustor	22-Ago-03	00 00	22-Ago-03	10 51							
EEPSA	CT MALACAS	TG3	A MINIMA CARGA		18-Ago-03	02 27	18-Ago-03	04 53							
EEPSA	CT MALACAS	TG3	EN SISTEMA AISLADO	DEBIDO A MANTENIMIENTO DE LA L-234	18-Ago-03	07 03	18-Ago-03	18 31							
EEPSA	CT MALACAS	TG4	EN SISTEMA AISLADO	DEBIDO A MANTENIMIENTO DE LA L-234	18-Ago-03	07 03	18-Ago-03	18 31							
EEPSA	CT MALACAS	TG3	EN SISTEMA AISLADO	DEBIDO A MANTENIMIENTO DE LA L-234	18-Ago-03	07 58	18-Ago-03	15 31							
EEPSA	CT MALACAS	TG4	EN SISTEMA AISLADO	DEBIDO A MANTENIMIENTO DE LA L-234	18-Ago-03	07 58	18-Ago-03	15 31							
EEPSA	CT MALACAS	TG1		F/S POR LIMITACIÓN DE GAS	20-Ago-03	00 00	20-Ago-03	00 38							
EEPSA	CT MALACAS	TG3	EN SISTEMA AISLADO	POR MANTTO DE LA L-234	20-Ago-03	07 55	20-Ago-03	19 30							
EEPSA	CT MALACAS	TG4	EN SISTEMA AISLADO	POR MANTTO DE LA L-234	20-Ago-03	07 55	20-Ago-03	19 30							
EEPSA	CT MALACAS	TG1		F/S POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	21-Ago-03	00 00	21-Ago-03	04 35							
EEPSA	CT MALACAS	TG1		F/S POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	21-Ago-03	18 04	21-Ago-03	20 38							
EEPSA	CT MALACAS	TG3	EN SISTEMA AISLADO	DEBIDO A MANTTO DE LA L-234	21-Ago-03	07 51	21-Ago-03	15 25							
EEPSA	CT MALACAS	TG4	EN SISTEMA AISLADO	DEBIDO A MANTTO DE LA L-234	21-Ago-03	07 51	21-Ago-03	15 25							
EEPSA	CT MALACAS	TG2		F/S POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	21-Ago-03	20 38	21-Ago-03	23 00	20 38	23 00	2 40	2 40	3 80	15	2 40
EEPSA	CT MALACAS	TG2		F/S POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	22-Ago-03	17 00	22-Ago-03	18 32	17 00	18 32	1 53	1 53	4 47	15	1 53
EEPSA	CT MALACAS	TG2		F/S POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	22-Ago-03	21 37	22-Ago-03	23 00	21 37	23 00	1 38	1 38	4 82	15	1 38
EEPSA	CT MALACAS	TG2		F/S POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	23-Ago-03	19 00	23-Ago-03	19 45	19 00	19 45	0 75	0 75	5 25	3 43	0 17
EEPSA	CT MALACAS	TG3	EN SISTEMA AISLADO	DEBIDO A MANTENIMIENTO DE LA L-234	22-Ago-03	07 42	22-Ago-03	15 24							
EEPSA	CT MALACAS	TG4	EN SISTEMA AISLADO	DEBIDO A MANTENIMIENTO DE LA L-234	22-Ago-03	07 42	22-Ago-03	15 24							
EEPSA	CT MALACAS	TG3	A MINIMA CARGA	EN SISTEMA AISLADO POR MANTTO DE LA L-234 (GUADALUPE - TRUJILLO NORTE)	23-Ago-03	07 53	23-Ago-03	14 46							
EEPSA	CT MALACAS	TG4	EN SISTEMA AISLADO	POR MANTTO DE LA L-234	23-Ago-03	07 53	23-Ago-03	14 46							
EEPSA	CT MALACAS	TG4	EN SISTEMA AISLADO	DEBIDO A MANTENIMIENTO DE LA L-238	24-Ago-03	07 40	24-Ago-03	14 49							

Horas de Operación de las unidades de la C. T. Malacas
 Agosto 2003

EMPRESA	CENTRAL	GRUPO	DESCRIPCION	OBSERVACIONES	Dia Inicio	Hora Inicio	Dia Final	Hora Final	Hora Punta Inicio	Hora Punta Final	Indisponible HND	Indisponible Forzada HND	Presencia HD	MW Restringido	Indisponible Parcial
EEPSA	C.T. MALACAS	TG4	A MINIMA CARGA	SE ORDENÓ BAJAR A 30 MW	24-Ago-03	14:53	24-Ago-03	18:10							
EEPSA	C.T. MALACAS	TG4	POR LIMITACION DE TRANSMISION	CON 30 MW PARA EVITAR SOBRECARGA DE LA L-215. A LAS 04:33 EEPSA SOLICITÓ SUBIR A 50	25-Ago-03	01:12	25-Ago-03	05:22							
EEPSA	C.T. MALACAS	TG4	EN SISTEMA AISLADO		26-Ago-03	08:08	25-Ago-03	15:53							
EEPSA	C.T. MALACAS	TG4	EN SISTEMA AISLADO	DEBIDO A MANTENIMIENTO DE LA L-238	26-Ago-03	08:03	26-Ago-03	16:15							
EEPSA	C.T. MALACAS	TG4	EN SISTEMA AISLADO	DEBIDO A MANTENIMIENTO DE LA L-238	27-Ago-03	08:07	27-Ago-03	16:40							
EEPSA	C.T. MALACAS	TG2		F/S POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS.	27-Ago-03	17:00	27-Ago-03	17:13	17:00	17:13	0.22	0.22	5.78	15	0.22
EEPSA	C.T. MALACAS	TG2		F/S POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS.	28-Ago-03	17:00	28-Ago-03	18:01	17:00	18:01	1.02	1.02	4.98	15	1.02
EEPSA	C.T. MALACAS	TG2		F/S POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS.	29-Ago-03	17:00	29-Ago-03	17:07	17:00	17:07	0.12	0.12	5.88	15	0.12
EEPSA	C.T. MALACAS	TG4	EN SISTEMA AISLADO	POR MANTTO DE LA L-238	28-Ago-03	08:03	28-Ago-03	16:02							
EEPSA	C.T. MALACAS	TG4	EN SISTEMA AISLADO		29-Ago-03	07:58	29-Ago-03	16:09							
EEPSA	C.T. MALACAS	TG4	EN SISTEMA AISLADO		30-Ago-03	08:08	30-Ago-03	14:48							
EEPSA	C.T. MALACAS	TG2	A MINIMA CARGA		31-Ago-03	08:20	31-Ago-03	08:49							
EEPSA	C.T. MALACAS	TG2	EN SISTEMA AISLADO	POR MANTENIMIENTO DE LA L-215	31-Ago-03	08:49	31-Ago-03	12:41							
EEPSA	C.T. MALACAS	TG3	A MINIMA CARGA		31-Ago-03	05:53	31-Ago-03	08:48							
EEPSA	C.T. MALACAS	TG3	EN SISTEMA AISLADO	POR MANTENIMIENTO DE LA L-215	31-Ago-03	08:48	31-Ago-03	13:37							
EEPSA	C.T. MALACAS	TG4	POR LIMITACION DE TRANSMISION	OPERÓ CON 50 MW POR SOBRECARGA DE LA L-215 (125 MW)	31-Ago-03	04:03	31-Ago-03	05:53							
EEPSA	C.T. MALACAS	TG4	EN SISTEMA AISLADO	POR MANTENIMIENTO DE LA L-215	31-Ago-03	08:48	31-Ago-03	17:25							
EEPSA	C.T. MALACAS	TG4	A MINIMA CARGA	CON 30 MW	31-Ago-03	17:25	31-Ago-03	18:44							
EEPSA	C.T. MALACAS	TG4	POR LIMITACION DE TRANSMISION	CON 50 MW POR SOBRECARGA EN LA L-215	31-Ago-03	21:40	1-Sep-03	00:00							

Mes: Agosto

Días: 31

Indisponibles Programados

		HIP	HP	HD prog
Malacas	TG1	0.00	188	188.00
Malacas	TG2	30.00	188	158.00
Malacas	TG3	0.00	188	188.00
Malacas	TGN4	0.00	188	188.00

Indisponibles Forzadas, Fortuita

		HIF	HP	HD prog
Malacas	TG1	0.00	188	188.00
Malacas	TG2	0.00	188	188.00
Malacas	TG3	0.00	188	188.00
Malacas	TGN4	0.00	188	188.00

Indisponibles Parcial* FCI

		HIParcial	HP	HD prog
Malacas	TG1	0.00	188	188.00
Malacas	TG2	48.28	188	139.74
Malacas	TG3	1.85	188	184.15
Malacas	TGN4	0.00	188	188.00

Horas de Operación de las unidades de la C. T. Malacas
Setiembre 2003

EMPRESA	CENTRAL	GRUPO	DESCRIPCION	OBSERVACIONES	Dia Inicio	Hora Inicio	Dia Final	Hora Final	Hora Punta Inicio	Hora Punta Final	Indisponible HD	Indisponible Forzada HD	Presencia HD	MW Restringido	Indisponible Parcial
EEPSA	CT MALACAS	TG2		C / P POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	1-Ago-03	17 00	1-Ago-03	18 14	17 00	18 14	1 23	1 23	4 77	15	1 23
EEPSA	CT MALACAS	TG3		C / P POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	1-Ago-03	17 18	1-Ago-03	18 14	17 18	18 14	0 03	0 03	5 07	15	0 03
EEPSA	CT MALACAS	TG4	POR LIMITACION DE TRANSMISION	OPERÓ A CARGAS PARCIALES PARA EVITAR SOBRECARGA DE LA L-215	1-Sep-03	00 00	1-Sep-03	05 40							
EEPSA	CT MALACAS	TG4		A LAS 22 31 H CON 50 MW POR DESPACHO	1-Sep-03	05 40	2-Sep-03	00 00							
EEPSA	CT MALACAS	TG2		C / P POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	4-Sep-03	17 00	4-Sep-03	23 00	17 00	23 00	8 00	8 00	0 00	15	6 00
EEPSA	CT MALACAS	TG2		C / P POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	5-Sep-03	17 00	5-Sep-03	23 00	17 00	23 00	8 00	8 00	0 00	15	6 00
EEPSA	CT MALACAS	TG2		C / P POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	6-Sep-03	17 00	6-Sep-03	23 00	17 00	23 00	8 00	8 00	0 00	15	6 00
EEPSA	CT MALACAS	TG3	POR REQUERIMIENTO PROPIO SUSTENTADO	SE ORDENÓ BAJAR A MINIMA CARGA 6 MW, PERO NO PUDO BAJAR DEBIDO A PROBLEMAS EN	8-Sep-03	02 13	8-Sep-03	03 11							
EEPSA	CT MALACAS	TG3	A MINIMA CARGA		8-Sep-03	03 11	8-Sep-03	06 07							
EEPSA	CT MALACAS	TG3		SALIÓ DE SERVICIO POR FALLA	8-Sep-03	05 07	8-Sep-03	20 09							
EEPSA	CT MALACAS	TG2		C / P POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	8-Sep-03	17 07	8-Sep-03	17 57	17 07	17 57	0 83	0 83	5 17	15	0 83
EEPSA	CT MALACAS	TG3		C / P POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	8-Sep-03	18 15	8-Sep-03	19 00	18 15	19 00	0 75	0 75	5 25	2 5	0 13
EEPSA	CT MALACAS	TG4	POR REQUERIMIENTO PROPIO SUSTENTADO	NO PUDO BAJAR SU CARGA A 80 MW DEBIDO A PROBLEMAS EN EL ALMACENAMIENTO DE GAS	8-Sep-03	02 20	8-Sep-03	03 11							
EEPSA	CT MALACAS	TG3		RECIENTE INGRESA POR TIEMPO MINIMO ENTRE ARRANQUES SUCESIVOS	8-Sep-03	02 48	10-Sep-03	00 00							
EEPSA	CT MALACAS	TG2		C / P POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	8-Sep-03	17 38	9-Sep-03	23 00	17 38	23 00	5 37	5 37	0 83	15	5 37
EEPSA	CT MALACAS	TG3		C / P POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	9-Sep-03	20 30	9-Sep-03	21 00	20 30	21 00	0 50	0 50	5 50	3 1	0 10
EEPSA	CT MALACAS	TG2		C / P POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	10-Sep-03	17 00	10-Sep-03	23 00	17 00	23 00	8 00	8 00	0 00	15	6 00
EEPSA	CT MALACAS	TQ2		C / P POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	15-Sep-03	20 37	15-Sep-03	23 00	20 37	23 00	2 38	2 38	3 62	15	2 38
EEPSA	CT MALACAS	TQ2		C / P POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	16-Sep-03	18 14	16-Sep-03	23 00	18 14	23 00	4 77	4 77	1 23	15	4 77
EEPSA	CT MALACAS	TG3		C / P POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	16-Sep-03	21 30	16-Sep-03	22 15	21 30	22 15	0 75	0 75	5 25	2 7	0 14
EEPSA	CT MALACAS	TG2		C / P POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	17-Sep-03	17 00	17-Sep-03	23 00	17 00	23 00	8 00	8 00	0 00	15	6 00
EEPSA	CT MALACAS	TQ2		C / P POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	18-Sep-03	17 00	18-Sep-03	23 00	17 00	23 00	8 00	8 00	0 00	15	6 00
EEPSA	CT MALACAS	TG1		OPERÓ A COSTO DE LA TG-2 PARA IGUALAR HORAS DE OPERACIÓN	19-Sep-03	08 31	19-Sep-03	19 34							
EEPSA	CT MALACAS	TG2		C / P POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	19-Sep-03	19 34	19-Sep-03	23 00	19 34	23 00	3 43	3 43	2 57	15	3 43
EEPSA	CT MALACAS	TG2		C / P POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	20-Sep-03	17 00	20-Sep-03	23 00	17 00	23 00	8 00	8 00	0 00	15	6 00
EEPSA	CT MALACAS	TG3		C / P POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	20-Sep-03	17 00	20-Sep-03	18 00	17 00	18 00	1 00	1 00	5 00	2 7	0 18
EEPSA	CT MALACAS	TG2		C / P POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	21-Sep-03	17 00	21-Sep-03	23 00	17 00	23 00	8 00	8 00	0 00	15	6 00
EEPSA	CT MALACAS	TG3	EN SISTEMA AISLADO	DEBIDO AL MANTENIMIENTO DE LA L-215 DE 12 32 A 18 57 H OPERÓ CON CARGA MINIMA	21-Sep-03	05 49	21-Sep-03	18 00							
EEPSA	CT MALACAS	TG4	EN SISTEMA AISLADO	DEBIDO AL MANTENIMIENTO DE LA L-215	21-Sep-03	05 49	21-Sep-03	18 00							
EEPSA	CT MALACAS	TG2		C / P POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	22-Sep-03	20 30	22-Sep-03	21 00	20 30	21 00	0 50	0 50	5 50	2 7	0 09
EEPSA	CT MALACAS	TG2		F/S POR LIMITACIÓN DE GAS	22-Sep-03	18 51	22-Sep-03	22 03							
EEPSA	CT MALACAS	TG2		C / P POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	22-Sep-03	22 03	22-Sep-03	23 00	22 03	23 00	0 95	0 95	5 05	15	0 95
EEPSA	CT MALACAS	TG3		F/S POR CAUSA EXTERNA	23-Sep-03	06 00	23-Sep-03	03 50							
EEPSA	CT MALACAS	TG2		C / P POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	23-Sep-03	19 08	23-Sep-03	23 00	19 08	23 00	3 85	3 85	2 15	15	3 85
EEPSA	CT MALACAS	TG2		C / P POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	24-Sep-03	22 14	24-Sep-03	23 00	22 14	23 00	0 77	0 77	5 23	15	0 77
EEPSA	CT MALACAS	TG2		C / P POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	25-Sep-03	18 30	25-Sep-03	21 15	19 30	21 15	1 75	1 75	4 25	2 8	0 33
EEPSA	CT MALACAS	TG2		C / P POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	25-Sep-03	21 44	25-Sep-03	23 00	21 44	23 00	1 27	1 27	4 73	15	1 27
EEPSA	CT MALACAS	TG2		C / P POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	26-Sep-03	17 00	26-Sep-03	18 35	17 00	18 35	1 58	1 58	4 42	15	1 58
EEPSA	CT MALACAS	TGN4	Mantenimiento Programado	Inspeccion de Combustor Tipo A	27-Sep-03	07 00	27-Sep-03	23 00	17 00	23 00	8 00	8 00	6 00	80	
EEPSA	CT MALACAS	TGN4	Mantenimiento Programado	Inspeccion de Combustor Tipo A	28-Sep-03	00 00	28-Sep-03	23 00	17 00	23 00	8 00	8 00	6 00	80	
EEPSA	CT MALACAS	TGN4	Mantenimiento Programado	Inspeccion de Combustor Tipo A	28-Sep-03	00 00	28-Sep-03	01 36	00 00	01 36	1 38	1 38			
EEPSA	CT MALACAS	TG2		C / P POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	29-Sep-03	17 00	29-Sep-03	18 00	17 00	18 00	1 00	1 00	5 00	2 8	0 19
EEPSA	CT MALACAS	TG2		C / P POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	30-Sep-03	17 15	30-Sep-03	18 00	17 15	18 00	0 75	0 75	5 25	2 5	0 13
EEPSA	CT MALACAS	TG2		C / P POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	30-Sep-03	19 20	30-Sep-03	23 00	19 20	23 00	3 87	3 87	2 33	15	3 87

Mes: Setiembre

Dias: 30

Indisponibles Programados

		HIP	HP	HD prog
Malacas	TG1	0 00	180	180 00
Malacas	TG2	0 00	180	180 00
Malacas	TG3	0 00	180	180 00
Malacas	TGN4	12 00	180	188 00

Indisponibles Forzadas, Fortuitas

		HIF	HP	HD prog
Malacas	TG1	0 00	180	180 00
Malacas	TG2	0 00	180	180 00
Malacas	TG3	0 00	180	180 00
Malacas	TGN4	0 00	180	180 00

Indisponibles Parcial+ FCI

		HIParcial	HP	HD prog
Malacas	TG1	0 00	180	180 00
Malacas	TG2	78 83	180	101 17
Malacas	TG3	1 48	180	178 52
Malacas	TGN4	0 00	180	180 00

Horas de Operación de las unidades de la C. T. Malacas

Octubre 2003

EMPRESA	CENTRAL	GRUPO	DESCRIPCION	OBSERVACIONES	Dia Inicio	Hora Inicio	Dia Final	Hora Final	Hora Punta Inicio	Hora Punta Final	Indisponible HD	Indisponible Forzada HD	Presencia HD	MW Restringido	Indisponible Parcial
EEPSA	C T MALACAS	TG2		S/O POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	1-Oct-03	20 06	1-Oct-03	23 00	20 06	23 00	2 90	2 90	3 10	15	2 90
EEPSA	C T MALACAS	TG2		S/O POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	2-Oct-03	18 11	2-Oct-03	23 00	18 11	23 00	3 82	3 82	2 18	15	3 82
EEPSA	C T MALACAS	TG2		F/S POR LIMITACIÓN DE GAS	3-Oct-03	11 55	3-Oct-03	18 11							
EEPSA	C T MALACAS	TG4	POR REQUERIMIENTO PROPIO SUSTENTADO	A CARGAS PARCIALES PARA EVITAR VENITEO DE GAS	4-Oct-03	14 06	4-Oct-03	18 02							
EEPSA	C T MALACAS	TG4	POR REQUERIMIENTO PROPIO SUSTENTADO	A CARGAS PARCIALES PARA EVITAR VENITEO DE GAS	4-Oct-03	20 23	5-Oct-03	00 00							
EEPSA	C T MALACAS	TG4	POR REQUERIMIENTO PROPIO SUSTENTADO	PARA EVITAR VENITEO DE GAS	5-Oct-03	00 00	5-Oct-03	18 06							
EEPSA	C T MALACAS	TG2		S/O POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	7-Oct-03	19 37	7-Oct-03	20 41	19 37	20 41	1 07	1 07	4 93	15	1 07
EEPSA	C T MALACAS	TG2		S/O POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	8-Oct-03	17 00	8-Oct-03	18 50	17 00	18 50	1 83	1 83	4 17	15	1 83
EEPSA	C T MALACAS	TG2		S/O POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	8-Oct-03	18 07	8-Oct-03	23 00	18 07	23 00	4 88	4 88	1 12	15	4 88
EEPSA	C T MALACAS	TG2		S/O POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	10-Oct-03	20 38	10-Oct-03	23 00	20 38	23 00	2 35	2 35	3 85	15	2 35
EEPSA	C T MALACAS	TG3		S/O POR FALTA FORTUITA	8-Oct-03	18 31	8-Oct-03	20 05	18 31	20 05	1 57	1 57	4 43	15	1 57
EEPSA	C T MALACAS	TG2		F/S POR LIMITACIÓN DE GAS	9-Oct-03	12 48	9-Oct-03	18 07							
EEPSA	C T MALACAS	TG4	POR REQUERIMIENTO PROPIO SUSTENTADO	S/C BAJAR A 6 MW. PERO OPERÓ CON 40 MW PARA EVITAR VENITEO DE GAS	11-Oct-03	21 05	12-Oct-03	00 00							
EEPSA	C T MALACAS	TG4	POR LIMITACION DE TRANSMISION	OPERÓ A CARGAS PARCIALES PARA EVITAR SOBRECARGA EN LA L-215	12-Oct-03	00 00	12-Oct-03	05 36							
EEPSA	C T MALACAS	TG4	EN SISTEMA AISLADO	DEBIDO A MANTENIMIENTO DE LA L-215	12-Oct-03	05 36	12-Oct-03	17 04							
EEPSA	C T MALACAS	TG4	POR REQUERIMIENTO PROPIO SUSTENTADO	CON 50 MW EN PROMEDIO PARA EVITAR VENITEO DE GAS	12-Oct-03	21 04	13-Oct-03	00 00							
EEPSA	C T MALACAS	TG4	POR REQUERIMIENTO PROPIO SUSTENTADO	PARA EVITAR VENITEO DE GAS	13-Oct-03	03 10	13-Oct-03	08 15							
EEPSA	C T MALACAS	TG4	POR REQUERIMIENTO PROPIO SUSTENTADO	PARA EVITAR VENITEO DE GAS	13-Oct-03	21 00	14-Oct-03	00 00							
EEPSA	C T MALACAS	TG4	POR REQUERIMIENTO PROPIO SUSTENTADO	PARA EVITAR VENITEO DE GAS	14-Oct-03	00 00	14-Oct-03	18 10							
EEPSA	C T MALACAS	TG4		OPERÓ A CARGAS PARCIALES POR LIMITACIÓN DE GAS	14-Oct-03	18 10	14-Oct-03	18 22	18 10	18 22					
EEPSA	C T MALACAS	TG4		OPERÓ A CARGAS PARCIALES POR LIMITACIÓN DE GAS (22 MW)	14-Oct-03	18 22	14-Oct-03	21 30	18 22	21 30	3 13	3 13	3 87	20	0 78
EEPSA	C T MALACAS	TG4		OPERÓ A CARGAS PARCIALES POR LIMITACIÓN DE GAS	14-Oct-03	21 30	14-Oct-03	23 47	21 30	23 47					
EEPSA	C T MALACAS	TG4	A MINIMA CARGA		14-Oct-03	23 47	15-Oct-03	00 00							
EEPSA	C T MALACAS	TG3		S/O POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	14-Oct-03	20 52	14-Oct-03	23 00	20 52	23 00	2 13	2 13	3 87	15	2 13
EEPSA	C T MALACAS	TG3		S/O POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	15-Oct-03	17 00	15-Oct-03	23 00	17 00	23 00	6 00	6 00	0 00	15	6 00
EEPSA	C T MALACAS	TG4		DE 00 34 A 05 11 H OPERÓ CON 6 MW POR LIMITACIÓN DE GAS. A LAS 05 11 H SUBE A 30 MW	15-Oct-03	00 34	16-Oct-03	00 00							
EEPSA	C T MALACAS	TG2		S/O POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	14-Oct-03	20 52	14-Oct-03	23 00	20 52	23 00	2 13	2 13	3 87	15	2 13
EEPSA	C T MALACAS	TG2		S/O POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	15-Oct-03	17 00	15-Oct-03	23 00	17 00	23 00	6 00	6 00	0 00	15	6 00
EEPSA	C T MALACAS	TG2		S/O POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	16-Oct-03	20 38	16-Oct-03	23 00	20 38	23 00	2 37	2 37	3 83	15	2 37
EEPSA	C T MALACAS	TG2		S/O POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	17-Oct-03	18 06	17-Oct-03	23 00	18 06	23 00	4 60	4 60	1 10	15	4 60
EEPSA	C T MALACAS	TG2		S/O POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	18-Oct-03	17 14	18-Oct-03	23 00	17 14	23 00	5 77	5 77	0 23	15	5 77
EEPSA	C T MALACAS	TG2		S/O POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	19-Oct-03	17 00	19-Oct-03	23 00	17 00	23 00	6 00	6 00	0 00	15	6 00
EEPSA	C T MALACAS	TG2		S/O POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	20-Oct-03	17 00	20-Oct-03	17 44	17 00	17 44	0 73	0 73	5 27	15	0 73
EEPSA	C T MALACAS	TG2		S/O POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	21-Oct-03	17 00	21-Oct-03	18 52	17 00	18 52	1 87	1 87	4 13	15	1 87
EEPSA	C T MALACAS	TG2		S/O POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	22-Oct-03	17 00	22-Oct-03	23 00	17 00	23 00	6 00	6 00	0 00	15	6 00
EEPSA	C T MALACAS	TG2		S/O POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	23-Oct-03	17 00	23-Oct-03	23 00	17 00	23 00	6 00	6 00	0 00	15	6 00
EEPSA	C T MALACAS	TG2		S/O POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	24-Oct-03	17 00	24-Oct-03	17 43	17 00	17 43	0 72	0 72	5 28	15	0 72
EEPSA	C T MALACAS	TG2		S/O POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	24-Oct-03	22 00	24-Oct-03	22 45	22 00	22 45	0 75	0 75	5 25	7 1	0 38
EEPSA	C T MALACAS	TG2		S/O POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	24-Oct-03	22 45	24-Oct-03	23 00	22 45	23 00	0 25	0 25	5 75	15	0 25
EEPSA	C T MALACAS	TG2		S/O POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	25-Oct-03	17 00	25-Oct-03	18 17	17 00	18 17	1 28	1 28	4 72	15	1 28
EEPSA	C T MALACAS	TG2		S/O POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	26-Oct-03	17 00	26-Oct-03	18 08	17 00	18 08	1 13	1 13	4 87	15	1 13
EEPSA	C T MALACAS	TG2		S/O POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	27-Oct-03	22 38	27-Oct-03	23 00	22 38	23 00	0 37	0 37	5 83	15	0 37
EEPSA	C T MALACAS	TG2		S/O POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	28-Oct-03	18 24	28-Oct-03	23 00	18 24	23 00	4 60	4 60	1 40	15	4 60
EEPSA	C T MALACAS	TG2		S/O POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	29-Oct-03	17 00	29-Oct-03	23 00	17 00	23 00	6 00	6 00	0 00	15	6 00
EEPSA	C T MALACAS	TG2		S/O POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	31-Oct-03	22 45	31-Oct-03	23 00	22 45	23 00	0 25	0 25	5 75	15	0 25
EEPSA	C T MALACAS	TG2		F/S POR LIMITACIÓN DE GAS	16-Oct-03	15 21	16-Oct-03	20 38							
EEPSA	C T MALACAS	TG2		F/S POR LIMITACIÓN DE GAS	17-Oct-03	11 13	17-Oct-03	18 06							
EEPSA	C T MALACAS	TG2		F/S POR LIMITACIÓN DE GAS	18-Oct-03	11 14	18-Oct-03	17 14							
EEPSA	C T MALACAS	TG2		F/S POR LIMITACIÓN DE GAS	20-Oct-03	17 44	20-Oct-03	23 09							
EEPSA	C T MALACAS	TG2		DESDE LAS 21 43 H CON 7 MW POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	24-Oct-03	17 43	24-Oct-03	22 45							
EEPSA	C T MALACAS	TG2		F/S POR LIMITACIÓN DE GAS	26-Oct-03	18 06	26-Oct-03	23 41							
EEPSA	C T MALACAS	TG2		F/S POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	27-Oct-03	09 22	27-Oct-03	22 38							
EEPSA	C T MALACAS	TG2		F/S POR LIMITACIÓN DE GAS	28-Oct-03	11 41	28-Oct-03	20 05							
EEPSA	C T MALACAS	TG2		F/S POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	29-Oct-03	11 44	29-Oct-03	16 15							
EEPSA	C T MALACAS	TG2		F/S POR LIMITACIÓN DE GAS	31-Oct-03	09 07	31-Oct-03	22 45							

Mes: Octubre
Días: 31

Indisponibles Programadas

		HIP	HP	HD prog
Malacas	TG1	0 00	188	188 00
Malacas	TG2	0 00	188	188 00
Malacas	TG3	0 00	188	188 00
Malacas	TGN4	0 00	188	188 00

Indisponibles Forzadas, Fortuita

		HIF	HP	HD prog
Malacas	TG1	0 00	188	188 00
Malacas	TG2	0 00	188	188 00
Malacas	TG3	0 00	188	188 00
Malacas	TGN4	0 00	188	188 00

Indisponibles Parciales (FC)

		HIParcial	HP	HD prog
Malacas	TG1	0 00	188	188 00
Malacas	TG2	73 57	188	112 43
Malacas	TG3	6 70	188	178 30
Malacas	TGN4	0 78	188	185 24

Horas de Operación de las unidades de la C. T. Malacas

Noviembre 2003

EMPRESA	CENTRAL	GRUPO	DESCRIPCION	OBSERVACIONES	Dia Inicio	Hora Inicio	Dia Final	Hora Final	Hora Puesta Inicio	Hora Puesta Final	Indisponible HND	Indisponible Forzada HND	Presencia HD	MW Restringido	Indisponible Parcial
EEPSA	C T MALACAS	TG2		S/O POR LIMITACIÓN DE GAS	3-Nov-03	06:49	3-Nov-03	18:37							
EEPSA	C T MALACAS	TG2		S/O POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	3-Nov-03	17:00	3-Nov-03	20:58	17:00	20:58	3:53	3:53	2:07	15	3:93
EEPSA	C T MALACAS	TG2		S/O POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	4-Nov-03	17:34	4-Nov-03	23:00	17:34	23:00	5:43	5:43	0:57	15	5:43
EEPSA	C T MALACAS	TG2		S/O POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	5-Nov-03	21:37	6-Nov-03	23:00	21:37	23:00	1:38	1:38	4:82	15	1:38
EEPSA	C T MALACAS	TG2		S/O POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	6-Nov-03	22:03	6-Nov-03	23:00	22:03	23:00	0:95	0:95	5:05	15	0:95
EEPSA	C T MALACAS	TG2		S/O POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	7-Nov-03	17:00	7-Nov-03	23:00	17:00	23:00	8:00	8:00	0:00	15	8:00
EEPSA	C T MALACAS	TG2		S/O POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	8-Nov-03	17:00	8-Nov-03	17:19	17:00	17:19	0:32	0:32	5:88	15	0:32
EEPSA	C T MALACAS	TG2		S/O POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	9-Nov-03	17:00	9-Nov-03	17:58	17:00	17:58	0:97	0:97	5:03	15	0:97
EEPSA	C T MALACAS	TG2		S/O POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	10-Nov-03	22:36	10-Nov-03	23:00	22:36	23:00	0:40	0:40	5:80	15	0:40
EEPSA	C T MALACAS	TG2		S/O POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	11-Nov-03	22:10	11-Nov-03	23:00	22:10	23:00	0:83	0:83	5:17	15	0:83
EEPSA	C T MALACAS	TG2		S/O POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	12-Nov-03	17:00	12-Nov-03	23:00	17:00	23:00	6:00	6:00	0:00	15	6:00
EEPSA	C T MALACAS	TG2		S/O POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	13-Nov-03	17:00	13-Nov-03	23:00	17:00	23:00	8:00	8:00	0:00	15	6:00
EEPSA	C T MALACAS	TG2		S/O POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	14-Nov-03	17:00	14-Nov-03	23:00	17:00	23:00	8:00	8:00	0:00	15	8:00
EEPSA	C T MALACAS	TG2		S/O POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	16-Nov-03	22:45	16-Nov-03	23:00	22:45	23:00	0:25	0:25	5:75	15	0:25
EEPSA	C T MALACAS	TG2		S/O POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	17-Nov-03	18:35	17-Nov-03	23:00	18:35	23:00	4:42	4:42	1:58	15	4:42
EEPSA	C T MALACAS	TG2		S/O POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	18-Nov-03	17:00	18-Nov-03	17:34	17:00	17:34	0:57	0:57	5:43	15	0:57
EEPSA	C T MALACAS	TG2		S/O POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	19-Nov-03	17:00	19-Nov-03	18:50	17:00	18:50	1:83	1:83	4:17	15	1:83
EEPSA	C T MALACAS	TG2		S/O POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	4-Nov-03	06:35	4-Nov-03	17:34							
EEPSA	C T MALACAS	TG3		S/O POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	4-Nov-03	08:37	4-Nov-03	20:33							
EEPSA	C T MALACAS	TG3		S/O POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	4-Nov-03	20:33	4-Nov-03	23:00	20:33	23:00	2:45	2:45	3:55	15	2:45
EEPSA	C T MALACAS	TG1		EN REEMPLAZO DE LA UNIDAD TG2 PARA IGUALAR HORAS DE OPERACION (A COSTO DE LA TG)	5-Nov-03	06:54	5-Nov-03	21:37							
EEPSA	C T MALACAS	TG2		S/O POR LIMITACIÓN DE GAS	6-Nov-03	16:58	6-Nov-03	22:03							
EEPSA	C T MALACAS	TG3		DE 00:00 A 00:40 H A CARGA PARCIAL, POR DISMINUCIÓN DE GAS	6-Nov-03	00:00	7-Nov-03	00:00							
EEPSA	C T MALACAS	TG2		F/S POR LIMITACIÓN DE GAS	10-Nov-03	00:00	10-Nov-03	00:10							
EEPSA	C T MALACAS	TG2		F/S POR LIMITACIÓN DE GAS	10-Nov-03	17:58	10-Nov-03	22:36							
EEPSA	C T MALACAS	TG2		F/S POR LIMITACIÓN DE GAS	11-Nov-03	12:27	11-Nov-03	20:40							
EEPSA	C T MALACAS	TG3		DE 03:18 A 04:26 H A CARGAS PARCIALES PARA REGULAR FRECUENCIA	11-Nov-03	00:00	12-Nov-03	00:00							
EEPSA	C T MALACAS	TG1	POR REQUERIMIENTO PROPIO SUSTENTADO	PARA EVITAR VENDEO DE GAS	15-Nov-03	14:58	15-Nov-03	16:46							
EEPSA	C T MALACAS	TG2	POR REQUERIMIENTO PROPIO SUSTENTADO	PARA EVITAR VENDEO DE GAS	15-Nov-03	15:09	15-Nov-03	16:46							
EEPSA	C T MALACAS	TG3	A MINIMA CARGA		15-Nov-03	05:42	15-Nov-03	08:23							
EEPSA	C T MALACAS	TG3	POR REQUERIMIENTO PROPIO SUSTENTADO	PARA EVITAR VENDEO DE GAS	15-Nov-03	15:49	15-Nov-03	16:46							
EEPSA	C T MALACAS	TG4	A MINIMA CARGA	CON 40 MW POR TENER ALTO NIVEL DE GAS	15-Nov-03	05:51	15-Nov-03	08:25							
EEPSA	C T MALACAS	TG4		Operación Normal	15-Nov-03	08:25	15-Nov-03	13:43							
EEPSA	C T MALACAS	TG4	F/S POR FALSA SEÑAL DE ALTA TEMPERATURA EN LOS COJINETES DEL COMPRESOR Y LA TURBINA		15-Nov-03	13:43	15-Nov-03	23:57	17:00	23:00	8:00	8:00	0:00	80	32:00
EEPSA	C T MALACAS	TG4	POR REQUERIMIENTO PROPIO SUSTENTADO	S/C BAJAR A 8 MW, PERO EEPSA SOLICITÓ QUEDARSE CON 40 MW PARA EVITAR VENDEO DE GAS	17-Nov-03	08:40	17-Nov-03	08:19							
EEPSA	C T MALACAS	TG4	A MINIMA CARGA	CON 8 MW	17-Nov-03	08:19	17-Nov-03	08:58							
EEPSA	C T MALACAS	TG1		OPERO POR MANTENIMIENTO DE LA TGN4	20-Nov-03	00:42	20-Nov-03	03:28							
EEPSA	C T MALACAS	TG2		SALÍO POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	20-Nov-03	00:00	20-Nov-03	02:55							
EEPSA	C T MALACAS	TG4		F/S POR MANTENIMIENTO	20-Nov-03	00:00	20-Nov-03	00:27							
EEPSA	C T MALACAS	TG3	A MINIMA CARGA		21-Nov-03	00:08	21-Nov-03	06:30							
EEPSA	C T MALACAS	TG3	POR REQUERIMIENTO PROPIO SUSTENTADO		21-Nov-03	06:30	21-Nov-03	15:29							
EEPSA	C T MALACAS	TG3	A MINIMA CARGA		21-Nov-03	15:29	21-Nov-03	18:14							
EEPSA	C T MALACAS	TG4	POR REQUERIMIENTO PROPIO SUSTENTADO	S/C BAJAR A 8 MW PERO SOLICITARON QUEDARSE CON 40 MW PARA EVITAR VENDEO DE GAS	21-Nov-03	03:05	21-Nov-03	07:20							
EEPSA	C T MALACAS	TG4	EN SISTEMA AISLADO	POR MANTENIMIENTO DE LA L-215	23-Nov-03	08:00	23-Nov-03	19:44							
EEPSA	C T MALACAS	TG2		SALÍO POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	27-Nov-03	00:00	27-Nov-03	03:20							
EEPSA	C T MALACAS	TG3	A MINIMA CARGA		27-Nov-03	22:29	27-Nov-03	22:39							
EEPSA	C T MALACAS	TG3	EN SISTEMA AISLADO	POR FALLA EN LA LINEA L-215	27-Nov-03	22:39	27-Nov-03	22:54							
EEPSA	C T MALACAS	TG4	EN SISTEMA AISLADO	POR FALLA EN LA LINEA L-215 DE 22:48 A 24:00 H A MINIMA CARGA	27-Nov-03	22:39	28-Nov-03	00:00							

Mes: Noviembre

Dias: 30

Indisponibles Programadas

		HIP	HP	HD prog
Malacas	TG1	0:00	180	180:00
Malacas	TG2	0:00	180	180:00
Malacas	TG3	0:00	180	180:00
Malacas	TGN4	0:00	180	180:00

Indisponibles Forzadas, Fortuita

		HIF	HP	HD prog
Malacas	TG1	0:00	180	180:00
Malacas	TG2	0:00	180	180:00
Malacas	TG3	0:00	180	180:00
Malacas	TGN4	8:00	180	174:00

Indisponibles Parcial*FCI

		HIParcial	HP	HD prog
Malacas	TG1	0:00	180	180:00
Malacas	TG2	45:28	180	134:72
Malacas	TG3	2:45	180	177:55
Malacas	TGN4	0:00	180	180:00

Horas de Operación de las unidades de la C. T. Malacas
Diciembre 2003

EMPRESA	CENTRAL	GRUPO	DESCRIPCION	OBSERVACIONES	Dia Inicio	Hora Inicio	Dia Final	Hora Final	Hora Punta Inicio	Hora Punta Final	Indisponible HND	Indisponible Forzada IHD	Presencia HD	MW Restringido	Indisponible Parcial
EEPSA	C T MALACAS	TG4	POR REQUERIMIENTO PROPIO SUSTENTADO	PARA EVITAR VENDEO DE GAS	1-Dic-03	00 00	1-Dic-03	02 07							
EEPSA	C T MALACAS	TG4	A MINIMA CARGA		1-Dic-03	02 07	1-Dic-03	05 28							
EEPSA	C T MALACAS	TG4	POR REQUERIMIENTO PROPIO SUSTENTADO	OPERÓ A CARGAS PARCIALES PARA EVITAR VENDEO DE GAS	1-Dic-03	05 28	1-Dic-03	13 52							
EEPSA	C T MALACAS	TG4	A MINIMA CARGA		1-Dic-03	13 52	1-Dic-03	16 53							
EEPSA	C T MALACAS	TG4	A MINIMA CARGA		1-Dic-03	22 48	2-Dic-03	00 00							
EEPSA	C T MALACAS	TG4	A MINIMA CARGA		2-Dic-03	00 00	2-Dic-03	18 10							
EEPSA	C T MALACAS	TG4		OPERO A PARTIR DE LAS 17:38 POR FALTA SUMISTRO GAS	3-Dic-03	17 00	3-Dic-03	17 38	17 00	17 38	0 83	0 83	6 37	80	0 82
EEPSA	C T MALACAS	TG4	A MINIMA CARGA		4-Dic-03	22 17	4-Dic-03	23 18							
EEPSA	C T MALACAS	TG4	POR REQUERIMIENTO PROPIO SUSTENTADO	A CARGAS PARCIALES PARA EVITAR VENDEO DE GAS	5-Dic-03	22 19	5-Dic-03	23 11							
EEPSA	C T MALACAS	TG4	A MINIMA CARGA	CON 8 5 MW	6-Dic-03	17 59	6-Dic-03	18 16							
EEPSA	C T MALACAS	TG4	A MINIMA CARGA	CON 30 MW	6-Dic-03	18 18	6-Dic-03	19 03							
EEPSA	C T MALACAS	TG4	A MINIMA CARGA	CON 30 MW	6-Dic-03	18 34	6-Dic-03	20 33							
EEPSA	C T MALACAS	TG4	A MINIMA CARGA	CON 8 MW	6-Dic-03	20 33	6-Dic-03	22 11							
EEPSA	C T MALACAS	TG4	A MINIMA CARGA		6-Dic-03	22 00	6-Dic-03	23 08							
EEPSA	C T MALACAS	TG4		OPERO A CARGAS PARCIALES DE 12 16 A 17 42 POR MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS	8-Dic-03	12 07	10-Dic-03	00 00							
EEPSA	C T MALACAS	TG3	Mantenimiento Programado	Inspeccion de Combustor	8-Dic-03	08 00	9-Dic-03	00 00	17 00	23 00	6 00		6 00	80	
EEPSA	C T MALACAS	TG3	Mantenimiento Programado	Inspeccion de Combustor	10-Dic-03	00 00	10-Dic-03	00 00	17 00	23 00	6 00		6 00	80	
EEPSA	C T MALACAS	TG3	Mantenimiento Programado	Inspeccion de Combustor	11-Dic-03	00 00	11-Dic-03	00 00	17 00	23 00	6 00		6 00	80	
EEPSA	C T MALACAS	TG3	Mantenimiento Programado	Inspeccion de Combustor	12-Dic-03	00 00	12-Dic-03	00 00	17 00	23 00	6 00		6 00	80	
EEPSA	C T MALACAS	TG3	Mantenimiento Programado	Inspeccion de Combustor	13-Dic-03	00 00	13-Dic-03	00 00	17 00	23 00	6 00		6 00	80	
EEPSA	C T MALACAS	TG4		DE 18:34 A 18:30 H OPERÓ CON GENERACIÓN LIMITADO SEGUN SUS SUMINISTRADORES	10-Dic-03	10 34	10-Dic-03	22 28							
EEPSA	C T MALACAS	TG4	A MINIMA CARGA		10-Dic-03	22 28	10-Dic-03	23 20							
EEPSA	C T MALACAS	TG4		OPERO A CARGAS PARCIALES DE ACUERDO A SU DISPONIBILIDAD DE GAS	11-Dic-03	08 34	11-Dic-03	23 01							
EEPSA	C T MALACAS	TG4	A MINIMA CARGA	CON 30 MW A LAS 23 47 H SIC BAJAR A 8 MW	11-Dic-03	23 01	12-Dic-03	00 00							
EEPSA	C T MALACAS	TG4	A MINIMA CARGA	CON 8 MW	12-Dic-03	00 00	12-Dic-03	08 02							
EEPSA	C T MALACAS	TG4		DE 08 41 A 11 18 H LIMITADO A 60 MW POR LIMITACIÓN DE GAS	12-Dic-03	08 02	12-Dic-03	22 28							
EEPSA	C T MALACAS	TG4	A MINIMA CARGA		13-Dic-03	20 37	13-Dic-03	22 54							
EEPSA	C T MALACAS	TG1	POR TENSION	A COSTO DE LA TG3	14-Dic-03	19 39	14-Dic-03	19 48							
EEPSA	C T MALACAS	TG1		A COSTO DE LA TG3	14-Dic-03	19 48	14-Dic-03	21 05							
EEPSA	C T MALACAS	TG1	A MINIMA CARGA	A COSTO DE LA TG3	14-Dic-03	21 05	14-Dic-03	23 38							
EEPSA	C T MALACAS	TG4	A MINIMA CARGA		15-Dic-03	18 06	15-Dic-03	18 48							
EEPSA	C T MALACAS	TG4	A MINIMA CARGA	CON 30 MW	16-Dic-03	17 08	16-Dic-03	17 42							
EEPSA	C T MALACAS	TG4	A MINIMA CARGA	CON 8 MW	16-Dic-03	17 42	16-Dic-03	18 32							
EEPSA	C T MALACAS	TG4		OPERO DE ACUERDO A SU DISPONIBILIDAD DE GAS	17-Dic-03	12 58	17-Dic-03	17 36							
EEPSA	C T MALACAS	TG4	A MINIMA CARGA		17-Dic-03	17 36	17-Dic-03	18 04							
EEPSA	C T MALACAS	TG2		OPERO A COSTO DE LA TG3 PARA IGUALAR HORAS DE OPERACION	18-Dic-03	01 50	18-Dic-03	02 28							
EEPSA	C T MALACAS	TG2	A MINIMACARGA	OPERO A COSTO DE LA TG3 PARA IGUALAR HORAS DE OPERACION	18-Dic-03	02 28	18-Dic-03	08 41							
EEPSA	C T MALACAS	TG2		OPERO A COSTO DE LA TG3 PARA IGUALAR HORAS DE OPERACION	18-Dic-03	08 41	18-Dic-03	08 41							
EEPSA	C T MALACAS	TG4		OPERO A CARGAS PARCIALES SEGUN SU DISPONIBILIDAD DE GAS	18-Dic-03	09 00	18-Dic-03	17 34							
EEPSA	C T MALACAS	TG4	A MINIMACARGA	CON 8 MW	18-Dic-03	17 34	18-Dic-03	18 31							
EEPSA	C T MALACAS	TG4	POR REQUERIMIENTO PROPIO SUSTENTADO	PARA EVITAR VENDEO DE GAS	19-Dic-03	14 36	19-Dic-03	16 34							
EEPSA	C T MALACAS	TG4	A MINIMA CARGA		19-Dic-03	16 34	19-Dic-03	18 33							
EEPSA	C T MALACAS	TG2	POR TENSION	OPERO A COSTO DE LA TG-3 PARA IGUALAR HORAS DE OPERACION	20-Dic-03	19 22	20-Dic-03	21 13							
EEPSA	C T MALACAS	TG2	A MINIMA CARGA	OPERO A COSTO DE LA TG-3 PARA IGUALAR HORAS DE OPERACION	20-Dic-03	21 13	21-Dic-03	00 00							
EEPSA	C T MALACAS	TG2	A MINIMA CARGA		21-Dic-03	00 00	21-Dic-03	00 40							
EEPSA	C T MALACAS	TG2		A COSTO DE LA TG3	21-Dic-03	18 40	21-Dic-03	20 15							
EEPSA	C T MALACAS	TG2	A MINIMA CARGA	A COSTO DE LA TG3	21-Dic-03	20 15	22-Dic-03	00 00							
EEPSA	C T MALACAS	TG2	A MINIMACARGA	A COSTO DE LA TG-C	22-Dic-03	00 00	22-Dic-03	00 40							
EEPSA	C T MALACAS	TG4	A MINIMA CARGA		23-Dic-03	17 17	23-Dic-03	18 31							
EEPSA	C T MALACAS	TG4	A MINIMA CARGA		23-Dic-03	22 56	23-Dic-03	23 03							
EEPSA	C T MALACAS	TG3	A MINIMACARGA		29-Dic-03	18 42	29-Dic-03	18 53							
EEPSA	C T MALACAS	TG3	A MINIMA CARGA		29-Dic-03	20 23	29-Dic-03	23 43							

Mes: Diciembre

Dias: 31

Indisponibles Programadas

		HIP	HP	HD prog
Malacas	TG1	0 00	186	186 00
Malacas	TG2	0 00	186	186 00
Malacas	TG3	30 00	186	156 00
Malacas	TGN4	0 00	186	186 00

Indisponibles Forzadas, Fortulle

		HIF	HP	HD prog
Malacas	TG1	0 00	186	186 00
Malacas	TG2	0 00	186	186 00
Malacas	TG3	0 00	186	186 00
Malacas	TGN4	0 00	186	186 00

Indisponibles Parcial+ FCI

		HIParcial	HP	HD prog
Malacas	TG1	0 80	186	186 00
Malacas	TG2	0 00	186	186 00
Malacas	TG3	0 00	186	186 00
Malacas	TGN4	0 62	186	185 38

Horas de Operación de las unidades de la C.H. Chimay
Enero 2003

N°	CENTRAL	GRUPO	TIPO	DESCRIPCION	Día Inicio	Hora inicio	Día Finaliz	Hora Finaliz	Hora Punta Inicio	Hora Punta Final	Indisponible HND	Indisponible Forzada HND	Presencia HD	MW Restringido
ED-020/03	CHIMAY	GR-2	MP	Cambio de carbonos en anillos rotóricos (7)	12-Ene	08:09	12-Ene	12:50			0 00		7 00	75
ED-021/03	CHIMAY	GR-1	MP	Cambio de carbonos en anillos rotóricos (6)	12-Ene	12:54	12-Ene	15:43			0 00		7 00	75
ED-041/03	CHIMAY	GR-1	CE	Unidad F/S por mala calidad del agua en el río Tulumayo.	28-Ene	09:09	28-Ene	19:42	17.00	19:42	2 70	2 70	4 30	75
ED-042/03	CHIMAY	GR-2	CE	Unidad F/S por mala calidad del agua en el río Tulumayo.	28-Ene	09:34	28-Ene	20:32	17.00	20:32	3 53	3 53	3 47	75
ED-043/03	CHIMAY	GR-1	CE	Unidad F/S por mala calidad del agua en el río Tulumayo, saturación de los filtros de agua de refrigeración.	28-Ene	19:57	28-Ene	22:11	19:57	22:11	2 23	2 23	4 77	75

Mes: Enero
Dias: 31

Indisponibles Programadas

		HIP	HP	HD prog.
Chimay	G1	0 00	217	217 00
Chimay	G2	0 00	217	217 00

Indisponibles Fortuita

		HIF	HP	HDF
Chimay	G1	0 00	217	217 00
Chimay	G2	0 00	217	217 00

Indisponibles Forzada FP

		HND	HP	HD
Chimay	G1	4 93	217	212 07
Chimay	G2	3 53	217	213 47

Horas de Operación de las unidades de la C.H. Chimay
Febrero 2003

N°	CENTRAL	GRUPO	TIPO	DESCRIPCION	Día Inicio	Hora Inicio	Día Finaliz.	Hora Finaliz.	Hora Punta Inicio	Hora Punta Final	Indisponible HND	Indisponible Forzada HND	Presencia HD	MW Restringido
ED-062/03	CHIMAY	GR-1	CE	Unidad F/S por mala calidad del agua en el río Tulumayo.	09-Feb	23:37	10-Feb	24:00	23:37	24:00	0.38	0.38	6.62	75
ED-063/03	CHIMAY	GR-1	CE	Unidad F/S por mala calidad del agua en el río Tulumayo.	09-Feb	23:23	10-Feb	24:00	23:23	24:00	0.62	0.62	6.38	75
ED-062/03	CHIMAY	GR-1	CE	Unidad F/S por mala calidad del agua en el río Tulumayo.	10-Feb	00:00	10-Feb	07:01			0.00	0.00	7.00	75
ED-063/03	CHIMAY	GR-2	CE	Unidad F/S por mala calidad del agua en el río Tulumayo.	10-Feb	00:00	10-Feb	06:59			0.00	0.00	7.00	75
ED-069/03	CHIMAY	GR-1	MF	Retiro de canastilla del sistema de succión agua de refrigeración GR-1.	11-Ene	06:08	11-Ene	07:31			0.00	0.00	7.00	75
ED-070/03	CHIMAY	GR-2	MF	Retiro de canastilla del sistema de succión agua de refrigeración GR-1.	11-Ene	06:17	11-Ene	07:31			0.00	0.00	7.00	75
ED-076/03	CHIMAY	GR-1	MP	Inspección hidráulica, limpieza de barras de 13.8 KV, Manto de aisladores, poda de árboles de L-257, y manto de L-256	16-Feb	08:30	16-Feb	16:58			0.00	0.00	7.00	75
ED-077/03	CHIMAY	GR-2	MP	Inspección hidráulica, limpieza de barras de 13.8 KV, Manto de aisladores, poda de árboles de L-257, y manto de L-256	16-Feb	08:30	16-Feb	16:58			0.00	0.00	7.00	75
ED-087/03	CHIMAY	GR-1	MP	F/S por instalación de deflector en presa toma Tulumayo.	23-Feb	07:10	23-Feb	16:30			0.00	0.00	7.00	75
ED-088/03	CHIMAY	GR-2	MP	F/S por instalación de deflector en presa toma Tulumayo.	23-Feb	07:10	23-Feb	16:30			0.00	0.00	7.00	75

Mes: Febrero

Dias: 28

Indisponibles Programadas

		HIP	HP	HDP
Chimay	G1	0.00	196	196.00
Chimay	G2	0.00	196	196.00

Indisponibles Fortuita

		HIF	HP	HDF
Chimay	G1	0.00	196	196.00
Chimay	G2	0.00	196	196.00

Indisponibles Forzada FP

		HND	HP	HD
Chimay	G1	0.38	196	195.62
Chimay	G2	0.62	196	195.38

Horas de Operación de las unidades de la C.H. Chimay
Marzo 2003

N°	CENTRAL	GRUPO	TIPO	DESCRIPCION	Día Inicio	Hora Inicio	Día Finaliz.	Hora Finaliz.	Hora Punta Inicio	Hora Punta Final	Indisponible HND	Indisponible Forzada HND	Presencia HD	MW Restringido
ED-099/03	CHIMAY	GR-2	MP	Instalación de deflector en la toma.	02-Mar	06:22	02-Mar	11:59			0.00		7.00	75
ED-100/03	CHIMAY	GR-1	MP	Instalación de deflector en la toma.	02-Mar	07:01	02-Mar	11:49			0.00		7.00	75
ED-132/03	CHIMAY	GR-2	MF	Regulación del sello del eje.	09-Mar	01:55	09-Mar	03:27			0.00		7.00	75

Mes: Marzo

Dias: 31

Indisponibles Programadas

		HIP	HP	HDP
Chimay	G1	0.00	217	217.00
Chimay	G2	0.00	217	217.00

Indisponibles Fortuita

		HIF	HP	HDF
Chimay	G1	0.00	217	217.00
Chimay	G2	0.00	217	217.00

Indisponibles Forzada FP

		HND	HP	HD
Chimay	G1	0.00	217	217.00
Chimay	G2	0.00	217	217.00

Horas de Operación de las unidades de la C.H. Chimay

Abril 2003

N°	CENTRAL	GRUPO	TIPO	DESCRIPCION	Día Inicio	Hora Inicio	Día Finaliz.	Hora Finaliz.	Hora Punta Inicio	Hora Punta Final	Indeponible HND	Indisponible Forzada HND	Presencia HD	MW Restringido
ED-209/03	CHIMAY	GR-2	MP	Cambio de Sollo del eje de turbina por desgaste excesivo.	05-Abr	00:11	06-Abr	00:00	17:00	24.00	7.00		7.00	75
ED-209/03	CHIMAY	GR-2	MP	Cambio de Sollo del eje de turbina por desgaste excesivo.	06-Abr	00:00	06-Abr	08:00			0.00		7.00	75
ED-213/03	CHIMAY	GR-1	CE	Central fuera de servicio para limpieza de las rojas de la bocatoma, por mala calidad del agua	06-Abr	00:18	06-Abr	03:58			0.00		7.00	75
ED-214/03	CHIMAY	GR-1	CE	Central fuera de servicio para limpieza del canal de descarga que se llenó de gran cantidad de malesa.	06-Abr	04:28	06-Abr	07:50			0.00		7.00	75
ED-246/03	CHIMAY	GR-1	MP	Limpieza presa Tulumayo y mantenimientos varios.	23-Abr	00:14	24-Abr	00:00	17:00	24.00	7.00		7.00	75
ED-247/03	CHIMAY	GR-2	MP	Limpieza presa Tulumayo y mantenimientos varios.	23-Abr	00:12	24-Abr	00:00	17:00	24.00	7.00		7.00	75
ED-246/03	CHIMAY	GR-1	MP	Limpieza presa Tulumayo y mantenimientos varios.	24-Abr	00:14	25-Abr	00:00	17:00	24.00	7.00		7.00	75
ED-247/03	CHIMAY	GR-2	MP	Limpieza presa Tulumayo y mantenimientos varios.	24-Abr	00:12	25-Abr	00:00	17:00	24.00	7.00		7.00	75
ED-246/03	CHIMAY	GR-1	MP	Limpieza presa Tulumayo y mantenimientos varios.	25-Abr	00:14	26-Abr	00:00	17:00	24.00	7.00		7.00	75
ED-247/03	CHIMAY	GR-2	MP	Limpieza presa Tulumayo y mantenimientos varios.	25-Abr	00:12	26-Abr	00:00	17:00	24.00	7.00		7.00	75
ED-246/03	CHIMAY	GR-1	MP	Limpieza presa Tulumayo y mantenimientos varios.	26-Abr	00:14	27-Abr	00:00	17:00	24.00	7.00		7.00	75
ED-247/03	CHIMAY	GR-2	MP	Limpieza presa Tulumayo y mantenimientos varios.	26-Abr	00:12	27-Abr	00:00	17:00	24.00	7.00		7.00	75
ED-246/03	CHIMAY	GR-1	MP	Limpieza presa Tulumayo y mantenimientos varios.	27-Abr	00:14	28-Abr	00:00	17:00	24.00	7.00		7.00	75
ED-247/03	CHIMAY	GR-2	MP	Limpieza presa Tulumayo y mantenimientos varios.	27-Abr	00:12	28-Abr	00:00	17:00	24.00	7.00		7.00	75
ED-246/03	CHIMAY	GR-1	MP	Limpieza presa Tulumayo y mantenimientos varios.	28-Abr	00:14	29-Abr	00:00	17:00	24.00	7.00		7.00	75
ED-247/03	CHIMAY	GR-2	MP	Limpieza presa Tulumayo y mantenimientos varios.	28-Abr	00:12	29-Abr	00:00	17:00	24.00	7.00		7.00	75
ED-246/03	CHIMAY	GR-1	MP	Limpieza presa Tulumayo y mantenimientos varios.	29-Abr	00:14	30-Abr	00:00	17:00	24.00	7.00		7.00	75
ED-247/03	CHIMAY	GR-2	MP	Limpieza presa Tulumayo y mantenimientos varios.	29-Abr	00:12	30-Abr	00:00	17:00	24.00	7.00		7.00	75
ED-246/03	CHIMAY	GR-1	MP	Limpieza presa Tulumayo y mantenimientos varios.	30-Abr	00:14	01-May	00:00	17:00	24.00	7.00		7.00	75
ED-247/03	CHIMAY	GR-2	MP	Limpieza presa Tulumayo y mantenimientos varios.	30-Abr	00:12	01-May	00:00	17:00	24.00	7.00		7.00	75

Mes: Abril

Dias: 30

Indisponibles Programadas

		HIP	HP	HDP
Chimay	G1	56.00	210	154.00
Chimay	G2	56.00	210	154.00

Indisponibles Fortuita

		HIF	HP	HDF
Chimay	G1	0.00	210	210.00
Chimay	G2	0.00	210	210.00

Indisponibles Forzada FP

		HND	HP	HD
Chimay	G1	0.00	210	210.00
Chimay	G2	0.00	210	210.00

Horas de Operación de las unidades de la C.H. Chimay

Mayo 2003

N°	CENTRAL	GRUPO	TIPO	DESCRIPCION	Día Inicio	Hora Inicio	Día Finaliz.	Hora Finaliz.	Hora Punta Inicio	Hora Punta Final	Indisponible HND	Indisponible Forzada HND	Presencia HD	MW Restringido
ED-246/03	CHIMAY	GR-1	MP	Limpieza presa Tulumayo y mantenimientos varios.	01-May	00:00	02-May	00:00	17:00	24:00	7.00		7.00	75
ED-247/03	CHIMAY	GR-2	MP	Limpieza presa Tulumayo y mantenimientos varios.	01-May	00:00	02-May	00:00	17:00	24:00	7.00		7.00	75
ED-246/03	CHIMAY	GR-1	MP	Limpieza presa Tulumayo y mantenimientos varios.	02-May	00:00	03-May	00:00	17:00	24:00	7.00		7.00	75
ED-247/03	CHIMAY	GR-2	MP	Limpieza presa Tulumayo y mantenimientos varios.	02-May	00:00	03-May	00:00	17:00	24:00	7.00		7.00	75
ED-246/03	CHIMAY	GR-1	MP	Limpieza presa Tulumayo y mantenimientos varios.	03-May	00:14	04-May	00:00	17:00	24:00	7.00		7.00	75
ED-247/03	CHIMAY	GR-2	MP	Limpieza presa Tulumayo y mantenimientos varios.	03-May	00:12	04-May	00:00	17:00	24:00	7.00		7.00	75
ED-246/03	CHIMAY	GR-1	MP	Limpieza presa Tulumayo y mantenimientos varios.	04-May	00:00	05-May	00:00	17:00	24:00	7.00		7.00	75
ED-247/03	CHIMAY	GR-2	MP	Limpieza presa Tulumayo y mantenimientos varios.	04-May	00:00	05-May	00:00	17:00	24:00	7.00		7.00	75
ED-246/03	CHIMAY	GR-1	MP	Limpieza presa Tulumayo y mantenimientos varios.	05-May	00:00	06-May	00:00	17:00	24:00	7.00		7.00	75
ED-247/03	CHIMAY	GR-2	MP	Limpieza presa Tulumayo y mantenimientos varios.	05-May	00:00	06-May	00:00	17:00	24:00	7.00		7.00	75
ED-246/03	CHIMAY	GR-1	MP	Limpieza presa Tulumayo y mantenimientos varios.	06-May	00:00	07-May	00:00	17:00	24:00	7.00		7.00	75
ED-247/03	CHIMAY	GR-2	MP	Limpieza presa Tulumayo y mantenimientos varios.	06-May	00:00	07-May	00:00	17:00	24:00	7.00		7.00	75
ED-246/03	CHIMAY	GR-1	MP	Limpieza presa Tulumayo y mantenimientos varios.	07-May	00:00	08-May	00:00	17:00	24:00	7.00		7.00	75
ED-247/03	CHIMAY	GR-2	MP	Limpieza presa Tulumayo y mantenimientos varios.	07-May	00:00	08-May	00:00	17:00	24:00	7.00		7.00	75
ED-246/03	CHIMAY	GR-1	MP	Limpieza presa Tulumayo y mantenimientos varios.	08-May	00:00	09-May	00:00	17:00	24:00	7.00		7.00	75
ED-247/03	CHIMAY	GR-2	MP	Limpieza presa Tulumayo y mantenimientos varios.	08-May	00:00	08-May	16:47	17:00	24:00	7.00		7.00	75
ED-246/03	CHIMAY	GR-1	MP	Limpieza presa Tulumayo y mantenimientos varios.	09-May	00:00	09-May	01:22	17:00	24:00	7.00		7.00	75
ED-275/03	CHIMAY	GR-2	MF	Unidad fuera de servicio por fuerte pérdida de agua por el sistema de refrigeración sello del eje axial de turbina grupos 1 y 2 para disminuir el consumo de agua de refrigeración. Se aisló el punto en falla y puso en servicio la bomba de servicios de re	12-May	20:10	12-May	20:38	20:10	20:38	0.47		7.00	75

Mes: Mayo

Dias: 31

Indisponibles Programadas

		HIP	HP	HDP
Chimay	G1	63.00	217	154.00
Chimay	G2	56.47	217	160.53

Indisponibles Fortuita

		HIF	HP	HDF
Chimay	G1	0.00	217	217.00
Chimay	G2	0.47	217	216.53

Indisponibles Forzada FP

		HND	HP	HD
Chimay	G1	0.00	217	217.00
Chimay	G2	0.00	217	217.00

Horas de Operación de las unidades de la C.H. Chimay

Junio 2003

N°	CENTRAL	GRUPO	TIPO	DESCRIPCION	Día Inicio	Hora Inicio	Día Finalz.	Hora Finalz.	Hora Punta Inicio	Hora Punta Final	Indisponible HND	Indisponible Forzada HND	Presencia HD	MW Restringido
----	---------	-------	------	-------------	------------	-------------	-------------	--------------	-------------------	------------------	------------------	--------------------------	--------------	----------------

Mes: Junio

Dias: 30

Indisponibles Programadas

		HIP	HP	HDP
Chimay	G1	0.00	210	210.00
Chimay	G2	0.00	210	210.00

Indisponibles Fortuita

		HIF	HP	HDF
Chimay	G1	0.00	210	210.00
Chimay	G2	0.00	210	210.00

Indisponibles Forzada FP

		HND	HP	HD
Chimay	G1	0.00	210	210.00
Chimay	G2	0.00	210	210.00

Horas de Operación de las unidades de la C.H. Chimay

Julio 2003

N°	CENTRAL	GRUPO	TIPO	DESCRIPCION	Día Inicio	Hora Inicio	Día Finalz.	Hora Finalz.	Hora Punta Inicio	Hora Punta Final	Indisponible HND	Indisponible Forzada HND	Presencia HD	MW Restringido
ED-351/03	CHIMAY	GR-1	MP	INSPECCION DE TURBINA Y MBO.	12-Jul	01:09	12-Jul	06:07			0.00		7.00	75

Mes: Julio

Dias: 31

Indisponibles Programadas

		HIP	HP	HDP
Chimay	G1	0.00	217	217.00
Chimay	G2	0.00	217	217.00

Indisponibles Fortuita

		HIF	HP	HDF
Chimay	G1	0.00	217	217.00
Chimay	G2	0.00	217	217.00

Indisponibles Forzada FP

		HND	HP	HD
Chimay	G1	0.00	217	217.00
Chimay	G2	0.00	217	217.00

Horas de Operación de las unidades de la C.H. Chimay

Agosto 2003

N°	CENTRAL	GRUPO	TIPO	DESCRIPCION	Día Inicio	Hora Inicio	Día Finaliz.	Hora Finaliz.	Hora Punta Inicio	Hora Punta Final	Indisponible HND	Indisponible Forzada HND	Presencia HD	MW Restringido
ED-380/03	CHIMAY	GR-1	MF	Descarga a tierra en barra 13.8 kV por filtración de lluvia por el techo, la central estaba f/s por operación. Se hizo prueba de aislamiento oK.	08-Ago	02:54	08-Ago	08:20			0.00		6.00	75
ED-381/03	CHIMAY	GR-2	MF	Descarga a tierra en barra 13.8 kV por filtración de lluvia por el techo, la central estaba f/s por operación. Se hizo prueba de aislamiento oK.	08-Ago	02:54	08-Ago	08:20			0.00		6.00	75
ED-395/03	CHIMAY	GR-1	MP	Inspección hidráulica de turbina y MBO mecánico y eléctrico.	16-Ago	00:10	16-Ago	09:11			0.00		6.00	75
ED-396/03	CHIMAY	GR-1	MP	Inspección y revisión del Inversor del SCADA	17-Ago	00:01	17-Ago	10:27			0.00		6.00	75
ED-398/03	CHIMAY	GR-2	MP	Inspección hidráulica y mantenimiento preventivo mecánico y eléctrico.	17-Ago	05:54	17-Ago	17:09	17.00	17:09	0.15		6.00	75

Mes: Agosto

Días: 31

Indisponibles Programadas

		HIP	HP	HDP
Chimay	G1	0.00	186	186.00
Chimay	G2	0.15	186	185.85

Indisponibles Fortuita

		HIF	HP	HDF
Chimay	G1	0.00	186	186.00
Chimay	G2	0.00	186	186.00

Indisponibles Forzada FP

		HND	HP	HD
Chimay	G1	0.00	186	186.00
Chimay	G2	0.00	186	186.00

Horas de Operación de las unidades de la C.H. Chimay

Setiembre 2003

N°	CENTRAL	GRUPO	TIPO	DESCRIPCION	Día Inicio	Hora Inicio	Día Finaliz.	Hora Finaliz.	Hora Punta Inicio	Hora Punta Final	Indisponible HND	Indisponible Forzada HND	Presencia HD	MW Restringido
----	---------	-------	------	-------------	------------	-------------	--------------	---------------	-------------------	------------------	------------------	--------------------------	--------------	----------------

Mes: Setiembre

Días: 30

Indisponibles Programadas

		HIP	HP	HDP
Chimay	G1	0.00	180	180.00
Chimay	G2	0.00	180	180.00

Indisponibles Fortuita

		HIF	HP	HDF
Chimay	G1	0.00	180	180.00
Chimay	G2	0.00	180	180.00

Indisponibles Forzada FP

		HND	HP	HD
Chimay	G1	0.00	180	180.00
Chimay	G2	0.00	180	180.00

Horas de Operación de las unidades de la C.H. Chimay
Octubre 2003

N°	CENTRAL	GRUPO	TIPO	DESCRIPCION	Día Inicio	Hora Inicio	Día Finaliz.	Hora Finaliz.	Hora Punta Inicio	Hora Punta Final	Indisponible HND	Indisponible Forzada HND	Presencia HD	MW Restringido
ED-485/03	CHIMAY	GR-1	MP	MANTENIMEINTO PREVENTIVO	19-Oct	08:00	19-Oct	18:04	17:00	18:04	1.07		6.00	75
ED-486/03	CHIMAY	GR-2	MP	MANTENIMEINTO PREVENTIVO	19-Oct	08:00	19-Oct	18:32	17:00	18:32	1.53		6.00	75

Mes: Octubre

Dias: 31

Indisponibles Programadas

		HIP	HP	HDP
Chimay	G1	1.07	186	184.93
Chimay	G2	1.53	186	184.47

Indisponibles Fortuita

		HIF	HP	HDF
Chimay	G1	0.00	186	186.00
Chimay	G2	0.00	186	186.00

Indisponibles Forzada FP

		HND	HP	HD
Chimay	G1	0.00	186	186.00
Chimay	G2	0.00	186	186.00

Horas de Operación de las unidades de la C.H. Chimay
Noviembre 2003

N°	CENTRAL	GRUPO	TIPO	DESCRIPCION	Día Inicio	Hora Inicio	Día Finaliz.	Hora Finaliz.	Hora Punta Inicio	Hora Punta Final	Indisponible HND	Indisponible Forzada HND	Presencia HD	MW Restringido
ED-511/03	CHIMAY	GR-1	CE	Unidad F/S para limpieza de la presa Tulumayo por alta concentración de material flotante.	05-Nov	00:15	05-Nov	09:19			0.00	0.00	6.00	75
ED-512/03	CHIMAY	GR-2	CE	Unidad F/S para limpieza de la presa Tulumayo por alta concentración de material flotante.	05-Nov	00:04	05-Nov	09:19			0.00	0.00	6.00	75

Mes: Noviembre

Dias: 30

Indisponibles Programadas

		HIP	HP	HDP
Chimay	G1	0.00	180	180.00
Chimay	G2	0.00	180	180.00

Indisponibles Fortuita

		HIF	HP	HDF
Chimay	G1	0.00	180	180.00
Chimay	G2	0.00	180	180.00

Indisponibles Forzada FP

		HND	HP	HD
Chimay	G1	0.00	180	180.00
Chimay	G2	0.00	180	180.00

Horas de Operación de las unidades de la C.H. Chimay
Diciembre 2003

N°	CENTRAL	GRUPO	TIPO	DESCRIPCION	Día Inicio	Hora Inicio	Día Finaliz.	Hora Finaliz.	Hora Punta Inicio	Hora Punta Final	Indisponible HND	Indisponible Forzada HND	Presencia HD	MW Restringido
ED-562/03	CHIMAY	GR-1	MP	Pulido de rodete e inspección hidráulica	07-Dic	06:06	07-Dic	16:37			0.00		6.00	
ED-563/03	CHIMAY	GR-2	MP	Pulido de rodete e inspección hidráulica	07-Dic	06:24	07-Dic	16:43			0.00		6.00	
ED-564/03	CHIMAY	GR-2	MCR	Falla en el convertidor de medida, no había señal de MW	07-Dic	16:51	07-Dic	17:18	17:00	17:18	0.30		6.00	
ED-579/03	CHIMAY	GR-1	MP	Colocación de equipos para medida de vibraciones.	11-Dic	00:15	11-Dic	10:41			0.00		6.00	
ED-581/03	CHIMAY	GR-1	MP	Colocación de equipos para medida de vibraciones.	12-Dic	13:46	12-Dic	17:11	17:00	17:11	0.18		6.00	
ED-582/03	CHIMAY	GR-1	MP	Retiro de equipos de medida de vibraciones	13-Dic	00:13	13-Dic	07:13			0.00		6.00	
ED-593/03	CHIMAY	GR-1	CE	Unidad F/S por alta concentración de sólidos en el río Tulumayo	17-Dic	22:13	18-Dic	00:00	22:13	23:00	0.78	0.78	5.22	75
ED-594/03	CHIMAY	GR-2	CE	Unidad F/S por alta concentración de sólidos en el río Tulumayo	17-Dic	22:18	18-Dic	00:00	22:18	23:00	0.70	0.70	5.30	75
ED-593/03	CHIMAY	GR-1	CE	Unidad F/S por alta concentración de sólidos en el río Tulumayo	18-Dic	00:00	18-Dic	11:06						
ED-594/03	CHIMAY	GR-2	CE	Unidad F/S por alta concentración de sólidos en el río Tulumayo	18-Dic	00:00	18-Dic	11:09						
ED-595/03	CHIMAY	GR-2	CE	Unidad F/S por alta concentración de sólidos en el río Tulumayo	18-Dic	11:58	18-Dic	00:00	17:00	23:00	6.00	6.00	0.00	75
ED-595/03	CHIMAY	GR-2	CE	Unidad F/S por alta concentración de sólidos en el río Tulumayo	18-Dic	00:00	18-Dic	13:21						
ED-598/03	CHIMAY	GR-1	MF	Por falla de relé auxiliar que predispone la unidad para la toma de carga, esta bajó su carga de 75 a 2 MW.	22-Dic	16:30	23-Dic	00:00	17:00	23:00	6.00		6.00	73
ED-599/03	CHIMAY	GR-2	MF	Por falla de relé auxiliar que predispone la unidad para la toma de carga, esta bajó su carga de 75 a 1 MW.	22-Dic	16:30	23-Dic	00:00	17:00	23:00	6.00		6.00	73
ED-598/03	CHIMAY	GR-1	MF	Por falla de relé auxiliar que predispone la unidad para la toma de carga, esta bajó su carga de 75 a 2 MW.	23-Dic	00:00	23-Dic	01:10			0.00		6.00	
ED-599/03	CHIMAY	GR-2	MF	Por falla de relé auxiliar que predispone la unidad para la toma de carga, esta bajó su carga de 75 a 1 MW.	23-Dic	00:00	23-Dic	01:26			0.00		6.00	
ED-605/03	CHIMAY	GR-1	CE	Parada de central por alta concentración de sólidos en el río.	24-Dic	18:27	24-Dic	23:45	18:27	23:45	5.30	5.30	0.70	75
ED-606/03	CHIMAY	GR-2	CE	Parada de central por alta concentración de sólidos en el río.	24-Dic	18:21	24-Dic	23:45	18:21	23:45	5.40	5.40	0.60	75

Mes: Diciembre

Días: 31

Indisponibles Programadas

		HIP	HP	HDP
Chimay	G1	0.18	186	185.82
Chimay	G2	0.00	186	186.00

Indisponibles Fortuita

		HIF	HP	HDF
Chimay	G1	5.84	186	180.16
Chimay	G2	6.14	186	179.86

Indisponibles Forzada FP

		HND	HP	HD
Chimay	G1	6.08	186	179.92
Chimay	G2	12.10	186	173.90