

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**SUPERVISIÓN DEL DESEMPEÑO DE UNIDADES DE
GENERACIÓN ELÉCTRICA**

INFORME DE COMPETENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

RAUL ARTURO HUATUCO CIPRIANO

**PROMOCIÓN
2000 - I**

**LIMA – PERÚ
2010**

**SUPERVISIÓN DEL DESEMPEÑO DE UNIDADES DE
GENERACIÓN ELÉCTRICA**

A mis padres:
Gracias a su esfuerzo y dedicación
he podido estudiar y culminar la
profesión

SUMARIO

El Capítulo I define los conceptos generales que rigen la operación de un sistema eléctrico de potencia, ilustrándose las principales características de un sistema de potencia, la interrelación que existe entre los subsistemas y como las acciones o comportamientos de un generador en particular tienen un impacto técnico y económico en el sistema. Se explican los conceptos e implicancias de la confiabilidad de un sistema eléctrico. Asimismo, se analizan los efectos de las fallas en sistemas de potencia, sus implicancias técnicas, económicas y sociales en los agentes participantes y la población.

El Capítulo II tiene por finalidad realizar una evaluación de la problemática del desempeño de las unidades de generación en el Perú en base a información estadística de la operación del SEIN. Se realiza una evaluación del margen de reserva fría, la potencia indisponible mensual, las fallas de las centrales de generación eléctrica, y la energía indisponible en el SEIN. Asimismo, se presenta como han evolucionado las principales variables del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

El Capítulo III tiene por finalidad realizar un resumen del marco regulatorio vinculado a la operación segura de la generación en el SEIN. Se evalúa el margen de reserva firme objetivo, el precio básico de la potencia y la tasa de indisponibilidad fortuita. Asimismo, se evalúan las medidas implementadas para monitorear el desempeño de las unidades de generación, como son los procedimientos de OSINERGMIN “Supervisión de la Disponibilidad y el Estado Operativo de las Unidades de Generación del SEIN” y “Supervisión del Cumplimiento de los Programas de Mantenimiento aprobados por el COES”.

En el Capítulo IV se desarrolla la metodología y criterios para la supervisión del desempeño de unidades de generación eléctrica mediante índices. Se justifica la utilización de los índices de la NERC, se describe el funcionamiento del sistema de datos de disponibilidad de generación y se describe la importancia del monitoreo del desempeño. Asimismo, se desarrolla la metodología de supervisión del desempeño operativo de las unidades de generación mediante indicadores, así como otras aplicaciones de los índices de desempeño.

En el Capítulo V se aplica la metodología propuesta de supervisión de los índices de desempeño de unidades de generación, a las unidades de generación del SEIN, las cuales están agrupadas por capacidad y tecnología.

ÍNDICE

PRÓLOGO

CAPITULO I

REQUERIMIENTOS DE OPERACIÓN SEGURA DE LA GENERACION ELECTRICA

1.1	Introducción	3
1.2	Estructura básica de un sistema de potencia	3
1.2.1	Confiabilidad en sistemas de potencia	3
1.2.2	Requerimientos esenciales en la operación de sistemas eléctricos de potencia	4
1.2.3	Reservas operativas de generación	5
1.2.4	Efectos de las fallas en sistemas de potencia	6
1.3	Generación eléctrica	7
1.3.1	Disponibilidad de generación	7
1.3.2	Confiabilidad de generación	9
1.3.3	Gestión de mantenimientos en unidades de generación	9
1.3.4	Costo típico de degradación	10
1.3.5	Características del ciclo de vida de una maquina	11
1.3.6	Requerimientos para Competencia en el lado de suministro	11
1.3.7	Optimización de la confiabilidad en unidades de generación	13

CAPITULO II

PROBLEMÁTICA DEL DESEMPEÑO DE LAS UNIDADES DE GENERACION EN EL PERU

2.1	Introducción	14
2.2	El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional	14
2.2.1	Producción y demanda de energía	14
2.2.2	Composición de la oferta del sector eléctrico del Perú	14
2.3	Problemática del desempeño de las unidades de generación en el Perú	16
2.3.1	Margen de reserva fría histórica	16
2.3.2	Potencia indisponible mensual en el SEIN	18
2.3.3	Fallas de las centrales de generación eléctrica del SEIN	18
2.3.4	Energía indisponible en el SEIN	20
2.4	Sumario de resultados	21
2.4.1	El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional	21

2.4.2 Problemática del desempeño de las unidades de generación en el Perú	21
CAPITULO III	
MARCO REGULATORIO VINCULADO A LA OPERACIÓN CONFIABLE DE LA GENERACION	
3.1 Introducción	23
3.2 Marco regulatorio vinculado a la operación confiable de la generación	23
3.2.1 Pagos por capacidad	23
3.2.2 Transferencias de potencia	24
3.2.3 Margen de reserva	25
3.2.4 Confiabilidad de generación	26
3.3 Medidas implementadas para monitorear el desempeño de las unidades de generación	27
3.3.1 Supervisión de la disponibilidad y el Estado Operativo de las unidades de generación del SEIN	27
3.3.2 Supervisión del cumplimiento de los programas de mantenimiento aprobados por el COES	31
3.4 Sumario de resultados	33
3.4.1 Marco regulatorio vinculado a la operación confiable de la generación	33
3.4.2 Medidas implementadas para monitorear el desempeño de las unidades de generación	33
CAPITULO IV	
METODOLOGÍA Y CRITERIOS PARA LA SUPERVISIÓN DEL DESEMPEÑO DE UNIDADES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA MEDIANTE INDICES	
4.1 Introducción	35
4.2 North American Electric Reliability Corporation (NERC)	36
4.2.1 Funciones de la NERC	36
4.2.2 Estándares de confiabilidad	37
4.2.3 Sistema de datos de disponibilidad de generación (GADS Generating Availability Data System)	37
4.2.4 Reporte estadístico del desempeño de unidades de generación	37
4.3 Criterios para procesar la información estadística del desempeño	37
4.3.1 Estado Inactivo	38
4.3.2 Estado Activo	39
4.3.3 Tipos de salidas programadas	39
4.3.4 Tipos de salidas forzadas	39
4.3.5 Tipos Forzados de Derate	40

4.4	Índices, factores y tasas que considera la Norma IEEE 762	41
4.4.1	Índices basados en tiempo	41
4.4.2	Factores de energía	41
4.4.3	Tasas	41
4.4.4	Definiciones	41
4.4.5	Formulación de los índices	43
4.4.6	Diferencias del FOF, FOR y EFOR	44
4.5	Aplicación de los índices NERC	45
4.5.1	Validez estadística	45
4.5.2	Nivel de representatividad	45
4.5.3	Acceso a los índices de la NERC	46
4.6	Criterios para la supervisión del desempeño	46
4.6.1	Importancia del Monitoreo del Desempeño	46
4.6.2	Agrupamiento de unidades	46
4.6.3	Comparación mediante Benchmarking	47
4.6.4	Eficiente gestión de la Disponibilidad	47
4.7	Metodología de supervisión del desempeño operativo de las unidades de generación mediante indicadores	48
4.7.1	Factor de disponibilidad	49
4.7.2	Factores de indisponibilidad	50
4.8	Otras aplicaciones de los índices de desempeño	51
4.8.1	Diseño de estrategias de existentes y nuevas unidades	51
4.8.2	Estrategias de operación y mantenimiento	52
4.8.3	Estudios del sistema	52
4.9	Sumario de resultados	52
4.9.1	Aplicación de los índices NERC	52
4.9.2	Criterios para la supervisión del desempeño	52
4.9.3	Metodología de supervisión del desempeño operativo de las unidades de generación mediante indicadores	53

CAPITULO V

APLICACIÓN DE LOS INDICES DE DESEMPEÑO DE UNIDADES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

5.1	Introducción	54
5.2	Aplicación de los índices de desempeño	54
5.2.1	Unidades Hidráulicas	54
5.2.2	Unidades Turbo Gas	55

5.2.3 Unidades Turbo Vapor	56
5.2.4 Unidades Reciprocantes	56
5.3 Energía indisponible en el SEIN	56
5.4 Aplicación de los índices de desempeño en simulaciones de expansión	64
5.5 Sumario de resultados	67
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	69
BIBLIOGRAFIA	71

PRÓLOGO

En los últimos años, con la adopción de los gobiernos del modelo de libre mercado eléctrico han surgido una variedad de factores que hacen que los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP's) sean operados cerca de sus límites de seguridad, esta política en la operación hace que la confiabilidad de sistemas eléctricos de potencia sea un tema primordial debido a su rol crítico en el suministro de electricidad en la sociedad, dado su impacto económico, técnico y social.

En este sentido la evaluación del desempeño de las unidades de generación es una tarea fundamental para el regulador, que le permita determinar las medidas normativas adecuadas que fomenten el óptimo uso de los recursos disponibles, es decir, mejorar el desempeño operativo de las unidades de generación.

La mejora del desempeño de la generación tiene como consecuencia directa en el aumento del número de horas operativas, la postergación de nuevos proyectos, mejora la seguridad del sistema. La reducción de salidas no planeadas lleva a una operación confiable y segura, y además, reduce las interrupciones de suministro y aumenta el factor de disponibilidad de energía.

En recientes años la necesidad por medir el desempeño de las unidades de generación ha ido aumentando conforme los requerimientos de demanda han ido aumentando. Con la dación de la Ley 28832, el gobierno buscó, entre otros, dar las condiciones necesarias que aseguren las inversiones de generación eficiente que mitiguen el riesgo del SEIN a racionamiento prolongado por déficit de generación, asegurando a los consumidores un nivel adecuado de calidad del suministro.

Producto del acelerado crecimiento de la demanda del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (En adelante SEIN), principalmente motivado por los altos costos de los metales en el mercado internacional hasta fines del 2008, resultando con tasas de crecimiento de hasta 11%, exigía cada vez una mayor utilización de los recursos disponibles, sin embargo este crecimiento acelerado no se acompañó con la instalación de nuevas unidades de generación que brinden un nivel adecuado de reservas. Sin embargo, el parque de generación en la teoría podían suplir los requerimientos de energía eléctrica, sin embargo la alta indisponibilidad programada y fortuita de las unidades origen que en algunos periodos de los años 2008 y 2009 se operará sin

reservas, e incluso se optó por racionar suministros cuando el Ciclo Combinado de Ventanilla (490 MW) salía de servicio fortuitamente.

A la fecha, con la desaceleración mundial del crecimiento económico, que se ha reflejado en una disminución de la demanda eléctrica, ha sido suficiente para mitigar el alto riesgo de racionamiento que se preveía para el 2009, sin embargo, dada las restricciones del gas de Camisea y de recuperarse el crecimiento de la demanda, es que se requiere garantizar un desempeño adecuado de las unidades de generación conforme a la tecnología y capacidad de estas, tal como lo hace la NERC en los Estados Unidos.

Además, dado que no se registra adecuadamente la información necesaria para evaluar el desempeño real de las unidades de generación, se vienen utilizando índices estándares como índices de indisponibilidad forzada para los diversos estudios energéticos que se realizan en el SEIN. Como por ejemplo, los estudios de planeamiento de la expansión de la generación, esta representación no refleja las reales necesidades de expansión en generación del SEIN.

Monitorear los índices de desempeño de las unidades de generación por el organismo regulador es una tarea necesaria en un Sistema Eléctrico que viene operando forzosamente o cerca de sus límites de seguridad operativa, direccionando la supervisión hacia la mejora en la calidad y seguridad del suministro y que se refleja en costos eficientes del sistema.

El presente trabajo propone una metodología de supervisión a través del benchmarking. Para lo cual, primero se identifican otras plantas "par" de diferentes partes del mundo cuyo diseño y características operacionales son similares a la de la unidad en cuestión, se propone se utilicen los índices NERC puesto que cuentan con una gran cantidad de registros y se vienen actualizando regularmente.

Los indicadores NERC están agrupados por tipo y tamaño de unidades, permiten seleccionar las necesarias características de diseño para analizar datos de eventos y performance. En la actualidad, el benchmarking se ha hecho un instrumento clave en diversas compañías industriales para ejecutar esfuerzos en mejorar su desempeño, la aplicación de los índices NERC a las unidades de generación del SEIN es un benchmarking, en el que primero se identifica la unidad de acuerdo al agrupamiento de las unidades realizado por la NERC y se compara sus índices de desempeño con los estándares de la NERC.

CAPITULO I

REQUERIMIENTOS DE OPERACIÓN SEGURA DE LA GENERACION ELECTRICA

1.1 Introducción

En este capítulo se describe la estructura básica y función de un sistema de potencia, así mismo, se definen los conceptos generales que rigen la operación de un sistema eléctrico de potencia, con el fin de comprender los criterios y evaluación de la confiabilidad de la generación. El capítulo está dividido en 3 partes.

La primera parte trata sobre la estructura básica de un sistema eléctrico de potencia. Se centra en sintetizar los requerimientos esenciales en la operación de sistemas eléctricos de potencia, detallar los principios fundamentales que involucran la operación segura de un sistema eléctrico de potencia y los efectos de las fallas en el sistema eléctrico.

La segunda parte examina la generación de electricidad centrándose en los aspectos vinculados a la operación y mantenimientos de unidades, se define la disponibilidad y la confiabilidad de la generación.

1.2 Estructura básica de un sistema de potencia

En principio, el sistema eléctrico de potencia está compuesto por tres subsistemas: la Generación, la Transmisión y la Distribución. Estos subsistemas están interconectados entre sí, de tal manera que la energía producida en la generación es transportada a través del sistema de transmisión y las redes de distribución a los consumidores, en los niveles de calidad y confiabilidad demandada.

La configuración de cada sub-sistema y sus características técnicas son determinadas por consideraciones técnico-económicas. El nivel de redundancia determina la confiabilidad que los consumidores perciben, sin embargo, este nivel influye en el precio de la electricidad.

1.2.1 Confiabilidad en sistemas de potencia

Se dice que un sistema de potencia es confiable si presenta pocas interrupciones de suministro. Las interrupciones pueden ser detalladas en términos de número, frecuencia, duración, y cantidad de carga (o número de clientes) afectados. Las interrupciones pueden ocurrir por contingencias en el sistema de potencia (generación y transmisión) y sistema de distribución, o ambos.

La confiabilidad también puede ser definida en términos de adecuación (o suficiencia) y seguridad. La adecuación se refiere a la cantidad de recursos disponibles para suministrar los requerimientos adicionales de demanda eléctrica y energía. La adecuación es un término usado para el largo plazo (años) para direccionar los requerimientos de potencia y energía. Adecuación implica que hay suficientes recursos de generación instalada y disponible para satisfacer los requerimientos proyectados más las reservas por contingencias, es decir, la habilidad para satisfacer la demanda de potencia y energía de los consumidores en todo momento.

En sistemas verticalmente integrados la adecuación se lograba mediante una planificación centralizada, que buscaba minimizar los costos totales sujetos a restricciones técnicas y de confiabilidad. Luego, con la reestructuración se introdujo estructuras de mercado en la generación de energía eléctrica, reemplazándose la planificación centralizada por mecanismos de decisión descentralizada, las que son señales económicas que guían las inversiones en nueva capacidad de generación.

Los aspectos de seguridad se direccionan a operaciones de emergencia que suceden en un sistema de potencia, tomando lugar en cortos periodos de tiempo (segundos a horas), e involucra la intervención del operador del sistema. Seguridad implica que el sistema continuará operando en el estado normal incluso luego de salidas o las ocurrencias de fallas en otros equipos.

En este sentido, las reglas de funcionamiento del mercado que definen los mecanismos remuneratorios, proporcionan señales económicas que promuevan inversiones eficientes y niveles de adecuación aceptables. Se debe entender por inversión eficiente a aquella que conduzca al nivel correcto de capacidad y produzca una matriz óptima de tecnologías de generación, que conceptualmente conduce al máximo beneficio social.

1.2.2 Requerimientos esenciales en la operación de sistemas eléctricos de potencia

La operación de los sistemas eléctricos de potencia se caracteriza en que los agentes participantes (Empresas de generación, transmisión, distribución, y clientes libres) deben utilizar el servicio proporcionado por el sistema para comprar o para vender energía. Ser privado de energía eléctrica es extremadamente incómodo y costoso para los consumidores, las interrupciones del servicio dañan a los productores en un menor grado. Los usuarios del sistema por lo tanto tienen el derecho de contar con cierto nivel de la continuidad en el servicio proporcionado por el sistema de energía. La operación de los sistemas eléctricos de potencia tienen las siguientes características:

- El balance de generación y demanda se realiza permanentemente y casi instantáneamente, tomando en cuenta las restricciones técnicas del sistema.

- Los flujos de potencia en los sistemas de transmisión siguen las leyes físicas y no dependen de la titularidad, contratos, regiones, etc. Las acciones para controlar los flujos en los sistemas de transmisión se limitan en ajustar la generación y realizar maniobras en los interruptores para conseguir otra configuración de la red.

Estas características traen consigo efectos en la confiabilidad del sistema eléctrico de potencia, que dominan los aspectos de diseño y operación de sistemas de potencia:

- Cada acción de control que es efectuada por cualquier agente tiene un efecto inmediato en los otros agentes en el sistema.
- Las salidas fortuitas de equipos pueden ser severas y ocasionar salidas en cascada, afectando el suministro eléctrico. La falla del más simple elemento puede, si no se cuenta con los planes de maniobras apropiados, originar salidas en cascada, cuyo impacto dependerá de la magnitud de la contingencia y el nivel de seguridad del sistema.
- Requerimiento de reserva fría.

Son condiciones necesarias de operación de un sistema eléctrico de potencia.

Los esfuerzos en mejorar el nivel de confiabilidad en el sistema de potencia es la realización de:

- Planificar el sistema, tal que tenga suficiente capacidad de generación, transmisión y distribución.
- Diseñar el sistema para reducir la probabilidad de falla del equipamiento.
- Operar el sistema manteniéndolo dentro de márgenes de operación seguros.
- El operador debe estar preparado para restablecer el suministro al menor tiempo posible.

En todos los casos, lo anterior implica un equilibrio entre confiabilidad y costos, es imposible construir suficiente capacidad para operar el sistema con suficiente margen de reserva para tener un sistema perfectamente confiable, es financieramente imposible diseñar un sistema tolerante a todas las fallas, es por esto que, los requerimientos en los planes de restablecimiento del sistema son importantes.

1.2.3 Reservas operativas de generación

El principal objetivo de la operación de un sistema de potencia es proveer energía eléctrica a los clientes en forma confiable y económica, es minimizar el costo operativo que incluye los costos de mantener una adecuada reserva, sin la reducción del nivel de la seguridad. Recursos o energía de respaldo, que son designados como reserva, son necesarios para proporcionar un adecuado suministro bajo inesperadas condiciones operativas tal como fallas del sistema y el crecimiento de la demanda. La estructura de la reserva de generación de un sistema de potencia se determina basándose en el equilibrio entre un nivel requerido de confiabilidad y el costo de la reserva.

Las reservas operativas están destinadas a evitar que el sistema colapse cuando ocurra el desequilibrio entre la generación y la demanda. Si la contingencia se produce cuando el sistema no tiene suficiente capacidad de reserva, el operador del sistema debe recurrir al rechazo de carga para evitar un colapso del sistema.

Usando datos históricos sobre la tasa de falla de las unidades de generación y los enlaces de transmisión importantes, se calcula la magnitud necesaria de la reserva para reducir la probabilidad de desconexión de carga a un nivel aceptable. Los análisis probabilísticos demuestran que si las unidades de generación fallan frecuentemente, implicaría que el sistema de potencia requiera más reserva que un sistema en el que los generadores son más confiables. También demuestran que en un sistema de potencia que es suministrado por unidades de generación de considerable capacidad para el sistema, necesitan más reserva que en una con muchos generadores más pequeños.

La insuficiente confiabilidad de algunas grandes plantas de generación puede por lo tanto aumentar la necesidad de funcionar la reserva.

1.2.4 Efectos de las fallas en sistemas de potencia

Los costos de las fallas en sistemas de potencia pueden ser representados como costos socio - económicos. Los riesgos asociados con algún particular nivel de incertidumbre en la operación del sistema dependen en parte de la relativa proximidad del sistema a los límites de adecuación o los límites de estabilidad que son determinados durante el planeamiento del sistema.

El sistema de potencia está compuesto de muchos elementos que están expuestos a fallas y requieren ser sacados de operación con el propósito de realizarles mantenimiento. No es posible prevenir las fallas en el sistema eléctrico, es necesario que se realicen muy altas inversiones para lograr que el sistema sea completamente tolerante a fallas. Por lo anterior en la planificación del sistema eléctrico se selecciona para que funcione en un nivel de confiabilidad aceptable para los consumidores, al tiempo que se limita el nivel de inversión con el fin de obtener un precio razonable de la electricidad. Estos criterios definen un razonable nivel de riesgo del suministro de electricidad.

El nivel de redundancia con que se diseñe cualquier subsistema, se determina evaluando los posibles daños causados por las fallas y la probabilidad de su ocurrencia. Las consecuencias de las fallas dependen en que componente del sistema es afectado.

Por ejemplo, en un sistema hidrotermico como el peruano, si se presenta la falla de una unidad grande (C.T. Ventanilla) en la época de estiaje y la reserva fría no es suficiente para suplir este déficit, ocasionaría racionamientos de carga con una duración de varias horas. Desde el punto de vista social, la interrupción del suministro ocasiona un malestar en la población, si la frecuencia de estas interrupciones es elevada, podría

ocasionar movilizaciones sociales, situación que ha ocurrido en anteriores oportunidades en Perú. A continuación se listan algunos de los numerosos impactos de las fallas:

- Pérdida de vidas debido a accidentes (por ejemplo, debido a calles sin iluminación;
- Pérdida de la productividad de la industria;
- Pérdida de ventas en los negocios;
- Pérdida de sueldos de trabajo;
- Daño del equipamiento;
- Incendios y explosiones;
- Disturbios y asaltos;
- Aumento de la tasa de seguro.

1.3 Generación eléctrica

El subsistema de generación produce electricidad mediante la conversión de la energía, las unidades de generación convencionales son alimentadas con combustibles fósiles (carbón, petróleo, etc.).

Las unidades de generación son sistemas mecánicos operando a altas temperaturas y presiones y, por tanto requieren se efectúen considerables mantenimientos, así como, la frecuencia de fallas es relativamente alto en comparación con las otras componentes del sistema eléctrico (por ejemplo, las líneas de transmisión). Como consecuencia, las unidades de generación están fuera de servicio por un relativamente alto porcentaje de tiempo debido a las fallas y los mantenimientos programados.

Los índices que se aplican al sistema de generación son definidos para caracterizar la adecuación del sistema (por ejemplo: tiempo durante el cual el sistema es capaz de satisfacer toda la demanda). Las unidades de generación son principalmente medidas por su capacidad disponible de potencia en cada hora del día.

1.3.1 Disponibilidad de generación

La disponibilidad expresa la tasa prevista de operación de la unidad. La disponibilidad puede definirse como la capacidad de la unidad de realizar la función requerida por el operador del sistema para un deseado periodo. Adicionalmente, la disponibilidad considera el soporte logístico y los factores humanos, además de la confiabilidad y de la mantenibilidad.

La operación de una unidad de generación requiere la operación coordinada de cientos de componentes individuales. Cada componente tiene un diferente nivel de importancia en la operación de la unidad. La falla de algunas piezas del equipamiento podría causar pequeñas o despreciables perjuicios en la operación de la unidad, mientras que otras piezas pueden causar la inmediata salida de servicio de la unidad, las tasas de

fallas de las componentes de la unidad de generación contribuyen a la total indisponibilidad de la unidad.

La capacidad de producción de la unidad es determinada en parte por la disponibilidad de cada componente. La misión principal de la gestión del mantenimiento es asegurarse que la unidad (equipos y sistemas) este siempre operando o disponible y en buenas condiciones de funcionamiento.

La indisponibilidad de la unidad de generación debido a la falla de componente es conocido como tasa de salida forzada, es expresada como un porcentaje de tiempo y es una medida de la cantidad de tiempo que la unidad estaría indisponible a suministrar energía. La naturaleza de las salidas forzadas, es que ellas son de ocurrencia aleatoria sobre el que se tiene poco o ningún control. Hay dos tipos de salidas forzadas, parcial y total.

Salidas forzadas parcial son reducciones en la capacidad de la unidad, mientras que salidas forzadas totales ocurren cuando un componente crítico de la unidad falla y la unidad no puede mantenerse operando por mucho tiempo, esto puede ocurrir de dos maneras, los dispositivos de protección pueden disparar y sacar de servicio la unidad, o, los operadores de la planta pueden parar la unidad para proteger el equipamiento o el personal. La equivalente tasa de salida forzada (EFOR) es el término usado para indicar la combinación de salida forzada total y la prorrateada salida forzada parcial

Otro factor que contribuye a la disponibilidad de la unidad es el mantenimiento. Varios componente de la unidad deben ser sacadas de servicio en forma regular para efectuarles mantenimiento preventivo o para reemplazar componentes, antes que resulte en una salida forzada. Mantenimientos mayores incluyen overhaul de la turbina, rebobinado del generador y cambio de tuberías de la caldera, para los que es necesario que la unidad este fuera de servicio.

Las salidas forzadas son eventos cuya ocurrencia no puede ser prevista, pero puede ser pronosticada usando medidas de probabilidad. Las salidas por mantenimiento son eventos que pueden ser programados por adelantado

Centrarse en la disponibilidad del equipamiento crítico de la unidad, no es suficiente para asegurar el funcionamiento de la unidad en niveles aceptables de confiabilidad. La gestión del mantenimiento debe mantener íntegramente la unidad, el equipo, y sistemas directos e indirectos de modo que continuamente estén en la condición de funcionamiento óptima. Lo que se busca es ampliar la vida útil de la unidad, para lo cual, se ejecutan los programas de mantenimiento que aumentarán la vida útil de todos los equipos de la unidad.

1.3.2 Confiabilidad de generación

Las tasas de salidas de generación eléctrica se deben principalmente a la operación en condiciones agresivas de los materiales (que son operados cerca a sus límites), la antigüedad y complejidad de las centrales eléctricas, y la limitada redundancia de los procesos.

Por ejemplo, una planta de carbón de 20 años de antigüedad podría tener una tasa de salidas programada de alrededor del 8% del tiempo y una tasa de salidas no programadas mayores a 8% del tiempo. Las tasas de salidas programadas y no programadas pueden ser alteradas, en un costo, por una mezcla de medidas operativas, de configuración y mantenimientos.

La tasa de salidas de una unidad de generación es relacionada con:

a) Calidad de los procedimientos operativos.

b) Régimen Operativo

Entre overhauls e inspecciones, la planta acumula daño continuo y se volverá más susceptible a fallar. El arranque de la unidad sustancialmente aumenta la tasa de una falla mayor. Diferentes regímenes operativos exigen diferentes regímenes de mantenimientos.

c) Condición de la unidad

La condición de la planta se puede representar como la acumulación de daño o perjuicio por horas y los arranques realizados, lo cual significa un acumulamiento en el costo de realizar mantenimientos en la unidad. La tasa de falla de la unidad está relacionada a la condición física y el nivel de deterioro en que se encuentra la planta.

Las tasas de salida forzada son definidas a partir de las probabilidades de salida de unidades generadoras tomadas de datos estadísticos medidos en el campo a partir de una población de equipos similares en operación. En países desarrollados esta información es tomada por entidades técnicas que recopilan la información de confiabilidad de las unidades, en forma sistematizada, de un gran número de empresas y sistemas, y durante muchos años, y por tanto la información va cobrando mayor validez año a año.

1.3.3 Gestión de mantenimientos en unidades de generación

El objetivo del mantenimiento no es “reparar” las averías en tiempo de operación; es prevenir todas las salidas que sean causadas por el equipo o los problemas relacionados al sistema. La misión del mantenimiento es alcanzar y sostener lo siguiente:

- Maximización de la disponibilidad.
- Condiciones de funcionamiento óptimas.
- Utilización máxima de los recursos.
- Vida optima del equipo.

- Mínimo ahorro de inventarios.
- Capacidad de reaccionar rápidamente.
- Minimizar los tiempos de indisponibilidad.

La gestión del mantenimiento define el sistema de actividades realizadas en un equipo para conservarlo operativo o para restablecerlo a un estado específico. El mantenimiento se subdivide en:

a) Mantenimiento preventivo

Se lleva a cabo en determinados intervalos para reducir fallas por el uso del equipo. Otro objetivo es también detectar y reparar las fallas ocultas, por ejemplo, fallas en los elementos redundantes no identificados cuando ocurrieron; y,

b) Mantenimiento correctivo

Se realiza luego de reconocida la falla y se consigna en llevar el equipo a estar disponible de operar confiablemente. Mantenimientos correctivos son también conocidos como reparaciones, y puede incluir alguno de los pasos siguientes: reconocimiento, aislamiento (localización y diagnóstico), eliminación (desmontaje, sustitución, reensamblaje), comprobación.

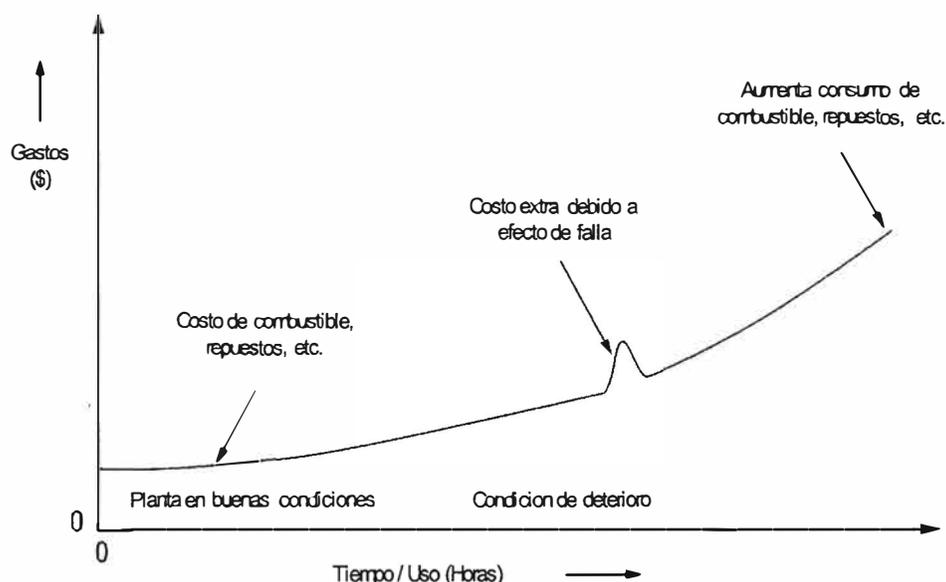


Fig. 1.1 Costo típico de degradación

1.3.4 Costo típico de degradación

Luego de una puesta a cero de la unidad (luego de un overhaul) a medida que va operando la unidad el costo de mantenimiento se va elevando, el mantenimiento se gestiona de tal manera que se programen los mantenimientos considerando el costo y la probabilidad de falla. Como se muestra en la figura Fig. 1.1 a medida que la unidad vaya acumulando horas de operación equivalente el costo asociado a los mantenimientos van en aumento, de no realizarse los mantenimientos oportunamente y de fallar la unidad,

existirá un extra costo debido al efecto de la falla (en la figura 1.1 knock-on effect), lo que significan costos extras para el titular de la unidad.

1.3.5 Características del ciclo de vida de una maquina

En la figura Fig. 1.2 se representa el comportamiento de las fallas de las unidades de generación, es sabido que la tasa de fallas es función del tiempo de operación. Típicamente es representada por la curva tipo bañera que es dividida en 3 regiones. La Región I o periodo de fallas de puesta en marcha, durante este periodo la tasa de fallas decrecen, esto debido a que en este periodo se presentan las primeras fallas especialmente de diseño y ajustes los que son corregidos para una correcta operación de la unidad. La Región II o posibilidad de falla, o también denominado “periodo de vida útil”, durante este periodo la tasa de falla se mantiene constante y dependerá del régimen operativo de la unidad, así como la gestión y efectividad de los mantenimientos que se le realicen. La Región III o periodo de agotamiento, durante este periodo la tasa de fallas aumenta, en este periodo la unidad ya cumplió su ciclo de vida existiendo un deterioro de los equipos y componentes de la unidad.

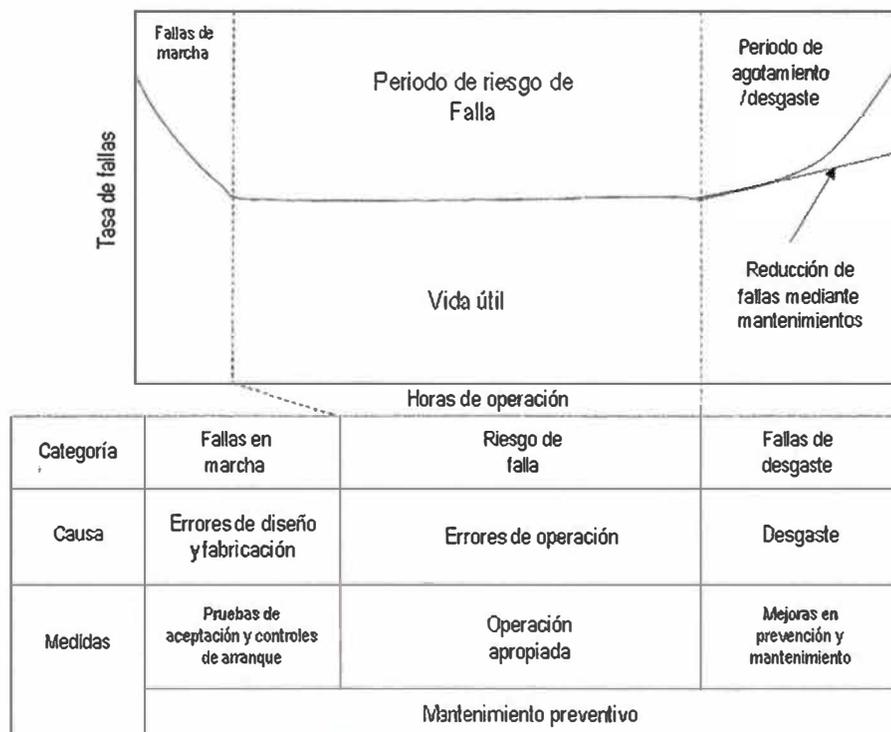


Fig. 1.2 Características del ciclo de vida de un generador

1.3.6 Requerimientos para Competencia en el lado de suministro

La operación de un sistema bajo un entorno de libre acceso a la red de transmisión por parte de los generadores y consumidores, siendo ambos agentes independientes que compiten entre sí según las reglas del mercado eléctrico, trajo consigo problemas como el que los intereses de los generadores no son concordantes con los objetivos de la

operación eficiente del sistema en conjunto. El aumento de la competencia en el sector electricidad tiene significantes implicancias en la operación de las plantas.

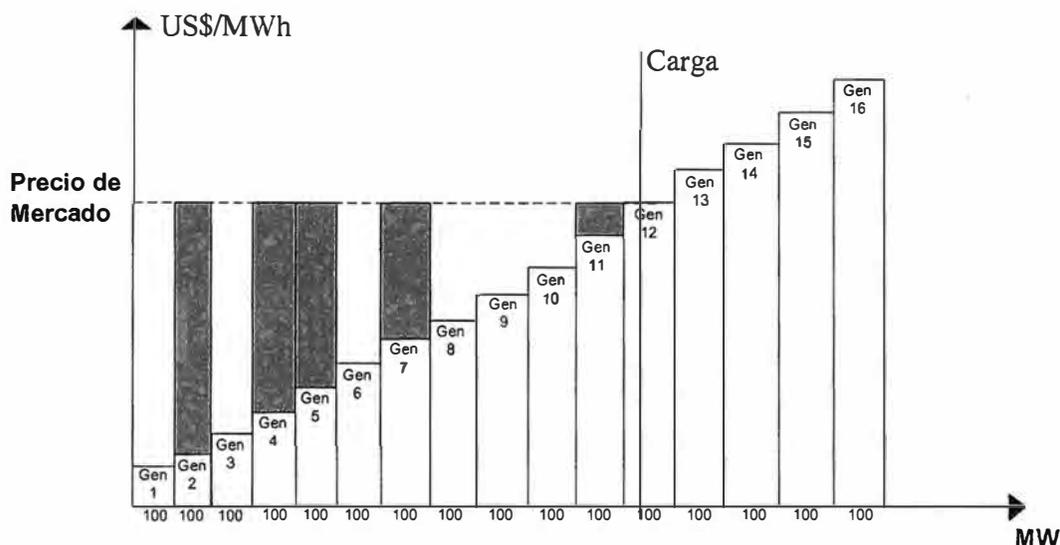


Fig. 1.3 Beneficio con precio competitivo

La teoría de regulación de mercados establece que para que un mercado sea competitivo se necesitan muchos vendedores. En una estructura de mercado perfectamente competitivo, con muchos vendedores, cada vendedor actúa como tomador de precios y sus acciones no puede afectar el precio de mercado, si tratan de cobrar más los clientes se marcharán a otra parte. Por el contrario, un monopolio tiene la capacidad para establecer el precio sin el temor de que otros vendedores ofrezcan mejor precio, produciendo menos y a un precio más elevado de lo que un mercado perfectamente competitivo produciría, estando muy por encima de los costos y obteniendo mayores beneficios.

En mercados eléctricos reales no existe la competencia perfecta, sin embargo, el regulador trata de generar las condiciones necesarias que permitan que el mercado se comporte como un mercado de competencia perfecta. Todos los mercados reales están entre monopolio puro y la competencia perfecta, pero si en el mercado intervienen pocos actores, estos actuarán como un monopolio y pueden en cierta medida fijar el precio de mercado. Cuando un vendedor no es un tomador de precios y mediante la reducción de su producción puede subir el precio de mercado, y hacerlo más rentable, se dice que tiene poder de mercado.

En las figuras Fig. 1.3 y Fig. 1.4 se muestra un ejemplo de cómo el ejercicio de poder de Mercado por una compañía dominante afectan los precios. Supongamos que la empresa dominante es dueña de las unidades Gen 2, Gen 4, Gen 5, Gen 7 y Gen 11. Supongamos que indisponde la unidad Gen 11, como se puede ver en la figura Fig. 1.4, resultando en un mayor precio de mercado, permitiéndole obtener mayores rentas que si

Gen 11 estuviera operando. Es decir, la compañía dominante maneja la indisponibilidad de su unidad para obtener rentas extras.

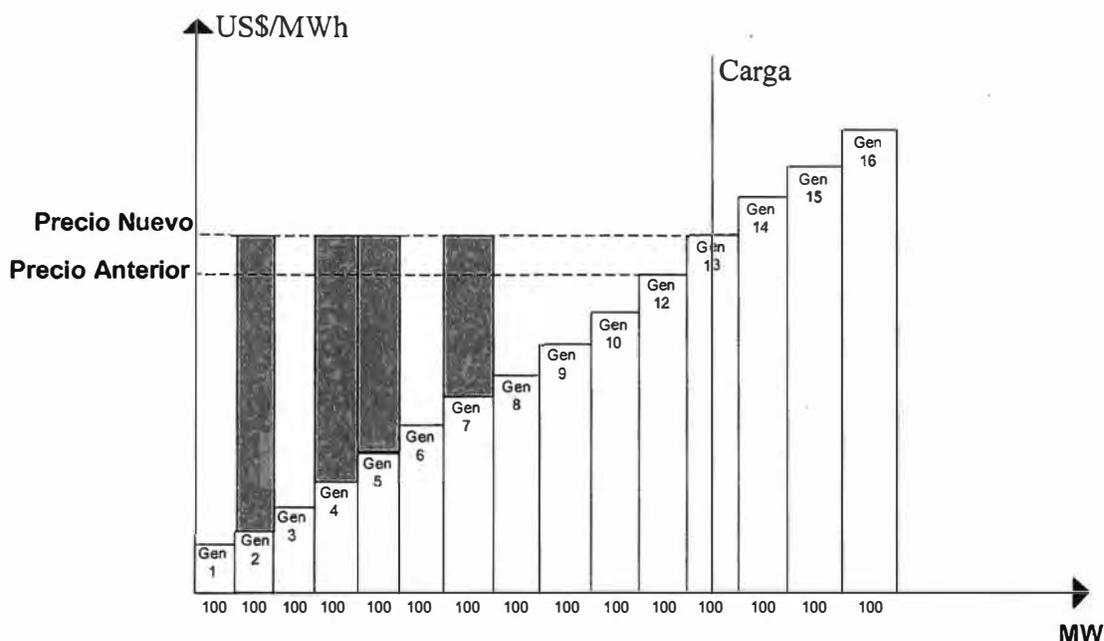


Fig. 1.4 Beneficio con restricción de capacidad (Poder de Mercado)

1.3.7 Optimización de la confiabilidad en unidades de generación

Mejorar y mantener un nivel adecuado de confiabilidad es de importancia crítica en un sistema eléctrico de potencia, sin embargo, mejorar la confiabilidad requiere recursos que están limitados por restricciones técnicas y económicas.

Existen cuatro métodos generales para mejorar la confiabilidad de la generación en un sistema eléctrico de potencia:

- Aumentar la redundancia de las componentes críticas.
- El óptimo ajuste de los parámetros del sistema, es decir el óptimo arreglo o combinación de los elementos (unidades de generación) existentes y/o la asignación de elementos de reserva;
- La mejora de la confiabilidad (disponibilidad) y/o performance de los elementos del sistema;
- Una combinación de los métodos antes mencionados.

Los métodos anteriores afectan la configuración y la distribución de la capacidad de las unidades de generación.

Adicionalmente a los métodos anteriores, los organismos reguladores podrían establecer incentivos normativos que persuadan a las empresas en mejorar la confiabilidad de las unidades de generación, esto implica, desde el establecimiento de tolerancias exigibles, hasta el desarrollo de un sistema de compensaciones económicas.

CAPITULO II

PROBLEMÁTICA DEL DESEMPEÑO DE LAS UNIDADES DE GENERACION EN EL PERU

2.1 Introducción

En este Capítulo se resume la problemática del desempeño de las unidades de generación en el Perú, como se refleja en los índices operativos del SEIN. El capítulo está dividido en 3 partes.

En la primera parte se realiza una descripción del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), como ha evolucionado la producción y demanda de energía, así como, la composición de la generación.

La segunda parte expone la problemática del desempeño de las unidades de generación en el Perú, evaluando indicadores como el margen de reserva fría histórica, la potencia indisponible mensual en el SEIN, las fallas de las unidades de generación, y la energía indisponible en el SEIN.

2.2 El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

2.2.1 Producción y demanda de energía

La máxima demanda de junio 2009 alcanzó los 4033.7 MW. Con relación a junio del 2008 tuvo una reducción de 1.4%. En la figura Fig. 2.1 se muestra la evolución de la demanda en el 2006, 2007, 2008 y lo que va del 2009.

La producción de energía alcanzó los 2369.2 GWh, con relación al mes de junio de 2008 tuvo una reducción de 2.8 %, tal como se muestra en la Tabla N° 2.1 y la figura Fig. 2.2.

El crecimiento de energía acumulado disminuyó a 1%, tal como se muestra en la figura Fig. 2.3.

2.2.2 Composición de la oferta del sector eléctrico del Perú

La característica principal del SEIN es ser un sistema hidrotérmico, actualmente, el 51 % de la potencia efectiva instalada en el SEIN corresponde a centrales hidráulicas. Esta característica hace que el sistema este sujeto a la incertidumbre de las condiciones hidrológicas.

La Potencia Efectiva del SEIN ha crecido en más de 2378 MW para el periodo entre los años 1995 y 2008, lo que significa un crecimiento a una tasa promedio anual de 5.3%, mientras que la máxima demanda lo hacía en 4,7%. En los últimos años se presentaron

altas tasas de crecimiento de la demanda, entre el 2004 y 2007 la tasa de crecimiento promedio anual fue de 8%. En los últimos 5 años observamos, en promedio, que la potencia creció solo en 3,5%, mientras que la máxima demanda lo hizo en 7.9%.

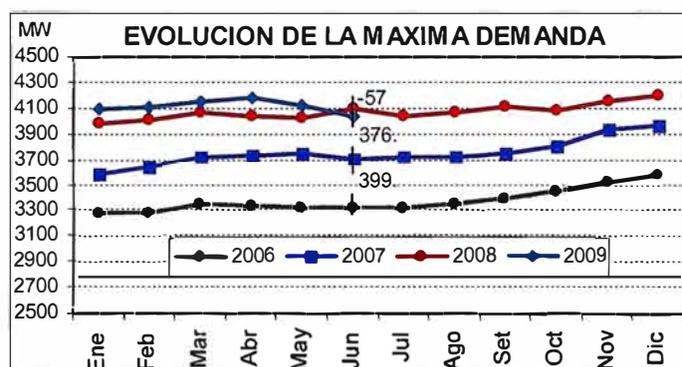


Fig. 2.1 Evolución de la Máxima Demanda del SEIN

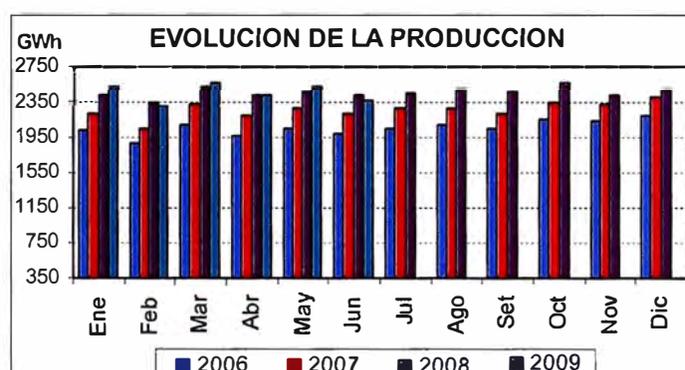


Fig. 2.2 Evolución de la Producción del SEIN

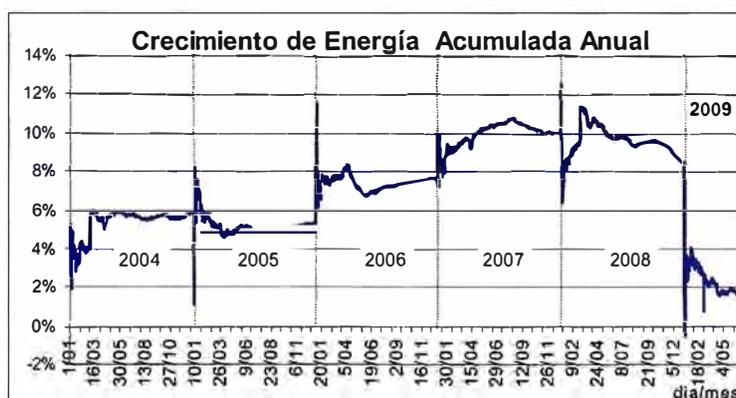


Fig. 2.3 Evolución de la energía acumulada anualmente

El margen de reserva, medido como el porcentaje de capacidad instalada adicional a la máxima demanda del sistema, es un primer indicador de la garantía de suministro. Luego de la reforma en 1993 y de un período de transición, el margen de reserva del SEIN mostró un incremento persistente alcanzando su máximo valor en el año 2001, para luego mostrar una continua reducción (ver Fig. 2.4).

Tal como se muestra en la figura Fig. 2.5, en términos de composición de la capacidad instalada, la participación de la potencia térmica en la oferta total pasó de 26%

en 1993 a cerca de 50% en 1998, y luego disminuyó hasta el 45% en el 2007, a julio del 2009 la potencia efectiva térmica es del 49%.

TABLA N° 2.1 Evolución Mensual de la Energía y Potencia del SEIN

MES	MAXIMA DEMANDA (MW)			ENERGIA (GWh)		
	2008	2009	INC	2008	2009	INC
Ene	3983.0	4091.1	2.7%	2435.6	2516.7	3.3%
Feb	4009.4	4105.3	2.4%	2356.6	2317.1	-1.7%
Mar	4072.0	4155.1	2.0%	2510.5	2551.7	1.6%
Abr	4043.2	4180.0	3.4%	2432.1	2438.9	0.3%
May	4018.9	4124.9	2.6%	2466.4	2512.9	1.9%
Jun	4090.8	4033.8	-1.4%	2438.7	2369.3	-2.8%
Jul	4039.7			2460.6		
Ago	4073.1			2503.7		
Set	4108.2			2470.1		
Oct	4088.1			2553.6		
Nov	4155.9			2441.5		
Dic	4198.7			2489.3		
Anual	4198.7	4180.0	-0.4%	29558.7	14706.6	-50.2%

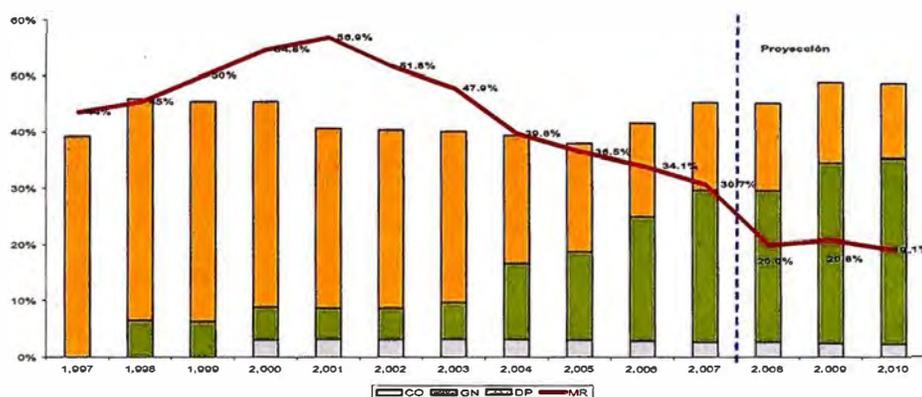


Fig. 2.4 Evolución de la participación de la capacidad térmica y el margen de reserva del SEIN (Fuente Minem)

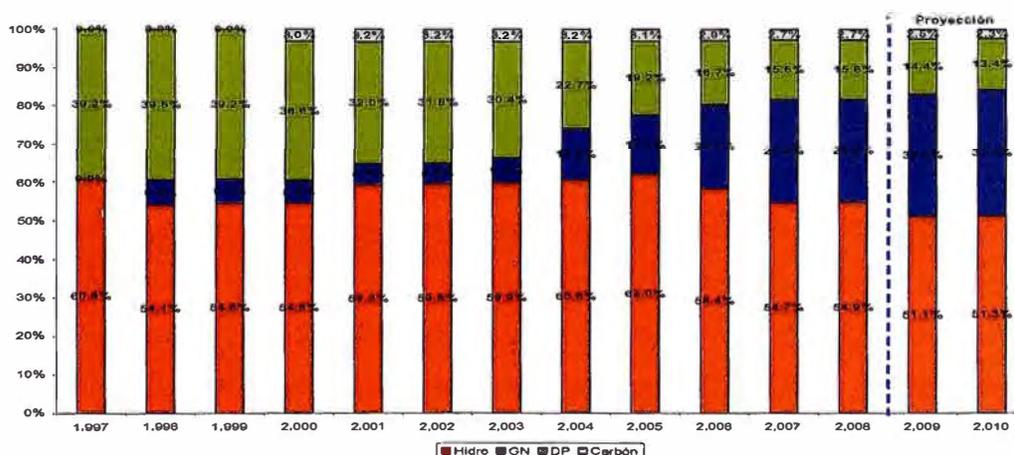


Fig. 2.5 Evolución de la composición del parque generador (Fuente Minem)

2.3 Problemática del desempeño de las unidades de generación en el Perú

2.3.1 Margen de reserva fría histórica

El margen de reserva es una medida aproximada de que tan adecuado es el nivel de la capacidad instalada para abastecer los requerimientos de la demanda en todo momento. La disminución de este margen a niveles muy bajos podría crear riesgo para la seguridad del suministro en el sistema a corto plazo.

El margen de reserva fría histórico muestra en forma diaria la capacidad de reserva fría disponible del parque de generación del SEIN, la cual puede ser requerida a despacho por el Coordinador del COES en el instante de máxima demanda del sistema; asimismo, relaciona en forma porcentual dicha capacidad de potencia efectiva respecto a esta máxima demanda, con la finalidad de observar con mayor claridad los márgenes presentados por este tipo de reserva.

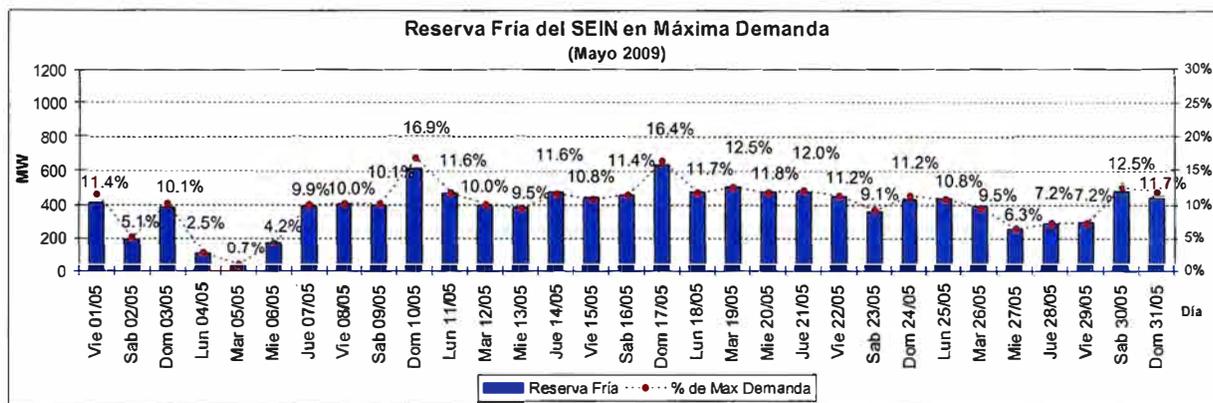


Fig. 2.6 Evolución de la Reserva fría del SEIN durante mayo de 2009

Para el cálculo de esta reserva, se tiene en consideración factores que se presentan durante la ejecución de la operación diaria, los cuales son proporcionados por el COES a través de sus informes de evaluación de la operación diaria (IEOD). Los factores tomados en cuenta son los siguientes:

a) Mantenimiento ejecutado

Se determinan las unidades que se encuentran fuera de servicio por mantenimiento, durante el periodo de máxima demanda.

b) Restricciones

Se determinan las unidades indisponibles por diversas restricciones que impiden su operación, debido a problemas relacionados con: falta de combustible, baja presión y/o indisponibilidad de gas natural por la cuota asignada, medio ambiente; así como, por otros motivos que afectan la disponibilidad de las unidades durante el periodo de máxima demanda, entre los que se pueden mencionar la indisponibilidad de unidades luego de producirse su salida por algún evento, entre otros.

c) Unidades despachadas

Se determinan las unidades que se encuentran operando durante la ocurrencia de la máxima demanda del sistema.

Luego de haber establecido las unidades indisponibles para este tipo de reserva, considerando los factores mencionados, se determinan las unidades disponibles del parque de generación en operación comercial a la fecha de la evaluación; la totalidad de la potencia efectiva de estas últimas se considera como reserva fría disponible. En la

figura Fig. 2.6 se muestra la evolución del margen de reserva fría histórico ocurrida en mayo de 2009.

2.3.2 Potencia indisponible mensual en el SEIN

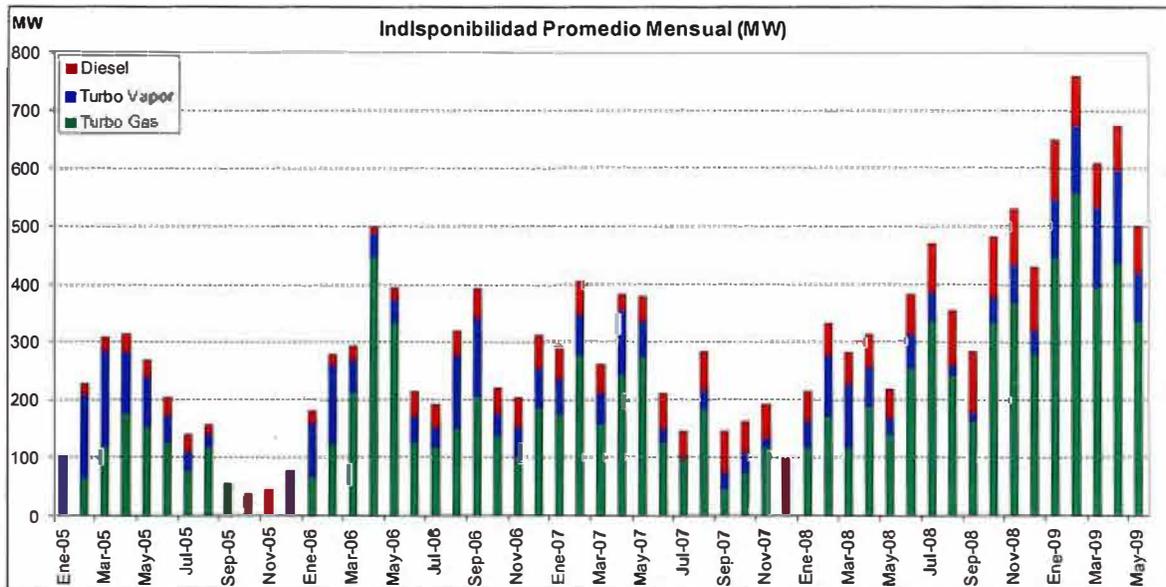


Fig. 2.7 Indisponibilidad promedio mensual de generación en el SEIN

En la figura Fig. 2.7 se muestra la evolución de la indisponibilidad de potencia promedio de las unidades de generación de acuerdo a las tecnologías en el SEIN. Como se aprecia, la indisponibilidad de las unidades TG han venido aumentando, esto en gran medida debido al aumento en la operación de estas, sin embargo, con la estadística actual no se puede evaluar si estas indisponibilidades corresponden a un desempeño operativo apropiado a su tecnología y la capacidad de estas unidades.

2.3.3 Fallas de las centrales de generación eléctrica del SEIN

Las fallas reportadas por los operadores de centrales eléctricas, correspondientes al año 2008, se muestran en la Tabla N° 2.2 y en la figura Fig. 2.8.



Fig. 2.8 Numero de fallas por empresa durante el 2008

Se observa que la mayor cantidad de fallas, superior a dieciocho, ocurren en las empresas de EGENOR, EGASA y EDEGEL; asimismo, la menor cantidad de fallas, menores a cinco, son de San Gabán, Termoselva, EGEMSA, EGESUR y Kallpa.

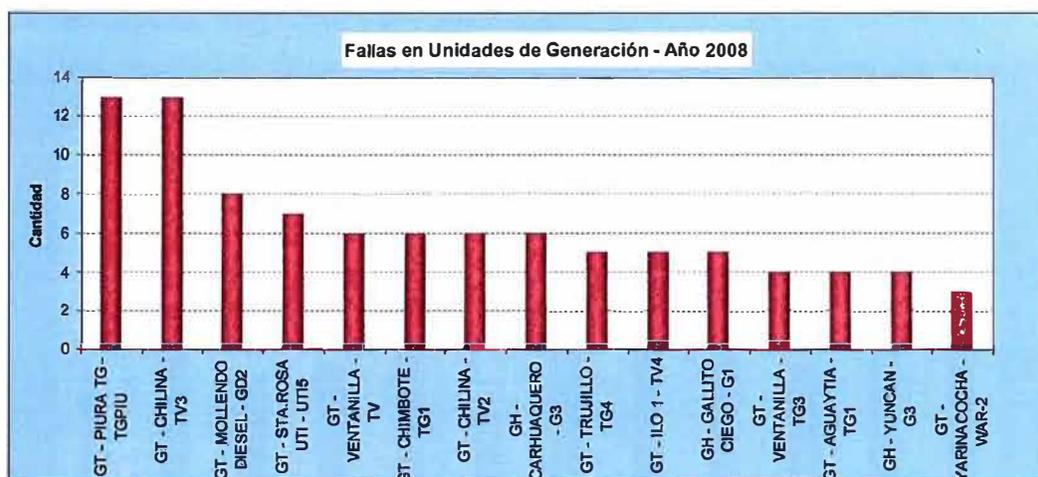


Fig. 2.9 Numero de fallas por unidades de generación durante el 2008

Cabe señalar que el número de fallas depende del número de centrales, así como del número de grupos por central. La figura Fig. 2.9, muestra las fallas por central y por grupo durante el 2008.

TABLA N° 2.2 Numero de fallas por Empresa

EMPRESAS	TOTAL
EGENOR	49
EGASA	41
EDEGEL	30
ELECTROPERU	18
ENERSUR	17
CAHUA	12
ELECTROANDES	11
SHOUGESA	6
EEPSA	5
SAN GABAN	4
TERMOSELVA	4
EGEMSA	4
EGESUR	2
KALLPA	1
TOTAL	204

La mayor cantidad de fallas de EGENOR se presentaron en la turbina a gas de CT. Piura, al grupo G3 de la CH. Carhuaquero y a la turbina a gas TG4 de la CT. Trujillo, mientras que en EDEGEL las fallas se deben principalmente a la CT de Ventanilla de ciclo combinado en la TG3 y TV. En EGASA las fallas se deben a las unidades turbo vapor TV3 y TV2 de la CT. Chilina y a la unidad diesel GD2 de la CT. Mollendo.

Estas fallas también ocurren en un determinado periodo del año, el siguiente gráfico nos muestra que la mayor cantidad de fallas en las centrales de generación del SEIN se produjeron en julio y la menor cantidad en los meses de enero y junio, según se muestra en la figura Fig. 2.10. Cabe resaltar, que en el caso de junio el efecto de la operación de forma más continua en este mes, se ve reflejado en un incremento de las fallas del mes siguiente. Las fallas guardan relación con el cumplimiento de los programas de

mantenimiento establecidos. La ejecución adecuada de los programas de mantenimiento permitirá alcanzar un rendimiento aceptable de las unidades durante más tiempo, reduciendo las fallas, logrando una mayor confiabilidad así como suministrar la energía eléctrica con calidad, seguridad y al menor costo.



Fig. 2.10 Fallas totales de unidades de generación durante el 2008

La Tabla N° 2.3, muestra la energía que se ha dejado de suministrar por las centrales de generación eléctrica del SEIN durante el año 2008, debido a las fallas que se han producido. En este caso, los valores de energía guardan relación con el periodo de indisponibilidad de las unidades que fallan.

TABLA N° 2.3 Energía dejada de suministrar

EMPRESA	MWh
ELECTROANDES	18830.86
ELECTROPERU	15500.05
EDEGEL	13639.74
ENERSUR	10045.03
EGENOR	6876.18
EGASA	6838.22
TERMOSELVA	3902.15
CAHUA	799.04
EEPSA	332.91
SAN GABAN	267.21
EGEMSA	219.32
SHOUGESA	115.14
KALLPA	16.50
EGESUR	14.85
TOTAL	77397.20

2.3.4 Energía indisponible en el SEIN

En la Tabla N° 2.4 y la figura Fig. 2.11 se muestra la evolución de la energía indisponible total de generación de acuerdo a las tecnologías en el SEIN.

TABLA N° 2.4 Energía Indisponible total (GWh)

TECNOLOGIA	2005	2006	2007	2008
TG	690.0	1616.1	1314.7	2019.7
FOSSIL	504.0	636.0	382.0	477.1
D2	217.3	295.8	462.3	646.9
TOTAL	1411.2	2547.9	2159.0	3143.7
SEIN (GWh)	23001.8	24762.8	27255.1	29558.7
% ENERGIA ANUAL	6.1%	10.3%	7.9%	10.6%

Como se puede apreciar en la figura Fig. 2.11, en el año 2008 la indisponibilidad en energía de las unidades de generación representaron el 10.6% del total de la energía producida en el SEIN durante el año 2008.

Como se puede apreciar en la Tabla N° 2.4 y la Tabla N° 2.11, el periodo de indisponibilidad de las unidades TG ha ido en aumento.

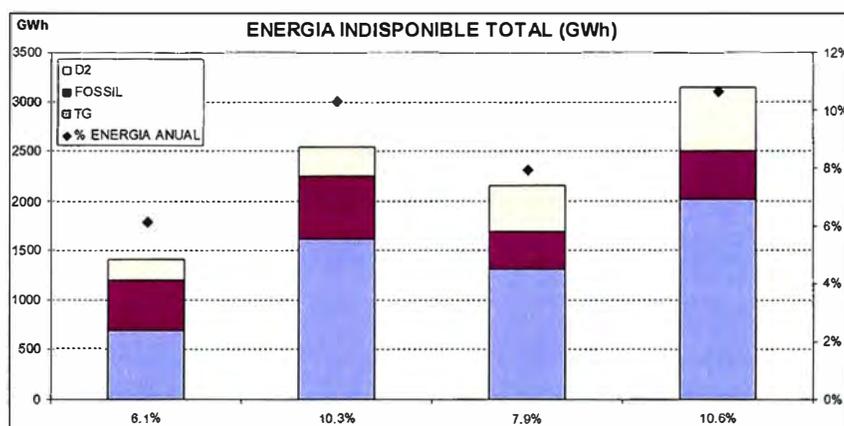


Fig. 2.11 Energía indisponible total del SEIN

2.4 Sumario de resultados

2.4.1 El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

En los últimos años el SEIN ha pasado de ser un sistema predominantemente hídrico a un sistema con una combinación casi similar de energía hídrica y térmica. Sin embargo, esta situación no ha reducido el impacto de las condiciones hidrológicas en la operación del SEIN.

El acelerado crecimiento experimentado por la demanda del SEIN ha sufrido una reducción al punto que durante el 2009 se viene experimentando disminución de la demanda, sin embargo, aun con la caída de la demanda, los márgenes de reserva diario son bajos, es decir, si se hubiera mantenido el crecimiento del 2007 y 2008, se hubiera presentado racionamiento en el SEIN.

2.4.2 Problemática del desempeño de las unidades de generación en el Perú

Debido al explosivo incremento de la demanda del SEIN en los últimos años, que dado el corto tiempo, no fue acompañado con una expansión de la generación de similar magnitud y un deterioro en la disponibilidad de las unidades de generación, los márgenes de reserva del SEIN se han reducido sensiblemente, sin embargo, dada la reducción del crecimiento de la demanda esta situación no ha ocasionado racionamientos por déficit de generación durante el 2009. De recuperarse el crecimiento experimentado hasta el 2008 existiría un alto riesgo de ocurrencias de déficit de generación, dado los aún relativos largos tiempos que toma la maduración de los proyectos de generación.

En la actualidad, el SEIN opera con insuficientes reservas operativas y altas tasas de salida forzada, si se consideran los efectos que no son materia de esta tesis como el

de las indisponibilidades del gasoducto, la situación se complica. Para que el SEIN pueda afrontar estos riesgos en la continuidad del suministro eléctrico es necesario que las unidades de generación mantengan como meta una disponibilidad cercana al máximo. Sin embargo, buscar una mayor disponibilidad de las unidades debe ir acompañado con una eficiente gestión del mantenimiento de la unidad.

La indisponibilidad de las unidades generación del tipo TG han venido aumentando, esto en gran medida debido al aumento en la operación de estas, sin embargo, con los registros estadísticos actuales no se puede evaluar si estas indisponibilidades corresponden a un desempeño operativo apropiado a su tecnología y la capacidad de estas unidades.

CAPITULO III MARCO REGULATORIO VINCULADO A LA OPERACIÓN CONFIABLE DE LA GENERACION

3.1 Introducción

El objetivo de un sistema eléctrico eficiente no es maximizar los beneficios sino satisfacer la demanda al menor costo colectivo del Sistema, esto no solo involucra el costo operativo de las unidades de generación de satisfacer la demanda, sino también, el minimizar los costos de racionamientos, considerando siempre las restricciones técnicas del sistema. Las reglas del mercado eléctrico dadas por los organismos reguladores influyen drásticamente en la operación y comportamiento de los agentes que participan en el mercado eléctrico, esto implica que el sistema regulatorio, especialmente la parte tarifaria y de valorizaciones tienen una influencia activa en la orientación económica de la actividad eléctrica.

En este capítulo se realiza una revisión del marco legal regulatorio vinculado con la operación segura de la generación en el SEIN. El capítulo está dividido en dos partes.

La primera parte trata sobre el marco regulatorio vinculado a la operación confiable de la generación, se trata el pago por capacidad, las transferencias de potencia, el margen de reserva, y la confiabilidad de generación.

En la segunda parte se exponen las medidas implementadas para monitorear el desempeño de las unidades de generación, mediante la supervisión de la Disponibilidad y el Estado Operativo de las Unidades de Generación del SEIN y la Supervisión del Cumplimiento de los Programas de Mantenimiento aprobados por el COES.

3.2 Marco regulatorio vinculado a la operación confiable de la generación

3.2.1 Pagos por capacidad

La tarificación y el nivel óptimo de capacidad de producción de commodities no almacenables, como la energía eléctrica, ha sido discutida extensivamente en la literatura económica en tópicos conocido como peak load pricing. La esencia de estos análisis es que, bajo una hipótesis de neutralidad al riesgo y maximización del beneficio social bajo incertidumbre, la capacidad óptima de generación en el sistema es aquella bajo la cual el costo marginal de una unidad adicional de capacidad es igual al costo marginal esperado de la energía no servida, con la finalidad de asegurar que los mercados eléctricos cuenten con suficiente capacidad de generación.

Los pagos por capacidad, eventualmente sujetos a penalizaciones en función del desempeño, busca asegurar que los generadores puedan cubrir sus costos fijos, que es condición necesaria para que se produzcan nuevas inversiones.

El marco regulatorio peruano prevé para la regulación de la tarificación y el nivel óptimo de capacidad el cálculo del Precio Básico de la Potencia de Punta, determinar la anualidad de la inversión del tipo de unidad generadora más económica para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico, inciso e) del Artículo 47° de la Ley de Concesiones Eléctricas, adicionalmente se señala que, en caso de que la reserva del sistema sea insuficiente se considerará para este fin un margen adicional, además, para este cálculo se consideran los factores que tomen en cuenta la Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad de punta y el Margen de Reserva Firme Objetivo del sistema (inciso a), numeral V), del Artículo 126° del Reglamento).

El Precio Básico de la Potencia (PBP) es igual al Costo de Capacidad por unidad de potencia efectiva (CCUPE) por los factores que tomen en cuenta la TIF y el MRFO, según la expresión en 3.1.

$$PBP = \frac{CCUPE * (1 + MRFO)}{(1 - TIF)} \quad (3.1)$$

Por otro lado, para la determinación de la TIF se toma en consideración la información estadística de indisponibilidad de unidades termoeléctricas de los Estados Unidos de América y del Canadá, preparado por el North American Electric Reliability Council (NERC), para una unidad termoeléctrica que utiliza gas como combustible primario y con capacidad entre 100 y 199 MW, dado que en el país no se cuenta con una historia suficientemente amplia de estadísticas que permitan establecer este valor de manera confiable.

En la Resolución de Consejo Directivo N° 618-2008-OS/CD del OSINERGMIN se fijar el Margen de Reserva Firme Objetivo del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional para el periodo del 2008 – 2012 se ha fijado la Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la Unidad de Punta en 3,00%.

3.2.2 Transferencias de potencia

La determinación y valorización de las transferencias de potencia entre integrantes del COES se realiza mediante la aplicación de los procedimientos técnicos aprobados por el Ministerio de Energía y Minas, en la figura Fig. 3.1 se muestra el diagrama de flujo de los procedimientos de transferencia de potencia.

La potencia firme, tal como la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) y su reglamento lo establecen, es solo un parámetro para distribuir la remuneración de la potencia entre generadores. Así, la potencia firme de cada central, y por tanto su potencia firme

remunerable, son la base sobre la que se remunera la potencia.

Como se aprecia en la figura Fig. 3.1, el cálculo se inicia con la determinación de las indisponibilidades de las unidades de generación aplicando el Procedimiento 25, definiendo los factores de presencia para las unidades hidroeléctricas e indisponibilidades para las unidades térmicas. Asimismo se determina el Incentivo a la Disponibilidad por garantía de capacidad de transporte eléctrico y de combustible.

La metodología establecida para determinar las indisponibilidades en el Procedimiento 25, considera para el cálculo de las horas indisponibles a los periodos de indisponibilidades que son coincidentes con el bloque de horas de punta. El Anexo B del procedimiento establece los factores de disponibilidad programada y fortuita a considerarse para unidades térmicas nuevas, las cuales han sido adaptadas de estadística de la NERC.

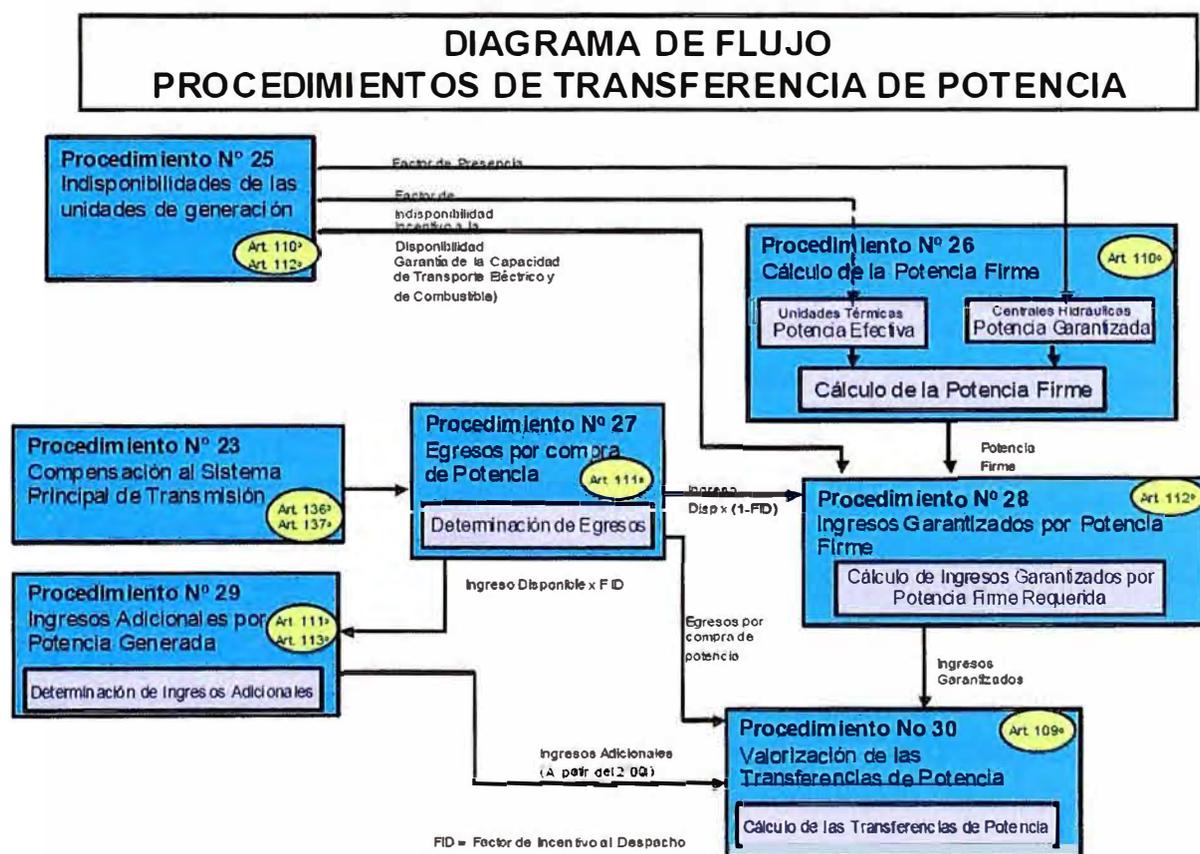


Fig. 3.1 Diagrama de Flujo del procedimiento de cálculo de las transferencias de potencia

3.2.3 Margen de reserva

Las señales económicas dadas en la fijación del margen de reserva deben llevar a que el sistema cuente con la confiabilidad requerida acorde, por un lado, a los niveles de los precios básicos de potencia del mercado, que reconocen la inversión en las unidades marginales y de reserva; y por otro lado al costo de falla, o costo de perjuicio económico a los consumidores por falla de suministro eléctrico. Este balance se llega en un nivel de

margen de reserva óptimo que determine un costo total, que comprende costo de inversión y costo de falla, que sea mínimo, o criterio de “mínimo costo”.

El marco regulatorio peruano prevé la regulación de la confiabilidad de la generación mediante la fijación del margen de reserva de generación (Artículo 112 del Reglamento). De acuerdo al Artículo 112 del Reglamento (D.S. N° 009-93-EM) de la Ley de Concesiones Eléctricas (D.L. N° 25844), el Ministerio de Energía y Minas fija el Margen de Reserva de Generación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Con la fijación de este margen de reserva se brinda una señal técnica económica hacia los agentes del mercado, que lleve a la optimización y eficiencia en la conformación y operación económica del parque generador del SEIN.

Con el margen de reserva fijado, el organismo operador del sistema (COES) determina la distribución de las remuneraciones por potencia de las unidades de generación, la magnitud de potencia remunerable del parque generador, y en el proceso, qué unidades del sistema son remuneradas, bajo criterios de eficiencia económica.

El Margen de reserva se determina bajo el criterio de obtener un nivel suficiente de confiabilidad del parque generador, considerando la demanda proyectada para el período de análisis y tomando en cuenta los costos de falla por la restricción de suministros y los costos de inversión y operación de las unidades de generación de respaldo.

Lo anterior implica que a mayor costo de falla es más económico invertir en más unidades de generación de respaldo para evitar una restricción de suministros, mientras que, a menor costo de falla es más económico invertir en pocas unidades de generación de respaldo y tener eventuales restricciones de suministros.

3.2.4 Confiabilidad de generación

El inciso b) del artículo 31° de la Ley de Concesiones Eléctricas establece la obligación de las empresas de conservar y mantener sus obras e instalaciones en condiciones adecuadas para su operación eficiente.

El Comité de Operación Económica del Sistema (COES) recopila y aplica indicadores de confiabilidad sólo para horas de punta, válidos para ser considerados en la operación del sistema, para fines de remuneración de potencia, pero no para fines estadísticos de confiabilidad de servicio de las unidades.

Sin embargo, dado que la actividad de generación opera bajo un esquema de despacho económico, en un entorno de mercado de libre competencia, en la actualidad no existe la metodología y criterios para verificar que las unidades se encuentran en condiciones adecuadas de conservación y mantenimiento para su operación eficiente, por lo que la información estadística es insuficiente.

3.3 Medidas implementadas para monitorear el desempeño de las unidades de generación

El OSINERGMIN es la institución encargada de supervisar y fiscalizar el cumplimiento de la normatividad del sector eléctrico, esto implica supervisar el correcto funcionamiento de las unidades de generación. Es así que el OSINERGMIN emitió los procedimientos OSINERG N° 316-2005-OS/CD (Supervisión de la Disponibilidad y el Estado Operativo de las Unidades de Generación del SEIN) y OSINERG N° 399-2005-OS/CD (Supervisión del Cumplimiento de los Programas de Mantenimiento aprobados por el COES).

Antes que el OSINERGMIN emita los procedimientos OSINERG N° 316-2005-OS/CD y OSINERG N° 399-2005-OS/CD, continuamente se presentaban los siguientes problemas:

- No se podía demostrar que las unidades que no son convocadas frecuentemente al despacho se encontrarán disponibles, y en condiciones adecuadas de conservación.
- Las actividades programadas de mantenimiento generalmente no se ejecutaban en los periodos previstos.
- No estaba garantizada la disponibilidad de las unidades de generación durante su proceso de arranque.

En concreto, no existía un mecanismo que demostrase, que las unidades de generación se encontrarán en condiciones adecuadas para su operación eficiente.

Asimismo, con las limitaciones de disponibilidad de unidades de generación no se consigue el mejor aprovechamiento de los recursos destinados a energía. Las decisiones operativas en tiempo real pueden hacer variar sustancialmente la programación del mantenimiento en cualquiera de sus horizontes temporales.

3.3.1 Supervisión de la disponibilidad y el Estado Operativo de las unidades de generación del SEIN

La supervisión de la disponibilidad y el estado operativo de las unidades de generación del SEIN, se efectúa a través del procedimiento aprobado mediante Resolución N° 316-2005-OS/CD, que establece los criterios para la supervisión de las pruebas aleatorias a unidades de generación térmica, que se ejecutan en virtud del procedimiento PR-N° 25 del COES-SINAC; en razón que los resultados de dichas pruebas constituyen una evidencia de la disponibilidad operativa real de las unidades térmicas. Asimismo, el Procedimiento permite verificar el estado operativo de las unidades de generación, considerando que deban encontrarse en adecuadas condiciones para la operación eficiente en concordancia con lo dispuesto en el literal b) del Artículo 31° de la Ley de Concesiones Eléctricas.

La metodología implementada se muestra en las figuras Fig. 3.2 y Fig. 3.3. Se inicia con la selección aleatoria de la unidad a ser probada, luego se verifica el proceso de arranque de acuerdo a sus características técnicas, por otro lado, se verifica que los programas de operación se ejecuten en los periodos previstos.



Fig. 3.2 Procedimiento OSINERGMIN N° 316-2005-OS/CD

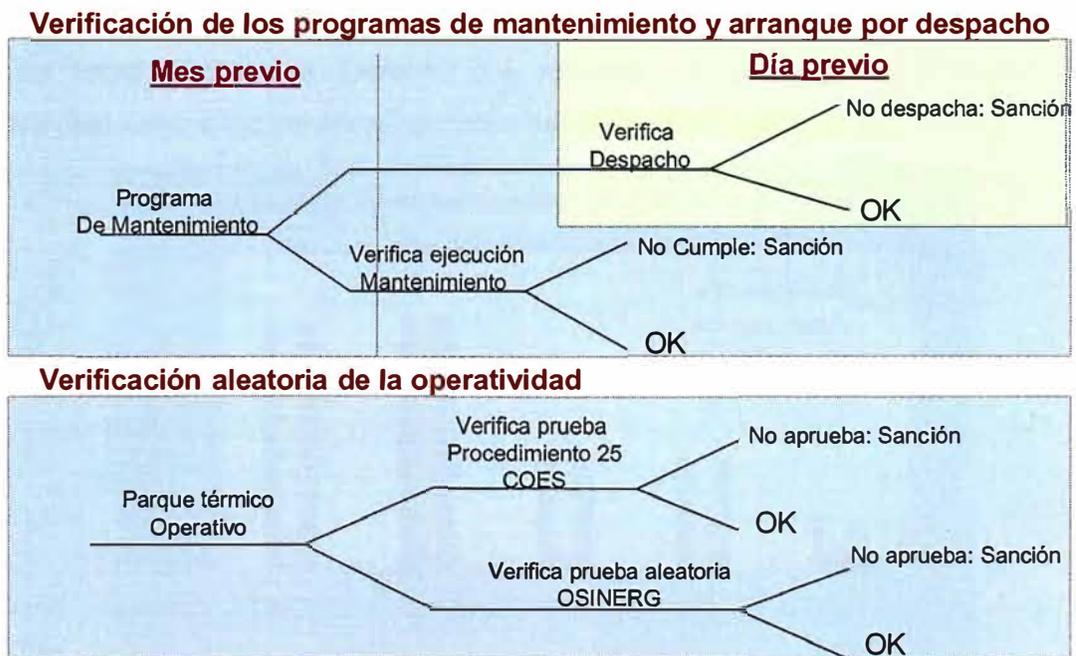


Fig. 3.3 Metodología del Procedimiento OSINERGMIN N° 316-2005-OS/CD

Los resultados que se han obtenido son la disminución notable del número de transgresiones por excedencia en la duración del mantenimiento programado, lo cual refleja un mejor desempeño en la labor de mantenimiento de las unidades de generación. La cantidad de ocurrencias de arranques fallidos por despacho y pruebas aleatorias se ha ido reduciendo, ya que las Empresas Generadoras han incrementado la efectividad del mantenimiento; en algunos casos, realizando inversiones en el equipamiento de sus unidades. Ello ha derivado en la mejora de la disponibilidad del parque de generación,

umentando así la seguridad del abastecimiento oportuno de energía al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional - SEIN.

a) Supervisión de pruebas aleatorias

El OSINERGMIN participa de las pruebas aleatorias a las centrales térmicas con personal de las oficinas regionales que tiene dispuesto a nivel nacional, los que verifican que las unidades sometidas a prueba arranquen, sincronizan al sistema, operen a plena carga, paren, y salgan de sincronismo.

TABLA N° 3.1 Resultados de las Pruebas Aleatorias

Periodo	Prueba exitosa	Prueba fallida	Total
2004	38	9	47
2005	41	7	48
2006	19	4	23
2007	22	0	22
2008	6	4	10

La Tabla N° 3.1 y la Tabla N° 3.4, muestran la evolución de la supervisión de pruebas aleatorias a las centrales térmicas del SEIN.



Fig. 3.4 Resultados de las pruebas aleatorias

b) Supervisión de arranque por despacho

OSINERGMIN supervisa el arranque de las unidades de generación cuando son convocadas a despacho por requerimiento del SEIN, y no están consideradas en ningún programa de mantenimiento, las unidades de generación deben arrancar y sincronizar, con lo cual queda verificada su disponibilidad para la operación.

La tabla N° 3.2 y la figura Fig. 3.5, muestran la evolución de la supervisión de arranques de las unidades por requerimiento del SEIN.

TABLA N° 3.2 Numero de Arranques fallidos

Periodo	Número de Arranques Fallidos
2006-I	23
2006-II	23
2007-I	10
2007-II	11
2008 -I	10
2008-II	11



Fig. 3.5 Numero de arranques fallidos semestralmente

c) Supervisión del cumplimiento de los programas de mantenimiento

OSINERGMIN supervisa el cumplimiento de los planes de mantenimiento mensual y diario de las unidades de generación, verificando si el periodo de ejecución del mantenimiento excede el tiempo programado aprobado por el COES-SINAC, de ser el caso, el titular de generación sustenta técnicamente ante OSINERGMIN el motivo por el cual la actividad de mantenimiento programado no ha concluido, así como el tiempo en el cual culminaría la referida actividad de mantenimiento.

TABLA N° 3.3 Numero de transgresiones por excedencia

Periodo	Número de Transgresiones
2006-I	437
2006-II	394
2007-I	188
2007-II	218
2008 -I	175
2008-II	106

La Tabla N° 3.3 y la figura Fig. 3.6, muestran la evolución de la supervisión de las transgresiones por excedencia, en la duración del mantenimiento programado aprobado por el COES-SINAC.

3.3.2 Supervisión del cumplimiento de los programas de mantenimiento aprobados por el COES

El mantenimiento mayor de las unidades de generación se planifica (programa) en horizontes temporales, coincidentes con los horizontes de la planificación de la operación.

La normatividad vigente obliga a que el COES (coordine un programa anual de mantenimiento, artículo 116° del Reglamento de la Ley), este programa se actualiza usualmente cada tres meses, por lo tanto se puede usar referencia para supervisar la disponibilidad operativa de las unidades de generación.

Mensualmente el COES emite el programa mensual de mantenimiento donde se han actualizado las actividades de mantenimiento pendientes al mes correspondiente.



Fig. 3.6 Numero de transgresiones de la duración de los mantenimientos

Sin embargo no todos los trabajos de mantenimiento que se efectúan diariamente serán los que se hayan considerado en el programa mensual, debido a que el mantenimiento depende de las horas de operación equivalentes (que es resultado del despacho, número de arranques), fallas fortuitas, resultado de inspecciones rutinarias, etc. Por lo cual habrá dentro de un mes intervenciones de mantenimiento mayor que no están programadas; que deben ser consideradas en el programa semanal o en los programas diarios.

Por lo tanto la supervisión del mantenimiento se orientara a cubrir la duración de los mantenimientos, tanto de los programados en el respectivo programa mensual, como de aquellos no programados.

La supervisión de los programas de mantenimiento a cargo del COES-SINAC, se efectúa a través del procedimiento aprobado mediante Resolución N° 399-2005-OS/CD; mediante este procedimiento OSINERGMIN supervisa el desempeño del COES-SINAC

en lo concerniente a la coordinación y programación de las actividades de mantenimiento mensual del equipamiento e instalaciones del SEIN con salida de servicio. Los indicadores implementados se representan en la Figura 3.6.



Fig. 3.7 Relación de los tipos de mantenimientos

Uno de los indicadores que se menciona en el procedimiento es el cumplimiento del programa de mantenimiento mensual, es decir, indica el porcentaje de los mantenimientos contemplados en el programa que se ejecutaron. En la figura Fig. 3.8 se presenta dicho indicador en cuanto al número de ocurrencias.

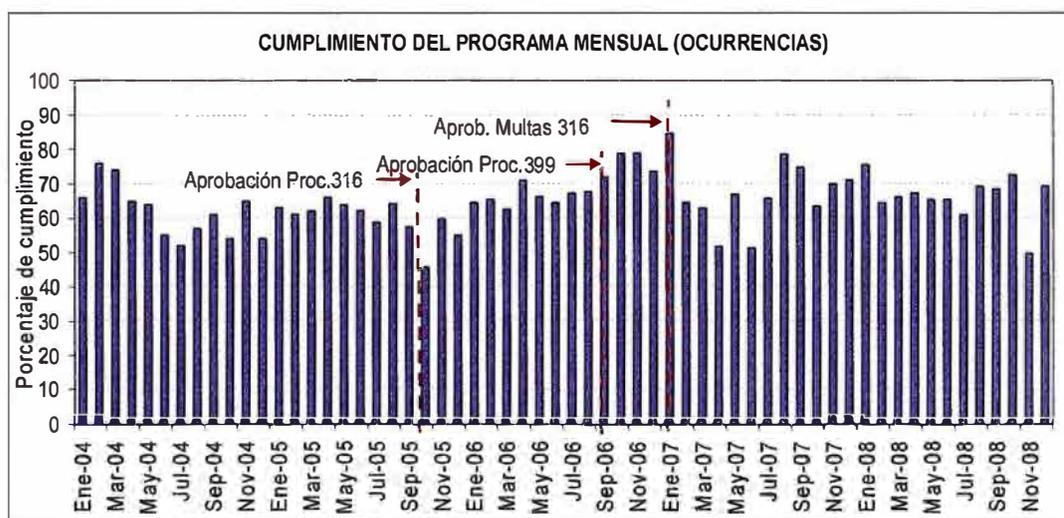


Fig. 3.8 Cumplimiento del programa mensual

Otro de los indicadores que es controlado con el procedimiento son las intervenciones ejecutadas mensuales, es decir, el porcentaje de los mantenimientos que se ejecutaron pero que fueron contemplados en el programa. En la figura Fig. 3.9 se presenta dicho indicador en cuanto al número de ocurrencias.

Como se puede apreciar en la figura Fig. 3.8, con la aplicación del procedimiento ha mejorado el índice de intervenciones ejecutadas, mientras que el índice de cumplimiento del programa mensual ha presentado una mejora pequeña.

El referido procedimiento ha sido aplicado al COES-SINAC desde su publicación tal como se muestra en las figuras Fig. 3.8 y Fig. 3.9, sin embargo la metodología de cálculo aplicada en el procedimiento no define los valores límites de dichos indicadores, por lo

que su aplicación no permite medir el grado de cumplimiento de los indicadores de supervisión.

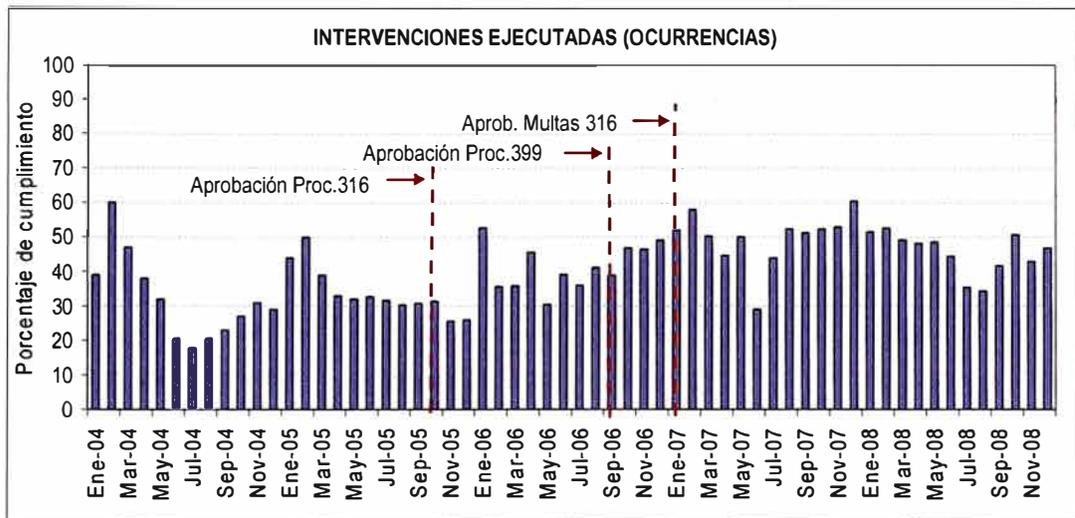


Fig. 3.9 Intervenciones Ejecutadas

3.4 Sumario de resultados

3.4.1 Marco regulatorio vinculado a la operación confiable de la generación

Las reglas que rigen el funcionamiento del mercado y definen los mecanismos remuneratorios, deben proporcionar señales económicas que promuevan la operación eficiente de las unidades de generación. Sin embargo, la metodología de cálculo de la indisponibilidad, que es utilizado en el reparto del pago por capacidad a las unidades de generación, no penaliza apropiadamente el desempeño operativo de las unidades, esta señal no es un incentivo para que las empresas de generación busquen maximizar la disponibilidad de sus unidades.

En la actualidad el marco regulatorio carece de metodología y criterios para verificar que las unidades se encuentran en condiciones adecuadas de conservación y mantenimiento para su operación eficiente. Esta situación implica que la información estadística que se elabora sea insuficiente y carezca de objetividad.

La operación más eficiente del parque de generación, incentivará una competencia más leal, lo cual beneficia finalmente al usuario del suministro eléctrico abastecido desde el SEIN, al recibir un servicio más confiable y económico.

Los factores de disponibilidad definidos en el Reglamento y en el Procedimiento PR-25 no son concordantes con los definidos por otras entidades, como la NERC, en el sentido que no reflejan la disponibilidad de la unidad durante un periodo determinado, ya que sólo consideran las indisponibilidades en los periodos de horas punta.

3.4.2 Medidas implementadas para monitorear el desempeño de las unidades de generación

Con la aplicación de los procedimientos OSINERG N° 316-2005-OS/CD y OSINERG N° 399-2005-OS/CD se ha logrado una mejora en el desempeño operativo de las unidades, específicamente los índices de la disponibilidad mediante arranques aleatorios de las unidades de generación, así como el cumplimiento del programa de operaciones en lo que respecta a la gestión de la coordinación y programación de las actividades y las excedencias en las ejecuciones de las actividades.

Aun no hay forma de medir si la duración y frecuencia de las actividades de mantenimiento corresponden a una gestión eficiente de estas actividades, es decir, si el desempeño operativo es adecuado al tamaño de la unidad y su tecnología.

Al operarse el SEIN cada vez más cerca de sus límites operativos y de confiabilidad, se requiere que se implementen índices de control del desempeño operativo de las unidades de generación.

CAPITULO IV METODOLOGÍA Y CRITERIOS PARA LA SUPERVISIÓN DEL DESEMPEÑO DE UNIDADES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA MEDIANTE INDICES

4.1 Introducción

Como se menciona en el Capítulo III, el inciso b) del artículo 31° de la Ley de Concesiones Eléctricas establece la obligación de las empresas de conservar y mantener sus obras e instalaciones en condiciones adecuadas para su operación eficiente. Sin embargo, el marco regulatorio vinculado a la operación de la generación adolece de metodología y criterios para verificar que las unidades se encuentran en condiciones adecuadas de conservación y mantenimiento para su operación eficiente.

El rol de los organismos reguladores de los mercados eléctricos es, mediante incentivos y/o penalizaciones, buscar el uso racional de los recursos disponibles de forma autosostenible económicamente, y que garantice el suministro de energía a los clientes en niveles adecuados de confiabilidad y economía. Sin embargo, no son suficientes las políticas de fomento para la inversión en generación eléctrica, estas deben complementarse con medidas que aseguren un desempeño operativo adecuado del parque de generación.

El capítulo está dividido en 6 partes.

En la primera parte se explica lo que hace la North American Electric Reliability Corporation (NERC) y sus objetivos en el mercado de Norte América. Se presenta el Sistema de datos de disponibilidad de generación (GADS - Generating Availability Data System).

En la segunda parte se realiza una breve descripción de los criterios para procesar la información estadística del desempeño de las unidades de generación, que está basado en el estándar IEEE 762. Además, se detalla los significados y formulas de los indicadores considerados.

La tercera parte explica la aplicación de los índices NERC, se demuestra su aplicación en base a la validez estadística, el nivel de representatividad y el acceso a los índices internacionales.

La cuarta parte establece los criterios para la supervisión del desempeño, detallando la importancia del monitoreo del desempeño. Los criterios considerados consideran el agrupamiento de unidades, y una comparación mediante técnicas de

Benchmarking.

La quinta parte precisa la metodología de supervisión del desempeño operativo de las unidades de generación mediante indicadores.

La sexta parte lista otras aplicaciones de los índices de desempeño que son de suma importancia en la operación de los sistemas de potencia.

4.2 North American Electric Reliability Corporation (NERC)

La NERC es la Institución que tiene como misión asegurar la confiabilidad del suministro de energía en Norte América. Para lograr esta misión, han desarrollado e impuesto estándares de confiabilidad; evalúa la confiabilidad anualmente vía proyección de 10 años y previsiones estacionales; controla la mayor parte del sistema eléctrico, y educa, entrena y certifica al personal de la industria. NERC es una organización de autorregulación, con sujeción a la supervisión de los EE.UU. Comisión Federal Reguladora de Energía y las autoridades gubernamentales en Canadá.

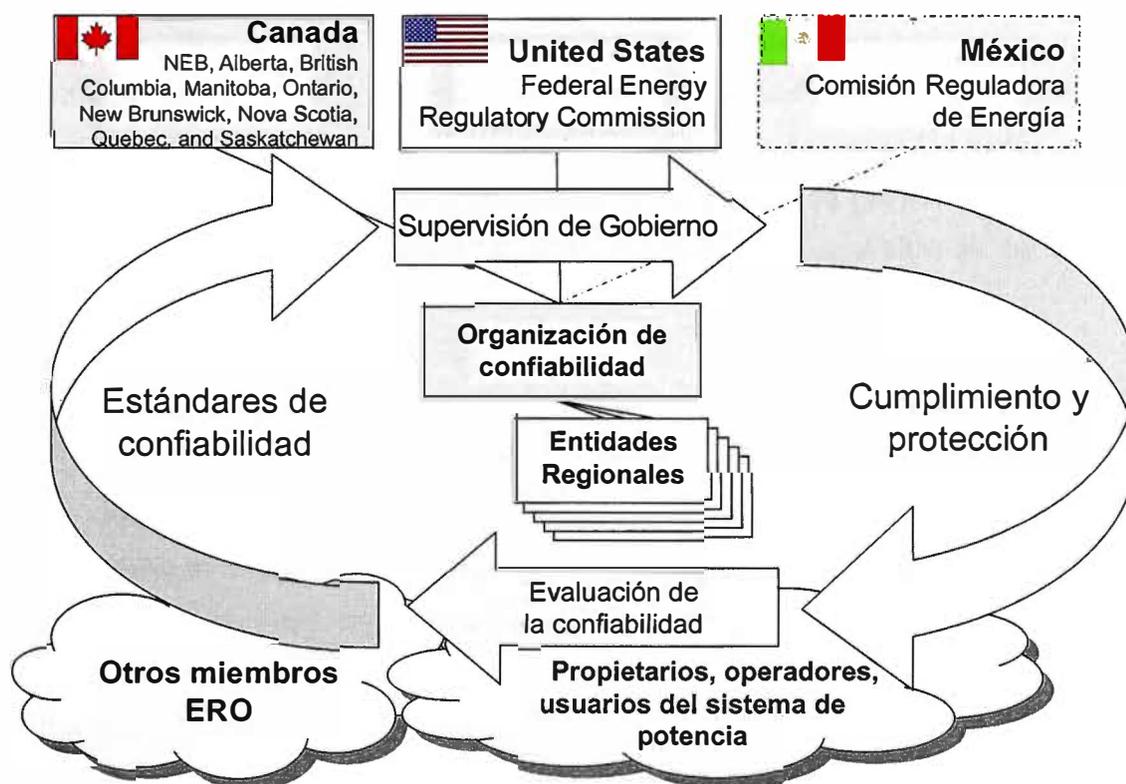


Fig. 4.1 Esquema de funcionamiento de la NERC

4.2.1 Funciones de la NERC

- Establece estándares de confiabilidad.
- Monitorea el cumplimiento de los estándares de confiabilidad.
- Coordina la seguridad del sistema eléctrico de potencia (GADS y TADS).
- Proporciona recursos de educación y entrenamiento.
- Lleva a cabo evaluaciones de confiabilidad.

- Facilita el intercambio de información de confiabilidad.
- Soporta la operación y planeamiento de un sistema confiable.
- Certifica la confiabilidad organizacional y personal.

4.2.2 Estándares de confiabilidad

Los estándares de confiabilidad son las reglas del planeamiento y la operación que las instalaciones eléctricas de Norte América deben cumplir para asegurar que el sistema sea lo más confiable posible. Los estándares son administrados por el Comité de Estándares de la NERC.

Los estándares son de interés público, buscan ser justos y razonables, sin ser discriminatorios o preferenciales. La participación de expertos del sector eléctrico de Norte América asegura que el desarrollo de estándares sea técnico, justo y balanceado.

4.2.3 Sistema de datos de disponibilidad de generación (GADS - Generating Availability Data System)

El sistema GADS administra el sistema de datos de disponibilidad de la Generación (Gads) de Norte América. Esta serie de base de datos se utiliza para coleccionar, registrar y recuperar información operativa para mejorar el desempeño de los equipos de generación eléctrica. Además proporciona asistencia a las investigaciones con enorme cantidad de información de la disponibilidad de unidades de generación almacenada en su base de datos. La información se utiliza para apoyar la confiabilidad del equipamiento y los análisis de disponibilidad y toma de decisiones.

La Base de Datos GADS registra datos de:

- Diseño: descripción del equipamiento tal como fabricante, tipo de turbine, Capacidad MW, etc.
- Desempeño: resúmenes de generación producida, combustible, arranque, etc.
- Eventos: descripción de fallas del equipamiento tal como el inicio y fin del evento, tipo de salida (forzada, mantenimiento, planeado), etc.
- Los estándares se actualizan con una periodicidad anual, y su acceso es gratuito.

4.2.4 Reporte estadístico del desempeño de unidades de generación

En la Tabla N° 4.1, se muestra los reportes estadísticos elaborados por la NERC mediante el sistema GADS.

4.3 Criterios para procesar la información estadística del desempeño

La IEEE (Institute of Electric and Electronic Engineers) define una serie de criterios en el IEEE Standard Definition for Use in Reporting Electric Generating Unit Reliability, Availability, and Productivity (en adelante, Norma IEEE 762) que mide el desempeño de las unidades de generación mediante índices (ya sea, programada o forzada), la disminución de la potencia que entrega una central, tiempo que permanece en

determinado estado, capacidad máxima, etc.

TABLA N° 4.1 Estándares de la NERC (Revisión al 13 de Abril de 2009)

Tipo de Unidad	MW Trb/Gen	Numero Unidades	SF	AF	EAF	FOR	EFOR	SOF	FOF	MOF
			FOSIL	All Sizes	1,455	66.28	87.45	85.09	5.61	7.66
<i>Carbon principal</i>	All Sizes	886	83.61	87.74	84.79	4.76	6.79	8.09	4.18	1.72
<i>Petroleo principal</i>	All Sizes	145	36.58	83.41	81.36	12.08	15.59	11.57	5.03	2.74
<i>Gas principal</i>	All Sizes	431	31.64	88.10	87.15	8.29	9.97	9.04	2.86	2.49
NUCLEAR	All Sizes	114	89.34	89.41	87.39	2.75	3.89	8.05	2.52	0.40
JET ENGINE	All Sizes	379	4.80	92.31	89.06	32.54	43.34	4.52	3.17	2.26
TURBINA A GAS	All Sizes	1,015	3.18	92.89	90.22	45.56	48.17	4.26	2.85	1.62
CICLO COMBINADO	All Sizes	182	42.06	90.14	86.40	7.33	10.45	6.53	3.33	1.59
HYDROELECTRICA	All Sizes	1,183	56.83	87.25	86.98	4.92	5.09	9.40	3.35	1.84
DIESEL	All Sizes	193	5.50	95.25	94.51	31.68	35.36	2.20	2.55	1.38

La norma IEEE 762 se dio en 1985 como una forma de homogenizar criterios y nomenclatura en torno a la generación eléctrica. Aprobada en 1987, la norma IEEE 762 se aplica a unidades generadoras y centrales. La IEEE 762 agrega nuevas divisiones a distintas categorías (señalando distintas clases de salidas o disminución de potencias forzadas, dependiendo de su urgencia), además de fijar parámetros de medición basados en Capacidad, Tiempo que se encuentre en determinado estado, Energía y Desempeño.

La norma IEEE 762, empieza definiendo los estados operativos de las unidades de generación, los cuales son:

4.3.1 Estado Inactivo

El estado operativo en que una unidad está indisponible por un extendido periodo de tiempo por razones no relacionadas al equipamiento. Este estado operativo de la unidad se representa en la figura Fig. 4.2.

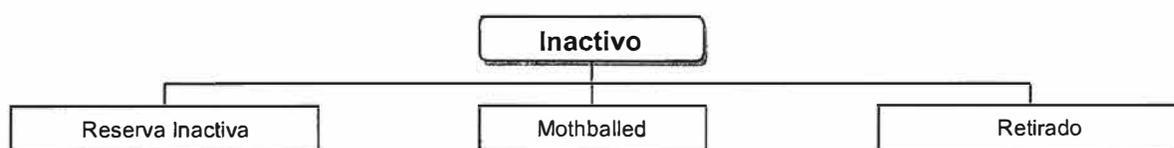


Fig. 4.2 Estado inactivo de la unidad

a) Reserva Inactiva (IR)

El estado de una unidad en que es indisponible pero puede retornar en servicio luego de algunas reparaciones en un relativo corto periodo de tiempo, típicamente medido en días.

b) Mothballed (MB)

El estado en que la unidad es indisponible pero puede retornar en servicio luego de algunas reparaciones, típicamente semanas o meses.

c) Retirado (RU)

Estado en que una unidad es indisponible y no se espera que retorne en servicio en

el futuro.

d) Indisponible

- Fuera de servicio
- Salidas (no planeada y planeada, programadas y forzadas)
- Diferentes tipos de salidas (PO, MO, U1, U2, U3, SF, y extensiones al PO y MO)

4.3.2 Estado Activo

Estado operativo en que la unidad puede estar en servicio, en reserva fría, en derate (planeado y no planeado, programado y forzado). Este estado operativo de la unidad se representa en la figura Fig. 4.3.

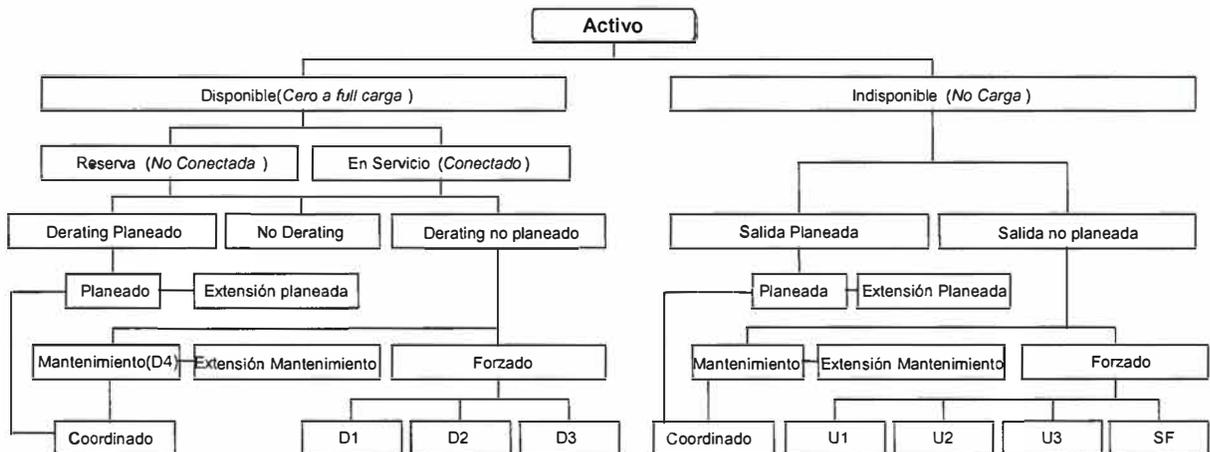


Fig. 4.3 Estado activo de la unidad

A continuación se describe cada condición operativa que es considerada por la Norma IEEE 762 y que es representada en la figura Fig. 4.3.

4.3.3 Tipos de salidas programadas

a) Extensiones (SE)

Continuación de una salida planeada o por mantenimiento (programado).

b) Extensión planeada (PE)

Continuación de una salida planeada.

c) Extensión de Mantenimiento (ME)

Continuación de una salida por mantenimiento.

4.3.4 Tipos de salidas forzadas

a) Inmediato (U1)

Requiere la inmediata salida de servicio.

b) Retrazada (U2)

No requiere la inmediata salida de servicio, pero requiere ser salida de servicio dentro de 6 horas.

c) Pospuesta (U3)

Pospuesta por mas de seis (6) horas, pero requiere ser removida de servicio antes

del próximo fin de semana.

d) Falla de arranque (SF)

Incapaz de sincronizar dentro de un específico periodo de tiempo.

e) Derate

Derate es el estado operativo en el que la unidad no puede alcanzar el 100% de su capacidad de producción.

4.3.5 Tipos Forzados de Derate

a) Inmediato (D1)

Requiere la inmediata remoción de servicio.

b) Retrazado (D2)

No requiere la inmediata remoción de servicio, pero requiere salir de servicio dentro de 6 horas.

c) Pospuesto (D3)

Pospuesto después de seis (6) horas, pero requiere salir de servicio antes del próximo fin de semana.

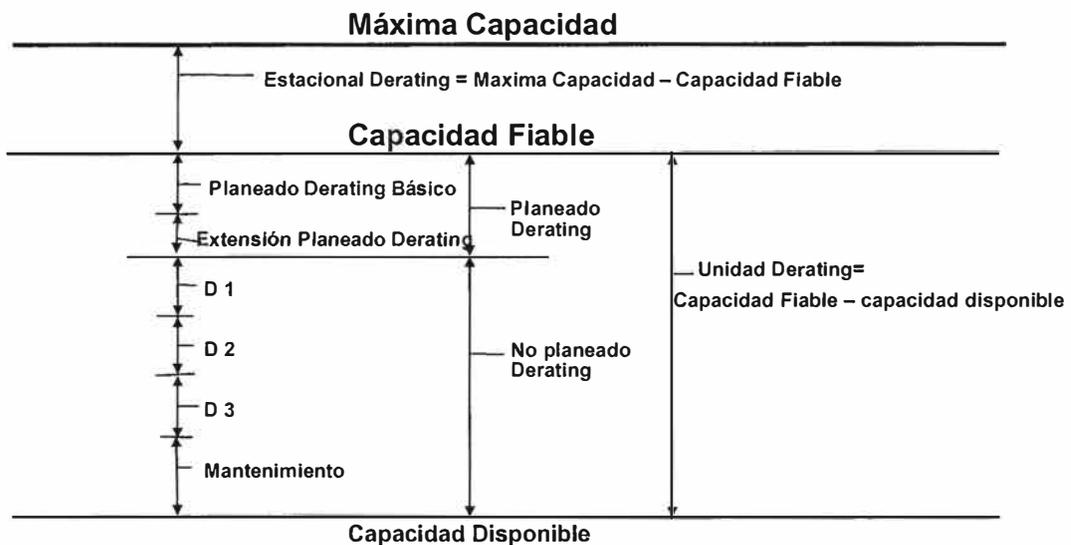


Fig. 4.4 Confiabilidad operacional medidas y definiciones

En la figura Fig. 4.4 se representa como afectan las condiciones operativas de la unidad que es representada en la figura Fig. 4.3, el efecto de los tipos de derate, de salidas programadas, salidas forzadas en la capacidad de producción de la unidad restringe su producción a la capacidad disponible.

En la figura Fig. 4.5 se representa en el tiempo como se distribuyen las condiciones operativas de la unidad. Como se aprecia, la unidad puede estar entre disponible o indisponible, a su vez cuando se encuentra disponible puede encontrarse entre “En servicio” o “Reserva Fría”, mientras que cuando se encuentra indisponible puede ser por “Salida programada” o “Salida forzada”.

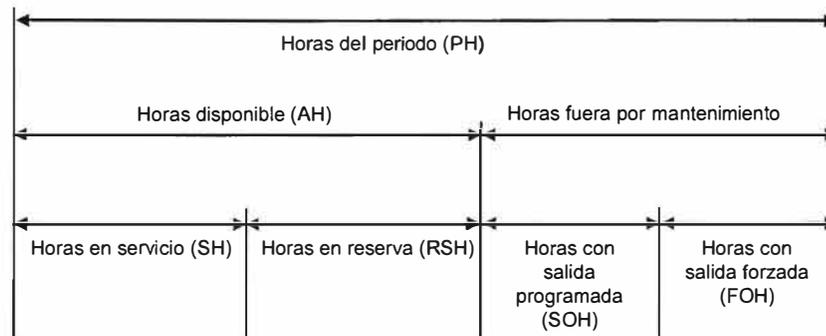


Fig. 4.5 Periodos de los estados operativos

4.4 Índices, factores y tasas que considera la Norma IEEE 762

A continuación se listan los índices, factores y tasas que considera la Norma IEEE 762 para monitorear el desempeño de las unidades de generación:

4.4.1 Índices basados en tiempo

- Factor equivalente de confiabilidad (EAF).
- Factor equivalente de indisponibilidad (EUF) o factor de indisponibilidad de capacidad (CUF).
- Factor de salida programada (SOF).
- Factor de salida forzada (FOF)
- Factor de salida por mantenimiento (MOF)
- Factor de salida planeada (POF)

4.4.2 Factores de energía

- Factor de capacidad de la red (NCF)
- Factor de salida de la red (NOF)

4.4.3 Tasas

- Tasa de salida forzada (FOR)
- Tasa equivalente de salida forzada (EFOR)
- Tasa equivalente de salida forzada – Demanda (EFORD)

4.4.4 Definiciones

A continuación se revisan algunas definiciones utilizadas en los índices que se definen en la norma IEEE762.

a) Capacidad Máxima (Maximum Capacity, MC)

La máxima potencia que una unidad puede generar en un instante de tiempo cualquiera. Debe ser medida mediante métodos técnicos.

b) Capacidad Disponible (Available Capacity)

La capacidad confiable, modificada por limitaciones del equipo en cualquier momento

c) Reducción de capacidad de la unidad (Unit Derating)

La diferencia entre la capacidad y la capacidad disponible.

d) Reducción de capacidad Planeada (Planned Derating)

Porción de la reducción de la unidad que está programada.

e) Reducción de capacidad no planeada (Unplanned Derating)

Porción la reducción de la unidad que no está planeada.

f) Horas disponibles (Available Hours, AH)

Número de horas, en el período, en que la unidad está en estado disponible.

g) Horas de servicio (Service Hours, SH)

Número de horas, en el período, en que la unidad se encuentra despachando energía.

h) Horas de reducción de capacidad (Unit Derating Hours, UNDH)

Número de Horas, en el período, en que la unidad se encontró disponible, pero en estado de reducción de capacidad (Unit Derating).

i) Horas de reducción de capacidad forzada (Forced Derating Hours, FODH)

Número de horas, en el período, en que se produjo una reducción de la capacidad no planeada de clase 0, 1, 2 ó 3. Se puede subdividir dependiendo de la condición de la unidad en que ocurrió, en el estado de servicio (In-Service Forced Derating Hours, IFDH) o en el estado de reserva (Reserve Shutdown Forced Derating Hours, RSFDH).

j) Horas en reserva fría (Reserve Shutdown Hours, RSH)

Número de horas, en el período, que la unidad se encuentra disponible, pero en reserva.

k) Horas no disponibles (Unavailable Hours, UH)

Número de horas en que la unidad se encuentra en estado no disponible.

l) Horas de salida planeada (Planned Outage Hours, POH)

Número de horas en que la unidad se encuentra en salida planeada.

m) Horas de salida no planeada (Unplanned Outage Hours, UOH)

Número de horas en que la unidad está en una salida no planeada de clase 0, 1, 2, 3 ó 4.

n) Horas de salida Forzada (Forced Outage Hours, FOH)

Número de horas en el período en que la unidad está en una salida no planeada de clase 0, 1, 2 ó 3.

o) Horas de Salida de Mantenimiento (Maintenance Outage Hours, MOH)

Número de horas en el período en que la unidad está en una salida no planeada de clase 4.

p) Horas del período (Period Hours, PH)

Número total de horas del período de análisis.

q) Horas equivalentes (Equivalent Hours, E)

Número de horas en que la unidad se encontró en una categoría que implica reducción de capacidad, expresadas como horas equivalentes de salida completa a máxima capacidad. Corresponde a la suma de la duración de las reducciones de capacidad ponderadas por la magnitud de esa baja, y divididas por la capacidad máxima. Puede ser calculado para cada indicador de Horas de reducción en la Capacidad que se ha definido y para indicarlo se antepone la letra E al indicador en cuestión (por ejemplo, las Horas Equivalentes de reducción de Capacidad Temporal, ESDH).

4.4.5 Formulación de los índices

A continuación se revisan algunas de las formulas que están definidas en la norma IEEE762:

a) Factor de disponibilidad (AF)

$$AF = \frac{AH}{PH} \times 100\% \quad (4.1)$$

AH: sumatoria de las horas de los periodos en que la unidad estuvo disponible (horas como reserva y horas en servicio).

b) Factor de salida por mantenimiento (MOF)

$$MOF = \frac{MOH}{PH} \times 100\% \quad (4.2)$$

MOH: sumatoria de las horas de los periodos en que la unidad estuvo indisponible por mantenimiento.

c) Factor de salida planeada (POF)

$$POF = \frac{POH}{PH} \times 100\% \quad (4.3)$$

POH: sumatoria de las horas de los periodos en que la unidad estuvo indisponible por mantenimiento.

d) Factor de salida forzada (FOF)

FOH: sumatoria de las horas de los periodos en que la unidad estuvo indisponible por evento fortuito.

$$FOF = \frac{FOH}{PH} \times 100\% \quad (4.4)$$

e) Factor de salida programada (SOF)

$$SOF = \frac{POH + MOH}{PH} \times 100\% \quad (4.5)$$

f) Tasa de salida forzada (FOR)

$$FOR = \frac{FOH}{FOH + SH} \times 100\% \quad (4.6)$$

Horas equivalentes es la sumatoria de los periodos en que la unidad se encontró restringida. Para cada periodo con restricción la hora equivalente de indisponibilidad es calculada por multiplicar la duración de la restricción y la capacidad indisponible en p.u. (considerando como base la capacidad efectiva de la unidad).

g) Factor equivalente de disponibilidad (EAF)

$$EAF = \frac{AH - ESDH - EFDH}{PH} \times 100\% \quad (4.7)$$

ESDH: sumatoria de las horas equivalentes de los periodos en que la unidad estuvo restringida por mantenimiento.

EFDH: sumatoria de las horas equivalentes de los periodos en que la unidad estuvo restringida por evento fortuito.

h) Factor equivalente de salida por mantenimiento (EMOF)

$$EMOF = \frac{MOH + EMDH}{PH} \times 100\% \quad (4.8)$$

EMDH: sumatoria de las horas equivalentes de los periodos en que la unidad estuvo operando restringida por mantenimiento programado.

i) Factor equivalente de salida planeada

$$EPOF = \frac{POH + EPDH}{PH} \times 100\% \quad (4.9)$$

EPDH: sumatoria de las horas equivalentes de los periodos en que la unidad estuvo restringida por mantenimiento programado.

j) Factor equivalente de salida forzada

$$EFOF = \frac{FOH + EFDH}{PH} \times 100\% \quad (4.10)$$

EFDH: sumatoria de las horas equivalentes de los periodos en que la unidad estuvo restringida por evento fortuito.

4.4.6 Diferencias del FOF, FOR y EFOR

En la Tabla N° 4.2, se ha realizado una comparación entre lo que miden los índices FOF, FOR y EFOR. Esto para distinguir que cada índice tiene una utilización diferente.

TABLA N° 4.2 Comparación del FOF, FOR, EFOR

FOF	FOR	EFOR
-----	-----	------

Base	Porcentaje del tiempo total	Porcentaje de Tiempo que la unidad es requerida	Porcentaje de Generación que la unidad es requerida
Refleja	Disponibilidad	Confiabilidad	Confiabilidad

4.5 Aplicación de los índices NERC

4.5.1 Validez estadística

Como se sabe cualquier indicador probabilístico, tiene mayor validez cuanto más grande sea el universo de estudio, y cuanto mayor sea el tiempo de recopilación de la información, condiciones que son cumplidas por la NERC. En este sentido se ha considerado conveniente utilizar los indicadores de desempeño de unidades generadoras, tomadas de la NERC.

La información estadística del sistema GADS de la NERC se ha llevado desde 1985, lo que significa más de 20 años de información estadística detallada del desempeño operativo de más de 5300 unidades de generación.

La NERC recopila la información de confiabilidad de las unidades, en forma sistematizada, de un gran número de empresas y sistemas, y durante muchos años, y por tanto la información va cobrando mayor validez año a año.

No se puede utilizar la información estadística recopilada en el SEIN, porque el parque generador es relativamente pequeño, con pocas unidades y con un tiempo de monitoreo de muy pocos años, la información levantada puede no ser considerada como válida para fines de confiabilidad de la información.

4.5.2 Nivel de representatividad

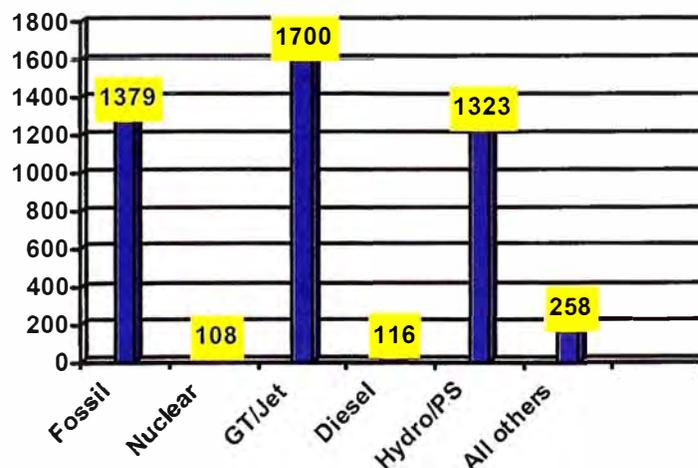


Fig. 4.6 Unidades que reportaron al GADS en 2006

El sistema GADS de la NERC lleva los registros estadísticos de más de 5,300 unidades de generación que están divididos de acuerdo a la figura Fig. 4.6, que incluyen las unidades de generación de USA, Canadá y México. Las unidades de generación que

se llevan su registro representan cerca de 766,000 MW de capacidad instalada, que es cerca del 76% de la capacidad instalada de Norte América.

Se considera que la información es suficiente para hacer decisiones importantes y ser consideradas para su uso en análisis de benchmarking.

El sistema GADS es utilizado por la World Energy Council (WEC) en el subcomité Performance of Generating Plant (PGP).

4.5.3 Acceso a los índices de la NERC

Como se menciona en 4.2.3 Los estándares se actualizan con una periodicidad anual, y su acceso es gratuito a través de la página de la NERC (WWW.NERC.COM).

4.6 Criterios para la supervisión del desempeño

Para incentivar la maximización de la disponibilidad de las unidades, se debe buscar reducir las salidas no planeadas, que decrecerá la energía perdida y llevar al SEIN a operar en una manera confiable y segura. Es así que toma importancia el establecimiento de un sistema de base de datos de desempeño operacional con criterios técnicos, como las establecidas en la norma IEEE 762. Que permita mediante la realización de benchmarking de desempeño de las unidades, evaluar la gestión de la empresa en la operación de sus unidades. La metodología y marco para analizar y almacenar la data es sencillo, repetitivo y consistente con los estándares del sector eléctrico.

4.6.1 Importancia del Monitoreo del Desempeño

- Comparar el desempeño operativo de una específica unidad con el desempeño promedio de similares unidades para determinar el potencial de mejoramiento.
- Monitorear tendencias del desempeño y cambios creados por unidad o sistema, mantenimiento, y cambios operacionales.
- Proporcionar una base para tasas de incentivos y penalidades para el desempeño de una unidad o grupo de unidades.
- Para predecir el desempeño de la unidad como entrada de estudios de planeamiento.
- Para predecir el desempeño de nuevas unidades a ser instaladas usando la data de desempeño de componentes de similares unidades (como entrada a estudios de diseño o planeamiento).
- Proporcionar una base para definir estándares de confiabilidad y disponibilidad para unidades.

4.6.2 Agrupamiento de unidades

Existen criterios de agrupar unidades (rango de tamaño, tipo de combustible, etc.), reuniendo la data para estimar el desempeño promedio del grupo.

El propósito de agrupar unidades es buscar una mejor estimación (pequeña varianza) de un común parámetro, para lo cual se reúne la información estadística de las unidades de generación que son homogéneos considerando uno o más atributos o características tal como tamaño, antigüedad, diseño, etc.

Los indicadores NERC están agrupados por tipo y tamaño de unidades, permiten seleccionar las necesarias características de diseño para analizar datos de eventos y desempeño.

En la aplicación al SEIN de los índices NERC se han agrupado por capacidad, tecnología y combustible, tal como se muestra en la Tabla N° 4.3.

TABLA N° 4.3 Índices de la NERC

TECNOLOGIA		TIPO	COMBUSTIBLE	Pmin	Pmax	AGE	AF	FOR	SOF	FOF
GAS TURBINE	50 Plus MW	TG	Gas	50	200	2000-04	92.37	25.34	5.48	2.16
GAS TURBINE	020-049 MW	TG	Gas	20	50	2000-04	95.04	34.59	3.45	1.52
GAS TURBINE	001-019 MW	TG	Gas	0	20	2000-04	92.84	60.77	4.27	2.89
HYDRO	001-029 MW	H	H	0	30	2000-04	89.42	4.04	7.78	2.79
HYDRO	30 MW Plus	H	H	30	800	2000-04	89.30	3.47	8.38	2.30
DIESEL	All MW Sizes	REC	D2	0	800	2000-04	94.45	26.90	3.35	2.20
FOSSIL Oil Primary	001-099 MW	TV		0	100	2000-04	90.77	5.47	7.31	1.92
FOSSIL Coal Primary	100-199 MW	TV	C	100	200	2000-04	88.64	4.11	7.78	3.58
FOSSIL Gas Primary	100-199 MW	TV	Gas	100	200	2000-04	86.35	7.13	10.60	3.05

4.6.3 Comparación mediante Benchmarking

El benchmarking es una técnica que permite comparar el desempeño de una empresa o su proceso con respecto a una empresa o proceso modelo.

En la actualidad, el benchmarking se ha hecho un instrumento clave en la mayoría de las compañías para ejecutar esfuerzos en mejorar su desempeño, la aplicación de los índices NERC a las unidades de generación del SEIN es un benchmarking, en el que primero se identifica otras plantas "par" cuyo diseño y características operacionales son similares a la de la unidad en cuestión y luego se procede a comparar los índices calculados para estas unidades con el correspondiente del estándar NERC.

La aplicación del benchmarking nos dará como resultado que si las unidades del SEIN no fueran mantenidas eficientemente, o se encuentren fuera de la vida útil reconocida por los fabricantes, los indicadores de desempeño de confiabilidad serán mayores que la referencia internacional. Es decir permitirá evaluar si el desempeño operativo de las unidades es adecuado.

4.6.4 Eficiente gestión de la Disponibilidad

Como se aprecia en la Tabla N° 4.4, cuando la unidad es necesaria para operar por requerimientos económicos del operador del sistema, en esos periodos no es propicio que se le indisponga para la realización de actividades de mantenimiento.

Asimismo, cuando la unidad no es necesaria para operar por requerimientos económicos del operador del sistema, es en estos periodos que es más eficiente para el sistema eléctrico que se le realice su mantenimiento correspondiente.

TABLA N° 4.4 Eficiente gestión de la disponibilidad

<p>Estado: Unidad disponible</p> <p>Condición: No necesario para generación</p> <p>Conclusión: Buen tiempo para reparación</p>	<p>Estado: Unidad disponible</p> <p>Condición: Necesario para generación</p> <p>Conclusión: Mal tiempo para reparación</p>
<p>Estado: Unidad no disponible</p> <p>Condición: No necesario para generación</p> <p>Conclusión: Buen tiempo para reparación</p>	<p>Estado: Unidad no disponible</p> <p>Condición: Necesario para generación</p> <p>Conclusión: Mal tiempo para reparación</p>

a) Gestión de los mantenimientos

La gestión del mantenimiento en los índices de la NERC está relacionada con el mantenimiento programado y preventivo que se muestra en la figura Fig. 4.7.



Fig. 4.7 Gestión de mantenimientos

b) Efectividad de los mantenimientos



Fig. 4.8 Efectividad de mantenimientos

La efectividad del mantenimiento en los índices de la NERC esta relacionado con el mantenimiento no planeado y las acciones correctivas que se muestra en la figura Fig. 4.8, esto es concordante dado que se espera que una alta efectividad de los mantenimientos implique menos fallas del equipo.

4.7 Metodología de supervisión del desempeño operativo de las unidades de generación mediante indicadores

Sobre la base de la información proporcionada por las Empresas de Generación y el COES-SINAC, se debe monitorear permanentemente el comportamiento operativo de cada unidad y/o central de generación del SEIN, a través de indicadores, verificando que estos límites no sobrepasan las tolerancias establecidas para cada uno de ellos.

TABLA N° 4.5 Índices de desempeño de unidades de generación

Indicador	Sigla	Fórmula	Variables	Unidad	Tolerancia
Factor de Disponibilidad Programada	FIPT	$FIPT = \frac{HIPT}{HPE} \times 100\%$	HIPT: Horas Totales de Disponibilidad Programada en el periodo de evaluación. HPE: Horas del periodo de evaluación.	%	AF
Factor de Disponibilidad Fortuita Total	FIFT	$FIFT = \frac{HIFT}{HPE} \times 100\%$	HIFT: Horas totales de Disponibilidad fortuita en el periodo de evaluación. HPE: Horas del periodo de evaluación.	%	SOF (NERC)
Factor de Disponibilidad	FD	$FD = \frac{HD}{HPE} \times 100\%$	HD: Horas de disponibilidad (en servicio y como reserva fría) en el periodo de evaluación. HPE: Horas del periodo de evaluación.	%	FOF (NERC)
Tasa de Disponibilidad Fortuita	TIF	$TIF = \frac{HIF}{HS + HIF}$	HIF: Horas de Disponibilidad Fortuita. HS: Horas en Servicio.	%	FOR (NERC)

Se debe establecer el requerimiento y medio de entrega de la información para determinar los indicadores de desempeño de las unidades de generación del SEIN, considerándose:

- El periodo de evaluación de los indicadores debe ser de doce (12) meses continuos, y se debe realizar con periodicidad anual;
- Las Empresas de Generación y el COES-SINAC, según corresponda, deben ser las encargadas de proporcionar la información requerida en los formatos, modalidad y plazos establecidos en el presente procedimiento.
- La evaluación se realizará por cada unidad y/o central de generación. Considerando las desviaciones a los límites de las tolerancias establecidas.

Como primera etapa se debe considerar los indicadores a ser monitoreados los que se muestran en la Tabla N° 4.5.

4.7.1 Factor de disponibilidad

El factor de disponibilidad tiene su equivalente NERC con el índice AF y EAF. Este índice mide el porcentaje del tiempo que la unidad estuvo disponible, en servicio o como reserva fría.

$$FD = \frac{HD}{HPE} \times 100\% = \frac{AH - ESDH - EFDH}{HPE} \times 100\%$$

$$HD = AH - ESDH - EFDH \quad (4.12)$$

AH: Es la sumatoria de las horas de los periodos en que la unidad se encuentra en reserva o en servicio, sin considerar la restricción que se presenten.

EFDH: Es la sumatoria de las horas equivalentes de los periodos en que la unidad se encuentra en servicio (S_i) o disponible (R_i), pero restringida a un valor menor a su potencia efectiva por causas fortuitas.

$$EFDH = \sum \frac{P_i}{P_{ef}} R_i + \sum \frac{P_i}{P_{ef}} S_i \quad (4.13)$$

ESDH: Es la sumatoria de las horas equivalentes de los periodos en que la unidad se encuentra en servicio (S_i) o disponible (R_i), pero restringida a un valor menor a su potencia efectiva por causas programadas.

$$ESDH = \sum \frac{P_i}{P_{ef}} R_i + \sum \frac{P_i}{P_{ef}} S_i \quad (4.14)$$

P_i es la potencia restringida.

P_{ef} es la potencia efectiva de la unidad.

4.7.2 Factores de indisponibilidad

a) Factor de salida por mantenimiento (FIPT)

Su equivalente NERC es el factor equivalente de indisponibilidad programada (ESOF).

El Factor de Indisponibilidad Programada (FIP) mide el desempeño de la gestión de la Empresa de Generación y la coordinación de los mantenimientos en el periodo de evaluación definido para el presente procedimiento, considerando además los periodos de operación con restricción programada.

$$FIPT = \frac{HIPT}{HPE} \times 100\% = \frac{MOH + EMDH}{HPE} \times 100\% \quad (4.15)$$

$$HIPT = MOH + EMDH \quad (4.16)$$

MOH: Es la sumatoria de las horas de los periodos (M_i) en que la unidad se encuentra indisponible por mantenimiento programado.

EMDH: Es la sumatoria de las horas equivalentes de los periodos en que la unidad se encuentra en servicio o en reserva y restringida a un valor menor a su potencia efectiva por mantenimiento programado.

$$EMDH = \sum \frac{P_i}{P_{ef}} R_i + \sum \frac{P_i}{P_{ef}} S_i \quad (4.17)$$

b) Factor de indisponibilidad fortuita (FIFT)

Su equivalente NERC es el factor equivalente de indisponibilidad fortuita (EFOF). El Factor de Indisponibilidad Fortuita (FIF) mide la eficacia de las actividades de mantenimiento programado de la Empresa de Generación en el periodo de evaluación definido para el presente procedimiento, considerando el componente de error humano y

los periodos de operación con restricción por causas fortuitas.

$$FIFT = \frac{HIFT}{HPE} \times 100\% = \frac{FOH + EFDH}{HPE} \times 100\% \quad (4.18)$$

FOH: Es la sumatoria de las horas de los periodos (F_i) en que la unidad se encuentra indisponible por mantenimiento correctivo.

EFDH: Es la sumatoria de las horas equivalentes de los periodos en que la unidad se encuentra en servicio o en reserva y restringida a un valor menor a su potencia efectiva por indisponibilidad fortuita.

$$EFDH = \sum \frac{P_i}{P_{ef}} R_i + \sum \frac{P_i}{P_{ef}} S_i \quad (4.19)$$

c) Tasa de indisponibilidad fortuita

Su equivalente NERC es el FOR. La Tasa de Indisponibilidad Fortuita mide el porcentaje de tiempo que la unidad ha estado indisponible por evento fortuito sobre el periodo que estuvo en servicio.

$$TIF = \frac{HIF}{HIF + HS} = \frac{FOH}{FOH + SH} \times 100\% \quad (4.20)$$

4.8 Otras aplicaciones de los índices de desempeño

Con el crecimiento de la demanda, en un sistema eléctrico desregulado, el incremento de la utilización del parque de generación existente requerirá que existan los incentivos necesarios para que se optimice la utilización de los recursos de generación eléctrica disponibles. Es así, que la recopilación de datos para determinar los índices de desempeño, es esencial para este logro, dado que permite identificar tendencias de disponibilidad de unidades, aprender de cada experiencia y reconocer oportunidades de mejora.

Mejoras en disponibilidad significa menos dependencia de reemplazo de energía, lo que implica una reducción de costos de capital asociados con aplazar la instalación de nuevos proyectos de generación, sin embargo, no se busca obtener una maximización de la disponibilidad dejando de lado los mantenimientos, es decir buscar bajos índices de indisponibilidad programada.

Es así, que la aplicación de los índices de desempeño, permitirá realizar estudios y análisis en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional con información que represente la situación del parque de generación.

A continuación se lista algunos usos de los índices de desempeño:

4.8.1 Diseño de estrategias de existentes y nuevas unidades

- Diseño, adquisiciones, y construcción.
- Alternativas de reconfiguración.

- Evaluación de nuevas tecnologías.

4.8.2 Estrategias de operación y mantenimiento

- Programas de mejora de la disponibilidad.
- Benchmarking por unidad del desempeño.
- Determinación de metas de disponibilidad.
- Análisis de la probabilidad de bajo/alto impacto de la falla de un componente.
- Revisión del desempeño.
- Optimización del programa de overhaul

4.8.3 Estudios del sistema

- Estudios de capacidad de generación.
- Determinación de obligación de reservas.
- Estudios de probabilidad de pérdida de carga.
- Estudios de costos de producción.
- Predicción de salida forzada.
- Estudios de inventario de combustibles.

4.9 Sumario de resultados

4.9.1 Aplicación de los índices NERC

Se considera que la información del sistema GADS de la NERC es suficiente para hacer decisiones importantes y ser consideradas para su uso en análisis de benchmarking.

El sistema GADS es utilizado por la World Energy Council (WEC) en el subcomité Performance of Generating Plant (PGP).

4.9.2 Criterios para la supervisión del desempeño

El benchmarking es un instrumento clave para buscar mejorar el desempeño de las unidades, la aplicación de los índices NERC a las unidades de generación del SEIN se realizara mediante el benchmarking de los índices del SEIN, y permitirá comparar el desempeño de una empresa o su proceso con respecto a los de la NERC. Si las unidades del SEIN no fueran mantenidas eficientemente, o se encuentren fuera de la vida útil reconocida por los fabricantes, los indicadores de desempeño de confiabilidad serán mayores que la referencia de la NERC.

Comparar el desempeño operativo de las unidades con el desempeño promedio de similares unidades permitirá determinar el potencial de mejoramiento, proporcionará una base para tasas de incentivos y penalidades para el desempeño de una unidad o grupo de unidades.

La aplicación al SEIN de los índices NERC se debe realizar agrupando las unidades

por capacidad, tecnología y combustible, tal como está definido en el sistema GADS de la NERC.

4.9.3 Metodología de supervisión del desempeño operativo de las unidades de generación mediante indicadores

El análisis y evaluación del desempeño de las unidades de generación del SEIN deben centrarse en evaluar el Factor de Disponibilidad, el Factor de Indisponibilidad Programada, el Factor de Indisponibilidad fortuita, y la Tasa de Indisponibilidad fortuita.

Mejoras en disponibilidad significa menos dependencia de reemplazo de energía, lo que implica una reducción de costos de capital asociados con aplazar la instalación de nuevos proyectos de generación.

CAPITULO V

APLICACIÓN DE LOS INDICES DE DESEMPEÑO DE UNIDADES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

5.1 Introducción

Como se mencionó en el capítulo IV, comparar el desempeño operativo de una unidad específica con el desempeño promedio de similares unidades permitirá determinar el potencial de mejoramiento, proporcionará una base para tasas de incentivos y penalidades para el desempeño de una unidad o grupo de unidades. Es así, que el benchmarking se volverá en un instrumento clave para buscar mejorar el desempeño de las unidades, la aplicación de los índices NERC a las unidades de generación del SEIN permitirá comparar el desempeño de una empresa o su proceso con respecto a los de similares que son controlados por la NERC.

La metodología de supervisión del desempeño operativo de las unidades de generación mediante indicadores, recomendada en el capítulo IV, permitirá evaluar el cumplimiento del inciso b) del artículo 31° de la Ley de Concesiones Eléctricas, que establece la obligación de las empresas de conservar y mantener sus obras e instalaciones en condiciones adecuadas para su operación eficiente.

Los índices de desempeño permitirán determinar si las unidades del SEIN no son mantenidas eficientemente, o se encuentren fuera de la vida útil reconocida por los fabricantes, en los cuales, los indicadores de desempeño serán mayores que la referencia de la NERC.

El Capítulo está dividido en 3 partes:

En la primera parte se realiza la aplicación de los índices de desempeño a las unidades del SEIN agrupadas por tamaño y tecnología (Unidades Hidráulicas, Turbo Gas, Turbo Vapor, Reciprocantes).

En la segunda parte se calcula la energía indisponible en el SEIN que corresponde a los periodos de indisponibilidad en exceso a los estándares de la NERC.

En la tercera parte se detalla la utilización de los índices de desempeño en simulaciones de expansión de generación

5.2 Aplicación de los índices de desempeño

5.2.1 Unidades Hidráulicas

De acuerdo a los resultados de la Tabla N° 5.1 y la Tabla N° 5.2 durante el 2008, la

mayoría de las unidades de generación hidráulica se encuentran dentro de los límites de los índices NERC. Como es sabido el mayor efecto en la capacidad de producción de las centrales hidráulicas es la variabilidad hidrológica. Mientras que el 2007, tal como se muestra en la Tabla N° 5.3 y la Tabla N° 5.4, se presentaron unidades con índices fuera de los estándares de la NERC, esto se debió entre otros a actividades civiles (C.H. Cañón del Pato), overhaul (C.H. Yaupi), caída de huayco (C.H. Aricota).

A diferencia de los grupos térmicos, puede considerarse que los grupos hidráulicos no fallan (se supone que su tasa de fallos es nula) ni necesitan mantenimiento. A parte de la incertidumbre hidráulica y la gestión de embalses, lo que distingue a los grupos hidráulicos frente a los térmicos es su restricción de energía.

5.2.2 Unidades Turbo Gas

En el año 2008, tal como se muestra en la Tabla N° 5.5, las unidades Chimbote TG1, Malacas TG1, Malacas TG2, Santa Rosa Westinghouse, Trujillo TG4, Kallpa TG1 y Piura TG han presentado un factor de disponibilidad por debajo de su correspondiente índice NERC.

Mientras que las unidades que presentan una ineficiente gestión del mantenimiento fueron Chimbote TG1, Malacas TG1, Malacas TG2, Santa Rosa Westinghouse, Trujillo TG4, Kallpa TG1 y Piura TG.

Las unidades que presentaron factor de fallas muy apartados de los correspondientes índices NERC fueron Chimbote TG1, Kallpa TG1 y Piura TG. Significa que en estas unidades los mantenimientos efectuados no han sido eficientes.

Mientras que la unidad Piura TG presenta una alta tasa de salida forzada.

Debido a los problemas operativos en el área Norte por falta de generación local y que a medida que el área Norte siga creciendo se volverá mas critica, las unidades Malacas TG1, Chimbote TG1, Trujillo TG4, y Piura TG no asegurarían un nivel adecuado de confiabilidad en esta área, mas aun si cuando sea requeridos por emergencias no se encuentren disponibles o fallen.

En el año 2007, tal como se muestra en la Tabla N° 5.6, las unidades Aguaytia TG1, Chimbote TG1, Malacas TG1, Malacas TG4, Santa Rosa Westinghouse, Santa Rosa UTI 6, Trujillo TG4 y Ventanilla TG4 han presentado un factor de disponibilidad por debajo de su correspondiente índice NERC.

Mientras que las unidades que presentan una ineficiente gestión del mantenimiento fueron Aguaytia TG1, Chimbote TG1, Malacas TG1, Malacas TG4, Santa Rosa Westinghouse, Santa Rosa UTI 6, Trujillo TG4, Ventanilla TG4 y Chilca 1 TG2.

La unidad Santa Rosa UTI6 presento un factor de fallas muy apartados del correspondiente índice NERC. Significa que en esta unidad los mantenimientos

efectuados no han sido eficientes.

Mientras que las unidades Chimbote TG3, Santa Rosa UTI6 y Trujillo TG4 presenta una alta tasa de salida forzada.

Como se puede apreciar, los índices de la NERC son efectivos al momento de evaluar el desempeño operativo de las unidades, mostrándonos el nivel de confiabilidad que dan al sistema estas maquinas.

5.2.3 Unidades Turbo Vapor

En el año 2008, tal como se muestra en el la Tabla N° 5.7, las unidades Chilina Combinado, TV2 y TV3, Ilo 1 TV3, San Nicolás TV1 y TV2, han presentado un factor de disponibilidad debajo del correspondiente indice NERC.

Mientras que las unidades que presentan una ineficiente gestión del mantenimiento fueron Chilina Combinado, TV2 y TV3, Ilo 1 TV3, y San Nicolás TV1 y TV2.

Las unidades que presentaron factores de falla muy por encima de los correspondientes índices NERC fueron Chilina Combinado, TV2 y TV3. Significa que en estas unidades los mantenimientos efectuados no han sido eficientes.

Mientras que las unidades Chilina Combinado, TV2 y TV3 presentan una alta tasa de salida forzada.

Debido a los problemas operativos en la zona de Marcota, las unidades de San Nicolás no darían un nivel adecuado de confiabilidad en esta zona.

5.2.4 Unidades Reciprocantes

Como se puede apreciar en la Tabla N° 5.9 y la Tabla N° 5.10, la mayoría de las unidades reciprocantes o diesel presentan índices apartados de los correspondientes índices NERC, lo cual significa que estas unidades no presentan un nivel adecuado de desempeño.

Como se aprecia, se ha presentado un deterioro en los índices de desempeño de las unidades diesel durante el 2008, considerando los índices obtenidos para el año 2007.

5.3 Energía indisponible en el SEIN

En la Tabla N° 5.11 se muestra la evolución de la energía indisponible en exceso en el SEIN, para lo cual se ha considerado como base aceptable de indisponibilidad de unidades los correspondientes a los índices de la NERC y desagregada de acuerdo a las tecnologías.

Como se puede apreciar en la tabla, en el año 2008 la indisponibilidad en energía de las unidades de generación representaron el 7.2% del total de la energía producida en el SEIN durante el año 2008, lo que representa cerca de la producción total de energía en el SEIN durante un mes.

TABLA N° 5.1 Índices de Desempeño de Unidades Hidráulica – año 2008

2008				Factor Disponibilidad		Factor de Mantenimiento	
Ubicación	Equipo	Tipo	Potencia	SEIN	NERC	SEIN	NERC
CAHUA	G1	H	21.6	95.6%	89.4%	4.4%	7.8%
CAHUA	G2	H	21.6	95.5%	89.4%	4.5%	7.8%
PARIAC	CH-1	H	0.2	99.7%	89.4%	0.3%	7.8%
PARIAC	CH-2	H	0.4	98.1%	89.4%	1.9%	7.8%
PARIAC	CH-3A	H	0.4	96.8%	89.4%	3.2%	7.8%
PARIAC	CH-3N	H	0.8	98.7%	89.4%	1.3%	7.8%
PARIAC	CH-4 I	H	1.4	94.9%	89.4%	5.1%	7.8%
PARIAC	CH-4 II	H	1.4	96.3%	89.4%	3.7%	7.8%
CALLAHUANCA	G1	H	13.3	97.8%	89.4%	2.2%	7.8%
CALLAHUANCA	G2	H	13.3	98.7%	89.4%	1.3%	7.8%
CALLAHUANCA	G3	H	13.3	97.5%	89.4%	2.5%	7.8%
CALLAHUANCA	G4	H	35.2	98.9%	89.3%	1.1%	8.4%
MOYOPAMPA	G1	H	21.6	98.0%	89.4%	2.0%	7.8%
MOYOPAMPA	G2	H	21.6	98.0%	89.4%	2.0%	7.8%
MOYOPAMPA	G3	H	21.6	98.9%	89.4%	1.1%	7.8%
HUAMPANI	G1	H	15.1	97.6%	89.4%	2.4%	7.8%
HUAMPANI	G2	H	15.1	97.5%	89.4%	2.5%	7.8%
CHIMAY	G1	H	75.5	98.5%	89.3%	1.5%	8.4%
CHIMAY	G2	H	75.5	98.5%	89.3%	1.5%	8.4%
YANANGO	G1	H	42.6	98.9%	89.3%	1.1%	8.4%
HUANCHOR	G1	H	9.8	99.5%	89.4%	0.5%	7.8%
HUANCHOR	G2	H	9.8	99.5%	89.4%	0.5%	7.8%
HUINCO	G1	H	61.8	92.7%	89.3%	7.3%	8.4%
HUINCO	G2	H	61.8	96.7%	89.3%	3.3%	8.4%
HUINCO	G3	H	61.8	94.6%	89.3%	5.4%	8.4%
HUINCO	G4	H	61.8	95.7%	89.3%	4.3%	8.4%
MATUCANA	G1	H	64.4	97.7%	89.3%	2.3%	8.4%
MATUCANA	G2	H	64.1	98.3%	89.3%	1.7%	8.4%
CHARCANI I	G1	H	0.9	99.3%	89.4%	0.7%	7.8%
CHARCANI I	G2	H	0.9	99.4%	89.4%	0.6%	7.8%
CHARCANI II	G1	H	0.2	99.5%	89.4%	0.5%	7.8%
CHARCANI II	G2	H	0.2	93.3%	89.4%	6.7%	7.8%
CHARCANI II	G3	H	0.2	71.9%	89.4%	28.1%	7.8%
CHARCANI III	G1	H	2.3	99.4%	89.4%	0.6%	7.8%
CHARCANI III	G2	H	2.3	99.5%	89.4%	0.5%	7.8%
CHARCANI IV	G1	H	5.1	99.4%	89.4%	0.6%	7.8%
CHARCANI IV	G2	H	5.1	98.3%	89.4%	1.7%	7.8%
CHARCANI IV	G3	H	5.1	99.2%	89.4%	0.8%	7.8%
CHARCANI V	G1	H	46.6	98.8%	89.3%	1.2%	8.4%
CHARCANI V	G2	H	46.6	98.8%	89.3%	1.2%	8.4%
CHARCANI V	G3	H	46.6	98.7%	89.3%	1.3%	8.4%
CHARCANI VI	G1	H	8.9	99.4%	89.4%	0.6%	7.8%
MACHUPICCHU	G1	H	28.6	99.3%	89.4%	0.7%	7.8%
MACHUPICCHU	G2	H	28.6	99.0%	89.4%	1.0%	7.8%
MACHUPICCHU	G3	H	28.6	99.2%	89.4%	0.8%	7.8%
CAÑÓN DEL PATO	G1	H	43.9	93.8%	89.3%	6.2%	8.4%
CAÑÓN DEL PATO	G2	H	43.9	94.0%	89.3%	6.0%	8.4%
CAÑÓN DEL PATO	G3	H	43.9	95.2%	89.3%	4.8%	8.4%
CAÑÓN DEL PATO	G4	H	43.9	95.1%	89.3%	4.9%	8.4%
CAÑÓN DEL PATO	G5	H	43.9	95.3%	89.3%	4.7%	8.4%
CAÑÓN DEL PATO	G6	H	43.9	95.4%	89.3%	4.6%	8.4%

TABLA N° 5.2 Índices de Desempeño de Unidades Hidráulica – año 2008

2008				Factor Disponibilidad		Factor de Mantenimiento	
Ubicación	Equipo	Tipo	Potencia	SEIN	NERC	SEIN	NERC
CARHUAQUERO	G1	H	31.7	95.6%	89.3%	4.4%	8.4%
CARHUAQUERO	G2	H	31.7	96.2%	89.3%	3.8%	8.4%
CARHUAQUERO	G3	H	31.7	95.7%	89.3%	4.3%	8.4%
ARICOTA I	G1	H	11.3	100.0%	89.4%	0.0%	7.8%
ARICOTA I	G2	H	11.3	99.7%	89.4%	0.3%	7.8%
ARICOTA II	G03	H	12.4	99.3%	89.4%	0.7%	7.8%
MALPASO	G1	H	12.0	99.1%	89.4%	0.9%	7.8%
MALPASO	G2	H	12.0	99.9%	89.4%	0.1%	7.8%
MALPASO	G3	H	12.0	99.5%	89.4%	0.5%	7.8%
MALPASO	G4	H	12.0	98.7%	89.4%	1.3%	7.8%
OROYA	G1	H	3.2	97.0%	89.4%	3.0%	7.8%
OROYA	G2	H	3.2	98.4%	89.4%	1.6%	7.8%
OROYA	G3	H	3.2	98.4%	89.4%	1.6%	7.8%
PACHACHACA	G1	H	2.4	99.3%	89.4%	0.7%	7.8%
PACHACHACA	G2	H	2.4	99.3%	89.4%	0.7%	7.8%
PACHACHACA	G3	H	2.4	97.7%	89.4%	2.3%	7.8%
PACHACHACA	G4	H	2.4	0.0%	89.4%	0.0%	7.8%
YAUPI	G1	H	21.0	88.5%	89.4%	11.5%	7.8%
YAUPI	G2	H	21.0	98.5%	89.4%	1.5%	7.8%
YAUPI	G3	H	21.0	98.5%	89.4%	1.5%	7.8%
YAUPI	G4	H	21.0	99.5%	89.4%	0.5%	7.8%
YAUPI	G5	H	21.0	97.7%	89.4%	2.3%	7.8%
MANTARO	G1	H	115.0	98.3%	89.3%	1.7%	8.4%
MANTARO	G2	H	115.0	98.2%	89.3%	1.8%	8.4%
MANTARO	G3	H	115.0	98.1%	89.3%	1.9%	8.4%
MANTARO	G4	H	115.0	95.2%	89.3%	4.8%	8.4%
MANTARO	G5	H	115.0	98.1%	89.3%	1.9%	8.4%
MANTARO	G6	H	115.0	97.7%	89.3%	2.3%	8.4%
MANTARO	G7	H	115.0	94.6%	89.3%	5.4%	8.4%
RESTITUCION	G1	H	71.8	97.5%	89.3%	2.5%	8.4%
RESTITUCION	G2	H	71.8	98.8%	89.3%	1.2%	8.4%
RESTITUCION	G3	H	71.8	98.3%	89.3%	1.7%	8.4%
GALLITO CIEGO	G1	H	19.1	92.5%	89.4%	7.5%	7.8%
GALLITO CIEGO	G2	H	19.1	93.3%	89.4%	6.7%	7.8%
HUAYLLACHO	G1	H	0.186	87.1%	89.4%	12.9%	7.8%
MISAPUQUIO	G1	H	1.933	99.2%	89.4%	0.8%	7.8%
MISAPUQUIO	G2	H	1.933	98.5%	89.4%	1.5%	7.8%
SAN IGNACIO	G1	H	0.422	95.4%	89.4%	4.6%	7.8%
SAN ANTONIO	G1	H	0.580	97.6%	89.4%	2.4%	7.8%
SAN GABAN II	G1	H	56.5	98.8%	89.3%	1.2%	8.4%
SAN GABAN II	G2	H	56.5	98.6%	89.3%	1.4%	8.4%
POECHOS	G-1	H	7.5	100.0%	89.4%	0.0%	7.8%
POECHOS	G-2	H	7.5	100.0%	89.4%	0.0%	7.8%
CURUMUY	G1	H	6.25	100.0%	89.4%	0.0%	7.8%
CURUMUY	G2	H	6.25	100.0%	89.4%	0.0%	7.8%
SANTA ROSA I	G1	H	0.51	0.0%	89.4%	0.0%	7.8%
SANTA ROSA II	G1	H	0.51	0.0%	89.4%	0.0%	7.8%
YUNCAN	G1	H	43.3	97.3%	89.3%	2.7%	8.4%
YUNCAN	G2	H	43.3	98.3%	89.3%	1.7%	8.4%
YUNCAN	G3	H	43.3	98.0%	89.3%	2.0%	8.4%

TABLA N° 5.3 Índices de Desempeño de Unidades Hidráulica – año 2007

2007				Factor Disponibilidad		Factor de Mantenimiento	
Ubicación	Equipo	Tipo	Potencia	SEIN	NERC	SEIN	NERC
CAHUA	G1	H	21.6	98.5%	89.4%	1.5%	7.8%
CAHUA	G2	H	21.6	99.1%	89.4%	0.9%	7.8%
PARIAC	CH-1	H	0.2	99.8%	89.4%	0.2%	7.8%
PARIAC	CH-2	H	0.4	60.2%	89.4%	39.8%	7.8%
PARIAC	CH-3A	H	0.4	66.3%	89.4%	33.7%	7.8%
PARIAC	CH-3N	H	0.8	76.6%	89.4%	23.4%	7.8%
PARIAC	CH-4 I	H	1.4	97.5%	89.4%	2.5%	7.8%
PARIAC	CH-4 II	H	1.4	99.2%	89.4%	0.8%	7.8%
CALLAHUANCA	G1	H	13.3	97.4%	89.4%	2.6%	7.8%
CALLAHUANCA	G2	H	13.3	97.7%	89.4%	2.3%	7.8%
CALLAHUANCA	G3	H	13.3	97.6%	89.4%	2.4%	7.8%
CALLAHUANCA	G4	H	35.2	97.2%	89.3%	2.8%	8.4%
MOYOPAMPA	G1	H	21.6	98.8%	89.4%	1.2%	7.8%
MOYOPAMPA	G2	H	21.6	96.6%	89.4%	3.4%	7.8%
MOYOPAMPA	G3	H	21.6	97.9%	89.4%	2.1%	7.8%
HUAMPANI	G1	H	15.1	97.7%	89.4%	2.3%	7.8%
HUAMPANI	G2	H	15.1	98.0%	89.4%	2.0%	7.8%
CHIMAY	G1	H	75.5	98.2%	89.3%	1.8%	8.4%
CHIMAY	G2	H	75.5	97.9%	89.3%	2.1%	8.4%
YANANGO	G1	H	42.6	96.8%	89.3%	3.2%	8.4%
HUANCHOR	G1	H	9.8	86.2%	89.4%	13.8%	7.8%
HUANCHOR	G2	H	9.8	86.3%	89.4%	13.7%	7.8%
HUINCO	G1	H	61.8	94.4%	89.3%	5.6%	8.4%
HUINCO	G2	H	61.8	95.2%	89.3%	4.8%	8.4%
HUINCO	G3	H	61.8	94.8%	89.3%	5.2%	8.4%
HUINCO	G4	H	61.8	92.5%	89.3%	7.5%	8.4%
MATUCANA	G1	H	64.4	97.1%	89.3%	2.9%	8.4%
MATUCANA	G2	H	64.1	97.4%	89.3%	2.6%	8.4%
CHARCANI I	G1	H	0.9	99.3%	89.4%	0.7%	7.8%
CHARCANI I	G2	H	0.9	99.3%	89.4%	0.7%	7.8%
CHARCANI II	G1	H	0.2	70.0%	89.4%	30.0%	7.8%
CHARCANI II	G2	H	0.2	40.5%	89.4%	59.5%	7.8%
CHARCANI II	G3	H	0.2	58.5%	89.4%	41.5%	7.8%
CHARCANI III	G1	H	2.3	99.4%	89.4%	0.6%	7.8%
CHARCANI III	G2	H	2.3	99.4%	89.4%	0.6%	7.8%
CHARCANI IV	G1	H	5.1	99.6%	89.4%	0.4%	7.8%
CHARCANI IV	G2	H	5.1	99.6%	89.4%	0.4%	7.8%
CHARCANI IV	G3	H	5.1	99.7%	89.4%	0.3%	7.8%
CHARCANI V	G1	H	46.6	98.9%	89.3%	1.1%	8.4%
CHARCANI V	G2	H	46.6	98.8%	89.3%	1.2%	8.4%
CHARCANI V	G3	H	46.6	98.8%	89.3%	1.2%	8.4%
CHARCANI VI	G1	H	8.9	99.3%	89.4%	0.7%	7.8%
MACHUPICCHU	G1	H	28.6	98.7%	89.4%	1.3%	7.8%
MACHUPICCHU	G2	H	28.6	98.8%	89.4%	1.2%	7.8%
MACHUPICCHU	G3	H	28.6	98.5%	89.4%	1.5%	7.8%
CAÑON DEL PATO	G1	H	43.9	88.0%	89.3%	12.0%	8.4%
CAÑON DEL PATO	G2	H	43.9	89.3%	89.3%	10.7%	8.4%
CAÑON DEL PATO	G3	H	43.9	87.3%	89.3%	12.7%	8.4%
CAÑON DEL PATO	G4	H	43.9	87.3%	89.3%	12.7%	8.4%
CAÑON DEL PATO	G5	H	43.9	87.5%	89.3%	12.5%	8.4%
CAÑON DEL PATO	G6	H	43.9	87.8%	89.3%	12.2%	8.4%

TABLA N° 5.4 Índices de Desempeño de Unidades Hidráulica – año 2007

2007				Factor Disponibilidad		Factor de Mantenimiento	
Ubicación	Equipo	Tipo	Potencia	SEIN	NERC	SEIN	NERC
CARHUAQUERO	G1	H	31.7	93.2%	89.3%	6.8%	8.4%
CARHUAQUERO	G2	H	31.7	94.8%	89.3%	5.2%	8.4%
CARHUAQUERO	G3	H	31.7	91.1%	89.3%	8.9%	8.4%
ARICOTA I	G1	H	11.3	84.5%	89.4%	15.5%	7.8%
ARICOTA I	G2	H	11.3	84.5%	89.4%	15.5%	7.8%
ARICOTA II	G03	H	12.4	98.5%	89.4%	1.5%	7.8%
MALPASO	G1	H	12.0	98.8%	89.4%	1.2%	7.8%
MALPASO	G2	H	12.0	98.6%	89.4%	1.4%	7.8%
MALPASO	G3	H	12.0	98.8%	89.4%	1.2%	7.8%
MALPASO	G4	H	12.0	98.8%	89.4%	1.2%	7.8%
OROYA	G1	H	3.2	99.3%	89.4%	0.7%	7.8%
OROYA	G2	H	3.2	98.7%	89.4%	1.3%	7.8%
OROYA	G3	H	3.2	99.1%	89.4%	0.9%	7.8%
PACHACHACA	G1	H	2.4	99.2%	89.4%	0.8%	7.8%
PACHACHACA	G2	H	2.4	99.2%	89.4%	0.8%	7.8%
PACHACHACA	G3	H	2.4	99.1%	89.4%	0.9%	7.8%
PACHACHACA	G4	H	2.4	0.0%	89.4%	0.0%	7.8%
YAUPI	G1	H	21.0	75.6%	89.4%	24.4%	7.8%
YAUPI	G2	H	21.0	75.9%	89.4%	24.1%	7.8%
YAUPI	G3	H	21.0	76.3%	89.4%	23.7%	7.8%
YAUPI	G4	H	21.0	77.4%	89.4%	22.6%	7.8%
YAUPI	G5	H	21.0	77.4%	89.4%	22.6%	7.8%
MANTARO	G1	H	115.0	95.2%	89.3%	4.8%	8.4%
MANTARO	G2	H	115.0	96.7%	89.3%	3.3%	8.4%
MANTARO	G3	H	115.0	98.8%	89.3%	1.2%	8.4%
MANTARO	G4	H	115.0	98.3%	89.3%	1.7%	8.4%
MANTARO	G5	H	115.0	98.3%	89.3%	1.7%	8.4%
MANTARO	G6	H	115.0	95.8%	89.3%	4.2%	8.4%
MANTARO	G7	H	115.0	98.3%	89.3%	1.7%	8.4%
RESTITUCION	G1	H	71.8	99.1%	89.3%	0.9%	8.4%
RESTITUCION	G2	H	71.8	88.7%	89.3%	11.3%	8.4%
RESTITUCION	G3	H	71.8	99.0%	89.3%	1.0%	8.4%
GALLITO CIEGO	G1	H	19.1	91.6%	89.4%	8.4%	7.8%
GALLITO CIEGO	G2	H	19.1	91.8%	89.4%	8.2%	7.8%
HUAYLLACHO	G1	H	0.186	44.5%	89.4%	55.5%	7.8%
MISAPUQUIO	G1	H	1.933	96.9%	89.4%	3.1%	7.8%
MISAPUQUIO	G2	H	1.933	96.9%	89.4%	3.1%	7.8%
SAN IGNACIO	G1	H	0.422	59.4%	89.4%	40.6%	7.8%
SAN ANTONIO	G1	H	0.580	75.3%	89.4%	24.7%	7.8%
SAN GABAN II	G1	H	56.5	98.6%	89.3%	1.4%	8.4%
SAN GABAN II	G2	H	56.5	98.9%	89.3%	1.1%	8.4%
POECHOS	G-1	H	7.5	100.0%	89.4%	0.0%	7.8%
POECHOS	G-2	H	7.5	100.0%	89.4%	0.0%	7.8%
CURUMUY	G1	H	6.25	100.0%	89.4%	0.0%	7.8%
CURUMUY	G2	H	6.25	100.0%	89.4%	0.0%	7.8%
SANTA ROSA I	G1	H	0.51	100.0%	89.4%	0.0%	7.8%
SANTA ROSA II	G1	H	0.51	100.0%	89.4%	0.0%	7.8%
YUNCAN	G1	H	43.3	98.3%	89.3%	1.7%	8.4%
YUNCAN	G2	H	43.3	99.0%	89.3%	1.0%	8.4%
YUNCAN	G3	H	43.3	98.5%	89.3%	1.5%	8.4%

TABLA N° 5.5 Índices de Desempeño de Unidades TG – año 2008

2008				Factor Disponibilidad		Factor de Mantenimiento		Factor de Fallas		Tasa de Salida Forzada		Horas de Operacion
Ubicación	Equipo	Tipo	Potencia	SEIN	NERC	SEIN	NERC	SEIN	NERC	SEIN	NERC	
AGUAYTIA	TG1	TG	87.0	98.9%	92.4%	1.1%	5.5%	0.3%	2.2%	0.3%	25.3%	8652
AGUAYTIA	TG2	TG	85.9	98.8%	92.4%	1.2%	5.5%	0.1%	2.2%	0.1%	25.3%	8392
CHIMBOTE	TG1	TG	21.3	87.2%	95.0%	12.8%	3.5%	6.2%	1.5%	33.9%	34.6%	1072
CHIMBOTE	TG3	TG	21.3	96.4%	95.0%	3.6%	3.5%	1.9%	1.5%	10.8%	34.6%	1351
ILO 1	TG1	TG	34.6	97.4%	95.0%	2.6%	3.5%	0.1%	1.5%	1.0%	34.6%	817
ILO 1	TG2	TG	34.9	98.6%	95.0%	1.4%	3.5%	0.7%	1.5%	4.8%	34.6%	1276
MALACAS	TG1	TG	14.9	80.1%	92.8%	19.9%	4.3%	4.3%	2.9%	14.4%	60.8%	2247
MALACAS	TG4	TG	81.2	93.7%	92.4%	6.3%	5.5%	0.6%	2.2%	0.6%	25.3%	8118
MALACAS	TG2	TG	15.0	71.4%	92.8%	28.6%	4.3%	2.2%	2.9%	5.4%	60.8%	3428
STA ROSA WEST	TG7	TG	100.0	84.1%	92.4%	15.9%	5.5%	4.5%	2.2%	13.6%	25.3%	2511
STA.ROSA UTI	UTI5	TG	52.0	95.9%	92.4%	4.1%	5.5%	0.4%	2.2%	1.3%	25.3%	2389
STA.ROSA UTI	UTI6	TG	53.8	96.8%	92.4%	3.2%	5.5%	1.6%	2.2%	4.0%	25.3%	3322
TRUJILLO	TG4	TG	21.3	28.4%	95.0%	71.6%	3.5%	0.7%	1.5%	27.7%	34.6%	155
VENTANILLA	TG3	TG	150.0	96.3%	92.4%	3.7%	5.5%	0.4%	2.2%	0.6%	25.3%	8071
VENTANILLA	TG4	TG	150.0	97.0%	92.4%	3.0%	5.5%	0.6%	2.2%	0.6%	25.3%	8312
CHILCA 1	TG1	TG	180.0	93.1%	92.4%	6.9%	5.5%	3.0%	2.2%	3.2%	25.3%	8002
CHILCA 1	TG2	TG	180.0	96.6%	92.4%	3.4%	5.5%	0.5%	2.2%	0.5%	25.3%	8279
KALLPA	TG1	TG	180.0	62.7%	92.4%	37.3%	5.5%	15.5%	2.2%	18.1%	25.3%	6168
PIURA TG	TGPIU	TG	21.0	45.6%	95.0%	54.4%	3.5%	22.3%	1.5%	45.6%	34.6%	2344

TABLA N° 5.6 Índices de Desempeño de Unidades TG – año 2007

2007				Factor Disponibilidad		Factor de Mantenimiento		Factor de Fallas		Tasa de Salida Forzada		Horas de Operacion
Ubicación	Equipo	Tipo	Potencia	SEIN	NERC	SEIN	NERC	SEIN	NERC	SEIN	NERC	
AGUAYTIA	TG1	TG	87.0	89.0%	92.4%	11.0%	5.5%	1.4%	2.2%	1.6%	25.3%	7853
AGUAYTIA	TG2	TG	85.9	98.7%	92.4%	1.3%	5.5%	0.0%	2.2%	0.0%	25.3%	8293
CHIMBOTE	TG1	TG	21.3	84.0%	95.0%	16.0%	3.5%	2.6%	1.5%	28.4%	34.6%	577
CHIMBOTE	TG3	TG	21.3	92.2%	95.0%	7.8%	3.5%	2.3%	1.5%	47.2%	34.6%	221
ILO 1	TG1	TG	34.6	95.0%	95.0%	5.0%	3.5%	0.0%	1.5%	0.0%	34.6%	46
ILO 1	TG2	TG	34.9	98.5%	95.0%	1.5%	3.5%	0.2%	1.5%	16.9%	34.6%	96
MALACAS	TG1	TG	14.9	79.9%	92.8%	20.1%	4.3%	0.0%	2.9%	0.0%	60.8%	1830
MALACAS	TG4	TG	81.2	80.0%	92.4%	20.0%	5.5%	1.6%	2.2%	2.0%	25.3%	6865
MALACAS	TG2	TG	15.0	95.4%	92.8%	4.6%	4.3%	1.6%	2.9%	4.6%	60.8%	2867
STA ROSA WEST	TG7	TG	100.0	82.0%	92.4%	18.0%	5.5%	1.4%	2.2%	3.3%	25.3%	3488
STA.ROSA UTI	UTI5	TG	52.0	92.5%	92.4%	7.5%	5.5%	0.8%	2.2%	3.7%	25.3%	1884
STA.ROSA UTI	UTI6	TG	53.8	43.4%	92.4%	56.6%	5.5%	12.9%	2.2%	43.5%	25.3%	1474
TRUJILLO	TG4	TG	21.3	82.3%	95.0%	17.7%	3.5%	2.5%	1.5%	49.2%	34.6%	223
VENTANILLA	TG3	TG	150.0	93.9%	92.4%	6.1%	5.5%	1.7%	2.2%	1.8%	25.3%	7982
VENTANILLA	TG4	TG	150.0	86.3%	92.4%	13.7%	5.5%	0.3%	2.2%	0.4%	25.3%	6689
CHILCA 1	TG1	TG	180.0	94.2%	92.4%	5.8%	5.5%	0.0%	2.2%	0.0%	25.3%	8144
CHILCA 1	TG2	TG	180.0	90.4%	92.4%	9.6%	5.5%	2.7%	2.2%	2.4%	25.3%	3849
KALLPA	TG1	TG	180.0	98.5%	92.4%	1.5%	5.5%	0.0%	2.2%	0.0%	25.3%	1686
PIURA TG	TGPIU	TG	21.0	96.7%	95.0%	3.3%	3.5%	1.7%	1.5%	8.2%	34.6%	1623

TABLA N° 5.7 Índices de Desempeño de Unidades TV – año 2008

2008				Factor Disponibilidad		Factor de Mantenimiento		Factor de Fallas		Tasa de Salida Forzada		Horas de Operacion
Ubicación	Equipo	Tipo	Potencia	SEIN	NERC	SEIN	NERC	SEIN	NERC	SEIN	NERC	
CHILINA VAPOR	CCOMB	TV	16.7	68.6%	90.8%	31.4%	7.3%	24.2%	1.9%	67.1%	5.5%	1043
CHILINA VAPOR	TV2	TV	6.2	66.9%	90.8%	33.1%	7.3%	26.2%	1.9%	76.2%	5.5%	719
CHILINA VAPOR	TV3	TV	9.9	59.1%	90.8%	40.9%	7.3%	19.2%	1.9%	57.1%	5.5%	1267
ILO 1	TV2	TV	23.2	94.3%	90.8%	5.7%	7.3%	1.2%	1.9%	5.0%	5.5%	1962
ILO 1	TV3	TV	71.7	81.7%	90.8%	18.3%	7.3%	0.9%	1.9%	1.1%	5.5%	7113
ILO 1	TV4	TV	55.3	94.4%	90.8%	5.6%	7.3%	0.1%	1.9%	0.1%	5.5%	6012
ILO 2	TV21	TV	141.8	93.7%	88.6%	6.3%	7.8%	0.1%	3.6%	0.1%	4.1%	8221
SAN NICOLAS	TV1	TV	19.7	76.7%	90.8%	23.3%	7.3%	0.9%	1.9%	1.8%	5.5%	4004
SAN NICOLAS	TV2	TV	19.4	77.6%	90.8%	22.4%	7.3%	5.8%	1.9%	10.3%	5.5%	4466
SAN NICOLAS	TV3	TV	25.4	90.0%	90.8%	10.0%	7.3%	0.8%	1.9%	1.0%	5.5%	7126
VENTANILLA	TV	TV	180.0	98.1%	86.4%	1.9%	10.6%	1.1%	3.1%	1.3%	7.1%	7224

TABLA N° 5.8 Índices de Desempeño de Unidades TV – año 2007

2007				Factor Disponibilidad		Factor de Mantenimiento		Factor de Fallas		Tasa de Salida Forzada		Horas de Operación
Ubicación	Equipo	Tipo	Potencia	SEIN	NERC	SEIN	NERC	SEIN	NERC	SEIN	NERC	
CHILINA VAPOR	CCOMB	TV	16.7	99.5%	90.8%	0.5%	7.3%	0.1%	1.9%	27.7%	5.5%	33
CHILINA VAPOR	TV2	TV	6.2	99.7%	90.8%	0.3%	7.3%	0.1%	1.9%	23.2%	5.5%	40
CHILINA VAPOR	TV3	TV	9.9	99.7%	90.8%	0.3%	7.3%	0.1%	1.9%	24.5%	5.5%	37
ILO 1	TV2	TV	23.2	87.1%	90.8%	12.9%	7.3%	0.0%	1.9%	0.0%	5.5%	1036
ILO 1	TV3	TV	71.7	93.1%	90.8%	6.9%	7.3%	0.4%	1.9%	0.5%	5.5%	7674
ILO 1	TV4	TV	55.3	92.1%	90.8%	7.9%	7.3%	3.1%	1.9%	16.3%	5.5%	1405
ILO 2	TV21	TV	141.8	92.4%	88.6%	7.6%	7.8%	2.2%	3.6%	2.3%	4.1%	7999
SAN NICOLAS	TV1	TV	19.7	94.5%	90.8%	5.5%	7.3%	0.0%	1.9%	0.0%	5.5%	1080
SAN NICOLAS	TV2	TV	19.4	74.8%	90.8%	25.2%	7.3%	1.4%	1.9%	23.4%	5.5%	393
SAN NICOLAS	TV3	TV	25.4	78.1%	90.8%	21.9%	7.3%	0.0%	1.9%	0.0%	5.5%	1711
VENTANILLA	TV	TV	180.0	96.7%	86.4%	3.3%	10.6%	0.2%	3.1%	0.4%	7.1%	4357

TABLA N° 5.9 Índices de Desempeño de Unidades Diesel – año 2008

2008				Factor Disponibilidad		Factor de Mantenimiento		Factor de Fallas		Tasa de Salida Forzada		Horas de Operación
Ubicación	Equipo	Tipo	Potencia	SEIN	NERC	SEIN	NERC	SEIN	NERC	SEIN	NERC	
BELLAVISTA	ALCO	REC	1.5	79.4%	94.5%	20.6%	3.4%	3.4%	2.2%	89.2%	26.9%	36
BELLAVISTA	MAN1	REC	1.9	11.9%	94.5%	88.1%	3.4%	0.0%	2.2%	0.0%	26.9%	171
CHICLAYO OESTE	GMT1	REC	4.3	71.7%	94.5%	28.3%	3.4%	8.3%	2.2%	16.2%	26.9%	3762
CHICLAYO OESTE	GMT2	REC	4.1	82.4%	94.5%	17.6%	3.4%	8.8%	2.2%	17.0%	26.9%	3763
CHICLAYO OESTE	GMT3	REC	4.3	22.0%	94.5%	78.0%	3.4%	2.6%	2.2%	5.7%	26.9%	3762
CHICLAYO OESTE	SZ1	REC	5.5	86.3%	94.5%	13.7%	3.4%	8.3%	2.2%	16.2%	26.9%	3762
CHICLAYO OESTE	SZ2	REC	5.8	77.9%	94.5%	22.1%	3.4%	6.2%	2.2%	12.6%	26.9%	3762
DOLORESPATA 1	ALCO1	REC	1.8	74.3%	94.5%	25.7%	3.4%	2.9%	2.2%	29.7%	26.9%	609
DOLORESPATA 1	ALCO2	REC	1.8	15.3%	94.5%	84.7%	3.4%	3.0%	2.2%	30.3%	26.9%	607
DOLORESPATA 1	GM1	REC	1.8	73.0%	94.5%	27.0%	3.4%	1.6%	2.2%	18.4%	26.9%	610
DOLORESPATA 1	GM2	REC	1.8	73.5%	94.5%	26.5%	3.4%	3.3%	2.2%	32.2%	26.9%	608
DOLORESPATA 1	GM3	REC	1.8	57.9%	94.5%	42.1%	3.4%	3.6%	2.2%	33.9%	26.9%	609
DOLORESPATA 2	SLZ1	REC	0.9	72.3%	94.5%	27.7%	3.4%	4.5%	2.2%	43.4%	26.9%	514
DOLORESPATA 2	SLZ2	REC	1.9	70.4%	94.5%	29.6%	3.4%	5.0%	2.2%	46.2%	26.9%	515
ILO 1	CAT	REC	3.2	98.0%	94.5%	2.0%	3.4%	0.7%	2.2%	2.8%	26.9%	2242
MOLLENDO DIESEL	GD1	REC	10.6	82.4%	94.5%	17.6%	3.4%	4.7%	2.2%	9.0%	26.9%	4202
MOLLENDO DIESEL	GD2	REC	10.7	76.5%	94.5%	23.5%	3.4%	4.9%	2.2%	9.3%	26.9%	4207
MOLLENDO DIESEL	GD3	REC	10.7	91.3%	94.5%	8.7%	3.4%	5.2%	2.2%	9.8%	26.9%	4204
PAITA 1	EMD1	REC	2.0	88.2%	94.5%	11.8%	3.4%	3.8%	2.2%	12.4%	26.9%	2335
PAITA 1	EMD3	REC	2.1	65.5%	94.5%	34.5%	3.4%	11.6%	2.2%	30.4%	26.9%	2335
PAITA 2	SKD2	REC	0.9	96.9%	94.5%	3.1%	3.4%	1.2%	2.2%	3.9%	26.9%	2571
PAITA 2	SKD3	REC	0.9	96.3%	94.5%	3.7%	3.4%	3.7%	2.2%	11.3%	26.9%	2571
PIURA 1	GMT1	REC	4.8	79.2%	94.5%	20.8%	3.4%	5.1%	2.2%	11.8%	26.9%	3349
PIURA 1	GMT2	REC	4.7	24.9%	94.5%	75.1%	3.4%	1.4%	2.2%	3.5%	26.9%	3346
PIURA 1	SWD	REC	5.6	15.9%	94.5%	84.1%	3.4%	0.0%	2.2%	0.0%	26.9%	3344
PIURA 1	MAN	REC	7.3	100.0%	94.5%	0.0%	3.4%	0.0%	2.2%	0.0%	26.9%	3345
PIURA 2	MIR1	REC	1.3	94.7%	94.5%	5.3%	3.4%	4.9%	2.2%	13.8%	26.9%	2680
PIURA 2	MIR4	REC	2.0	76.5%	94.5%	23.5%	3.4%	6.3%	2.2%	17.2%	26.9%	2678
SAN NICOLAS	CUMMINS	REC	1.2	60.8%	94.5%	39.2%	3.4%	7.8%	2.2%	47.7%	26.9%	747
SULLANA	ALC2	REC	2.2	88.6%	94.5%	11.4%	3.4%	7.7%	2.2%	20.6%	26.9%	2602
SULLANA	ALC3	REC	2.0	90.0%	94.5%	10.0%	3.4%	4.6%	2.2%	13.3%	26.9%	2604
SULLANA	ALC4	REC	2.0	68.0%	94.5%	32.0%	3.4%	7.9%	2.2%	21.0%	26.9%	2602
SULLANA	ALC5	REC	1.9	90.6%	94.5%	9.4%	3.4%	5.9%	2.2%	16.7%	26.9%	2602
TAPARACHI	MAN1	REC	0.7	85.6%	94.5%	14.4%	3.4%	1.5%	2.2%	13.6%	26.9%	820
TAPARACHI	MAN3	REC	1.8	83.0%	94.5%	17.0%	3.4%	3.6%	2.2%	28.0%	26.9%	806
TAPARACHI	MAN4	REC	1.6	84.8%	94.5%	15.2%	3.4%	2.9%	2.2%	23.9%	26.9%	803
TAPARACHI	SKD1	REC	0.3	85.5%	94.5%	14.5%	3.4%	1.5%	2.2%	14.4%	26.9%	803
TUMBES	MAK1	REC	9.1	92.1%	94.5%	7.9%	3.4%	3.5%	2.2%	7.7%	26.9%	3639
TUMBES	MAK2	REC	9.0	83.6%	94.5%	16.4%	3.4%	3.1%	2.2%	7.0%	26.9%	3638
YARINACOCHA	WAR-1	REC	6.3	91.3%	94.5%	8.7%	3.4%	1.6%	2.2%	5.7%	26.9%	2309
YARINACOCHA	WAR-2	REC	6.2	85.4%	94.5%	14.6%	3.4%	7.2%	2.2%	21.6%	26.9%	2305
YARINACOCHA	WAR-3	REC	6.3	90.3%	94.5%	9.7%	3.4%	2.5%	2.2%	8.6%	26.9%	2303
YARINACOCHA	WAR-4	REC	6.2	89.1%	94.5%	10.9%	3.4%	2.7%	2.2%	9.3%	26.9%	2304

TABLA N° 5.10 Índices de Desempeño de Unidades Diesel – año 2007

2007				Factor Disponibilidad		Factor de Mantenimiento		Factor de Fallas		Tasa de Salida Forzada		Horas de Operación
Ubicación	Equipo	Tipo	Potencia	SEIN	NERC	SEIN	NERC	SEIN	NERC	SEIN	NERC	
BELLAVISTA	ALCO	REC	1.5	100.0%	94.5%	0.0%	3.4%	0.0%	2.2%	0.0%	26.9%	211
BELLAVISTA	MAN1	REC	1.9	100.0%	94.5%	0.0%	3.4%	0.0%	2.2%	0.0%	26.9%	78
CHICLAYO OESTE	GMT1	REC	4.3	81.8%	94.5%	18.2%	3.4%	0.0%	2.2%	0.0%	26.9%	2875
CHICLAYO OESTE	GMT2	REC	4.1	97.7%	94.5%	2.3%	3.4%	0.0%	2.2%	0.0%	26.9%	2875
CHICLAYO OESTE	GMT3	REC	4.3	75.6%	94.5%	24.4%	3.4%	0.3%	2.2%	0.8%	26.9%	2863
CHICLAYO OESTE	SZ1	REC	5.5	79.6%	94.5%	20.4%	3.4%	0.5%	2.2%	1.6%	26.9%	2879
CHICLAYO OESTE	SZ2	REC	5.8	97.8%	94.5%	2.2%	3.4%	0.0%	2.2%	0.0%	26.9%	2879
DOLORESPATA 1	ALCO1	REC	1.8	93.0%	94.5%	7.0%	3.4%	1.5%	2.2%	57.7%	26.9%	96
DOLORESPATA 1	ALCO2	REC	1.8	57.1%	94.5%	42.9%	3.4%	2.7%	2.2%	70.7%	26.9%	98
DOLORESPATA 1	GM1	REC	1.8	98.6%	94.5%	1.4%	3.4%	0.1%	2.2%	11.4%	26.9%	93
DOLORESPATA 1	GM2	REC	1.8	98.6%	94.5%	1.4%	3.4%	0.1%	2.2%	11.2%	26.9%	95
DOLORESPATA 1	GM3	REC	1.8	98.6%	94.5%	1.4%	3.4%	0.1%	2.2%	12.2%	26.9%	86
DOLORESPATA 2	SLZ1	REC	0.9	98.8%	94.5%	1.2%	3.4%	0.2%	2.2%	17.4%	26.9%	90
DOLORESPATA 2	SLZ2	REC	1.9	98.7%	94.5%	1.3%	3.4%	0.2%	2.2%	17.4%	26.9%	95
ILO 1	CAT	REC	3.2	94.0%	94.5%	6.0%	3.4%	1.4%	2.2%	29.7%	26.9%	284
MOLLENDO DIESEL	GD1	REC	10.6	85.1%	94.5%	14.9%	3.4%	0.1%	2.2%	0.6%	26.9%	1503
MOLLENDO DIESEL	GD2	REC	10.7	51.8%	94.5%	48.2%	3.4%	1.6%	2.2%	8.7%	26.9%	1504
MOLLENDO DIESEL	GD3	REC	10.7	86.3%	94.5%	13.7%	3.4%	1.7%	2.2%	9.2%	26.9%	1504
PAITA 1	EMD1	REC	2.0	96.4%	94.5%	3.6%	3.4%	0.5%	2.2%	3.0%	26.9%	1395
PAITA 1	EMD3	REC	2.1	98.6%	94.5%	1.4%	3.4%	0.0%	2.2%	0.0%	26.9%	1395
PAITA 2	SKD2	REC	0.9	85.6%	94.5%	14.4%	3.4%	2.2%	2.2%	13.1%	26.9%	1279
PAITA 2	SKD3	REC	0.9	96.2%	94.5%	3.8%	3.4%	2.4%	2.2%	14.1%	26.9%	1278
PIURA 1	GMT1	REC	4.8	99.3%	94.5%	0.7%	3.4%	0.0%	2.2%	0.0%	26.9%	2934
PIURA 1	GMT2	REC	4.7	64.6%	94.5%	35.4%	3.4%	3.5%	2.2%	9.5%	26.9%	2930
PIURA 1	SWD	REC	5.6	80.0%	94.5%	20.0%	3.4%	0.7%	2.2%	1.9%	26.9%	2928
PIURA 1	MAN	REC	7.3	100.0%	94.5%	0.0%	3.4%	0.0%	2.2%	0.0%	26.9%	2946
PIURA 2	MIR1	REC	1.3	88.4%	94.5%	11.6%	3.4%	0.0%	2.2%	0.0%	26.9%	1192
PIURA 2	MIR4	REC	2.0	93.5%	94.5%	6.5%	3.4%	0.0%	2.2%	0.0%	26.9%	1178
SAN NICOLAS	CUMMINS	REC	1.2	92.6%	94.5%	7.4%	3.4%	2.0%	2.2%	31.1%	26.9%	388
SULLANA	ALC2	REC	2.2	99.5%	94.5%	0.5%	3.4%	0.0%	2.2%	0.0%	26.9%	1293
SULLANA	ALC3	REC	2.0	82.5%	94.5%	17.5%	3.4%	4.3%	2.2%	22.4%	26.9%	1291
SULLANA	ALC4	REC	2.0	96.2%	94.5%	3.8%	3.4%	3.3%	2.2%	18.1%	26.9%	1292
SULLANA	ALC5	REC	1.9	95.8%	94.5%	4.2%	3.4%	0.5%	2.2%	3.5%	26.9%	1291
TAPARACHI	MAN1	REC	0.7	99.9%	94.5%	0.1%	3.4%	0.1%	2.2%	4.1%	26.9%	233
TAPARACHI	MAN3	REC	1.8	99.9%	94.5%	0.1%	3.4%	0.1%	2.2%	4.1%	26.9%	233
TAPARACHI	MAN4	REC	1.6	99.9%	94.5%	0.1%	3.4%	0.1%	2.2%	4.1%	26.9%	235
TAPARACHI	SKD1	REC	0.3	99.9%	94.5%	0.1%	3.4%	0.1%	2.2%	4.1%	26.9%	234
TUMBES	MAK1	REC	9.1	51.1%	94.5%	48.9%	3.4%	1.7%	2.2%	4.8%	26.9%	3043
TUMBES	MAK2	REC	9.0	92.0%	94.5%	8.0%	3.4%	0.1%	2.2%	0.4%	26.9%	3045
YARINACOCHA	WAR-1	REC	6.3	96.9%	94.5%	3.1%	3.4%	0.2%	2.2%	1.5%	26.9%	1357
YARINACOCHA	WAR-2	REC	6.2	95.7%	94.5%	4.3%	3.4%	0.6%	2.2%	3.7%	26.9%	1358
YARINACOCHA	WAR-3	REC	6.3	96.8%	94.5%	3.2%	3.4%	0.0%	2.2%	0.0%	26.9%	1358
YARINACOCHA	WAR-4	REC	6.2	97.7%	94.5%	2.3%	3.4%	0.1%	2.2%	0.6%	26.9%	1358

TABLA N° 5.11 Energía indisponible anual en exceso de la NERC (GWh)

TECNOLOGIA	2005	2006	2007	2008
TG	297.3	1072.3	629.6	1386.7
FOSSIL	215.5	334.6	69.8	178.5
D2	149.8	232.4	385.7	558.2
TOTAL	662.6	1639.3	1085.1	2123.4
SEIN (GWh)	23001.8	24762.8	27255.1	29558.7
% ENERGIA ANUAL	2.9%	6.6%	4.0%	7.2%

La energía indisponible en exceso representada en MW para el año 2005 fue de 75 MW, el 2006 de 187 MW, el 2007 de 124 MW, y el 2008 de 242.4 MW. Esto significa que de operar las unidades de generación de acuerdo a estándares internacionales (NERC) la reserva fría del sistema se hubiera incrementado en 242 MW durante el 2008, en promedio.

Como se puede apreciar en la Tabla N° 5.11 y la figura Fig. 5.1, el periodo de indisponibilidad de las unidades Diesel y TG ha ido en aumento, mientras que las unidades TV (fossil) han presentado una pequeña reducción durante el 2007 y 2008.

5.4 Aplicación de los índices de desempeño en simulaciones de expansión

El principal objetivo en la planificación de la expansión de la generación eléctrica es cuándo y cuánta capacidad de generación se necesita instalar, así como, qué tipo de tecnología debe instalarse (por ejemplo: hidroeléctrica, carbón, turbinas de gas de ciclo combinado, etc.)

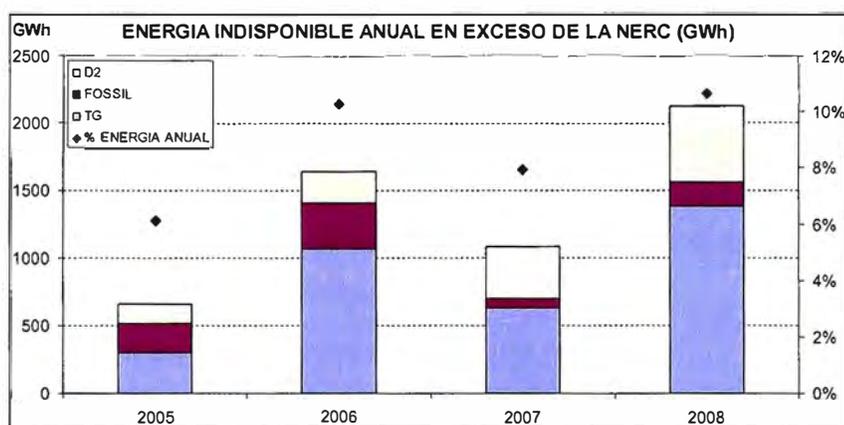


Fig. 5.1 Energía indisponible anual en exceso

Con el fin de lograr su objetivo, el planeamiento de la generación integra los siguientes tres análisis: análisis de confiabilidad, simulación de producción de electricidad y análisis de costos de inversión.

Una comúnmente aceptada manera de hacer esto es mediante la realización del proceso de optimización de la expansión de la generación usando modelos de planeamiento de mediano y/o largo plazo. Por lo general, cuando se utiliza modelos de planificación de largo alcance, se realiza una optimización para lograr el plan menos costoso que es reducir al mínimo la acumulación de descuentos y gastos para la producción de electricidad a lo largo de un período suficientemente largo de planificación. Mientras que el costo total del plan de optimización se utiliza como criterios, otras cuestiones muy importantes como la confiabilidad y los requisitos medioambientales están involucrados en este proceso como limitaciones. La figura Fig. 5.2 describe este comúnmente aceptado proceso de optimización.

Como el proceso de planificación del sistema se realiza para un período de tiempo relativamente largo, hay un alto grado de incertidumbre con respecto a diversos parámetros, como la tasa de crecimiento de la demanda, previsiones de los precios de los combustibles, tecnologías futuras de generación, etc. Lo anterior subraya la necesidad de recurrir a una decisión árbol o la teoría de análisis de riesgos en la evaluación de la generación de las decisiones empresariales en un entorno incierto. En

general, la metodología para la planificación de expansión de generación bajo condiciones de incertidumbre incluye los siguientes pasos:

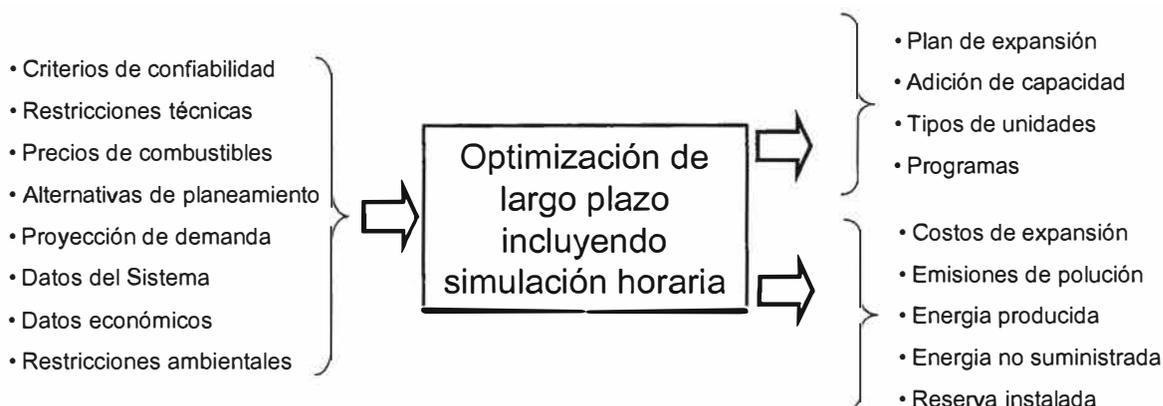


Fig. 5.2 Optimización de la generación

- Definición de futuros escenarios considerando la incertidumbre en la previsión de la demanda de electricidad, los precios de los combustibles, los parámetros técnicos y económicos de las unidades generadoras;
- Determinación de la solución óptima para cada escenario;
- Simulación detallada de la operación del sistema para cada escenario;
- Determinación del robusto (escenario independiente) plan de expansión.

Esquemáticamente este proceso de planeamiento bajo condiciones de incertidumbre se detalla en el grafico.

Existentes modelos de planificación de largo alcance se basan en el enfoque de modelo de convolución aleatoria de cortes. Sin embargo, este enfoque no conducirá a un valor correcto de una variable, que depende de la operación cronológico del sistema de generación. Por ejemplo, este enfoque permite imponer una restricción limitada de combustible sólo en el esperado consumo de combustible, mientras que una verdadera solución requiere la imposición de la limitación de combustible en cada muestra al azar de consumo de combustible que reflejan diferentes escenarios de corte forzoso y, sólo entonces, tomar el valor medio.

Por lo tanto, junto con los comúnmente conocidos modelos de planificación de largo alcance basados en curvas de duración de carga y métodos de optimización con programación dinámica, los siguientes modelos pueden ser utilizados para la generación de sistema de los efectos de la planificación:

- Un modelo cronológico de simulación detallada para la operación del sistema de potencia que representan diversas peculiaridades y limitaciones relacionadas con los requisitos específicos de la utilidad de la política operativa. Este modelo, basado en simulaciones de Monte Carlo, realiza la optimización y el compromiso económico de las unidades.

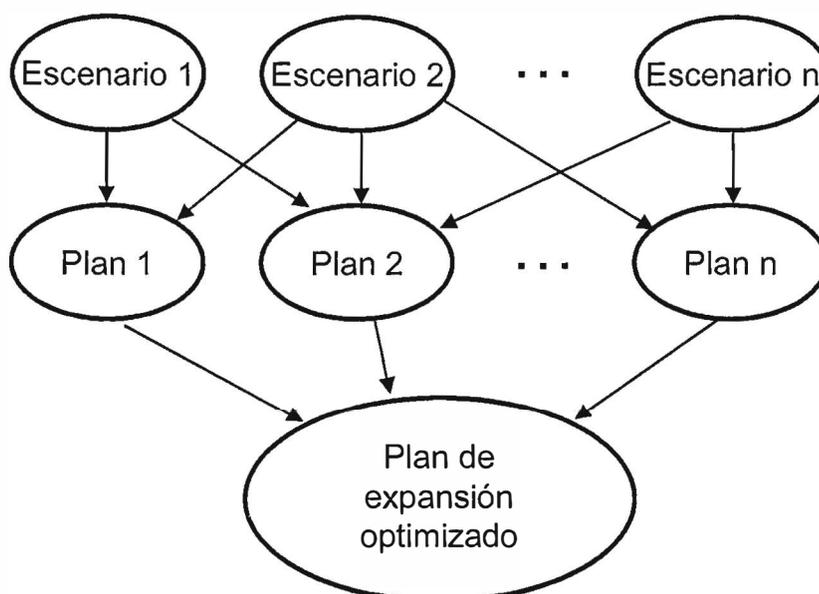


Fig. 5.3 Expansión de Generación con incertidumbre

- Un modelo para la optimización de la programación de mantenimiento de las unidades generadoras. Este modelo proporciona una simulación detallada de los requisitos específicos y las limitaciones relacionadas con el rendimiento y la programación de los trabajos de mantenimiento.
- Un modelo para la evaluación detallada de los índices de confiabilidad basada en la simulación probabilística total y parcial de los fracasos de las unidades generadoras utilizando las probabilidades de transición entre diferentes estados de disponibilidad. Este modelo también debería simular pospuestos estados de mantenimiento.

En el Perú, el modelo de optimización de la operación de largo plazo que se utiliza es el modelo PERSEO, el Modelo se elaboró con el objeto de resolver las limitaciones de los modelos utilizados, con anterioridad a la existencia del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), para el cálculo de los precios de energía en barra en los Sistemas Interconectados Centro Norte (Modelo JUNRED/JUNTAR) y Sur (Modelo CAMAC), los cuales no se consideraban adecuados para representar las complejidades del sistema hidrotérmico nacional, dado que habían sido desarrollos para cada sistema aislado y no como un sistema integrado.

La utilización de los índices NERC para la simulación de largo plazo del SEIN reflejarían la condición real del desempeño de cada unidades de generación del SEIN, el índice que se utilizaría sería el factor de disponibilidad (AF) que representa el porcentaje de horas que la unidad estuvo disponible.

Es decir, en la Tabla N° 5.12 el campo 6 sería representado por el resultado de (AF+SOF) o (1-FIF) de la NERC. La consideración del índice NERC en la simulación de la operación de largo plazo del SEIN reflejaría las reales necesidades de energía en el

SEIN y condiciones reales que se presentan en la operación diaria.

TABLA N° 5.12 Datos de ingreso de grupos térmicos al modelo PERSEO

Registro 1

Campo	Columna	Tipo	Descripción
1	1-7	A7	Identificador del grupo térmico
2	9-33	A25	Nombre del grupo térmico
3	35-41	A7	Identificador de la central a la cual pertenece el grupo térmico
4	43-49	A7	Identificador del tipo de combustible asociado al grupo térmico
5	51-60	F10.4	Potencia efectiva del grupo térmico (MW)
6	62-71	F10.4	Disponibilidad del grupo térmico (p.u.)
7	73-82	F10.4	Consumo específico del grupo térmico (Unidad/MWh)
8	84-93	F10.4	Costo variable no combustible del grupo térmico (US\$/MWh)
9	95-98	I4	Año de entrada del grupo térmico
10	100-101	I2	Mes de entrada del grupo térmico
11	103-106	I4	Año de salida del grupo térmico
12	108-109	I2	Mes de salida del grupo térmico
13	111	I1	Número de repotenciamientos del grupo térmico (n)*

* Las siguientes "n" filas deben contener la siguiente descripción:

Campo	Columna	Tipo	Descripción
1	1-16	A16	REPOTENCIAMIENTO (palabra clave obligatoria)
2	43-49	A7	Identificador del tipo de combustible asociado al grupo térmico
3	51-60	F10.4	Potencia efectiva del grupo térmico (MW)
4	62-71	F10.4	Disponibilidad del grupo térmico (p.u.)
5	73-82	F10.4	Consumo específico del grupo térmico (Unidad/MWh)
6	84-93	F10.4	Costo variable no combustible del grupo térmico (US\$/MWh)
7	95-98	I4	Año de entrada del grupo térmico
8	100-101	I2	Mes de entrada del grupo térmico
9	103-106	I4	Año de salida del grupo térmico
10	108-109	I2	Mes de salida del grupo térmico

Campo	Columna	Tipo	Descripción
1	1-3	A3	FIN (palabra clave obligatoria, marca fin de lista de grupos)

5.5 Sumario de resultados

Puede considerarse que los grupos hidráulicos no fallan (se supone que su tasa de fallos es nula) ni necesitan mantenimiento. A parte de la incertidumbre hidráulica y la gestión de embalses, lo que distingue a los grupos hidráulicos frente a los térmicos es su restricción de energía.

La mayoría de las unidades de generación térmica presentan índices de desempeño operativo apartados de los correspondientes índices NERC, lo cual significa que estas unidades no se encuentran en condiciones adecuadas para su operación eficiente.

Durante el 2008, los índices de desempeño de las unidades de generación presentan un ligero deterioro respecto a los correspondientes índices durante el 2007.

La energía indisponible en exceso, considerando que las unidades operaron de acuerdo a estándares internacionales, representada en MW para el año 2005 fue de 75 MW, el 2006 de 187 MW, el 2007 de 124 MW, y el 2008 de 242.4 MW. Esto significa que de operar las unidades de generación de acuerdo a estándares internacionales (NERC) la reserva operativa se hubiera incrementado en 242 MW durante el 2008. Los requerimientos futuros de generación podrían retrasarse si las unidades operarían

conforme a índices adecuados a su tecnología y capacidad, esto implica postergar nuevos proyectos de generación.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. Al operarse el SEIN cada vez más cerca de sus límites operativos y de confiabilidad, se requiere que se implementen índices de control del desempeño operativo de las unidades de generación, dado que el marco regulatorio no considera metodología y criterios para verificar que las unidades se encuentran en condiciones adecuadas de conservación y mantenimiento para su operación eficiente. Además, aun no hay forma de medir si la duración y frecuencia de las actividades de mantenimiento corresponden a una gestión eficiente coherente con la tecnología y tamaño de las unidades. Es así que la aplicación de los estándares de la NERC son adecuados a la realidad peruano, debido a que se pueden tomar como unidad modelo para referencia y realizar benchmarking.

La aplicación del Benchmarking como criterio de evaluación del desempeño operativo de las unidades de generación debe considerar características como similitud entre las unidades en criterios como capacidad y tipo de tecnología, pero no se puede dejar de lado las similitudes o diferencias que existen en el entorno que rodea a las centrales. Por ejemplo, si las unidades del SEIN no fueran mantenidas eficientemente, o se encuentren fuera de la vida útil reconocida por los fabricantes, los indicadores de desempeño de confiabilidad serán mayores que la referencia de la NERC.

2. Para que el SEIN pueda afrontar los riesgos en la continuidad del suministro eléctrico es necesario que las unidades de generación mantengan como meta una disponibilidad cercana al máximo. Las mejoras en la disponibilidad que se logren, significarán menos dependencia de reemplazo de energía, lo que implica una reducción de costos de capital asociados con aplazar la instalación de nuevos proyectos de generación. Esto se verá reflejado en una operación más eficiente del parque de generación, incentivando una competencia más leal, lo cual beneficia finalmente al usuario del suministro eléctrico abastecido desde el SEIN, al recibir un servicio más confiable y económico.

3. Las reglas que rigen el funcionamiento del mercado y definen los mecanismos remuneratorios deben proporcionar señales económicas que produzcan inversiones eficientes, niveles de adecuación aceptables y promuevan la operación eficiente. Sin embargo, la metodología de cálculo de las indisponibilidad no penaliza adecuadamente el

desempeño operativo de las unidades en el reparto del pago por capacidad, lo que no es una señal que incentive que las empresas de generación busquen maximizar la disponibilidad de sus unidades.

4. Se considera que la información del sistema GADS es suficiente para hacer decisiones importantes y ser consideradas para su uso en análisis de benchmarking. Dado que la información estadística del sistema GADS representan más de 20 años de información estadística detallada del desempeño operativo de más de 5300 unidades de generación que incluyen USA, Canadá y México. Las unidades de generación del sistema GADS, representan cerca de 766,000 MW de capacidad instalada, que es cerca del 76% de la capacidad instalada de Norte América.

5. Durante el 2008, los índices de desempeño de las unidades de generación presentan un ligero deterioro respecto a los correspondientes índices durante el 2007. Por otro lado, la mayoría de las unidades de generación térmica presentan índices de desempeño operativo apartados de los correspondientes índices NERC, lo cual significa que estas unidades no operan eficientemente. La operación ineficiente representada en energía indisponible en exceso (tomando como referencia que las unidades operaron de acuerdo a los estándares de la NERC) y en MW, en promedio fue para el año 2005 de 75 MW, el 2006 de 187 MW, el 2007 de 124 MW, y el 2008 de 242.4 MW.

De operar eficientemente las unidades de generación del SEIN conforme a índices adecuados a su tecnología y capacidad, implica que los requerimientos futuros de generación podrían retrasarse y mejorar el margen de reserva del SEIN. Por lo tanto, de operar las unidades de generación de acuerdo a los estándares de la NERC la reserva operativa se hubiera incrementado, en promedio, en 242 MW durante el 2008.

6. La aplicación al SEIN de los índices NERC se debe realizar agrupando las unidades por capacidad, tecnología y combustible, tal como está definido en el sistema GADS de la NERC.

7. En una primera etapa, el análisis y evaluación del desempeño de las unidades de generación del SEIN deben centrarse en evaluar el Factor de Disponibilidad, el Factor de Indisponibilidad Programada, el Factor de Indisponibilidad fortuita, y la Tasa de Indisponibilidad fortuita.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Roy Billinton and Ronald N. Allan, Reliability Evaluation of power systems, Springer 1996.
- [2] Generating Availability Data System (GADS), WWW.NERC.COM.
- [3] Hydro-Power Conference, NERC Reliability Standards and Mandatory Compliance, June 13, 2007.
- [4] 2003-2007 Generating Availability Report - 1982-2007 Historical Availability Statistics, WWW.NERC.COM.
- [5] NERC, Generating Unit Availability Following Planned Outages, 1992.
- [6] Energy and Environmental Analysis Inc, Distributed Generation Operational Reliability and Availability Database, Oak Ridge National Laboratory, January 2004.
- [7] Antonio Gómez Expósito, Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica, Mc Graw Hill 2002.
- [8] Jack Casazza and Frank Delea, Understanding electric power systems: An overview of the Technology and the Marketplace, IEEE Press 2003.
- [9] Barrie Murray, Electricity markets – investment, performance and analysis, John Wiley & Sons 1998.