

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



EVALUACIÓN DIARIA DE LA OPERACIÓN DEL SEIN

INFORME DE INGENIERIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

JIM LEE CHUQUISANA GUARDIA

PROMOCIÓN

2002 – II

LIMA – PERÚ

2006

**EVALUACIÓN DIARIA DE LA
OPERACIÓN DEL SEIN**

A mi esposa Catherine y a mi hija Jennifer que son la motivación de todo mi esfuerzo.

A mis padres y hermanos que me apoyaron en todo momento, durante el periodo de estudio en la Universidad.

A todas aquellas personas que me motivaron a realizar este trabajo.

SUMARIO

En el presente trabajo se muestra una metodología para evaluar la operación diaria del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), con la finalidad de proporcionar las pautas correctivas que proporcionen su mejora. Consta de cinco capítulos, los cuales son descritos a continuación de manera general.

En el capítulo I se realiza una introducción al tema, se describe los antecedentes y se define con claridad los objetivos y los alcances para el desarrollo del tema.

En el capítulo II se define los conceptos fundamentales relacionados con el trabajo, se muestra los criterios de la operación de sistemas eléctricos de potencia, la teoría del despacho económico y otros. Además se resume las bases de la normatividad que rige el sector eléctrico peruano. Asimismo se describe las características del parque de generación y de los componentes de la transmisión del SEIN. Además se realiza una descripción de las principales cuencas hidrográficas, remarcando las características más importantes de los componentes básicos de cada cuenca, tales como embalses, reservorios y ríos.

En el capítulo III se describe cada una de las etapas que conforma la operación diaria del SEIN, tales como: la programación de la operación, la operación en tiempo real y la evaluación.

En el capítulo IV se describe los criterios utilizados en la metodología para la evaluación de la operación diaria del SEIN y se desarrolla dicha metodología, explicando detalladamente cada punto, tales como: eventos, restricciones operativas, mantenimiento de equipos, demanda, hidrología, reserva para la regulación de frecuencia, regulación de frecuencia, flujos de potencia, congestión, frecuencia, tensión, interrupciones del suministro, despacho económico, calificación operativa de unidades de generación y determinación de costos marginales.

En el capítulo VI se aplica la metodología de evaluación desarrollada para un día típico del año.

INDICE

CAPITULO I INTRODUCCION	2
1.1 Antecedentes	2
1.2 Objetivo	3
1.3 Alcances	3
CAPITULO II MARCO CONCEPTUAL Y ESTRUCTURA DEL SEIN	5
2.1 Generalidades	5
2.2 Conceptos Fundamentales	5
2.3 Criterios de Operación de Sistemas Eléctricos de Potencia	6
2.3.1 Despacho Económico	7
2.3.2 Seguridad Operativa	9
2.4 Normatividad Vigente	15
2.5 Estructura del SEIN	22
2.5.1 Sistema Eléctrico	22
2.5.2 Sistemas Hidrográficos	24
CAPITULO III OPERACIÓN DIARIA DEL SEIN	27
3.1 Generalidades	27
3.2 Etapas de la Operación Diaria	27
3.2.1 Programación de la Operación	27
3.2.2 Operación en Tiempo Real	28
3.2.3 Evaluación de la Operación	30
CAPITULO IV METODOLOGÍA Y CRITERIOS PARA LA EVALUACIÓN DE LA OPERACIÓN DIARIA	31
4.1 Generalidades	31
4.2 Metodología para la Evaluación de la Operación Diaria	31
4.2.1 Recopilación y Manejo de la Información	32
4.2.2 Reconstrucción de la Operación Ejecutada	32
4.2.3 Criterios para el Análisis de la Operación Ejecutada	33

4.2.4 Resultados o Indicadores de Operación	35
4.2.5 Recomendaciones al Operador del Sistema	35
4.3 Desarrollo de la Metodología	35
4.3.1 Eventos	35
4.3.2 Restricciones Operativas	37
4.3.3 Mantenimiento de Equipos	39
4.3.4 Demanda	41
4.3.5 Hidrología	42
4.3.6 Reserva Rotante para la Regulación de Frecuencia	44
4.3.7 Regulación de Frecuencia	46
4.3.8 Flujos de Potencia	48
4.3.9 Frecuencia, Tensión y Suministro	49
4.3.10 Despacho Económico	54
4.3.11 Calificación Operativa y Costos Marginales	55
CAPITULO IV APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA	58
5.1 Evaluación de la Operación de un día típico	58
CONCLUSIONES	75
ANEXOS	78
BIBLIOGRAFÍA	97

PROLOGO

La operación de los sistemas eléctricos de potencia debe encontrarse dentro del marco legal señalado en las leyes, normas y procedimientos técnicos que rigen el sector eléctrico y de acuerdo a los criterios operativos de mínimo costo, niveles aceptables de seguridad y calidad de energía para los usuarios. Sin embargo, existe la dificultad para controlar todos los parámetros que caracterizan la operación en tiempo real, lo que provoca desviaciones respecto de la operación óptima prevista. Por lo tanto, es necesario realizar evaluaciones que permitan obtener indicadores para identificar las causas de dichas desviaciones, con la finalidad de mejorar constantemente la operación del sistema eléctrico de potencia. Por estas razones surge la necesidad de elaborar una metodología de análisis que estructure y sintetice dichas labores.

En el presente trabajo se muestra una metodología, desarrollada para evaluar la operación diaria del SEIN, la cual se aplica actualmente en el Comité de Operación Económica del Sistema (COES - SINAC).

Asimismo este trabajo esta dirigido a los profesionales que deseen profundizar sus conocimientos en los temas de operación de sistemas eléctricos de potencia.

CAPITULO I

INTRODUCCION

1.1 Antecedentes

Hasta los años 80 el objetivo de la operación económica en muchos países de Latinoamérica, consistía en definir un despacho unificado considerando las restricciones técnicas y operativas más significativas del sistema, sin que el costo de operación tuviera una importancia significativa dado que casi la mayoría de las centrales de generación estaba en poder de los gobiernos. Igualmente la expansión de la red de transmisión era asumida por el estado y en general las normas de calidad sí bien existían, prácticamente no determinaban consecuencias económicas hacia los responsables. En ese sentido, generar en cualquier lugar del sistema no afectaba ningún interés en particular porque las tarifas para los distribuidores eran uniformes y en ciertos periodos subvencionadas.

Hoy en día, la industria eléctrica esta sometida a la libre competencia y regulación respecto de la calidad en todos los aspectos, incluso el lo referente a la contaminación ambiental. La red de transporte es de libre acceso y muchas veces la expansión es financiada por los propios actores del mercado; existe una planificación de la expansión y las tarifas tanto a distribuidores como a generadores dependen de la ubicación en la red.

En el caso de peruano existe una nueva estructura del sector eléctrico, establecida desde la promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas el 6 de Noviembre de 1992 y su Reglamento, que reconoce costos de eficiencia y como consecuencia establece un sistema de precios que estimula el correcto uso de los recursos energéticos. Debido a ello, se debe realizar la operación del sistema eléctrico de potencia con criterios de economía, calidad y seguridad, para lo cual se tiene que elaborar programas de operación y la correspondiente evaluación de la operación ejecutada, con el objetivo de obtener índices que permitan corregir y mejorar los aspectos operativos.

En la actualidad es de vital importancia para mejorar en forma continua la operación del sistema, la realimentación de los resultados de los análisis de evaluación. Para tal fin, el COES - SINAC posee un área de análisis post operación llamada División de Evaluación, encargada de realizar las labores de evaluación de la operación del SEIN, considerando los criterios de economía, calidad y seguridad.

1.2 Objetivo

El presente trabajo tiene como objetivo mostrar una metodología para la evaluación de la operación diaria del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Esta metodología se aplica actualmente en el Comité de Operación Económica del Sistema (COES - SINAC), con la finalidad de obtener indicadores de comportamiento para calificar la operación diaria del SEIN y luego de la evaluación, proponer acciones correctivas, que conduzcan a una operación económica, con niveles aceptables de calidad y seguridad.

1.3 Alcances

El desarrollo del trabajo se centra en la evaluación de eventos, restricciones operativas, mantenimiento de equipos, demanda, hidrología, reserva para la regulación de frecuencia, regulación de frecuencia, flujos de potencia, congestión, indicadores de calidad (frecuencia, tensión, interrupciones del suministro), despacho económico, calificación operativa de unidades de generación para su compensación económica y determinación de costos marginales; considerando los siguientes alcances:

- Utilizar como marco de referencia la base legal del sector eléctrico peruano, conformada por la Ley de Concesiones Eléctricas, el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, la Norma de Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados y los Procedimientos Técnicos del COES-SINAC.
- Evaluar la calidad del servicio de electricidad (tensión, frecuencia y suministro), sobre la base de los estándares mínimos de calidad dados por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE).
- Evaluar los niveles de seguridad de la operación del SEIN considerando como referencia la Norma Técnica de Operación en Tiempo Real y utilizando métodos determinísticos, como por ejemplo el "criterio de decisión del peor caso".
- Evaluar algunas características de la operación diaria utilizando métodos empíricos determinados por la experiencia adquirida por el COES - SINAC durante los años de operación del SEIN. En estos casos se utiliza el marco teórico relacionado al tema.
- Evaluar los indicadores de comportamiento de la operación del SEIN, mediante simulaciones de despacho de generación, flujo de potencia y análisis de contingencias, mediante herramientas disponibles y usadas por el COES - SINAC.
- Analizar los eventos ocurridos en la operación del SEIN, para tomar conocimiento de lo ocurrido con la finalidad de evaluar las acciones correctivas ejecutadas por el operador y

determinar las consecuencias del evento sobre la operación. El análisis técnico de los eventos que incumplan con la calidad del producto y/o suministro del sistema eléctrico, que tiene la finalidad de identificar las causas definitivas y los responsables de las fallas, no forma parte de la evaluación diaria, ya que se realiza días después de ocurrida la perturbación en un comité denominado de Análisis de Fallas.

- Identificar las cuencas hidrográficas que presentaron variaciones en sus caudales naturales con respecto a los caudales previstos y determinar el incremento o decremento de la disponibilidad de energía en las centrales hidráulicas debido a la variación de los caudales en las cuencas.

- Sólo se evalúa la regulación primaria de frecuencia del sistema, ya que la compensación por proporcionar regulación secundaria de frecuencia, no esta contemplada en las leyes y procedimientos vigentes que rigen el sistema eléctrico peruano.

- El proceso de evaluación de la calidad de las tensiones se resume de modo referencial, debido a que están ligadas a las barras de carga, las cuales no son controladas por el Operador del Sistema por no tener responsabilidad en esos niveles de tensión. Las tensiones en estas barras forman parte del contrato entre generadores y clientes.

CAPITULO II

MARCO CONCEPTUAL Y ESTRUCTURA DEL SEIN

2.1 Generalidades

El presente capítulo tiene como finalidad resumir los conceptos, criterios y fundamentos que sirven de base para el desarrollo de este trabajo. En la primera parte se muestra los conceptos básicos de la teoría de despacho económico y los criterios fundamentales de la operación de sistemas eléctricos de potencia. Finalmente se resume el marco legal que rige la operación del SEIN, tales como: La Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, La Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos y la Norma Técnica para la Coordinación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados.

2.2 Conceptos Fundamentales

Para poder evaluar la operación de los sistemas eléctricos de potencia es importante conocer los conceptos relacionados con la operación, es por ello, que se describe algunos conceptos importantes:

Evaluación

Acción de evaluar la operación en un periodo de tiempo definido, determinando el estado del sistema, los indicadores de calidad y la reserva rotante.

Despacho Económico

Es el despacho óptimo de los recursos, que minimiza los costos operativos y satisface la demanda con seguridad y cumpliendo los niveles de calidad exigidos por las normas técnicas.

Costo Marginal

Es el costo en que se incurre para producir una unidad adicional de energía, o alternativamente el ahorro obtenido al dejar de producir una unidad, considerando la demanda y el parque generador disponible.

Costo Variable

Costo de operación normalmente expresado para condiciones de máxima eficiencia de una unidad de generación o según el régimen de operación requerido. Consta de los costos variables combustibles y los costos variables no combustibles.

Costo de Racionamiento

Es el costo promedio incurrido por los usuarios, al no disponer de energía, y tener que obtenerla de fuentes alternativas. Este costo, se calculará como valor único y será representativo de los déficit mas frecuentes que pueden presentarse en el sistema eléctrico.

Confiabilidad

Es una medida de la capacidad de un sistema eléctrico para suministrar la energía en la cantidad requerida en todos los puntos y en todo instante, respetando los límites de calidad exigidos.

Seguridad

Es una medida de la capacidad de un sistema eléctrico para soportar determinadas contingencias, tales como: cortocircuitos o pérdida imprevista de componentes.

Mantenimiento Preventivo

Son actividades ejecutadas con periodicidad, sobre la base de un plan de trabajo para cada uno de los equipos y que normalmente involucra las tareas recomendadas por los fabricantes, con el objeto de reducir la probabilidad de daños en el equipamiento y/o pérdidas de producción.

Mantenimiento Correctivo

Son actividades que se realizan con la finalidad de superar la presencia de una operación anormal o una avería en un equipo o en sus componentes y que origina las limitaciones en el funcionamiento y podría ocasionar la indisponibilidad parcial o total del mismo.

2.3 Criterios de Operación de Sistemas Eléctricos de Potencia

El problema de la operación de un sistema eléctrico de potencia se resume en como atender a los consumidores, minimizando los costos de operación y manteniendo niveles aceptables de calidad del servicio con la máxima seguridad factible dentro de las limitaciones del sistema. En ese sentido, la operación puede ser caracterizada por tres objetivos interdependientes: seguridad, calidad y economía, tal como se muestra en la Fig. 2.1.



Fig. 2.1 Criterios de operación de sistemas eléctricos de potencia

No existe una combinación ideal de los tres objetivos mencionados, la combinación óptima es única para cada sistema y varía conforme a cada condición de operación. Los objetivos de seguridad y economía son contradictorios; esto es, una mayor seguridad implica mayores costos de operación.

La calidad de la energía es uno de los objetivos de la operación, ya que es importante que los usuarios reciban la energía eléctrica manteniendo los perfiles aceptables de los valores de tensión y frecuencia de la energía suministrada.

La seguridad operativa de los sistemas eléctricos de potencia está condicionada por los criterios de confiabilidad utilizados en la etapa de planeamiento; así un sistema planeado y construido deficientemente no puede alcanzar un alto grado de seguridad operativa. Los responsables de la operación deben participar con su experiencia en las decisiones relacionadas con la expansión.

2.3.1 Despacho Económico

El despacho económico es utilizado usualmente para representar la función de asignar a cada unidad térmica e hidroeléctrica disponibles, una determinada generación de tal forma que el conjunto de unidades en operación, satisfaga la demanda eléctrica en un instante o periodo determinado, bajo ciertas condiciones y que el costo total de generación sea el mínimo posible. Comúnmente el despacho incluye, además de la

asignación y nivel de generación de las plantas en operación, los requerimientos de reserva rotante y fría del sistema.

El costo de generación del componente térmico es variable debido a que las centrales convierten combustible en energía eléctrica con eficiencias que pueden ser muy distintas. En la operación de un sistema de energía eléctrica hay que considerar, además del despacho económico, la opción de acoplar o desacoplar los grupos de generación según la variación de la demanda. Cada unidad generadora, o grupo de unidades conformando una planta eléctrica, tiene su característica propia de operación, consumo de combustible o agua y rendimiento, independiente de las otras unidades o plantas del sistema. Es un ejercicio normal, determinar que punto de operación es óptimo (de mayor rendimiento) para cada planta individualmente. El problema sin embargo, surge casi inmediatamente si se consideran tan solo dos unidades diferentes que deben operar en conjunto para satisfacer una carga determinada. Es claro que sería una casualidad muy grande que operando las dos unidades en sus propios puntos de máxima eficiencia se tenga una oferta igual a la demanda a satisfacer; lo usual es que esto no suceda y en este caso la situación es problemática.

Por otra parte, existe una diferencia sustancial entre una central hidroeléctrica y una termoeléctrica, desde el punto de vista del despacho. Es común en centrales térmicas considerar que la disponibilidad de combustible es infinita (no es el caso de las nucleares); esto es, la cantidad accesible es muy grande y por lo tanto no es una limitante para su operación; en el caso de las centrales hidroeléctricas, la disponibilidad de agua en un periodo dado es limitada. Por lo tanto, solo en algunos casos de plantas que operan en base, no es posible generar en una hidroeléctrica en todo momento la capacidad máxima de las unidades. Este condicionante pone ciertas restricciones al despacho de las hidroeléctricas que no están presentes cuando se trata de un parque de generación puramente térmico. Debe ser claro por lo indicado en los párrafos anteriores que el problema de despacho, cuando en un determinado sistema hay un parque de generación mixto hidrotérmico, no es elemental, requiriendo por lo general la solución de un problema de optimización de cierta complejidad.

El problema clásico es el despacho económico de sistemas de generación de combustible fósil, para lograr una operación a mínimo costo. Con las corrientes ecologistas actuales la solución del problema de despacho también esta ligada a cuestiones de medio ambiente. Así, el despacho económico ahora incluye el despacho de sistemas para minimizar los agentes contaminadores, y conservar varias formas de combustible, así como lograr costos mínimos. En suma hay una gran necesidad de

expandir el problema limitado de optimización económica incorporando restricciones sobre la operación del sistema para garantizar la seguridad del mismo y prevenir el colapso del sistema debido a condiciones imprevistas. La coordinación hidrotérmica es otro problema del área de operación óptima que ha recibido una gran atención, ya que no puede ser solucionada de una manera teóricamente satisfactoria con un comportamiento computacional rápido y eficiente si es que no está contrastado con resultados reales.

Los sistemas de almacenamiento hídrico involucran otro aspecto difícil del problema de operación económica óptima, existiendo actualmente muchos métodos disponibles para solucionar la coordinación de sistemas hidroeléctricos, térmicos y almacenamiento hídrico. Sin embargo, asociado estrechamente con el problema de despacho económico, está el problema del compromiso óptimo de una configuración de unidades integrantes de un total que atienden las demandas de carga esperadas.

El comportamiento del despacho económico puede alterarse debido a las pérdidas en la red de transmisión eléctrica que enlaza a los generadores y los consumidores. Debido a las pérdidas, el costo marginal con respecto a la demanda no es único en toda la red, sino que varía nodo a nodo, dependiendo de la ubicación de cada nodo respecto a los generadores. Las pérdidas modifican la ecuación de equilibrio de potencia y la solución óptima del despacho económico en dos aspectos: (1) incrementando la demanda neta y (2) que la relación entre la generación y la demanda cambia de ser lineal a ser no lineal. Las redes eléctricas se planifican y construyen con capacidad de transporte suficiente para satisfacer la demanda, a pesar de ello existen casos en los que la red llega a saturarse, alcanzándose su capacidad máxima.

2.3.2 Seguridad Operativa

El proceso de determinación de los niveles de seguridad comprende en evaluar (1) la capacidad del sistema de satisfacer la demanda de potencia teniendo en cuenta contingencias como: la pérdida de equipos de generación o de transmisión; (2) el impacto de las decisiones de la conexión o desconexión de unidades de generación y equipos de transmisión o de cargas importantes del sistema; y (3) el efecto de las acciones correctivas contempladas con el propósito de mejorar los niveles de seguridad.

Existen dos enfoques para evaluar la seguridad operativa de los sistemas eléctricos de potencia:

- Método determinístico, utilizando el “criterio de decisión del peor caso”. Se seleccionan las configuraciones de red, eventos de desconexión y condiciones operativas que

razonablemente pueden ocurrir y que resulten en los impactos más severos al sistema. Luego, se identifican soluciones.

- Método probabilístico, utilizando el “criterio de riesgo de falla”. Considerando una condición operativa presente, se determina una estadística de las fallas de equipos del sistema que llevarán una nueva condición operativa; luego, se calcula el riesgo de cada evento mediante el producto de la probabilidad de ocurrencia del evento y su impacto en costos.

La evaluación de esta seguridad comprende el análisis de los siguientes temas:

- Sobrecargas de equipos: sobrecarga de transformadores de potencia y sobrecarga de líneas de transmisión.

Niveles de tensión: tensión alta, tensión baja y estabilidad de tensión.

- Estabilidad del sistema: estabilidad angular (transitoria) y estabilidad en estado permanente por pequeña señal.

Estabilidad de frecuencia: equilibrio carga – generación, rechazos de carga por mínima frecuencia, esquema de rechazo de generación por sobrefrecuencia.

Los problemas de decisión en el tiempo para determinar la seguridad operativa de los sistemas eléctricos de potencia, se pueden resumir en:

- El planeamiento del sistema: cómo expandir el sistema basado en criterios de confiabilidad.

- La programación de la operación: como deberían ser los criterios operativos del sistema, basado en la seguridad y la confiabilidad.

- La operación en tiempo real: cuál es el impacto en la operación por la aplicación de tales criterios operativos.

Los principales problemas de seguridad de los sistemas eléctricos de potencia son:

- Nivel de seguridad operativa.
- Nivel de reserva rotante de generación.
- Déficit de compensación reactiva.
- Acciones preventivas y de control para evitar colapsos.
- Información en tiempo real del sistema.

Nivel de Seguridad Operativa

Como se mencionó, la seguridad operativa de los sistemas eléctricos de potencia está condicionada por los criterios de confiabilidad utilizados en la etapa de planeamiento. Un sistema planeado y construido deficientemente no puede alcanzar un alto grado de

seguridad operativa a pesar que sea adecuadamente operado. Por otra parte, es razonable que debido a consideraciones económicas, se tiene que limitar las inversiones de equipos asociados a brindar mayor nivel de confiabilidad y seguridad operativa. Por lo tanto, es muy importante la definición de los criterios de confiabilidad que permitan efectuar adecuadamente la expansión del sistema; en algunos países éstos son definidos por un ente conformado por todos los agentes y organismos involucrados.

La programación de la operación, se realiza minimizando los costos de operación del sistema, considerando los niveles de seguridad y calidad adecuados. El tema en debate siempre será cual es el nivel de seguridad con el que se debe operar el sistema y cual es su implicancia en el costo de operación. Por una parte, el consumidor de energía eléctrica deseará el mayor nivel de seguridad de servicio que sea posible obtener a una determinada tarifa (la menor posible); mientras que las empresas suministradoras probablemente tratarán de entregar el mayor nivel de seguridad que sea compatible con sus costos.

Más aún, resulta que algunas empresas consumidoras requieren un mayor nivel de seguridad resultante de esta programación, lo cual ha contratado a una empresa generadora. La empresa generadora para cumplir su contrato esta dispuesta a asumir a su propio costo esta mayor seguridad utilizando unidades de generación del sistema. Sin embargo, esta operación podría ocasionar que los costos marginales del sistema disminuyan al tomar una parte de la demanda esta planta que entra a operar por seguridad. En este caso la discusión se centra en la posibilidad que en un mercado desregulado una empresa opere, a su propio costo, una planta para aumentar la seguridad del servicio eléctrico de un cliente, fuera de la programación. En algunos mercados se presentan casos de grupos de consumidores que están dispuestos a tener un menor nivel de seguridad, constituyéndose en las cargas desconectables para aumentar el nivel de seguridad del resto.

Cuando las redes de transmisión alimentan áreas operativas en forma radial, se puede decir que este sistema ha sido diseñado con una limitada confiabilidad, resultando como consecuencia, en una baja seguridad operativa. Es así que, una salida intempestiva de una línea de transmisión origina la formación de áreas eléctricas aisladas, con un desbalance instantáneo de la oferta y demanda.

La seguridad operativa varía con la estación hidrológica; así la demanda eléctrica del país, en los meses de avenida, atendiendo a criterios de despacho económico, puede ser atendida principalmente por la capacidad instalada de las centrales hidroeléctricas, resultando que solamente en las horas de punta se requiere la operación de las plantas térmicas.

Nivel de Reserva Rotante de Generación

Desde el punto de vista de la calidad, la reserva de generación tiene como función contribuir a la seguridad de funcionamiento de un sistema eléctrico de potencia. Existen algunas circunstancias asociadas a los cambios dinámicos; como fallas de los componentes de generación, transmisión o cargas que pueden producir déficits globales o regionales de generación; que de no existir reserva apropiada y adecuadamente localizada se produciría cortes de suministro. Cuando se habla de reserva se refiere tanto a la capacidad de generación como transmisión para poder transportar la primera hasta el lugar de la demanda.

En general el objetivo de la reserva de generación tiene dos componentes: primero establecer de forma obligatoria las condiciones mínimas de seguridad que eviten el colapso de todo el sistema y segundo establecer el margen de reserva que resulte de una evaluación técnica – económica.

En forma general la reserva total de un sistema eléctrico se le denomina “*reserva operativa*”, la cual esta conformada por la *reserva rotante* y la *reserva fría*.

La reserva rotante esta dada por la diferencia entre la potencia máxima y la despachada de aquellos generadores sincronizados al sistema. La reserva rotante también esta integrada por los apoyos de interconexiones vecinas que permiten reducir sensiblemente los requerimientos totales de este tipo de reserva con los consiguientes beneficios económicos. Si bien para la determinación y asignación de la reserva rotante existen metodologías complejas de aplicación, un criterio muy utilizado por su validez y simplicidad es el que establece que “la reserva debe ser tal que permita cubrir la salida de servicio de la máquina más grande”, o “la interconexión mayor cargada”. Una vez que está a salvo la situación a la cual contribuyeron todas las unidades rotantes, estas unidades deberán retornar a su estado normal y mediante un nuevo despacho económico determinar el nuevo estado operativo óptimo al cual se incorporarán unidades paradas (unidades en reserva fría).

La reserva fría esta constituida por las unidades que se encuentran paradas y disponibles, permitiendo en un cierto tiempo (de acuerdo al tipo) ser despachadas óptimamente. Para determinar el valor de dicha reserva existen varios criterios, como por ejemplo: cubrir la segunda mayor unidad, estar plenamente disponible entre 15 y 30 minutos y otros.

El tipo de reserva requerido para superar una contingencia, se modifica en de acuerdo al periodo de observación desde el inicio de la falla hasta algunas horas después, según el tipo de unidades generadoras y sistemas de control que posean. Este tipo de reserva se puede clasificar como:

Reserva de corto alcance: también conocida como reserva rápida donde el comportamiento dinámico del sistema juega un papel muy importante. Esta reserva tiene por objetivo evitar que la frecuencia no caiga por debajo del 95 % de su valor nominal, ya que a partir de este valor se desconectan los grupos para proteger los eventuales daños en las unidades de generación. Esta reserva dado que es suministrada por el sistema sin provocar corte, se la denomina de “primer orden” y se puede clasificar en:

- *Reserva momentánea:* Suministrada por la potencia de frenado de las masas rotantes y dependencia de la carga con la tensión.
- *Reserva de segundos (1 a 5 segundos):* unidades térmicas e hidráulicas de regulación primaria y dependencia de la carga con la frecuencia.

Si la reserva de corto alcance de primer orden resulta insuficiente, se rechaza carga para evitar el colapso del sistema. Dado que esta medida provoca interrupciones de suministro con consecuencias para el sistema se la denomina reserva de segundo orden. Cuando la reserva de corto alcance es suficiente, se logra equilibrar el balance de potencias entre generación - carga y la frecuencia deja de descender llegando a estabilizarse a un valor menor que la nominal.

Reserva de Largo Alcance: conocida también como reserva secundaria, la que se presenta una vez alcanzado el equilibrio de potencias para corregir la frecuencia al valor nominal; liberando a la reserva de corto alcance para cubrir otra contingencia. El tratamiento de esta reserva se realiza en la forma cuasiestacionaria y se clasifica en:

- *Reserva de minutos (1 a 15 minutos):* regulación secundaria y reserva fría de unidades de arranque rápido en frío.
- *Reserva de horas (1 a 5 horas):* reserva de base proporcionada por bloques térmicos parados.

En general el problema de la reserva plantea dos aspectos bien diferenciados: uno los valores de reserva para el sistema o por área y el otro, la asignación desde el punto de vista del cumplimiento del primero. El primero resulta de un análisis dinámico y de las consecuencias económicas de su cantidad, confiabilidad, composición y otros. El segundo resulta de la optimización en cuanto a su localización y asignación por unidad de generación. La asignación de valores de reserva es un problema complejo que debe calcularse de acuerdo al horizonte de optimización a considerar y esta relacionado con el problema de estabilidad de la frecuencia y tensión, debiéndose planificar a efectos de contemplar los ajustes de las protecciones y procedimientos a seguir en caso de contingencias más críticas.

Déficit de Compensación Reactiva

En algunos sistemas, las unidades de generación operan cerca de su límite, sea de sobreexcitación o subexcitación y los SVC muy cerca de su máxima capacidad, siendo necesario en algunos casos incluso desconectar líneas para controlar tensiones altas, con lo cual se disminuye la seguridad del servicio, u operar grupos térmicos para controlar tensiones bajas, con lo cual se encarece la operación.

Cabe agregar, que la compensación reactiva es un problema de influencia predominantemente local y en nuestra opinión la definición de la responsabilidad de efectuar inversiones en compensación reactiva no está debidamente señalado en el marco legal. Por una parte las empresas distribuidoras tienen un factor de potencia de referencia de 0.96 por debajo del cual pagan a los generadores por la energía reactiva consumida; esto es, no tienen la obligación de compensar totalmente. De otra parte, a las empresas de transmisión se les reconocen algunos equipos de compensación reactiva y sus propias líneas aportan o consumen potencia reactiva dependiendo de su régimen de operación; así mismo los generadores aportan potencia reactiva al sistema y sus líneas de transmisión asociadas también consumen o aportan reactivos a la red. Así algunas empresas generadoras consideran que la empresa de transmisión deben responsabilizarse por la compensación reactiva; sin embargo, a éstas sólo se le reconoce equipos de compensación calificados como parte del Sistema Económicamente Adaptado.

Acciones Preventivas y de Control para Evitar Colapsos

Cuando la configuración de un sistema eléctrico de potencia, presenta áreas críticas de operación y en la que una contingencia puede llevar al sistema de un estado de operación normal, directamente a un estado de emergencia. Este cambio repentino del estado de operación de un área del sistema puede llevarlo al colapso si no se toman acciones correctivas inmediatas, debiendo ser éstas acciones de forma automática para su eficaz respuesta en la contingencia.

Entre las acciones preventivas que ayuden a una rápida respuesta en forma automática tenemos lo siguiente:

- Rechazos automáticos de carga por mínima frecuencia,
- Rechazos automáticos de carga por mínima tensión,
- Rechazos manuales de carga por seguridad,
- Desconexión de generación por sobrefrecuencia,
- Revisión de la coordinación de los sistemas de protección,

- Recalibración de los estatismos estáticos y dinámicos de los reguladores de velocidad de las centrales,
- Recalibración de ganancias de los reguladores de tensión de los generadores,
- Recalibración y sintonía de señales estabilizantes,
- Reserva operativa de potencia reactiva en generadores y equipos de compensación.

En general la evaluación de la seguridad operativa deberá efectuarse considerando la probabilidad de ocurrencia de los eventos y su impacto en el sistema, de manera que pueda cuantificarse su efecto económico en la operación del sistema. En este sentido será muy importante llevar estadísticas operativas que permitan establecer la probabilidad de ocurrencia y efectuar estudios económicos que permitan establecer los impactos económicos.

2.4 Normatividad Vigente

La evaluación de la operación emplea como lineamientos de referencia la base legal, establecida en las leyes, normas y procedimientos que rigen en el sector eléctrico peruano, las cuales son: La Ley de Concesiones Eléctricas, El Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, La Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, Los Procedimientos del COES y La Norma de Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados. En la Fig. 2 se muestra la jerarquía de los instrumentos legales mencionados:

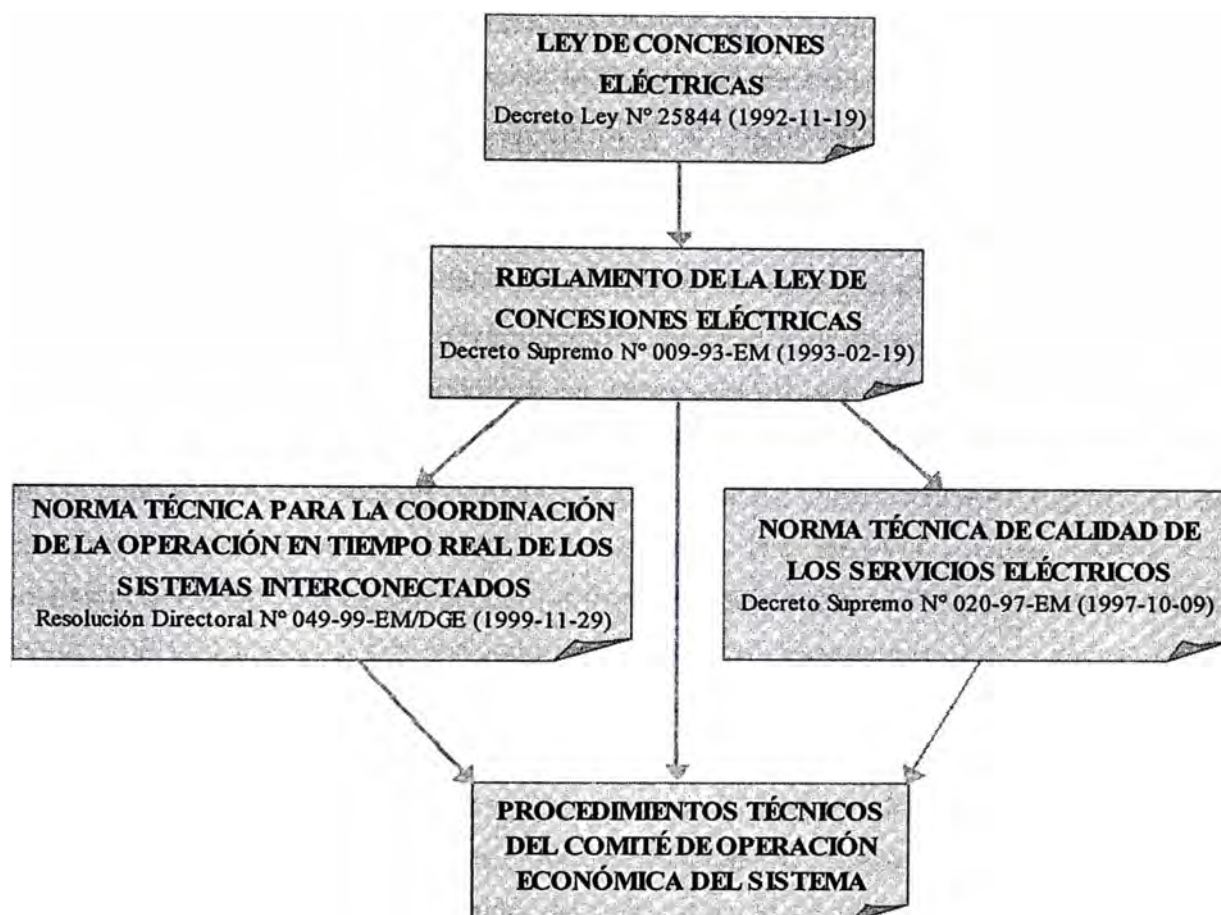


Fig. 2.2 Jerarquía de Leyes, Normas y Procedimientos

Ley de Concesiones Eléctricas

La Ley de Concesiones Eléctricas, establece normas que regulan las actividades relacionadas con la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica. La Ley de Concesiones Eléctricas en su artículo 39° manifiesta un criterio fundamental de este tema, mencionando que *“el Comité de Operación Económica del Sistema (COES) tiene la finalidad de coordinar su operación al mínimo costo, garantizando la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica y el mayor aprovechamiento de los recursos energéticos”*.

Del mismo modo en su artículo 41° manifiesta que entre las funciones del COES se encuentran *“(1) la planificación de la operación del sistema interconectado, comunicando a sus integrantes para que operen sus instalaciones de acuerdo a los programas resultantes; (2) el control del cumplimiento de los programas de operación y coordinar el mantenimiento mayor de las instalaciones y (3) calcular los costos marginales de corto plazo del sistema eléctrico de acuerdo al procedimiento que establezca el Reglamento”*.

Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas

Para la mejor aplicación de la ley, el Ministerio de Energía y Minas el 19 de febrero de 1993 promulgó El Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, el cual nos proporciona el detalle del marco legal. Este reglamento contempla en su artículo 95° que: *“la programación a que se refiere el artículo 93° (programación de la operación de corto plazo) derivará de estudios de planificación de la operación que, preservando la seguridad y calidad de servicio del sistema, lleve a minimizar los costos de operación y de racionamiento, para el conjunto de instalaciones del sistema interconectado, con independencia de la propiedad de dichas instalaciones”.*

En el Artículo 105° manifiesta que: *“el COES calculará, para cada hora o grupo de horas, el costo marginal de corto plazo de energía del sistema en las barras de las subestaciones en que se produzcan entregas y retiros de energía. El costo marginal de corto plazo de energía, conforme a la definición N° 5 del anexo de la Ley, se calculará teniendo en cuenta el costo promedio en que incurre el sistema eléctrico en conjunto durante una hora para suministrar una unidad adicional de energía en la barra correspondiente, considerando la operación óptima determinada por el COES”.*

Del mismo modo el artículo 106° menciona que: *“en caso que una central térmica resultara marginal, el costo marginal de corto plazo, no podrá ser en ningún caso inferior al costo variable de dicha central. En toda situación que se produzca racionamiento, el costo marginal de corto plazo de energía será igual al costo de racionamiento. Si se alcanzara en el sistema una condición de vertimiento, el costo marginal se determinará considerando únicamente la compensación a que se refiere el Artículo 213° del Reglamento y el costo variable incurrido por presencia de sólidos en suspensión en el agua turbinada. Se considera vertimiento aquella condición en que un determinado embalse vierta por no tener capacidad de almacenamiento disponible y las centrales generadoras asociadas a éste tengan capacidad de generación no utilizada y que además no exista en el sistema ninguna unidad termoeléctrica despachada”.*

Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos

Con la finalidad de asegurar un nivel satisfactorio de la prestación de los servicios eléctricos y garantizar a los usuarios un suministro continuo, adecuado, confiable y oportuno, se dictaron normas para fijar estándares mínimos de calidad.

En la Norma se establecen los aspectos, parámetros e indicadores sobre los que se evalúa la calidad del servicio de la electricidad. Los indicadores de calidad evaluados de acuerdo a esta Norma, miden exclusivamente la calidad de producto, suministro, servicio comercial y alumbrado público que entrega un suministrador a sus clientes, de los cuales para efectos de este tema en estudio, sólo se toma en cuenta para la evaluación de la

operación: (1) La calidad de producto, que se evalúa por las transgresiones de las tolerancias en los niveles de tensión y frecuencia; y (2) La calidad de suministro, que se evalúa en función de la continuidad del servicio eléctrico a los clientes.

Calidad de Producto

Tensión

Indicador de calidad.- El indicador para evaluar la tensión de entrega, en un intervalo de medición (k) de quince (15) minutos de duración, es la diferencia (ΔV_k) entre la media de los valores eficaces (RMS) instantáneos medidos en el punto de entrega (V_k) y el valor de la tensión nominal (V_N) del mismo punto. Este indicador está expresado como un porcentaje de la tensión nominal del punto:

$$\Delta V_k (\%) = (V_k - V_N) / V_N \cdot 100\% \quad (2.1)$$

Nota: El artículo 7 del D.S. N° 009-99-EM, publicado el 1999.04.11 dispone lo siguiente:

“Disponer, por excepción, que la referencia para el cálculo de los indicadores de calidad de tensión establecidos por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, en instalaciones de Alta y Muy Alta Tensión existentes en la fecha de emitirse el presente Decreto Supremo, será la tensión de operación estipulada en los contratos entre suministradores y clientes. Esta excepción rige por diez (10) años contados desde la fecha citada” [8].

Tolerancias.- Las tolerancias admitidas sobre las tensiones nominales de los puntos de entrega de energía, en todas las etapas y en todos los niveles de tensión, es de hasta el $\pm 5.0\%$ de las tensiones nominales de tales puntos. Tratándose de redes secundarias en servicios calificados como Urbano-Rurales y/o Rurales, dichas tolerancias son de hasta el $\pm 7.5\%$. Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad, si la tensión se encuentra fuera del rango de tolerancias establecidas en este literal, por un tiempo superior al cinco por ciento (5%) del período de medición.

Frecuencia

Indicadores de calidad.- El indicador principal para evaluar la frecuencia de entrega, en un intervalo de medición (k) de quince (15) minutos de duración, es la diferencia (Δf_k) entre la media (f_k) de los valores instantáneos de la frecuencia, medidos en un punto cualquiera de la red de corriente alterna no aislado del punto de entrega en cuestión, y el valor de la frecuencia nominal (f_N) del sistema. Este indicador, denominado variaciones sostenidas de frecuencia, está expresado como un porcentaje de la frecuencia nominal del sistema:

$$\Delta f_k (\%) = (f_k - f_N) / f_N \cdot 100\% \quad (2.2)$$

Adicionalmente, se controlan las variaciones súbitas de frecuencia (VSF) por intervalos de un minuto; y la integral de variaciones diarias de frecuencia (IVDF). Ambos indicadores se definen en función de la frecuencia instantánea $f(t)$ de la siguiente manera:

$$VSF = \sqrt{[(1/1 \text{ minuto}) \int_0^{1 \text{ minuto}} f^2(t) dt] - f_N} \quad (2.3)$$

$$IVDF = \Gamma + \int_0^{24} [f(t) - f_N] dt \quad (2.4)$$

Donde:

Γ : Es la suma algebraica de los valores de la integral que aparece como segundo término en el miembro derecho de la última fórmula, para cada uno de los días del año calendario, anteriores al día en que se evalúa la IVDF.

Tolerancias.- Las tolerancias admitidas para variaciones sobre la frecuencia nominal, en todo nivel de tensión, son:

- Variaciones sostenidas (Δf_k (%)) : ± 0.6 %.
- Variaciones súbitas (VSF') : ± 1.0 Hz.
- Variaciones diarias (IVDF') : ± 600.0 Ciclos.

Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad, en cada caso: i) si las variaciones sostenidas de frecuencia se encuentran fuera del rango de tolerancias por un tiempo acumulado superior al uno por ciento (1%) del período de medición; ii) si en un período de medición se produce más de una variación súbita excediendo las tolerancias; o iii) si en un período de medición se producen violaciones a los límites establecidos para la Integral de variaciones diarias de frecuencia.

Calidad de Suministro

Interrupciones

La calidad de suministro se expresa en función de la continuidad del servicio eléctrico a los clientes, es decir, de acuerdo a las interrupciones del servicio. Se considera como interrupción a toda falta de suministro eléctrico en un punto de entrega. Las interrupciones pueden ser causadas, entre otras razones, por salidas de equipos de las instalaciones del suministrador u otras instalaciones que lo alimentan, y que se producen por mantenimiento, por maniobras, por ampliaciones, etc., o aleatoriamente por mal funcionamiento o fallas; lo que incluye, consecuentemente, aquellas que hayan sido programadas oportunamente. Para efectos de la Norma, no se consideran las interrupciones totales de suministro cuya duración es menor de tres (3) minutos ni las relacionadas con casos de fuerza mayor debidamente comprobados y calificados como tales por la Autoridad.

Indicadores de la Calidad de Suministro.- La calidad de suministro se evalúa utilizando los siguientes dos (2) indicadores que se calculan para períodos de control de un semestre.

a) Número Total de Interrupciones por Cliente por Semestre (N); Es el número total de interrupciones en el suministro de cada cliente durante un período de control de un semestre:

N = Número de Interrupciones; (*expresada en: interrupciones/semestre*).

El número de interrupciones programadas* por expansión o reforzamiento de redes que deben incluirse en el cálculo de este indicador, se ponderan por un factor de cincuenta por ciento (50%).

b) Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D); Es la sumatoria de las duraciones individuales ponderadas de todas las interrupciones en el suministro eléctrico al cliente durante un período de control de un semestre:

$$D = \sum(K_i \cdot d_i); \quad (2.5)$$

Donde:

d_i : Es la duración individual de la interrupción i .

K_i : Factores de ponderación de la duración de las interrupciones por tipo:

- Interrupciones programadas* por expansión o reforzamiento: $K_i = 0.25$

- Interrupciones programadas* por mantenimiento: $K_i = 0.50$

- Otras : $K_i = 1.00$

*El término "Interrupciones programadas" se refiere exclusivamente a actividades de expansión o reforzamiento de redes; o, mantenimiento de redes, ambas programadas oportunamente, sustentadas ante la autoridad y notificadas a los clientes con una anticipación mínima de cuarenta y ocho (48) horas, señalando horas exactas de inicio y culminación de trabajos."

Si existiese diferencia entre la duración real y la duración programada de la interrupción, para el cálculo de la duración total ponderada de interrupciones por cliente (D) se considera, para dicha diferencia de tiempo (Δ):

$K_i = 0$; si la duración real es menor a la programada

$K_i = 1$; si la duración real es mayor a la programada

No se considerará para el cálculo de los indicadores N y D, las interrupciones por rechazo de carga por mínima frecuencia, las cuales se rigen según lo dispuesto en los numerales 6.1.8, 6.1.9 y la décimo tercera disposición final de la Norma.

Tolerancias.- Las tolerancias en los indicadores de calidad de suministro para clientes conectados en distinto nivel de tensión son:

Número de interrupciones por cliente (N'):

- Clientes en muy alta y alta tensión: 02 *Interrupciones/semestre*
- Clientes en media tensión: 04 *Interrupciones/semestre*
- Clientes en baja tensión: 06 *Interrupciones/semestre*

Duración total ponderada de interrupciones por cliente (D'):

- Clientes en muy alta y alta Tensión: 04 *horas/semestre*
- Clientes en media tensión: 07 *horas/semestre*
- Clientes en baja tensión: 10 *horas/semestre*

Tratándose de clientes en baja tensión en servicios calificados como urbano-rural y rural, incrementar para ambos la tolerancia del número de interrupciones por cliente (N') en 50% y la tolerancia de la duración total ponderada de interrupciones por cliente (D') en 100% para el servicio urbano-rural y 250%, para el servicio rural.

Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados

El objetivo de esta Norma es establecer obligaciones para los integrantes de un sistema interconectado y para el Operador del Sistema de la operación del sistema, con relación a los procedimientos de operación en tiempo real del sistema.

Las funciones del Operador del Sistema son, entre otras: supervisar y coordinar con los integrantes la operación en tiempo real del sistema, siguiendo el programa de operación diario o su reprogramación; coordinar acciones para garantizar la seguridad del sistema y la calidad del servicio; supervisar en tiempo real la reserva rotante, la frecuencia, el perfil de tensiones, los flujos de potencia activa y reactiva en instalaciones o equipos vinculados al sistema. Asimismo, recabar información, en tiempo diferido, de los caudales y niveles de los embalses para las centrales hidráulicas, y el volumen de combustible almacenado para las centrales térmicas e informar a la DOCOES la ejecución del programa de operación diario.

El Operador del Sistema es el responsable de coordinar la operación en tiempo real del sistema interconectado. La operación en tiempo real del sistema incluye:

- a) Las tareas de ejecución de la programación de corto plazo del sistema interconectado o su reprogramación;
- b) La supervisión y control del suministro de electricidad a las empresas distribuidoras y a los clientes libres, resguardando de la calidad del servicio y seguridad del sistema;
- c) La operación del sistema fuera de la programación en los estados de alerta y emergencia y/o mientras no se disponga de programas actualizados;
- d) La ejecución de las maniobras necesarias que permitan mantener el sistema con los parámetros eléctricos dentro de las tolerancias especificadas por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

Según lo dispuesto por esta Norma los niveles de tensión en las barras de los sistemas de distribución serán regulados directamente por sus titulares. El Operador del Sistema es responsable de supervisar y controlar los niveles de tensión en las barras del sistema de transmisión. En el estado normal, la tensión de las barras de carga se mantiene dentro del $\pm 2.5\%$ de su tensión de operación. El COES establecerá las tensiones de operación a ser controladas en las barras de los sistemas de transmisión sobre la base de estudios especializados. Estas tensiones no deben exceder los rangos de operación especificados para el estado normal.

El Operador del Sistema puede disponer la puesta en servicio de las unidades de reserva no sincronizada para elevar la tensión de una barra de carga, cuando ésta es inferior al 97.5% de su tensión de operación; y disponer el rechazo de carga para elevar tensiones, cuando las barras de carga operan a tensiones inferiores al 95% de su tensión de operación.

Tratándose de una barra de entrega, la tensión se ajusta a las tolerancias especificadas en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

2.5 Estructura del SEIN

El presente capítulo tiene por finalidad proporcionar un enfoque general de la composición y característica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, explicando las particularidades del parque generador y del sistema de transmisión. Del mismo modo se describe mediante los esquemas hidrográficos, las características principales de las cuencas más importantes del país.

2.5.1 Sistema Eléctrico

El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) esta compuesto por el Sistema Eléctrico Interconectado Centro Norte (SICN) y el Sistema Interconectado Sur (SIS). Estos dos sistemas eléctricos están unidos por una línea de transmisión de 220 kV que tiene una longitud de 605 km puesta en servicio en octubre del año 2000. El SEIN esta conformado por generadores, líneas de transmisión, subestaciones eléctricas, sistemas de compensación reactiva y cargas, cuya finalidad principal es la de transferir energía desde los centros de generación hacia los centros de consumo sin interrupción y manteniendo los estándares de calidad.

A). Generación

El parque generador esta conformado por generadores hidráulicos y térmicos, los cuales utilizan como recursos energéticos agua, carbón, gas, diesel y residual.

La mayor parte del parque generador peruano es hidroeléctrico teniendo las más grandes como Mantaro/Restitución con 841.5 MW, Cañón del Pato con 256.5 MW, Huinco con 247 MW, Charcani V con 139 MW Yuncán con 130 MW, Matucana con 128.5 MW, San Gabán con 112.9 MW, Yaupi 105 MW, Carhuaquero con 95 MW, Machupicchu con 90 MW y otras menores, algunas de las centrales tienen embalses de regulación y otras son centrales de pasada.

Las centrales hidroeléctricas agrupadas por empresas que tienen importante participación en la generación son: Mantaro y Restitución pertenecientes a la empresa ELECTROPERÚ con 841.5 MW de potencia efectiva ubicadas en el centro; las centrales de Huinco, Matucana, Callahuanca, Moyopampa, Huampaní, Yanango, Chimay y Huanchor pertenecientes a la empresa EDEGEL con 759.0 MW ubicadas también en el centro; las centrales de Carhuaquero y Cañón del Pato de la empresa EGENOR con 358,5 MW ubicadas en el norte; las centrales Malpaso, Oroya, Pachachaca y Yaupi de la empresa ELECTROANDES con 168.1 MW ubicadas en el centro; las unidades de generación hidráulica ubicadas en la cuenca del río Chili (Charcani I, II, III, IV, V y VI) de la empresa EGASA con un total de 171.0 MW; la central San Gabán II con 113.0 MW de potencia efectiva de la empresa SAN GABÁN, la central Yuncán de la empresa ENERSUR con 130 MW, las centrales hidroeléctricas Machupicchu y Hercca con 86.2 MW de la empresa EGEMSA y las centrales Aricota I y II con 34.9 MW de la empresa EGESUR. En el cuadro N° 1 de los anexos, se muestra el parque generador de las centrales hidroeléctricas con sus respectivas potencias efectivas.

Así mismo, entre las principales centrales termoeléctricas que conforman el SEIN tenemos; la central Ventanilla de la empresa ETEVENSA con 324.6 MW, la cual se encuentra en el departamento de Lima; la central Santa Rosa de la empresa EDEGEL con 227.1 MW que también se encuentra en Lima; la central de Aguaytía con 165.1 MW de la empresa TERMOSELVA en el departamento de Ucayali; la central de Malacas de la empresa EEPESA con 142.5 MW en el norte, las centrales de la empresa EGENOR con un total de 175.3 MW, ubicadas también en el norte, la empresa ENERSUR con 363.9 MW, y la empresa EGASA con una capacidad instalada de 148.3 MW. En el Anexo A, se muestra el parque generador de las centrales termoeléctricas con sus respectivas potencias efectivas.

B). Transmisión

El sistema de transmisión del SEIN, cubre una extensión geográfica importante que abarca desde Tumbes por el norte hasta Tacna por el sur, en el nivel de tensión de 220 kV. Las líneas de transmisión del SEIN pasan por subestaciones importantes de generación, de carga y de paso.

En el Norte del país, las líneas de transmisión recorren la costa en forma radial, teniendo como una de las líneas más importantes la L-2215 de Chimbote a Paramonga Nueva, la cual une las áreas Centro y Norte; en el área Centro las líneas son mas enmalladas y finalmente en el área Sur es anillado, donde en el Sur Este prevalece el nivel de tensión de 138 kV y en el Sur Oeste el nivel de tensión es de 220 kV. Además se encuentra la interconexión Mantaro – Socabaya de 220 kV que es una de las más importantes del SEIN, la cual une las áreas Centro y Sur.

2.5.2 Sistemas Hidrográficos

En el país existen importantes cuencas, las cuales permiten evacuar la energía hidráulica para ser utilizada en las diferentes centrales hidráulicas de generación. Las principales cuencas que existen en el país son:

Cuenca del Río Mantaro:

La cuenca del río Mantaro nace con la descarga del lago Junín que tiene un volumen útil de 441 millones m^3 , el cual es utilizado para realizar la regulación anual y mensual. Dicho lago es la mayor fuente de energía que existe en el país. El lago Junín descarga el caudal mediante la compuerta Upamayo de vital importancia en la operación. Aguas abajo se encuentra ubicado el embalse Malpaso cuyo volumen útil es 23.5 millones m^3 , donde el caudal de entrada es la suma del caudal descargado por el lago Junín y los caudales naturales del tramo Junín – Malpaso. El embalse Malpaso proporciona el caudal necesario para la generación de la C.H. Malpaso y el caudal que turbina sumado al caudal natural afluente y el caudal descargado por otras lagunas de Electroperú, recorre una longitud desde el lago Junín de 340 km para llegar luego al embalse Tablachaca de regulación semanal, el cual sirve para regular el caudal de la C.H. Mantaro y tiene un volumen útil de 7.5 millones m^3 . Cabe mencionar que el tiempo aproximado de retardo del agua desde Upamayo a Malpaso es 14 h y de Upamayo a Tablachaca es 32 h.

Cuenca de los Ríos Santa Eulalia y Rimac:

La cuenca del río Santa Eulalia nace con la descarga de una serie de lagunas llamadas del lado Atlántico y del lado Pacífico, las cuales suman un volumen útil total de 234 millones m^3 . Este caudal recorre la cuenca y llega al reservorio Sheque de regulación diaria, el cual tiene un volumen útil de 420 mil m^3 y es usado para regular el caudal de entrada de la C.H. Huinco. El caudal turbinado por dicha central llega al reservorio Huinco con un volumen útil de 265 mil m^3 y sirve para regular el caudal de ingreso para las centrales que se encuentran aguas abajo.

Por el otro lado tenemos los aportes de la laguna Yuracmayo con un volumen de 48.3 millones m^3 , el cual alimenta a la cuenca del río Rimac. Esta cuenca llega al reservorio

Tamboraque y luego al pulmón Matucana, el cual es usado para regular el caudal de entrada de la C.H. Matucana.

Estas dos cuencas se unen en la taza Callahuanca, donde aguas abajo se encuentran las centrales en cascada. El caudal que llega a la taza Callahuanca alimenta a la C.H. Callahuanca, luego a la C.H. Moyopampa y finalmente a la C.H. Huampaní. La suma de estos caudales debe ser igual al caudal requerido por SEDAPAL para el abastecimiento de agua potable a la ciudad de Lima.

Cuenca del Río Tulumayo:

Los ríos Comas y Uchubamba son afluentes del río Tulumayo, el cual llega al embalse Tulumayo de regulación diaria que tiene un volumen útil de 1.5 millones de m³. Este embalse descarga el caudal que se usa para la generación de la C.H. Chimay.

Cuenca del Río Tarma:

El río Tarma llega a la toma Tarma que se usa para derivar el caudal que se utiliza para la generación de la C.H. Yanango.

Cuenca del Río Santa:

Las lagunas Parón, Aguascochas y Collicocha suma un volumen útil de 68 millones m³, las cuales alimentan al río Santa, que luego de recorrer varios kilómetros llega al reservorio San Diego de regulación diaria que tiene un volumen útil de 650 mil m³. Este reservorio descarga el caudal que se usa para la generación de la C.H. Cañón del Pato, teniendo un tiempo de retardo de aproximadamente 1.5 horas.

Cuenca del Río Chancay:

La cuenca del río Chancay llega al reservorio Cirato de regulación horaria, el cual tiene un volumen de 209 mil m³ y sirve para regular el caudal que alimenta a la C.H. Carhuaquero.

Cuenca del Río Chili:

El sistema hidráulico de EGASA es en forma de cascada, donde se encuentra el embalse El Pañe con un volumen de 100 millones m³ y el embalse El Frayle de 200 millones m³ de capacidad, los cuales descargan su caudal para alimentar al embalse Aguada Blanca que tiene un volumen de 31 millones m³, el cual descarga el caudal utilizado para la generación de la C.H. Charcani V. El caudal turbinado por dicha central llega al reservorio Cincel de 190 mil m³ de volumen útil, el cual regula el caudal utilizado por la C.H. Charcani IV y aguas abajo por la C.H. Charcani VI, para luego llegar al reservorio Campanario de 88 mil m³ de volumen útil, el cual sirve para regular el caudal requerido por el comité de regantes y por las CC.HH. Charcani I, II, III.

Cuenca del Río Vilcanota:

La laguna Sibinacocha tiene un volumen útil de 120 millones m³, el cual alimenta al río Vilcanota que llega a la toma en el km 107, de donde se deriva el caudal necesario para la producción de la C.H. Machupicchu.

Cuenca del Río San Gabán:

La cuenca Macusani es alimentada por las lagunas Chungara, Parinajota e Isococha, mientras que la cuenca Corani es alimentada de las lagunas Jayunuma y Soytochocha. El volumen útil de las lagunas es 37.46 millones m³. De la unión de los ríos Macusani y Corani se forma el río San Gabán, el cual llega al reservorio San Gabán de regulación horaria que tiene un volumen útil de 150 mil m³, donde se descarga el caudal que alimenta a la C.H. San Gabán.

Los esquemas hidrográficos de todas las cuencas se muestran en el Anexo B.

CAPITULO III

OPERACIÓN DIARIA DEL SEIN

3.1 Generalidades

La operación diaria del SEIN, es una labor compleja, debido a la gran cantidad de variables que deben ser controladas en tiempo real. Por lo tanto, antes de la operación se realizan fundamentalmente simulaciones de estado estacionario que representan la operación del sistema, considerando los criterios de economía, seguridad y calidad. Entre las simulaciones de pueden mencionar: despachos y flujos de potencia en estado normal y en contingencia.

3.2 Etapas de la Operación Diaria

La operación diaria del SEIN esta comprendida por tres etapas: la programación de la operación, la operación en tiempo real y la evaluación de la operación. En la Fig. 3.1 se muestra un gráfico que relaciona las tres etapas de la operación diaria del SEIN.

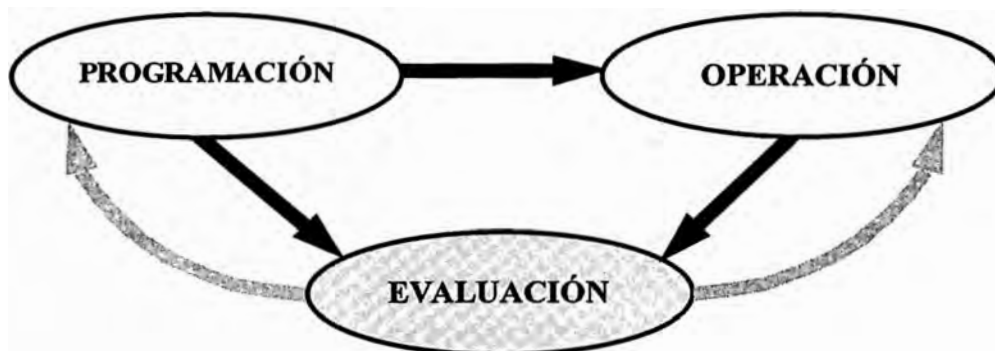


Fig. 3.1 Etapas de la Operación Diaria del SEIN

3.2.1 Programación de la Operación

La programación de la operación del SEIN, consiste en elaborar las previsiones y proyecciones de la oferta y demanda comprendidas en un intervalo de tiempo (diario). Esta programación se realiza asignando en forma óptima los recursos disponibles de generación, para satisfacer la demanda del SEIN, garantizando la operación a mínimo costo y preservando la seguridad y calidad del abastecimiento de energía eléctrica.

Dicha programación comprende el pronóstico de la demanda diaria, el pronóstico de caudales naturales en las cuencas y el estado de los reservorios de regulación diaria, la programación de los mantenimientos de los equipos del SEIN, los procedimientos de maniobras y el cálculo de la reserva rotante, considerando todas las restricciones operativas del sistema.

Las potencias a despachar (despacho programado) cada media hora en cada central, se determinan haciendo uso de herramientas computacionales de despacho económico, tales como OASISDIS y WINLT.

El despacho programado es verificado mediante simulaciones de flujo de potencia de estado estacionario en condiciones normales y en contingencia, cuyos resultados deben garantizar las exigencias respecto de la tensión, sobrecargas, etc., establecidas por las normas vigentes en lo que respecta a la seguridad del sistema.

3.2.2 Operación en Tiempo Real

La operación en tiempo real se basa fundamentalmente en los criterios de seguridad, calidad y mínimo costo, por lo cual en cada instante se realiza un control de la demanda y la oferta de generación, para mantener la frecuencia y las tensiones dentro de los rangos de operación establecidos por la NTCSE y la NTCOTR.

La operación en tiempo real del sistema, esta representada mediante cuatro estados operativos: operación en estado normal, operación en estado de alerta, operación en estado de emergencia y operación en estado de recuperación.

Operación en estado normal

Es el estado operativo en el cual el Operador del Sistema sigue en lo posible el programa diario o la reprogramación de la operación. Este estado se caracteriza por que:

- Los niveles de tensión de operación deben estar en el rango del $\pm 2.5\%$ del valor de la tensión de operación.
- La frecuencia del sistema debe regularse a 60 Hz aceptándose variaciones sostenidas en el rango de 60 Hz $\pm 0.6\%$ (entre 59.64 y 60.36 Hz), variaciones súbitas de la frecuencia para $\Delta f = \pm 1.0$ Hz (59.0 Hz y 61.0 Hz), y una integral de variación diaria de la frecuencia para ± 600 ciclos/día.
- Los flujos de potencia en los transformadores y líneas de transmisión son operados hasta los niveles de carga permisibles.
- La magnitud de la reserva rotante del SEIN es al menos el valor calculado en el programa.

Operación en estado de alerta

Cuando el sistema se encuentra en este estado, el Operador del Sistema dispone las acciones necesarias para restablecer el estado normal de operación, o en caso de serias limitaciones de las condiciones operativas, tratar que éstas no se deterioren y lleven al SEIN al estado de emergencia.

Cuando los niveles de tensión y/o frecuencia se encuentren en los límites establecidos para el estado de alerta, el Operador del Sistema, dispondrá las acciones correctivas para recuperar los niveles correspondientes al estado normal y si es posible coordinará el ingreso de unidades de emergencia que no están sincronizadas.

En barras de 220 kV y 138 kV la tensión debe estar dentro del rango de $\pm 5\%$ de la tensión de operación. Para barras con tensiones nominales menores, la variación de tensión no excederá el $\pm 2.5\%$ o $\pm 5.0\%$ de la tensión de operación.

En lo que respecta a la frecuencia, se debe evitar que alcance valores inferiores de 58.5 Hz para no comprometer la estabilidad del sistema y la reducción de la vida útil de las unidades térmicas. Se debe añadir que el nivel mínimo de frecuencia esta determinado por la capacidad de las unidades térmicas las que encuentran limitadas por debajo de 58 Hz. Por otro lado, se debe evitar que la frecuencia del sistema asuma valores superiores a 61 Hz.

Cuando los niveles de tensión y/o frecuencia se encuentren en los límites establecidos para el estado de alerta, el Operador del Sistema establecerá las acciones correctivas para recuperarlas al estado normal.

Operación en estado de emergencia

Normalmente luego de la ocurrencia de una falla, el sistema accede al estado de emergencia. Producido un estado de emergencia en el SEIN, el Operador del Sistema luego de confirmar la falla, tratará de seguir operando con las líneas de interconexión entre áreas operativas que están en servicio, si la configuración de la red lo permite, manteniendo la frecuencia y tensiones lo más cercanas que sea posible a los valores del estado normal. Una vez lograda la estabilidad o las condiciones normales de operación, el Operador del Sistema realiza la reprogramación de la operación, si las condiciones del sistema lo exigen.

Producida una contingencia que afecte la capacidad de generación y/o transmisión del SEIN y a fin de lograr la estabilización de la totalidad del sistema o parte del mismo, sobre la base del nivel de frecuencia y los niveles de tensión de la red, se toman las siguientes medidas:

a) Para controlar la frecuencia, se usa la reserva rotante hidráulica y/o térmica, la reserva de emergencia no sincronizada, la reserva fría (hidráulica y térmica), conexión o desconexión manual de cargas y/o desconexión manual de unidades de generación.

b) Para controlar los niveles de tensión se utiliza al máximo las reservas de potencia reactiva disponibles en las unidades de generación y equipos de compensación reactiva. Asimismo, se redistribuye la generación de energía reactiva, utilizando la reserva fría hidráulica y térmica, puede conectarse o desconectarse líneas y si fuera posible rechazos de carga manual.

Operación en estado de recuperación

Durante la operación en estado de recuperación, se coordina las maniobras de normalización de la red de acuerdo al resultado del reconocimiento de la falla. Esta actividad consiste en que cada centro de control inicie las acciones de reconocimiento e identificación del tipo de falla que ha provocado la interrupción parcial o total de la red. Una vez reconocida y aislada la falla, el Operador del Sistema coordinará con los centros de control, la realización de la secuencia de maniobras de recuperación. En el proceso de recuperación los probables equipos causantes de la falla serán evaluados antes de su energización.

3.2.3 Evaluación de la Operación

En la evaluación de la operación diaria se analiza el programa diario, con la finalidad de mejorar los programas futuros y se evalúa la operación en tiempo real con la finalidad de mejorar las premisas y criterios usados durante la operación.

Esta actividad consiste en verificar y evaluar el predespacho y el despacho de las unidades que participan en la operación, sujetas a restricciones técnicas y operativas. Para lo cual se identifica y determina las magnitudes de las desviaciones en los parámetros pronosticados en la programación diaria tales como: despacho de generación, mantenimientos de equipos, caudales de las cuencas, costos marginales, demanda de potencia, costos de operación, etc, con los correspondientes a los que se ejecutaron en la operación. Asimismo se evalúan los criterios y premisas usados por el Operador del Sistema respecto a las acciones ejecutadas en la operación en tiempo real.

CAPITULO IV

METODOLOGÍA Y CRITERIOS PARA LA EVALUACIÓN DE LA OPERACIÓN DIARIA

4.1 Generalidades

Para que el suministro de la energía eléctrica sea realizado a mínimo costo y con niveles adecuados de calidad y seguridad, se requiere cumplir con las tareas de programación, operación y evaluación. Por lo tanto, es importante que el personal técnico encargado de la programación y la operación del sistema utilicen los indicadores provenientes de la evaluación, con la finalidad de corregir algunos criterios y premisas usadas en la programación y operación.

En el COES - SINAC existe una división encargada de realizar la evaluación de la operación del SEIN, cuyo objetivo fundamental es emitir recomendaciones que propicien una operación que utilice en forma óptima los recursos energéticos disponibles para la generación de energía eléctrica, es decir, que se cubra la demanda de electricidad a un mínimo costo y con niveles adecuados de calidad y seguridad.

En este capítulo se desarrolla la metodología para la evaluación de la operación diaria del SEIN y los criterios utilizados.

4.2 Metodología para la Evaluación de la Operación Diaria

La metodología para la evaluación de la operación diaria del SEIN esta conformada por cinco etapas. La primera se refiere a la recopilación y el manejo de la información de la programación y ejecución de la operación del sistema, la segunda es la actividad de reconstrucción de los hechos de la manera mas cercana a la realidad, la tercera etapa esta conformada por los criterios utilizados para el análisis de la operación diaria.

En la cuarta etapa se obtiene los resultados de la evaluación, conformada por los indicadores de la operación del sistema. De modo similar, en la ultima etapa se propone las recomendaciones correspondientes al Operador del Sistema. En la Fig. 4.1 se muestra las etapas consideradas en la metodología de evaluación:

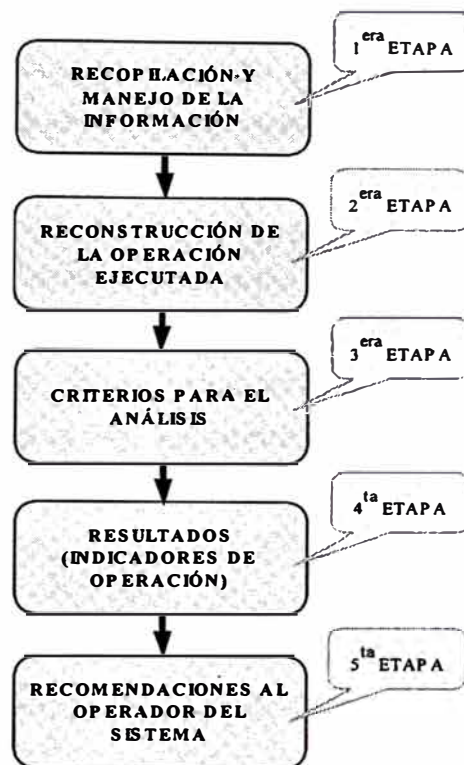


Fig. 4.1 Esquema de la Metodología para la Evaluación Diaria

4.2.1 Recopilación y Manejo de la Información

Esta etapa tiene como finalidad la obtención y el manejo de la información de la programación y ejecución de la operación del SEIN, obtenida de la bitácora, del informe diario del Operador del Sistema, del programa de operación y de los datos registrados en el SICOES (sistema de información COES). Entre ellos se puede mencionar: eventos, restricciones operativas de equipos, mantenimientos de instalaciones, demanda del sistema, generación de las unidades, caudales naturales y descargados, volumen de los reservorios, frecuencia de la red, tensión en las barras, flujos de potencia activa y reactiva por las líneas y transformadores, calificación operativas de las unidades térmicas y otros.

4.2.2 Reconstrucción de la Operación Ejecutada

La reconstrucción de la operación ejecutada es una tarea difícil, ya que para realizarla se tiene que considerar la mayor información posible y los criterios y premisas tomadas en cada decisión de operación. Esta reconstrucción consiste en reproducir la operación ejecutada durante el día, considerando las condiciones de operación de cada momento, tales como: los eventos, restricciones operativas de equipos, mantenimientos de instalaciones, demanda del sistema, generación de las unidades, caudales naturales y descargados, volumen de los reservorios, frecuencia de la red, tensión en las barras,

flujos de potencia activa y reactiva por las líneas y transformadores y otros. Luego la reconstrucción de la operación es validada con los análisis de evaluación y con simulaciones de flujos de potencia y despacho, ya que estas deben reflejar la información registrada.

4.2.3 Criterios para el Análisis de la Operación Ejecutada

Se debe señalar que en esta etapa de la metodología de evaluación se realizan todos los análisis para verificar la reconstrucción de la operación del sistema y los requeridos por la evaluación. Por esta razón, en la Fig. 4.2 se muestra el detalle de la secuencia o pasos que conforman la tercera etapa.

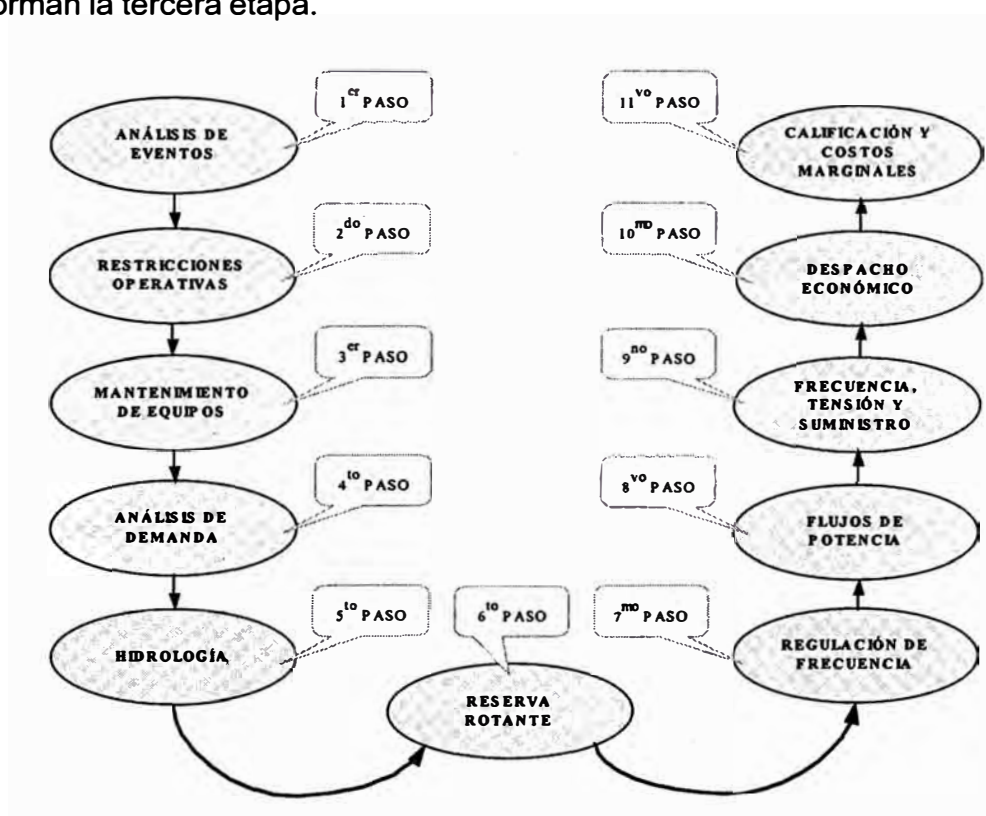


Fig. 4.2 Esquema de los criterios de análisis de la Metodología de Evaluación Diaria

(1) *La evaluación de los eventos*; consiste en identificar los motivos que originaron el evento, utilizando la información de las empresas y analizando la actuación de las protecciones de los equipos. Además se identifica las consecuencias que ocasionaron a la operación, tales como: interrupciones, trasgresiones, restricciones operativas y otros, identificando la clase de interrupción (por mínima frecuencia, mínima tensión, etc.). Asimismo se evalúan las acciones correctivas tomadas por el Operador del Sistema antes, durante y después del evento.

(2) *La evaluación de las restricciones operativas*; consiste en identificar y determinar las restricciones que se presentaron en la operación del sistema. Además se estima las consecuencias que dichas restricciones causaron a la operación.

(3) *La evaluación de los mantenimientos*; consiste en evaluar el cumplimiento de los programas de mantenimiento diario. Para lo cual se determina las desviaciones de los mantenimientos ejecutados con los programados, con la finalidad de identificar las consecuencias que causan en la operación.

(4) *La evaluación de la demanda*; consiste en determinar la desviación de la demanda ejecutada respecto a la programada. También se identifica los horarios y las áreas operativas donde ocurrieron dichas desviaciones. Asimismo se identifica las cargas que variaron su demanda y se determinan las causas. También se evalúan las acciones ejecutadas por el Operador del Sistema para reducir las desviaciones.

(5) *La evaluación de la hidrología*; consiste en evaluar los pronósticos de los caudales naturales que se hicieron el programa diario, además se determina los cambios en el despacho de las centrales generadoras. Esta información sirve para obtener los parámetros de referencia para evaluar el despacho de unidades.

(6) *La evaluación de la reserva rotante para la regulación de frecuencia*; consiste en verificar el cumplimiento de la reserva rotante asignada a las centrales que realizaron la regulación de frecuencia e identificar las causas para no cumplir con la reserva programada. Asimismo se estima las consecuencias que ocasionaron o pudieron ocasionar.

(7) *Regulación de frecuencia*; consiste en analizar y determinar la acción de la regulación de frecuencia de las unidades asignadas a realizar dicha labor. Para lo cual se compara los estadísticos calculados de forma teórica con los estadísticos hallados en las pruebas dinámicas de campo de las unidades generadoras.

(8) *El análisis de los flujos de potencia*; consiste en identificar los equipos de transmisión que operaron sobrecargados, con la finalidad de evaluar la seguridad y las acciones ejecutadas por el Operador del Sistema para aliviar dicha sobrecarga. Además se evalúan los efectos que estas ocasionan al sistema. Del mismo modo se evalúan las consecuencias económicas que causan las congestiones (cambios en el despacho, arranque de unidades térmicas, etc).

(9) *La evaluación de la frecuencia, tensión y suministro*; consiste en verificar el cumplimiento de lo dispuesto en la NTCSE, NTCOTR y los procedimientos técnicos del COES, identificando todos los eventos o perturbaciones que ocasionaron incumplimiento de ello. Además se determinan las trasgresiones de la energía.

(10) *La evaluación del despacho económico*; consiste en determinar si la operación fue ejecutada bajo los criterios de la teoría de despacho económico. Para lo cual se analiza el uso de los embalses diarios y horarios, el despacho de unidades térmicas, mediante programas de optimización que cumplan todas las restricciones técnicas.

(11) *La evaluación de la calificación operativa de unidades generadoras y la determinación de los costos marginales*; consiste en identificar la clase de operación de las unidades térmicas y luego determinar su calificación (por potencia o energía, mínima carga, por necesidad de RPF, por tensión, por requerimiento propio, etc.), basado a los procedimientos técnicos del COES. Además se determina la unidad marginal en el SEIN.

4.2.4 Resultados o Indicadores de Operación

En esta etapa se obtiene los resultados de los análisis de la evaluación, es decir se determinan los indicadores de comportamiento de la operación diaria del SEIN, como por ejemplo: trasgresiones a la NTCSE, incumplimiento de la NTCOTR y los procedimientos del COES, sobrecostos de la operación, interrupciones de carga, número de mantenimientos no programados, niveles de tensión, niveles de frecuencia, flujos de potencia, entre otros.

4.2.5 Recomendaciones al Operador del Sistema

Las recomendaciones al Operador del Sistema constituyen la etapa final de la metodología de evaluación diaria y son las medidas correctivas a ser implementadas en la programación y operación del sistema. Estas recomendaciones son las conclusiones de los análisis de la evaluación diaria que se envían al Operador del Sistema para mejorar los criterios y premisas respecto al despacho económico, a la seguridad y a la calidad de la operación.

4.3 Desarrollo de la Metodología

4.3.1 Eventos

La operación de los sistemas eléctricos de potencia se encuentra continuamente expuesta a la ocurrencia de eventos, tales como, desconexiones de equipos de transmisión, desconexiones de unidades de generación, desconexiones de cargas importantes y otros.

Los eventos pueden cambiar la configuración del sistema eléctrico, como por ejemplo, formar sistemas radiales o sistemas aislados, y como resultado, ocasionan cambios en el despacho y en los niveles de seguridad y calidad de la operación. Además pueden

ocasionar restricciones operativas, mantenimientos no programados, configuraciones de la red eléctrica no previstas, mala calidad de la energía eléctrica suministrada a los usuarios y otros. En la Fig. 4.3 se muestra un diagrama de flujo para evaluar los eventos.

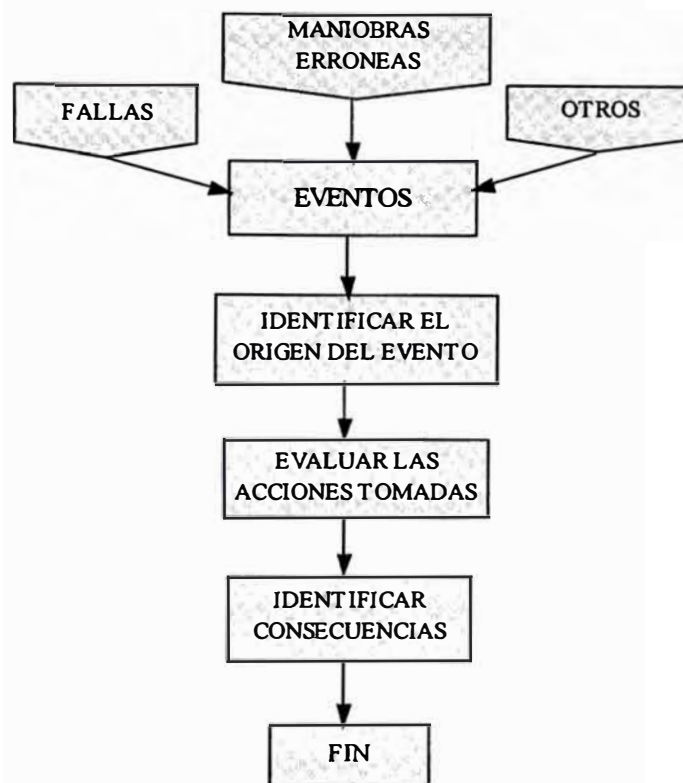


Fig. 4.3 Diagrama de flujo de la evaluación de eventos

Como se muestra en la Fig. 4.3, los pasos que se siguen para evaluar los eventos ocurridos son:

a) De los informes preliminares de falla elaborados por las empresas involucradas, obtener la hora de inicio y final del evento, el origen de la falla, la configuración de la red eléctrica antes y después de ocurrido el evento, las señalizaciones de los relés de protección, los reportes de suministros interrumpidos y/o disminuciones de cargas (potencia y duración), la evolución de la frecuencia y tensiones en las barras, el registro cronológico de maniobras de recuperación y otra información requerida. Del mismo modo, del informe preliminar del Operador del Sistema se obtiene el registro cronológico de maniobras de recuperación, las condiciones operativas previas, la secuencia cronológica de eventos, el análisis del evento, el registro de frecuencia del SEIN y/o de otras áreas aisladas, los suministros interrumpidos y las acciones ejecutadas.

- b) Identificar el origen del evento, analizando las señalizaciones de los réles de protección y la información adicional proporcionada por las empresas sobre los posible motivos que dieron origen al evento.
- c) Evaluar las coordinaciones realizadas entre las empresas y el Operador del Sistema para restablecer la operación el sistema al estado normal y analizar la configuración antes y después del evento, las secuencias de maniobras pre y post falla, los cambios en el despacho de las unidades generadoras (ingreso de unidades térmicas por emergencia) y otros, con el objetivo de verificar las medidas correctivas tomadas.
- d) Identificar las consecuencias causadas por el evento tales como: interrupción de suministros, restricciones operativas, mantenimientos correctivos de los equipos fallados en la perturbación y otros.

4.3.2 Restricciones Operativas

En la programación y ejecución de la operación, es importante conocer las restricciones operativas del sistema, por que nos proporcionan en que condiciones se encuentra el sistema, y con ello tomar las consideraciones necesarias para realizar una operación, seguro y con calidad.

Existen distintas clases de restricciones operativas, tales como limitaciones totales o parciales de equipos por problemas propios y/o por problemas de otros equipos que ocasiona dicha limitación. Las restricciones que se presentan con mayor frecuencia en el SEIN son:

- Unidades generadoras, con problemas en su sistema eléctrico o en su sistema mecánico, que limitan total o parcialmente la generación de dicha unidad. Se considera restricción mientras no se efectuó el mantenimiento del equipo con problemas.
- Unidades generadoras, que no pueden inyectar su energía eléctrica al máximo, debido a una limitación externa como la de alguna línea o transformador que es parte del sistema por donde la unidad inyecta su energía al sistema eléctrico.
- Unidades generadoras, que se encuentran limitadas total o parcialmente en su generación debido a problemas con el suministro de combustible (huelgas, falta de contratos, etc.) o por fuerza mayor.
- Líneas de transmisión y transformadores, con problemas que no les permite operar con su capacidad máxima de transmisión. Se considera restricción mientras no se efectuó el mantenimiento del equipo con problemas.
- Líneas de transmisión que tienen limitación de transporte de potencia por problemas de estabilidad o de tensión en el sistema eléctrico.
- Otros similares.

Por lo mencionado, se debe tener en cuenta las restricciones operativas, con la finalidad de analizar las consecuencias que causan o pueden causar en la operación. En la Fig. 4.4 se muestra el diagrama de flujo para determinar las restricciones operativas del SEIN.

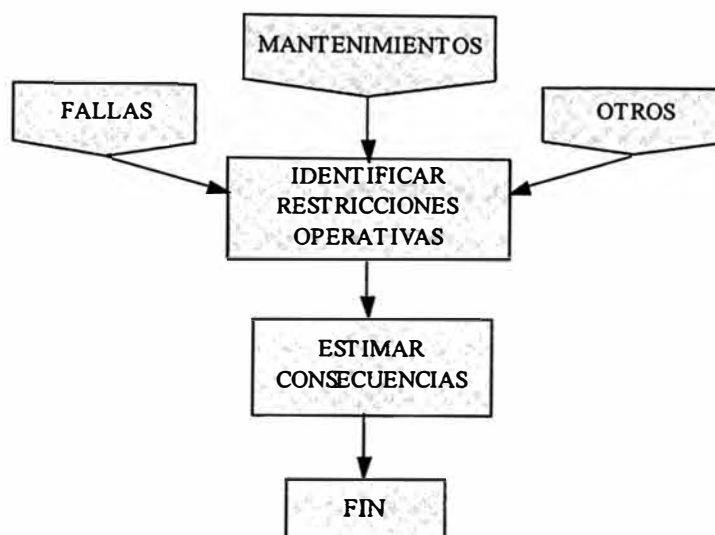


Fig. 4.4 Diagrama de flujo de la evaluación de restricciones

Como se muestra en la Fig. 4.4, los pasos para evaluar las restricciones operativas son los siguientes:

a) Obtener la información de eventos ocurridos, limitaciones de equipos informadas por las empresas, mantenimientos efectuados y otros.

b) Identificar las restricciones operativas de los equipos, causados por fallas (de los análisis de eventos), por mantenimientos de equipos o por información de las empresas. Asimismo, determinar las limitaciones de generación en las centrales, que sean mayores al 15 % de su potencia efectiva, por problemas técnicos.

c) Estimar los efectos causados en la operación del SEIN, tales como:

- Variaciones en los costos de operación, mediante simulaciones de despacho económico, sin considerar la restricción del equipo y considerando las condiciones de operación de ese momento.

- Variaciones en los niveles seguridad (voltajes, flujos de potencia y frecuencia), mediante simulaciones de flujos de potencia y análisis de contingencias, sin considerar la restricción del equipo y considerando las condiciones de operación de ese momento.

Este análisis tiene la finalidad de identificar parámetros importantes que son de utilidad en la evaluación de la operación, tales como: limitaciones en unidades de generación, en equipos de transmisión, en equipos de compensación reactiva y otros. De esta manera se determina cuanta potencia de generación esta disponible, cuales son los limites de

intercambio de energía permitidos entre áreas operativas y cual es la reserva de reactivos disponible.

4.3.3 Mantenimiento de Equipos

El mantenimiento del parque generador de un sistema eléctrico tiene como premisa fundamental aumentar su disponibilidad y mantener un rendimiento aceptable de los bloques generadores. Esta premisa tiene mayor importancia en el caso de sistemas con fuerte participación de la generación hidroeléctrica, que esta sujeta a la aleatoriedad de los aportes hidrológicos. Para el caso de ciclos hidrológicos secos, un insuficiente mantenimiento del parque térmico produce además de sobrecostos significativos, importantes déficits de energía. Por lo tanto, los mantenimientos deben realizarse bajo una planificación de tal forma que se disminuya al máximo la interrupción del suministro. La evaluación de los mantenimientos consiste en identificar las indisponibilidades de los equipos, determinar el cumplimiento del programa de mantenimiento diario y estimar las consecuencias que causaron en la operación del sistema (costo de operación y seguridad en la operación). Asimismo se evalúa las acciones ejecutadas por el Operador del Sistema debido a dichas indisponibilidades. En la Fig. 4.5 se muestra un diagrama de flujo para evaluar los mantenimientos.

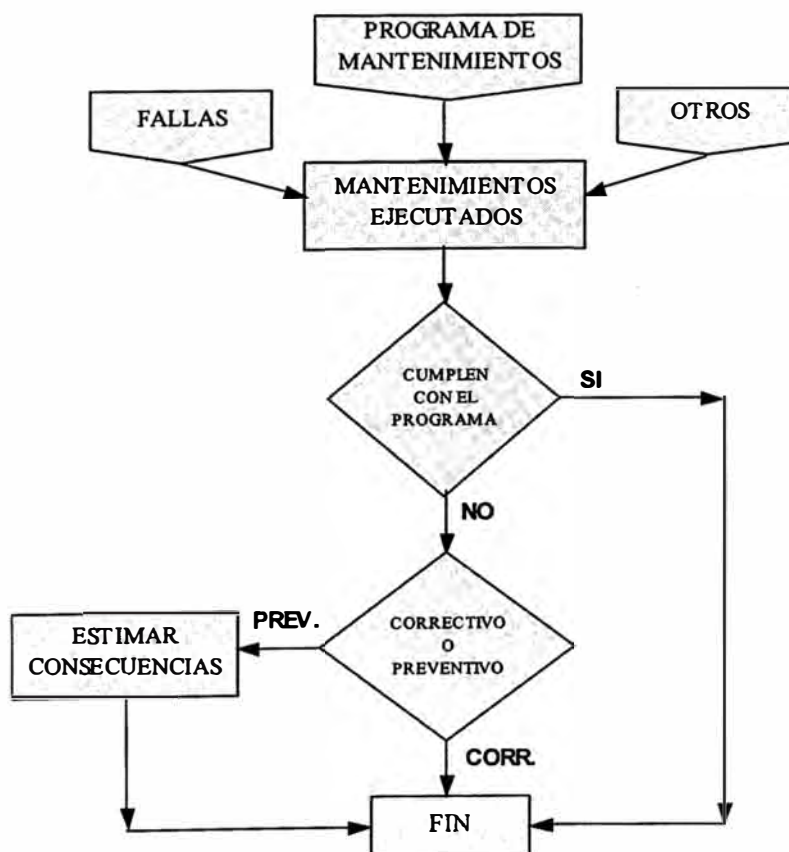
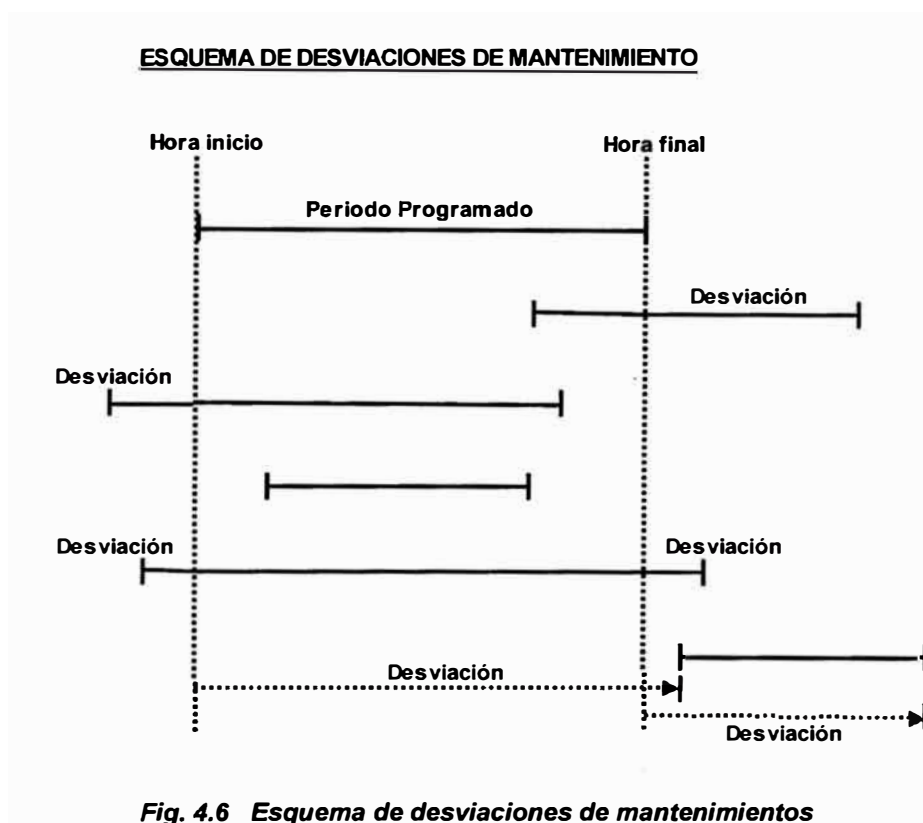


Fig. 4.5 Diagrama de flujo de la evaluación de mantenimientos

Los pasos para evaluar los mantenimientos son:

a) Obtener la información del programa diario de mantenimiento, reporte de mantenimientos efectuados, eventos que ocurrieron en la operación, bitácoras del Operador del Sistema y otros documentos similares.

b) Identificar los mantenimientos ejecutados que no cumplieron con el programa de mantenimiento diario, comparando los intervalos de ejecución con los programados. Si la desviación es mayor a una hora (tolerancia) entonces se afirma que el mantenimiento no cumplió con lo programado. Las desviaciones se determinan conforme a lo mostrado en la Fig. 4.6.



c) Identificar que tipos de mantenimientos (correctivos o preventivos) fueron los que no cumplieron con el programa diario, con la finalidad de verificar cuales pudieron ser reprogramados en periodos donde hubiesen causado menores consecuencias en la operación.

d) Estimar las consecuencias que causaron o pudieron causar en la operación, los mantenimientos preventivos que no cumplieron con el programa diario, con el siguiente análisis:

- Realizar simulaciones de despacho económico, considerando la disponibilidad de los equipos que no cumplieron con el programa y debieron operar por despacho económico

(unidades generadoras y equipos de transmisión) y las condiciones de operación de ese momento. Luego estimar el efecto causado en el costo de operación.

- Con respecto a la seguridad, realizar simulaciones de flujo de potencia y análisis de contingencia, considerando la disponibilidad de los equipos que no cumplieron con el programa y las condiciones de operación de ese momento. Luego estimar la variación de los niveles de seguridad, analizando los cambios en los valores de frecuencia, tensión y flujos de potencia en el SEIN.

4.3.4 Demanda

La demanda del SEIN constituye una de las características del sistema de mayor importancia en el proceso de evaluación de la operación, debido a los diversos factores externos que influyen en su comportamiento, tales como: factores climáticos, de tiempo, económicos y aleatorios. En la Fig. 4.7 se muestra un diagrama de flujo para evaluar la demanda diaria del SEIN.

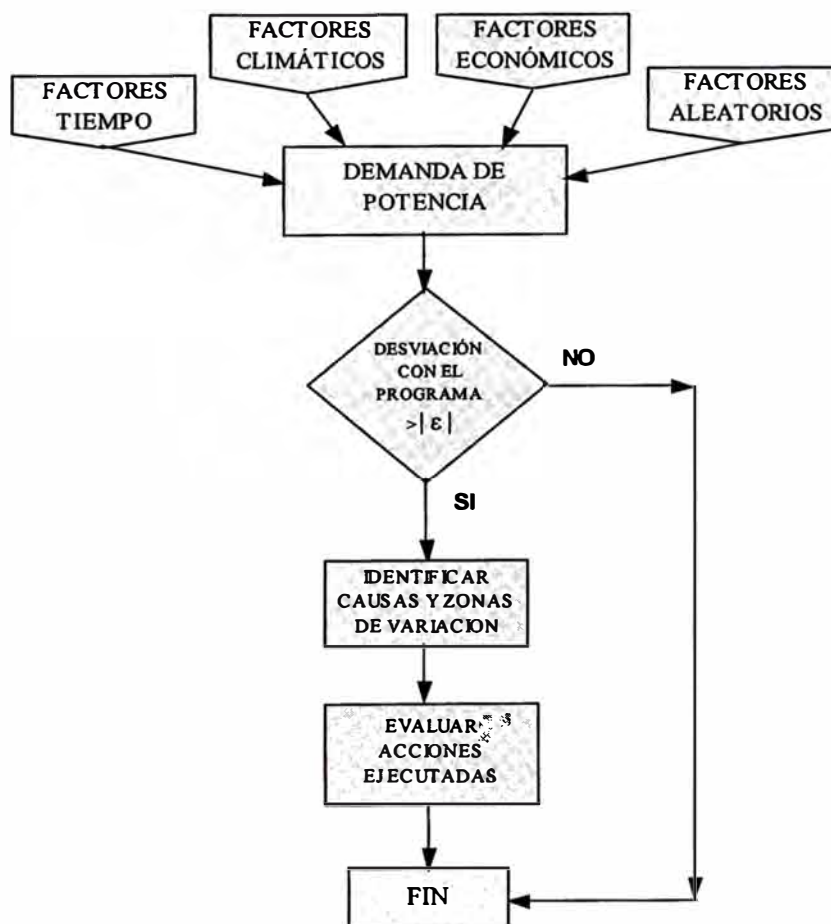


Fig. 4.7 Diagrama de flujo de la evaluación de demanda

Los pasos para evaluar la demanda del SEIN son:

- a) Obtener la información de la demanda diaria programada, demanda diaria registrada, los eventos que ocurrieron en la operación, bitácoras del Operador del Sistema y otros documentos similares.
- b) Comparar la evolución de la demanda registrada en cada media hora con la correspondiente demanda programada por el Operador del Sistema, para determinar las divergencias o desviaciones, considerando la siguiente relación:

$$Desv_{(j)} = | Dem_{ejec(j)} - Dem_{prog(j)} | > \varepsilon \quad (4.1)$$

Desv : Desviación de potencia

Dem_{ejec} : Demanda de potencia registrada

Dem_{prog} : Demanda de potencia programada

"j" : Instante de tiempo

El valor máximo de la tolerancia "ε" se asume igual al valor establecido como reserva rotante que es en la actualidad aproximadamente 45 MW. Si la desviación resultara superior a este valor, se tendrá un efecto negativo sobre la frecuencia, ya que se ha agotado la reserva rotante disponible. Por lo tanto si se presentará esta desviación durante un intervalo de tiempo de 1.5 a 2 horas aproximadamente, verificar si el Operador del Sistema emitió el reprograma correspondiente.

- c) Para cada área operativa (sur, centro y norte), se compara la demanda registrada del día en análisis con las demandas registradas en los mismos días de las ultimas 5 semanas, para identificar las áreas operativas en las que se produjo desviaciones; normalmente dichas curvas tienen la misma tendencia y similares magnitudes.
- d) Para cada barra del área operativa en la que se detectó desviaciones, se compara la demanda registrada con las demandas de los mismos días de las ultimas 5 semanas, para identificar las barras con desviaciones de demanda. Luego se identifica la carga cuyo consumo disminuyó o se incrementó y se investiga cuales fueron las causas o factores que originaron esta variación.
- e) Verificar si el Operador del Sistema cumplió con emitir reprogramas por mayor o menor demanda cuando la desviación de demanda afectó los limites establecidos como reserva rotante.

4.3.5 Hidrología

En el proceso de la operación diaria, la hidrología constituye un punto crítico que se debe considerar, debido al comportamiento aleatorio de los caudales naturales, que son difícil de predecir y hacen cambiar en algunos casos, sustancialmente la operación de las centrales hidráulicas. En ese sentido es necesario llevar un control de la hidrología de las

cuencas y así disponer de una base de datos histórica, que nos proporcione la información estadística que será utilizada para describir su comportamiento y con ello realizar los pronósticos de caudales y determinar la energía hidráulica disponible en cada central.

Por estas razones, se hace necesario evaluar las variaciones que presentan los caudales en los ríos, y con ello obtener las variaciones de la disponibilidad de energía en las centrales hidráulicas. En la Fig. 4.8 se muestra un diagrama de flujo para evaluar la hidrología.



Fig. 4.8 Diagrama de flujo de la evaluación de hidrología

Los pasos a seguir para realizar la evaluación de la hidrología son:

- a) Obtener la información de los volúmenes registrados en los reservorios, caudales naturales y descargados registrados en todas las cuencas, volúmenes programados en los reservorios, caudales programados en las cuencas, bitácoras del Operador del Sistema y otros documentos similares.
- b) Comparar los caudales programados con los caudales registrados en todas las cuencas y determinar en que cuencas se presentaron variaciones considerables.

- c) Para las cuencas que presentaron variación de caudales, mediante una hoja de calculo que tiene modelado todas las cuencas, determinar las variaciones de la disponibilidad de energía en las centrales hidráulicas.
- d) Analizar y evaluar las medidas correctivas realizadas por el Operador del Sistema, como la de emitir reprogramas modificando en despacho por la mayor disponibilidad hidráulica.

4.3.6 Reserva Rotante para la Regulación de Frecuencia

Para atender las variaciones rápidas y lentas de la demanda del SEIN, así como las desconexiones intempestivas de las unidades de generación y/o líneas de transmisión, debe mantenerse una capacidad adecuada de reserva de generación mediante unidades que están sincronizadas al sistema (en operación), con la finalidad de garantizar un servicio eléctrico con adecuados niveles de seguridad y calidad. Esta reserva rotante es la diferencia entre la sumatoria de las capacidades disponibles de las unidades de generación sincronizadas y la sumatoria de sus potencias entregadas al sistema en un determinado instante de tiempo.

En el sistema eléctrico peruano, los niveles de reserva son calculados mediante el programa MAP-COES (modulo de asignación probabilístico), que determina la reserva rotante necesaria del sistema, utilizando un nivel de riesgo y las probabilidades de falla individuales de las unidades de generación. Cabe señalar, que en SEIN el tema de reserva rotante y regulación de frecuencia esta siendo estudiado con mayor profundidad. Actualmente se están elaborando estudios detallados para determinar las características dinámicas de las unidades generadoras y finalmente propiciar una mejor distribución de la reserva rotante.

En la Fig. 4.9 se muestra un diagrama de flujo para evaluar la reserva utilizada en la regulación primaria de frecuencia.

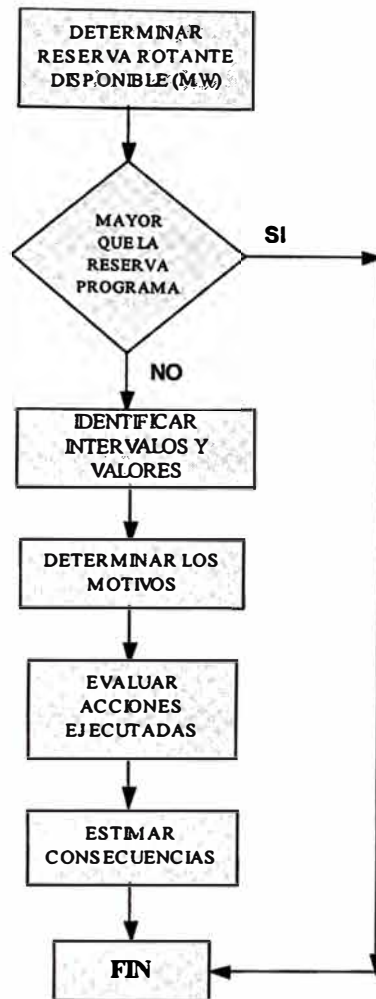


Fig. 4.9 Diagrama de flujo de la evaluación de la reserva rotante

Los pasos a seguir para realizar la evaluación de la reserva son:

- Obtener la información de las magnitudes de reserva rotante programada para el SEIN (reserva MAP-COES), magnitudes de reserva programada en cada unidad generadora, potencia generada por cada unidad generadora asignada a la regulación primaria de frecuencia, eventos ocurridos, bitácora del Operador del Sistema y de otros datos similares.
- Con esta información, determinar la reserva rotante disponible del SEIN, que esta dada por la diferencia entre la sumatoria de las capacidades máximas y las despachadas de cada generador asignado para cada periodo "j".

$$RR_{disp(j)} = \sum_{i=1}^n (P_{max}^i(j) - P_{ejec}^i(j)) \quad (4.2)$$

RR_{disp} : Reserva rotante disponible del SEIN

P_{max} : Potencia máxima de cada unidad generadora

P_{ejec} : Potencia generada por cada unidad generadora

“i” : Numero de generador asignado

c) Determinar los intervalos de tiempo donde la reserva disponible del SEIN fue menor que la asignada, mediante la siguiente desigualdad:

$$RR_{disp(j)} - RR_{asig(j)} < 0 \quad (4.3)$$

RR_{disp} : Reseva rotante disponible del SEIN

RR_{asig} : Reseva rotante asignada del SEIN

d) Determinar cuales fueron las causas para disponer de la reserva asignada, realizando lo siguiente:

- Verificar si en los mismos intervalos de tiempo ocurrieron eventos en el sistema, tales como: desconexiones de unidades generadoras, desconexiones de líneas transmisión o incrementos de carga, que provocaron la respuesta de la regulación primaria de frecuencia.

- Verificar si las causas fueron por despacho, congestión u otros.

e) Analizar las medidas correctivas realizadas por el Operador del Sistema, como la de realizar reprogramas para restituir la reserva, arrancar unidades de emergencia (reserva fría) y otros.

f) Mediante simulaciones de análisis de contingencias como por ejemplo probables desconexiones de grupos y/o líneas de transmisión, estimar la variación de los niveles de seguridad, analizando las variaciones de los valores de frecuencia, tensión y flujos de potencia en el SEIN.

4.3.7 Regulación de Frecuencia

La frecuencia del SEIN debe encontrarse muy cercana a su valor nominal (60 Hz), lo que se logra cuando existe un equilibrio entre la generación total del sistema y la demanda, incluidas las pérdidas. Sin embargo, como el comportamiento de la demanda es aleatorio en cada instante, la generación debe variar continuamente para satisfacerla. Esta variación de generación es automática y se le llama regulación primaria de frecuencia y es ejercida por los reguladores de velocidad de las unidades de generación, que detectan el cambio de frecuencia y varían la generación para lograr el equilibrio entre generación y demanda.

El proceso de regulación de frecuencia que se da en los sistemas eléctricos de potencia luego de haber concluido la actuación de los reguladores de velocidad, se denomina regulación secundaria y tiene la finalidad de restituir la frecuencia a su valor nominal. Esta actividad puede realizarse de modo manual o automática (AGC). En la Fig. 4.10 se muestra un diagrama de flujo para realizar la evaluación de la regulación primaria de frecuencia.

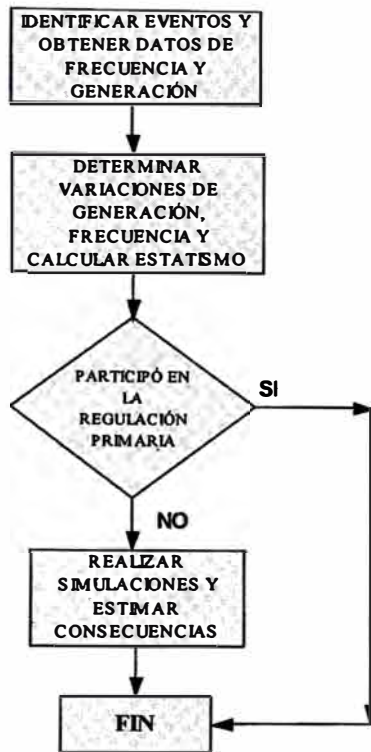


Fig. 4.10 Diagrama de flujo de los pasos para evaluar la regulación primaria

Los pasos para evaluar la regulación primaria de frecuencia son:

- Identificar los eventos que causaron variaciones de frecuencia, obtener los valores de la potencia generada por las unidades asignadas y de la frecuencia para cada evento.
- Con la información anterior, se determina la variación de la frecuencia (Δf) del SEIN y la variación de potencia (ΔP) en cada unidad generadora, durante el evento tal como se muestra en la Fig. 4.11.

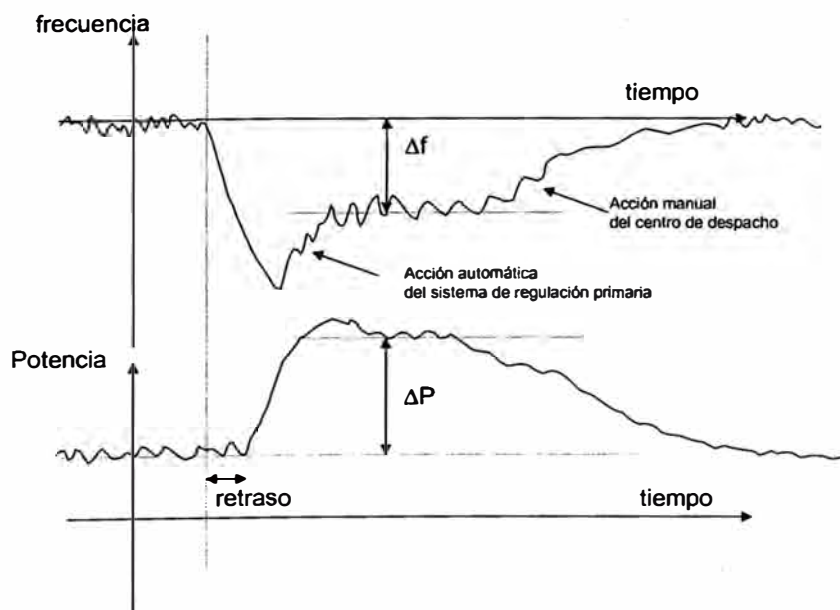


Fig. 4.11 Evolución de la potencia generada y de la frecuencia del SEIN

c) Luego, se calcula el estatismo permanente (s) de cada unidad generadora, con la siguiente relación:

$$s = \frac{\frac{\Delta f}{f_0}}{\frac{\Delta P}{P_0}} \quad (4.4)$$

Donde:

P_0 : Potencia máxima de la unidad generadora

F_0 : frecuencia nominal

d) Para cada unidad generadora asignada, se compara el estatismo permanente calculado en el paso c), con el estatismo permanente obtenido en las pruebas dinámicas de campo [10], para determinar si la unidad participó con una respuesta adecuada en la regulación primaria de frecuencia del SEIN.

e) Para las unidades generadoras que no respondieron adecuadamente, se efectúan simulaciones del evento, para determinar las variaciones de frecuencia en el sistema y las variaciones de potencia que debieron aportar, con el objetivo de estimar los rechazos de carga por subfrecuencia o perdidas de generación por sobrefrecuencia y los estados de emergencia que se pudieron evitar.

4.3.8 Flujos de Potencia

La red de transmisión de un sistema eléctrico debe considerarse en la evaluación de la operación, debido a que es necesario mantener los flujos de potencia dentro de los límites establecidos para lograr una adecuada seguridad del sistema. Los factores que limitan el transporte de energía en los equipos de transmisión se clasifican en: límites térmicos, límites de tensión y límites de estabilidad.

Para evaluar los flujos de potencia en el sistema de transmisión se sigue los siguientes pasos:

a) Para cada instante del día, se obtiene los flujos de potencia de todas las líneas de 220 kV, 138 kV, 60 kV y de los transformadores de potencia.

b) Graficar la evolución del flujo de potencia transmitido e identificar los intervalos de tiempo en los que el flujo de potencia excedió el límite de transmisión del equipo en particular, tal como se muestra en la Fig. 4.12.

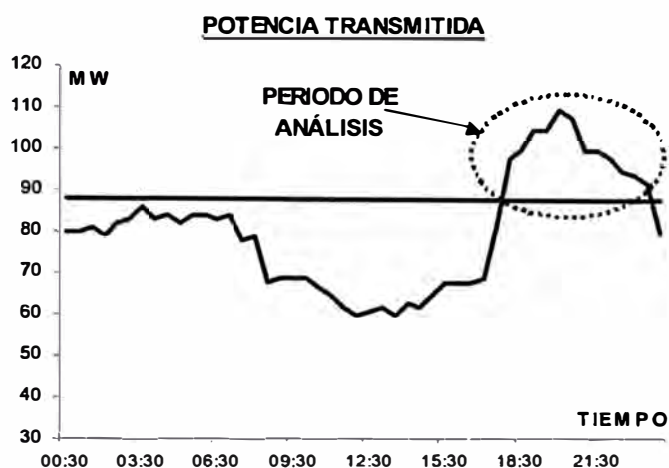


Fig. 4.12 Gráfico del flujo de potencia

c) Evaluar las acciones realizadas por el Operador del Sistema para disminuir los flujos de potencia en los equipos de transmisión, como por ejemplo: variar generación, conectar líneas, arrancar unidades de emergencia de reserva fría y otras similares.

d) Mediante simulaciones de flujo de potencia, se determina si existió la posibilidad de tomar alguna acción para disminuir los flujos, como variar la generación en alguna área sin modificar el costo de operación del día. Además se estima la disminución de las tensiones en las barras, que pudieron ser evitadas.

e) En caso de congestión, determinar las consecuencias económicas debidas a la desviación del despacho económico (incremento de costo de operación, costos marginales distintos por áreas operativas y otros) con los siguientes pasos:

- Identificar los intervalos de tiempo en los cuales se modificó el despacho económico por congestión y las unidades térmicas que operaron para aliviarla.
- Mediante simulaciones de flujo de potencia se verifica si el arranque de las unidades térmicas de mayor costo fue justificado.
- Sin considerar la limitación del equipo de transmisión, se determina el sobre costo incurrido por la congestión, mediante una simulación de despacho económico.

4.3.9 Frecuencia, Tensión y Suministro

Para que los usuarios adquieran un suministro eléctrico continuo y de buena calidad, es importante que las variables eléctricas manejadas en la operación, se mantengan dentro de los límites permitidos por las normas vigentes.

La evaluación del control de la frecuencia, tensión y suministro eléctrico se realiza en dos partes:

(1) Se evalúa la calidad de la energía, en base a lo dispuesto por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE).

(2) Se evalúa la seguridad de la operación, considerando lo dispuesto por Norma Técnica de Operación de Tiempo Real (NTCOTR).

En la Fig. 4.13 se muestra un diagrama de flujo para evaluar la frecuencia, tensión y suministro.

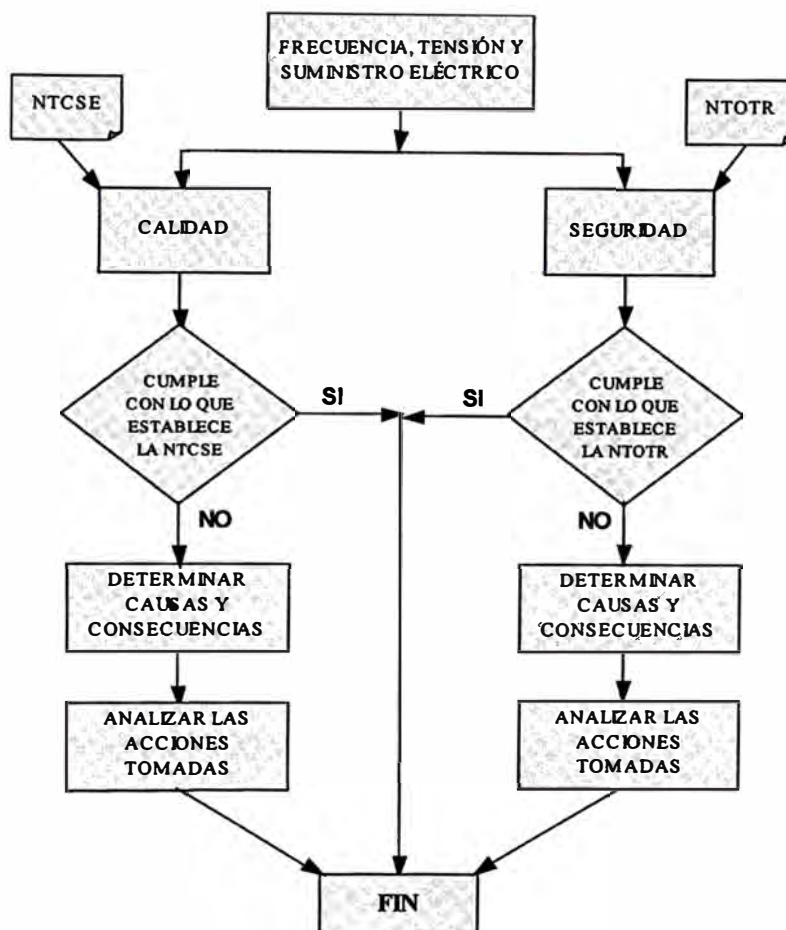


Fig. 4.13 Diagrama de flujo de la evaluación de frecuencia, tensión y suministro

A) Seguridad

Para evaluar la seguridad de la operación, se analiza el control de la tensión en las barras y la frecuencia del sistema, de la siguiente forma:

Para la Tensión:

- Obtener las tensiones de las barras de 220 kV y 138 kV en cada instante del día, utilizando la información de los GPS y del sistema SCADA del COES.
- Determinar los intervalos donde los niveles de tensión estuvieron fuera del rango establecido por la NTCOTR que es el $\pm 2.5\%$ de la tensión de operación (estado de operación normal).

c) Para cada intervalo obtenido, se identifica las causas por las que los niveles de tensión estuvieron fuera del rango establecido, tales como: fallas, malas maniobras, y otros.

d) Determinar las consecuencias que provocaron en el sistema, la operación con niveles de tensión fuera del rango establecido. Entre ellos se tiene: rechazos de carga por mínima o máxima tensión y otros.

e) Verificar y evaluar las acciones ejecutadas por el Operador del Sistema para normalizar los niveles de tensión, mediante los siguientes pasos:

- Si fuera una disminución de tensión, evaluar las acciones ejecutadas tales como: conexión de líneas de transmisión, conexión y desconexión de equipos de compensación reactiva, incremento de generación de energía reactiva local, arranque de unidades térmicas por tensión y por ultimo, rechazos de carga.

- Si fuera un incremento de tensión, evaluar las acciones ejecutadas tales como: reducción de generación de energía reactiva local, conexión y desconexión de equipos de compensación reactiva y por ultimo, desconexión de líneas de transmisión y transformadores de potencia.

f) Mediante simulaciones de flujo de potencia, se determina las acciones que se pudieron realizar para normalizar los niveles de tensión y estimar las variaciones de tensiones en las barras, que se pudieron evitar.

Para la Frecuencia:

a) Obtener la frecuencia medido por los GPS en una barra cualquiera de la red que no este aislado del punto a evaluar.

b) Determinar los intervalos en los que la frecuencia estuvo fuera del rango de estado de operación normal establecido por la NTCOTR. Los rangos de variación de los estados de operación del SEIN se muestran en la tabla N° 4.1.

Tabla N° 4.1 Rango de variación de los estados de operación

Estado Operativo	Rango de Frecuencia (Hz)
Normal	$59.64 \leq f \leq 60.36$
Alerta	$58.50 \leq f < 59.64$ o $60.36 < f \leq 62.00$
Emergencia	$f < 58.50$ o $62.00 < f$

c) Para cada intervalo, identificar las causas (fallas, malas maniobras y otros) que ocasionaron que la frecuencia no se mantuviera dentro del rango de operación normal.

d) Determinar las consecuencias que provocaron en el sistema, la operación con los niveles de frecuencia fuera del rango establecido. Entre ellos se tienen: rechazos de carga por mínima frecuencia o salida de generación por máxima frecuencia.

e) Verificar y evaluar las acciones ejecutadas por el Operador del Sistema para recuperar la frecuencia y llevarla al estado de operación normal, como por ejemplo: utilizar la reserva rotante de generación disponible, arrancar unidades de emergencia de reserva y otros.

B) Calidad

La evaluación de la calidad y la continuidad del suministro eléctrico, se basa en lo dispuesto por la NTCSE. En este análisis, se determina las transgresiones súbitas y sostenidas de frecuencia, la integral de variaciones diarias de frecuencia (IVDF), las transgresiones de tensión, y las interrupciones de suministro en los diferentes puntos de la red eléctrica, de la siguiente forma:

Para la Frecuencia:

a) Obtener la frecuencia medida por los GPS, en una barra cualquiera de la red que no este aislado del punto a evaluar.

b) Determinar las transgresiones súbitas y sostenidas de frecuencia, y la integral de variación diaria, de la siguiente manera:

- La evaluación de las variaciones sostenidas de frecuencia, se realiza en intervalos de 15 minutos de duración, donde el indicador de variaciones sostenidas de frecuencia (Δf_k) es la diferencia entre la media (f_k) de los valores instantáneos de la frecuencia y el valor de la frecuencia nominal (f_N) del sistema. Este indicador, está expresado como un porcentaje de la frecuencia nominal del sistema:

$$\Delta f_k (\%) = (f_k - f_N) / f_N \cdot 100\% \quad (4.5)$$

- Para la evaluación de las variaciones súbitas de frecuencia (VSF) expresada en Hz, se toma intervalos de un minuto y se calcula con la siguiente ecuación:

- La integral de variaciones diarias de frecuencia (IVDF) expresada en ciclos, se calcula con la siguiente expresión:

$$VSF = \sqrt{[(1/1 \text{ minuto}) \int_0^{1 \text{ minuto}} f^2(t) dt] - f_N} \quad (4.6)$$

$$IVDF = \Gamma + \int_0^{24} [f(t) - f_N] dt \quad (4.7)$$

Γ : Es la suma algebraica de los valores de la integral para cada uno de los días del año calendario, anteriores al día en que se evalúa la IVDF.

c) Comparar las variaciones de frecuencia calculadas con las siguientes tolerancias admitidas para variaciones sobre la frecuencia nominal:

- Variaciones sostenidas (Δf^k (%)): ± 0.6 %.
- Variaciones súbitas (VSF'): ± 1.0 Hz.
- Variaciones diarias (IVDF'): ± 600.0 Ciclos.

d) Determinar si la energía eléctrica es de mala calidad, considerando lo siguiente:

- Si las variaciones sostenidas de frecuencia se encuentran fuera del rango de tolerancias por un tiempo acumulado superior al uno por ciento (1%) del período de medición.
- Si en un período de medición se produce más de una variación súbita excediendo las tolerancias.
- Si en un período de medición se producen violaciones a los límites establecidos para la Integral de variaciones diarias de frecuencia.

e) Identificar las causas (fallas, malas maniobras y otros) por las que se transgredió la calidad de frecuencia.

Para la Tensión:

De modo referencial se resume el proceso de evaluación de la calidad de las tensiones, debido a que ellas están ligadas a barras de carga, las cuales no controla el Operador del Sistema por no tener responsabilidad en esos niveles de tensión. Las tensiones en estas barras forman parte del contrato entre generadores y clientes.

- a) Obtener las tensiones de las barras en cada instante del día, utilizando la información de los GPS.
- b) Evaluar la tensión de entrega en un intervalo de medición (k) de quince minutos de duración, como la diferencia (ΔV_k) entre la media de los valores eficaces instantáneos medidos en el punto de entrega (V_k) y el valor de la tensión nominal (V_N) del mismo punto. Este indicador está expresado como un porcentaje de la tensión nominal del punto:

$$\Delta V_k (\%) = \frac{(V_k - V_N)}{V_N} \times 100\% \quad (4.8)$$

- c) Verificar si los valores de tensión se encuentran dentro de las tolerancias admitidas, las cuales son de hasta el $\pm 5.0\%$ de las tensiones nominales de tales puntos. Tratándose de redes secundarias en servicios calificados como Urbano - Rurales y/o Rurales, dichas tolerancias son de hasta el $\pm 7.5\%$. Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad, si la tensión se encuentra fuera del rango de tolerancias establecidas en este literal, por un tiempo superior al cinco por ciento (5%) del período de medición.

Para el Suministro:

- a) Identificar las interrupciones presentadas en la operación, tales como: salidas de equipos de las instalaciones del suministrador u otras instalaciones que lo alimentan,

mantenimientos, maniobras, ampliaciones o aleatoriamente por mal funcionamiento o fallas; lo que incluye, consecuentemente, aquellas que hayan sido programadas oportunamente.

b) La calidad de suministro se expresa en función de la continuidad del servicio eléctrico a los clientes, es decir, de acuerdo a las interrupciones del servicio. Para efectos de la Norma, no se consideran las interrupciones totales de suministro cuya duración es menor de tres (3) minutos ni las relacionadas con casos de fuerza mayor debidamente comprobados y calificados como tales por la Autoridad.

4.3.10 Despacho Económico

La evaluación del despacho es una actividad importante, ya que una de las funciones principales del COES – SINAC es elaborar y ejecutar el despacho a mínimo costo y con un adecuado nivel de calidad y seguridad.

Esta evaluación es complicada, debido a la gran variedad de parámetros que se deben considerar en el análisis. En la Fig. 4.14 se muestra la metodología para realizar la evaluación.

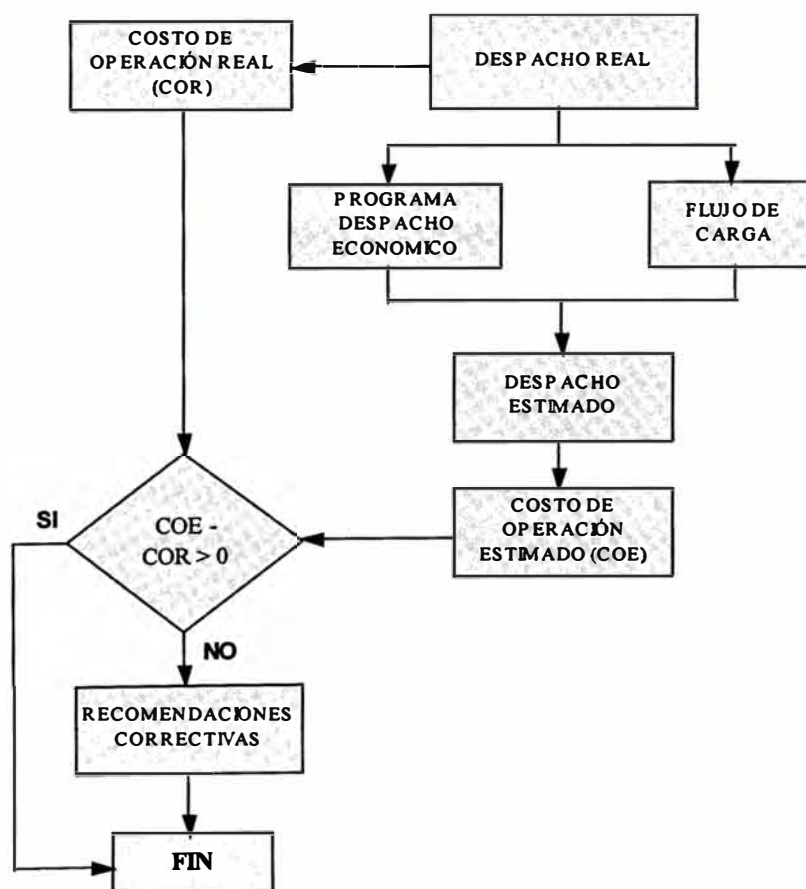


Fig. 4.14 Diagrama de flujo de la evaluación de despacho

El objetivo de las simulaciones es estimar si el Operador del Sistema pudo haber realizado el despacho de las unidades generadoras con un costo menor y una adecuada seguridad y calidad, tomando en cuenta las restricciones técnicas y las premisas consideradas. Para ello se realiza lo siguiente:

- a) Obtener la información sobre el despacho de las unidades generadoras, costo de operación del SEIN, bitácoras del Operador del Sistema, ranking de costos variables, fichas técnicas y otros documentos similares. Asimismo se considera la información sobre la evaluación de los puntos anteriores de la metodología.
- b) Estimar un despacho que busque la minimización del costo de operación del sistema, con respecto al real. Esto se realiza mediante simulaciones de despacho económico, ingresando el despacho ejecutado al programa de optimización y modificándolo, de tal forma que se obtenga un costo de operación menor. Para este análisis se considera las condiciones de operación de cada momento tales como: restricciones operativas, mantenimientos, hidrología, eventos, etc. Asimismo se considera los datos técnicos de las unidades, tales como: tiempo mínimo de operación, costos de arranque, tiempo de arranque, tiempo mínimo entre arranques sucesivos, carga mínima, tiempo mínimo de carga mínima, combustible disponible, ranking de los costos variables de las unidades térmicas y otros.
- c) El despacho estimado, se valida mediante simulaciones de flujo de potencia, que demuestren que los perfiles de tensión en las principales barras del sistema y los flujos de potencia por el sistema de transmisión, son adecuados.
- d) Verificar si el costo de operación asociado al despacho estimado resultó menor al costo del despacho ejecutado. Si fuera así, se proporciona las recomendaciones correctivas correspondientes.

4.3.11 Calificación Operativa y Costos Marginales

Después de la operación del SEIN, se realiza las valorizaciones de las transferencias de energía, para lo cual, primero se determina la calificación operativa de cada unidad y luego los costos marginales de corto plazo. Para la calificación operativa de las unidades generadoras y la determinación de los costos marginales, se considera lo dispuesto por el Operador del Sistema en la operación.

Las calificaciones de las unidades se determinan considerando las diferentes formas de operación de una unidad y son las siguientes:

Operación por potencia o energía, es la condición de una unidad generadora que opera por despacho económico, la cual puede marginar. Una unidad generadora opera por

despacho de energía, cuando por optimización del despacho, permite aumentar los niveles de los embalses de las centrales hidráulicas.

Operación en mínima carga, es la condición de una unidad generadora que opera con una cierta potencia, la cual se puede mantener durante un número determinado de horas, de modo tal que se encuentre en capacidad de aumentarla, cuando así lo requiera el sistema. Este modo de operación es adoptado en la programación o durante la ejecución, cuando por economía del sistema resulte más beneficioso mantenerla a mínima carga por un determinado periodo, en vez de sacarla de servicio y volverla a arrancar. Esta unidad no es considerada en el cálculo el costo marginal.

Operación por necesidad de RPF, es la condición de una unidad generadora que es despachada para permitir que las unidades asignadas para la regulación primaria de frecuencia, tengan el margen de reserva necesario.

Operación por tensión, es la condición de una unidad generadora que es despachada para regular la tensión en las barras del sistema principal de transmisión. Esta unidad no es considerada en el cálculo el costo marginal.

Operación por requerimiento propio, es la condición de una unidad generadora que es despachada por requerimiento de la empresa, la cual incurre en los costos ocasionados por el despacho de dicha unidad generadora. Esta unidad no es considerada para el cálculo del costo marginal.

Operación por pruebas, es la condición de una unidad generadora que es despacha cuando la empresa requiere realizar pruebas a la unidad. Esta unidad no es considerada para el cálculo del costo marginal.

Para determinar el costo marginal de corto plazo del SEIN se realiza lo siguiente:

- a) Obtener la información de energía y potencia generada, ranking de unidades, reserva asignada para la regulación primaria de frecuencia, fichas técnicas y otros.
- b) Separar las centrales que no se consideran en el cálculo, tal como las unidades que operaron por necesidad de RPF, carga mínima, pruebas y requerimiento propio.
- c) Con los datos de las centrales hidráulicas y térmicas que intervinieron en el despacho de potencia y energía y con la información de lo programado y autorizado por el Operador del Sistema, se ordena las centrales de menor a mayor costo para cada media hora, basándose en sus costos variables de operación.
- d) La central marginal por cada periodo de media hora, es aquella cuyo costo variable es el mayor en dicho periodo y que se encuentre en capacidad de producir una unidad adicional de energía. El costo marginal de corto plazo es igual al costo variable de la central que es marginal en el SEIN.

- e) Cuando en la operación se presenta una condición de vertimiento, los costos Marginales se determinan considerando únicamente la compensación a que se refiere al artículo N° 213 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, y el costo variable incurrido por la presencia de sólidos en suspensión en el agua turbinada.
- f) Si existe una condición de racionamiento por déficit de generación eléctrica, el costo marginal será igual al costo de racionamiento fijado por la GART.
- g) En el caso que el SEIN se divida en sub-sistemas debido a que se alcanzó el límite de capacidad de transporte de potencia en algunas líneas que conforma el sistema principal de transmisión, el costo marginal para cada uno de los sub-sistemas será calculado de acuerdo a lo indicado anteriormente, considerando las restricciones de transmisión. Cuando una línea alcanza su máxima capacidad de transmisión determina costos marginales en cada subsistema formado en cada extremo de la línea.

CAPITULO V

APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA

5.1 Evaluación de la Operación de un día típico

En este capítulo se muestra la aplicación de la metodología de evaluación de la operación diaria del SEIN para el día jueves 9 de diciembre de 2004.

Para empezar la evaluación, se obtuvo la información concerniente a la operación, como el informe del Operador del Sistema, bitácoras, registros del sistema SCADA, información de las empresas y otros. A continuación se analiza cada parte de la metodología.

Eventos

Evento N° 1: Desconexión del transformador de la S.E. Zorritos

a) Reconocimiento del evento:

El reporte del evento menciona que “A las 07:42 h desconectó el interruptor IN-6156 de 60 kV del transformador T33-261 de la S.E. Zorritos, por actuación del relé MRN3 (desfasaje de ángulo y mínima tensión)”. En la figura 5.1 se muestra la ubicación del punto de falla y del interruptor que aperturó.

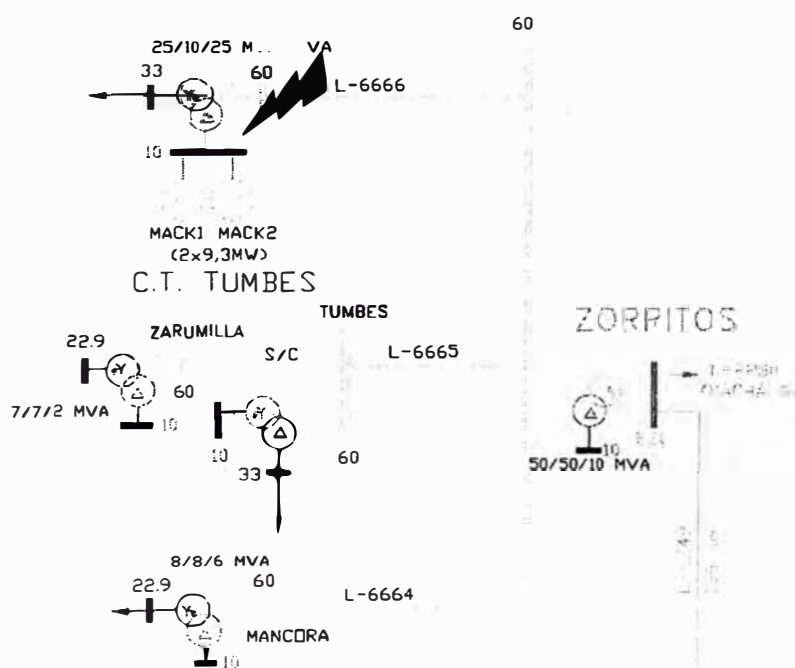


Fig. 5.1 Ubicación del punto de falla

b) Identificación del origen:

Al respecto, se menciona que “se determinó que el evento se produjo debido a falla en el terminal de 10 kV del alimentador 48 de la S.E. Zorritos, por caída de poste”.

c) Determinación de consecuencias:

De la información revisada se puede concluir que “como consecuencia de la falla se interrumpió el suministro de Tumbes (5 MW) por 30 minutos. Asimismo la C.T. Tumbes disminuyó su generación de 6 MW a 2 MW aproximadamente y quedó operando en sistema aislado con las cargas de las SS.EE. Mancora, Zarumilla y Zorritos. A las 07:58 h desconectó la unidad MAK1 de la C.T. Tumbes por falta de capacidad de regulación de frecuencia en el sistema aislado”.

d) Evaluación de acciones tomadas:

Del análisis de la información, se concluye que es necesario evaluar por que el transformador de la S.E. Zorritos se sincronizó después de 27 minutos para normalizar el área aislada. La evaluación confirmó que la demora se debió a que no se había determinado el origen y ubicación de la falla.

A las 08:09 h se sincronizó el área sistema aislado con el SEIN y a las 08:10 h se puso en servicio la unidad MAK1 de la C.T. Tumbes.

Evento N° 2: Desconexión de la C.H. Charcani V

a) Reconocimiento del evento:

A las 14:56 h desconectó la C.H. Charcani V con 87.24 MW de generación.

b) Identificación del origen:

Se determinó que la desconexión de la C.H. Charcani V se produjo por falla en sus servicios auxiliares debido a error humano.

c) Determinación de consecuencias:

Como consecuencia de la desconexión, la frecuencia en el SEIN disminuyó de 60.22 Hz a 59.45 Hz y se cerró la válvula mariposa y la válvula compuerta del reservorio Aguada Blanca.

d) Evaluación de acciones tomadas:

Como la C.H. Charcani V tenía asignada una reserva para la regulación primaria de frecuencia, al desconectarse, el SEIN se quedó sin reserva en el área sur, por lo que el Operador del Sistema dispuso el arranque de la unidad TG2 de la C.T. Mollendo para proporcionar la reserva perdida por el evento. La unidad TG2 se puso en servicio a las 17:35 h.

Luego de superar la falla de sus servicios auxiliares, los grupos G-3, G-2 y G-1 de la C.H. Charcani V entraron en servicio a las 19:27 h, 19:46 h y 20:01 h respectivamente,

Restricciones Operativas

Luego de haber obtenido la información de las empresas y del Operador del Sistema, se identificó las restricciones operativas presentadas en la operación, que se describen en la tabla N° 5.1.

Tabla N° 5.1 Restricciones operativas

Empresa	Ubicación	Equipo	Inicio	Final	Descripción
REP	S.E. San Juan	BC-11	00:00	24:00	Limitado a 20 MVAR por retiro de componentes quemados.
EGA	C.T. Mollendo	Central	00:00	24:00	La generación de toda la C.T. Mollendo (Diesel y Turbogas) limitada a 90 MW debido a la capacidad de transmisión de la línea L-1030 (Mollendo - Reparticipación)
EGN	C.T. Piura	Central	00:00	24:00	La generación de toda la C.T. Piura (Diesel y Turbogas) limitada a 22.3 MW debido a la capacidad de transmisión de las líneas de interconexión 1 y 2 de 10 kV (C.T. Piura - Piura Centro).
EEP	C.T. Malacas	Central	07:00	11:02	Limitado a 50 MW por menor disponibilidad de gas.
EEP	C.T. Malacas	Central	12:30	12:56	Limitado a 50 MW por menor disponibilidad de gas.

La restricción del banco BC-11 de la S.E. San Juan, disminuyó la reserva de potencia reactiva en la zona de Lima, ya que se dejó de inyectar aproximadamente 10 MVAR. En algunos casos esta disminución podría ocasionar que algunas tensiones en las barras no cumplan con lo especificado en las normas y procedimientos. Para analizar el efecto de la disminución de la capacidad del banco BC-11 sobre el perfil de tensiones, se han realizado simulaciones de flujo de potencia (ver Anexo C). Los resultados muestran que sin esta restricción, las tensiones en las barras de Lima para la hora punta se hubiesen incrementado desde 211.84 kV a 212.46 kV tal como se muestra en los.

La segunda restricción, consiste en la limitación de generación en la C.T. Mollendo, debido a que la línea Mollendo - Repartición tiene un límite de transmisión de 90 MW. Esta limitación no ocasionó ningún sobre costo, debido a que solo operaron las unidades diesel y la TG2 de la C.T. Mollendo, las cuales generaron una potencia máxima de 64.6 MW a las 19:00 h.

La C.T. Piura constituye un caso similar, ya que esta limitada a una generación máxima de 22.3 MW por el límite de transmisión de las líneas que evacúan su generación. Esta limitación de la línea tampoco ocasionó ningún sobre costo de operación, debido a que las unidades MIR1 y MIR5 de esta central estuvieron indisponibles por mantenimiento, con lo cual su potencia máxima no llegó al límite.

La cuarta restricción, consiste en los problemas de adquisición de gas que tuvo la C.T. Malacas, lo que limitó su generación a 50 MW. Por esta razón se despachó unidades de mayor costo como las unidades TG7 y UTI-6 de la C.T. Santa Rosa y la unidad ciclo combinado de la C.T. Chilina. La simulación de despacho sin esta restricción, arrojó como resultado un incremento en el costo total de operación del sistema de S/. 70 982.5.

Mantenimiento de Equipos

Se efectuó la comparación del programa de mantenimiento y los mantenimientos ejecutados y se identificaron las desviaciones de la tabla N° 5.2.

Tabla N° 5.2 Desviación de mantenimientos

Empresa	Ubicación	Equipo	Hora		Tipo	Descripción
			Prog.	Ejec.		
EEP	C.T. Malacas	TG3	No programado	00:00 a 24:00	MC	Trabajos por alta vibración de cojinete excitatriz.
EGA	C.H. Charcani V	G2	07:00 a 15:00	03:21 a 15:01	MP	Mantenimiento electromecánico de turbina, generador y auxiliares.
EGA	C.H. Charcani V	Central	No programado	14:56 a 19:27	MC	Trabajos por falla en los servicios auxiliares.
EGA	C.T. Mollendo Diesel	Central	No programado	07:20 a 14:11	MC	Trabajos por falla en el arranque. Revisión de la tarjeta de protección de SS.AA.

La unidad TG3 de la C.T. Malacas tuvo problemas de vibración que la indispusieron, y fue necesario arrancar unidades de mayor costo, con lo que incrementó el costo total de operación del SEIN en S/. 108 440.2 aproximadamente.

El mantenimiento del grupo G2 de la C.H. Charcani V se realizó con 3 h con 39 minutos antes de lo programado. Esta desviación sobre lo programado no ocasionó ningún sobre costo, en vista que en el periodo de madrugada la demanda del sistema es menor y normalmente por operación se saca de servicio un grupo de la C.H. Charcani V.

La C.H. Charcani V tuvo problemas en sus servicios auxiliares, que ocasionó la indisponibilidad de la central por trabajos de mantenimiento correctivo. Como

consecuencia se sincronizó unidades térmicas de mayor costo, incrementándose el costo total de operación del SEIN en S/. 162 198.5 aproximadamente.

La C.T. Mollendo Diesel tuvo problemas en el arranque y quedó indisponible para mantenimiento correctivo, por lo cual se tuvo que arrancar unidades térmicas de mayor costo, incrementado el costo total de operación en S/. 90 677.1 aproximadamente.

Demanda

Como se muestra en la figura 5.2, la demanda registrada presentó variaciones considerables con respecto a la programada. Se aprecia que casi todo el día la demanda registrada fue mayor a la prevista.

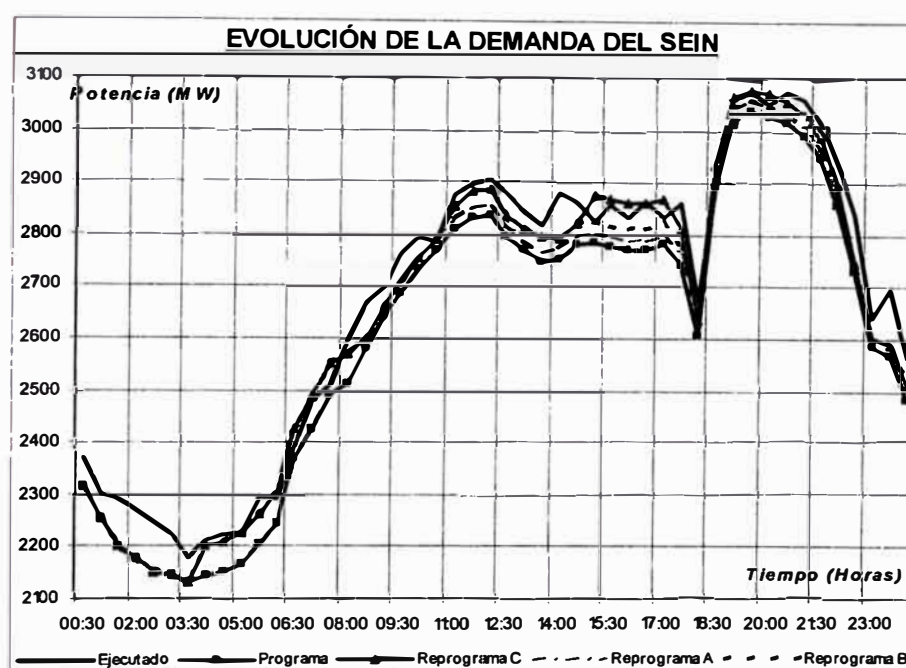


Fig. 5.2 Diagrama de carga

Con ayuda de las curvas de carga de las áreas operativas se identificó que el incremento de la demanda se produjo en las áreas Norte y Centro. En el área Centro se detectó un aumento en las cargas de la zona de Electroandes y en el área Norte el incremento de la carga se explica debido a la postergación del mantenimiento de las instalaciones de Sider Perú.

Para este día, se elaboraron tres reprogramas para equilibrar la mayor demanda. Con el reprograma "A", que se emitió a las 03:42 h, se disminuyó la desviación de la demanda en 40 MW hasta las 08:00 h aproximadamente. Luego se emitió el reprograma "B", con el cual se logró cierta aproximación a la demanda registrada, pero no fue suficiente; por esta razón se tuvo que realizar el reprograma "C", con el que se logró un mayor acercamiento y se corrigieron las desviaciones presentadas, tal como se muestra en la figura 19.

La evaluación permite concluir que los reprogramas efectuados disminuyeron las desviaciones de demanda.

Hidrología

El caudal natural de la cuenca Santa Eulalia presentó un incremento de 2.4 m³/s en promedio con respecto a lo pronosticado, ocasionando una mayor disponibilidad hidráulica en la C.H. Huinco, central que aumentó su generación en 537 MWh con respecto a lo programado.

De igual forma el caudal natural de la cuenca de la C.H. Chimay tuvo un aumento en promedio de 13.3 m³/s, provocando un incremento en la generación de la C.H. Chimay de 580 MWh con respecto a lo programado.

Debido a la mayor disponibilidad hidráulica en las centrales Huinco y Chimay, el Operador del Sistema realizó un reprograma que tuvo un impacto económico considerable.

Reserva Rotante para la Regulación de Frecuencia

La reserva rotante para la regulación primaria de frecuencia en el SEIN se calculó con la siguiente fórmula:

$$RR_{(j)} = \sum_{i=1}^n (P_{\max}^i(j) - P_{\text{ejec}}^i(j)) \quad (5.1)$$

Los resultados de reserva rotante y de la reserva asignada por el MAP-COES según el riesgo asumido, se presentan en la figura 5.3.

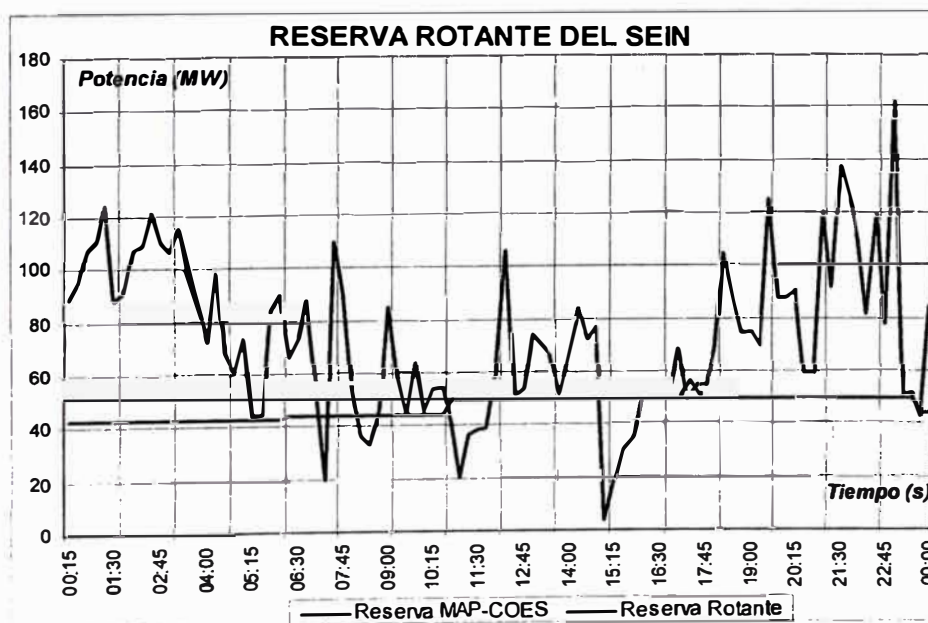


Fig. 5.3 Evolución de reserva rotante

En la figura 5.3 se aprecia que entre la 06:45 h a 07:30 h la reserva rotante fue menor a la programada llegando a un valor de 19.5 MW. La falta de reserva en este periodo se explica por la necesidad de generar en la C.H. Huinco requerida para incrementar el volumen en el reservorio Huinco (que se encuentra aguas debajo de la central) que estaba llegando a su mínimo y además por una mayor demanda en el SEIN.

Entre las 08:15 h y 08:45 h la reserva fue menor a la programada llegando a un valor de 33.3 MW. La falta de reserva en este periodo se atribuye a la mayor generación de la C.H. Huinco por mayor demanda en el SEIN y menor generación (40 MW menos que lo programado) en la C.T. Malacas debido a problemas de suministro de gas.

Entre las 10:45 h y 12:00 h la reserva fue menor a la programada llegando a un valor de 20.6 MW. La falta de reserva en este periodo se debió a la mayor generación de la C.H. Huinco por mayor demanda en el SEIN, por menor disponibilidad de gas de la C.T. Malacas y por menor generación de la C.T. Ilo 1 que estaba realizando el proceso de recirculación de agua marina.

Entre las 15:00 h y 16:00 h la reserva fue menor a la programada llegando a un valor de 3.8 MW. Este bajo valor de reserva en este periodo se explica por la salida de servicio de la C.H. Charcani V debido a falla y por que dicha central estaba asignada para proporcionar la reserva del sistema.

Regulación de Frecuencia

La evaluación de la regulación primaria de frecuencia se realizó para el evento de la salida de la C.H. Charcani V debido a la falla en sus servicios auxiliares.

Las centrales que estuvieron asignadas para realizar la regulación primaria de frecuencia fueron Huinco y Charcani V; esta ultima no pudo realizar esta función debido a que salió de servicio por falla. En la figura 5.4 se muestra la respuesta transitoria de la potencia de los grupos G2 y G3 de Huinco y la evolución de frecuencia del SEIN durante el evento.

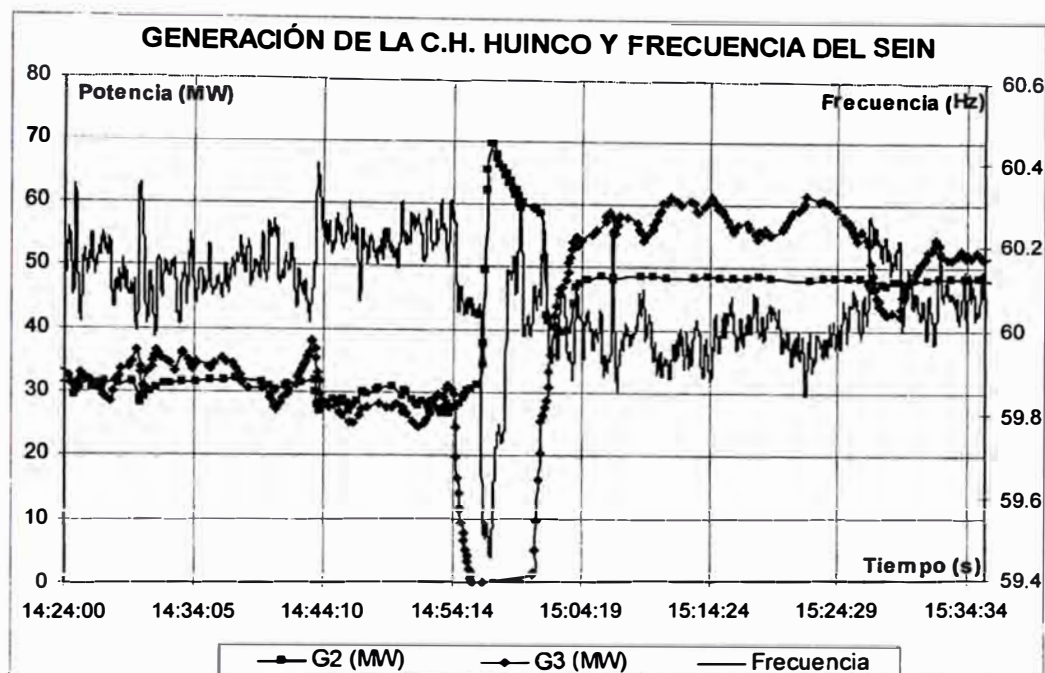


Fig. 5.4 Evolución de la Potencia y Frecuencia

Se observa que minutos antes del evento el grupo G3 de la C.H. Huinco, disminuyó su generación debido a una orden de parada del Operador del Sistema. Por esta razón justo en el instante del evento este grupo se encontraba con una potencia de 0 MW aproximadamente y no pudo colaborar en regulación de frecuencia del SEIN.

Respecto al G2 de la C.H. Huinco, se aprecia que incrementó su generación de 31.1 MW a 66.5 MW.

La participación del grupo en la regulación es la siguiente:

$$\Delta f = 60.059 \text{ Hz} - 59.750 \text{ Hz} = 0.309 \text{ Hz}$$

$$\Delta P = 66.56 \text{ MW} - 31.15 \text{ MW} = 35.41 \text{ MW}$$

$$P_0 = 63.78 \text{ MW}$$

$$F_0 : 60 \text{ Hz}$$

Luego:

$$s = \frac{\frac{\Delta f}{f_0}}{\frac{\Delta P}{P_0}} = \frac{\frac{0.309}{60}}{\frac{35.41}{63.78}} * 100 = 0.93$$

Comparando los estadismos:

$$Error = \frac{s - s_0}{s_0} * 100 = -7.23\%$$

Donde: $s_0 = 1.0$ (estatismo hallado en pruebas dinámicas %)

Este error se puede considerar que cumple con una aceptable participación en la regulación primaria de frecuencia, con el estatismo acreditado.

Flujos de Potencia y Congestión

Del análisis de los flujos de potencia en las líneas y transformadores del SEIN, se identificó a todos los equipos que presentaron una potencia aparente superior al límite permitido. Los resultados muestra que sólo se presentó sobrecarga en la línea L-2215 (Chimbote 1 – Paramonga Nueva) de 220 kV. La evolución de la potencia transmitida en esta línea se muestra en la figura 5.5.

De pruebas de campo en la línea L-2215 (Chimbote 1 – Paramonga Nueva) de 220 kV se estableció que su límite de transmisión por estabilidad permanente es 135 MW, cuando el flujo de potencia tiene dirección de Norte a Centro. En la figura 5.5 se aprecia que en el periodo de 11:30 h a 17:40 h aproximadamente, el flujo por la línea se dirigía de Norte a Centro y estuvo por encima del límite de estabilidad permanente.

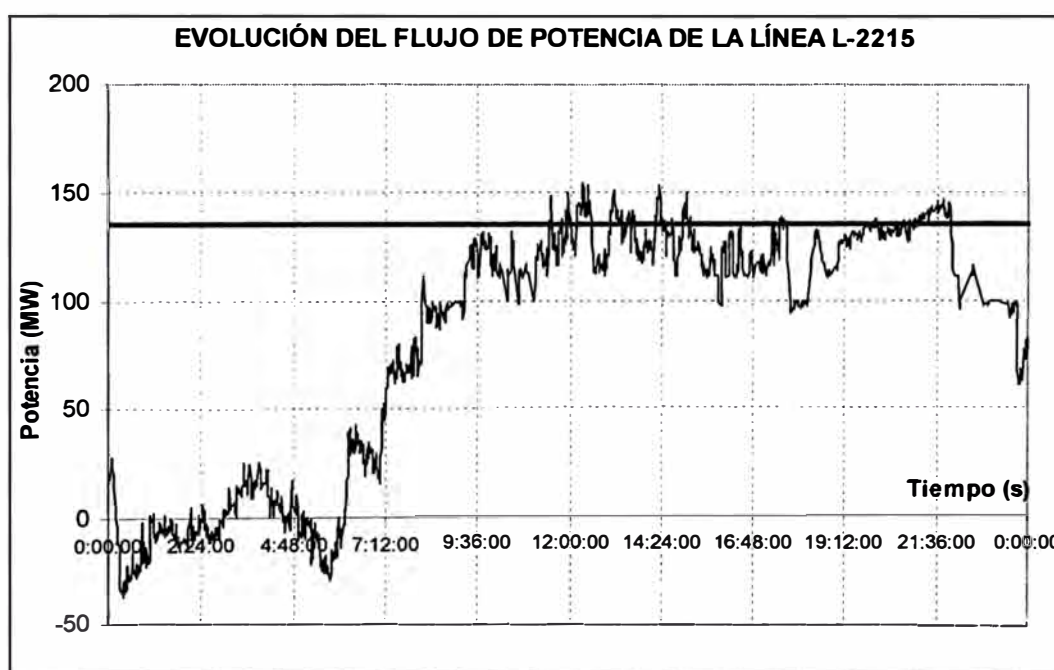


Fig. 5.5 Flujo de potencia activa de la línea L-2215

Se identificó que para aliviar el excesivo flujo en esta línea, a las 14:22 h el Operador del Sistema sacó de servicio a la C.T. Sullana, dejó de sincronizar a las C.T. Paita que estaban previstas por despacho y en vez de ello, arrancó unidades de mayor costo como la unidad TG7 de la C.T. Santa Rosa y la C.T. Bellavista, apartándose del despacho económico. Con el ingreso de estas unidades, a las 13:48 h y 13:42 respectivamente, se produjo una congestión en el sistema, provocando la separación de los costos marginales en las áreas operativas Centro - Sur.

Como las centrales Paita y Sullana tienen un menor costo que la unidad TG7 de Santa Rosa y la C.T. Bellavista, se produjo un sobrecosto en el SEIN de aproximadamente

Sl. 36 662, provocado por la congestión de la línea. Este sobrecosto se determinó mediante una simulación de despacho.

Frecuencia, Tensión y Suministro

a). Evaluación de la Tensión:

Se evaluó la tensión según lo dispuesto por la NTCOTR, verificando que las tensiones en las barras del sistema de transmisión se mantuvieron dentro del 2.5% de la tensión de operación. Se determinó que en todas las barras con excepción de la barra de la S.E. San Juan de 220 kV las tensiones no excedieron los límites establecidos por la Norma. En la figura 5.6 se muestra la evolución de la tensión en la barra de la S.E. San Juan de 220 kV.

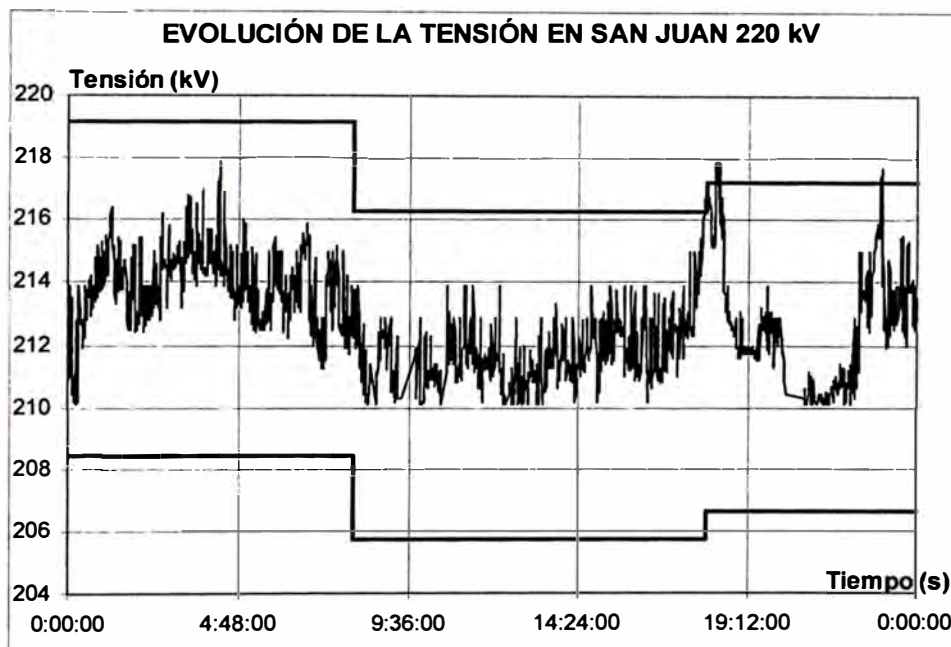
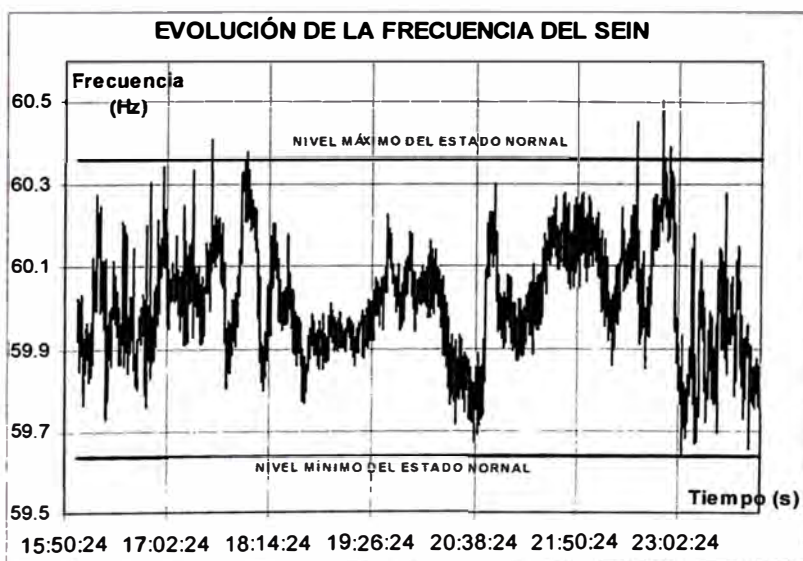
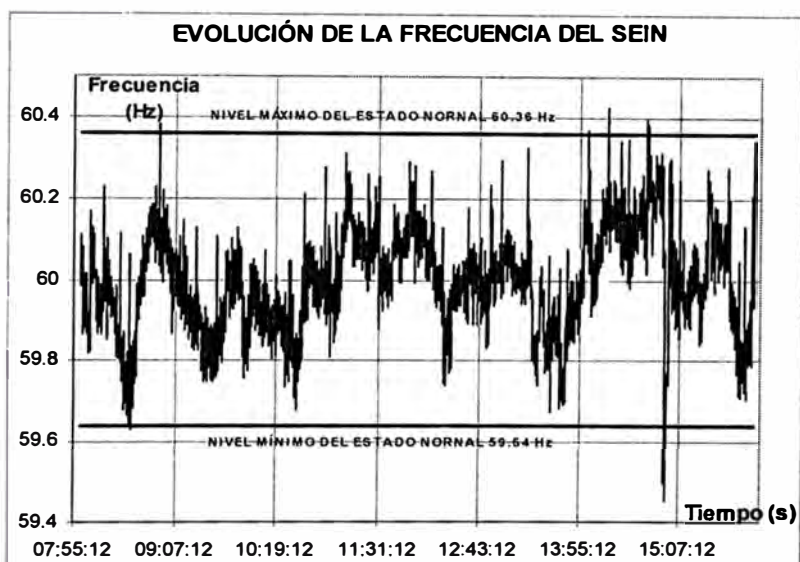
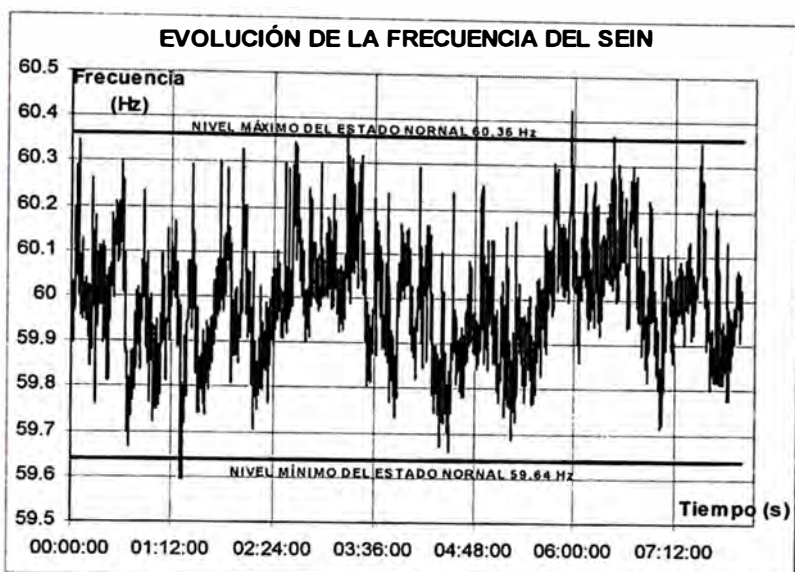


Fig. 5.6 Tensión de la barra de San Juan

Se aprecia que la tensión excedió los límites establecidos por la norma, en el periodo de 18.16 h a 18.22 h llegando a un valor máximo de 217.91 kV. Este incremento de tensión se debe a la disminución típica de la demanda que se presenta antes de la rampa hacia la punta. En este caso, aun cuando fue apropiada la decisión del Operador del Sistema de no desconectar los bancos de capacitores de la S.E. San Juan que estaban en servicio, debió haber coordinado la disminución del aporte de reactivos de centrales cercanas a esta subestación.

b). Evaluación de la Frecuencia:

Con respecto a la evaluación de la frecuencia según la NTCOTR, en las figuras 5.7, 5.8 y 5.9 se muestra la evolución de la frecuencia del SEIN durante el día seleccionado, los cuales están separados por tres periodos de tiempo.



Se aprecia que en algunos intervalos de tiempo la frecuencia salió fuera del rango establecido por la NTCOTR y los Procedimientos del COES para el estado normal. Todas estas variaciones llevan al SEIN en forma instantánea al estado de alerta sin afectar la seguridad de la operación. El mínimo valor de la frecuencia se presentó por la falla de la C.H. Charcani V ocurrida a las 14:56 h.

Con respecto a la evaluación de calidad de la frecuencia según lo dispuesto en la NTCSE, se verificó el comportamiento de la frecuencia con las formulas (2.2), (2.3) y (2.4) y se determinó que no hubo transgresión a la Norma, con respeto a las variaciones súbitas y sostenidas de frecuencia y para el IVDF.

c). Calidad del Suministro:

En lo que respecta a la calidad del suministro, en los eventos presentados se determinó las siguientes interrupciones mostradas en la tabla N° 5.3.

Tabla N° 5.3 Interrupciones

SUMINISTRO	POTENCIA (MW)	TIEMPO (min)
Tumbes	5	30
TOTAL	5	

Despacho Económico

Se realizó una simulación utilizando el despacho ejecutado con la finalidad de encontrar alternativas de despacho más económicas. Se concluyó que las diferencias entre los despachos simulados y el ejecutado, eran mínimas, ya que se operó disponiendo de toda la generación que había en el sistema.

Lo particular de esta operación ejecutada fue la contingencia de la C.H. Charcani V, que con su desconexión complicó la operación del sistema. El déficit de generación fue asumido inicialmente por la C.H. Huinco, disminuyendo el nivel del reservorio Sheque. Para recuperar el nivel, el Operador del Sistema dispuso el arranque de unidades de emergencia con costos elevados, incrementando el costo de operación.

En líneas generales se puede decir que se hizo un aceptable despacho económico de unidades.

Calificación Operativa y Costos Marginales

Siguiendo las definiciones expuestas en la metodología y lo dispuesto por el Operador del Sistema en la operación, se determinó la calificación operativa de las unidades generadoras, que se muestran en la tabla N° 5.4.

Tabla N° 5.4 Calificaciones operativas de unidades

EMPRESA	CENTRAL	GRUPO	INICIO	FINAL	CALIFICACIÓN	OBSERVACIONES
CAHUA	C.T. PACASMAYO - SULZER	CENTRAL	11:26	15:05	POR POTENCIA O ENERGÍA	A LAS 15:05 H SALIO DE SERVICIO POR CAMBIO DE FILTRO DE ACEITE.
CAHUA	C.T. PACASMAYO - SULZER	CENTRAL	15:35	17:34	POR POTENCIA O ENERGÍA	
CAHUA	C.T. PACASMAYO - SULZER	CENTRAL	17:34	18:18	POR POTENCIA O ENERGÍA	DISMINUYÓ SU GENERACIÓN A MINIMO TECNICO PARA EVITAR SOBRECARGA DE LA LÍNEA L-2215.
CAHUA	C.T. PACASMAYO - SULZER	CENTRAL	18:18	22:04	POR POTENCIA O ENERGÍA	
EDEGEL	C.T. STA ROSA WEST	TG7	13:48	21:07	POR POTENCIA O ENERGÍA	
EDEGEL	C.T. STA. ROSA UTI	UT16	18:38	19:56	POR POTENCIA O ENERGÍA	
EEPSA	C.T. MALACAS	TG2	18:26	00:00	POR POTENCIA O ENERGÍA	
EEPSA	C.T. MALACAS	TG4	00:00	00:05	POR POTENCIA O ENERGÍA	
EEPSA	C.T. MALACAS	TG4	00:05	07:01	A MINIMA CARGA	
EEPSA	C.T. MALACAS	TG4	07:01	00:00	POR POTENCIA O ENERGÍA	DE 17:35 H A 18:11 H OPERO CON 40 MW PARA EVITAR SOBRECARGA DE LA LÍNEA L-2215.
EGASA	C.T. CHILINA DIESEL	CENTRAL	11:20	22:50	POR POTENCIA O ENERGÍA	
EGASA	C.T. CHILINA VAPOR	CCOMB	18:38	20:39	POR REQUERIMIENTO PROPIO SUSTENTADO	OPERO PARA EVITAR SOBRECARGA EN LAS LÍNEAS DE 33 KV SOCABAYA - CHILINA.
EGASA	C.T. MOLLENDO DIESEL	CENTRAL	14:11	22:46	POR POTENCIA O ENERGÍA	
EGASA	C.T. MOLLENDO TG	TG2	17:35	18:45	POR NECESIDAD DE RPF	OPERO PARA REALIZAR REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA. SE ASIGNÓ 20 MW DE RPF.
EGASA	C.T. MOLLENDO TG	TG2	18:45	19:41	POR POTENCIA O ENERGÍA	
EGENOR	C.H. CAÑÓN DEL PATO	CENTRAL	00:00	00:00	POR POTENCIA O ENERGÍA	
EGENOR	C.T. CHICLAYO OESTE	CENTRAL	09:21	17:34	POR POTENCIA O ENERGÍA	
EGENOR	C.T. CHICLAYO OESTE	CENTRAL	17:34	18:21	POR POTENCIA O ENERGÍA	DISMINUYÓ SU GENERACIÓN A MINIMO TECNICO PARA EVITAR SOBRECARGA DE LA LÍNEA L-2215.
EGENOR	C.T. CHICLAYO OESTE	CENTRAL	18:21	22:10	POR POTENCIA O ENERGÍA	
EGENOR	C.T. PAITA 1	CENTRAL	19:06	21:35	POR POTENCIA O ENERGÍA	
EGENOR	C.T. PAITA 2	CENTRAL	19:22	20:15	POR POTENCIA O ENERGÍA	
EGENOR	C.T. PIURA 1	CENTRAL	07:55	17:34	POR POTENCIA O ENERGÍA	
EGENOR	C.T. PIURA 1	CENTRAL	17:34	18:21	POR POTENCIA O ENERGÍA	DISMINUYÓ SU GENERACIÓN A MINIMO TECNICO PARA EVITAR SOBRECARGA DE LA LÍNEA L-2215.
EGENOR	C.T. PIURA 1	CENTRAL	18:21	22:01	POR POTENCIA O ENERGÍA	
EGENOR	C.T. PIURA 2	CENTRAL	08:41	17:34	POR POTENCIA O ENERGÍA	
EGENOR	C.T. PIURA 2	CENTRAL	17:34	18:21	POR POTENCIA O ENERGÍA	DISMINUYÓ SU GENERACIÓN A MINIMO TECNICO PARA EVITAR SOBRECARGA DE LA LÍNEA L-2215.
EGENOR	C.T. PIURA 2	CENTRAL	18:21	21:54	POR POTENCIA O ENERGÍA	

EMPRESA	CENTRAL	GRUPO	INICIO	FINAL	CALIFICACIÓN	OBSERVACIONES
EGENOR	C.T. SULLANA	CENTRAL	11:45	14:22	POR POTENCIA O ENERGÍA	A LAS 14:22 H SALIÓ DE SERVICIO POR LIMITE EN LA LINEA L-2215.
EGENOR	C.T. SULLANA	CENTRAL	19:15	21:40	POR POTENCIA O ENERGÍA	
EGESUR	C.T. CALANA 123	CENTRAL	07:21	22:50	POR POTENCIA O ENERGÍA	
EGESUR	C.T. CALANA 123	GD2	11:18	11:36	POR PRUEBAS	PRUEBAS DE OPERATIVIDAD.
EGESUR	C.T. CALANA 123	GD2	11:38	11:39	POR PRUEBAS	PRUEBAS DE OPERATIVIDAD.
EGESUR	C.T. CALANA 123	GD2	11:45	11:56	POR PRUEBAS	PRUEBAS DE OPERATIVIDAD.
EGESUR	C.T. CALANA 123	GD2	15:11	15:18	POR PRUEBAS	PRUEBAS DE OPERATIVIDAD.
EGESUR	C.T. CALANA 123	GD2	16:38	17:47	POR PRUEBAS	PRUEBAS DE OPERATIVIDAD.
EGESUR	C.T. CALANA 123	GD2	18:32	19:03	POR PRUEBAS	PRUEBAS DE OPERATIVIDAD.
EGESUR	C.T. CALANA 123	GD2	19:08	21:00	POR PRUEBAS	PRUEBAS DE OPERATIVIDAD.
EGESUR	C.T. CALANA 4	CENTRAL	07:20	22:50	POR POTENCIA O ENERGÍA	
ELECTROPERU	C.T. TUMBES	CENTRAL	07:21	07:41	POR POTENCIA O ENERGÍA	
ELECTROPERU	C.T. TUMBES	CENTRAL	07:41	07:58	EN SISTEMA AISLADO	POR FALLA EN EL TRAFIO T33-261 DE 220/60/10 KV DE LA S.E. ZORRITOS.
ELECTROPERU	C.T. TUMBES	CENTRAL	07:58	07:59	POR POTENCIA O ENERGÍA	
ELECTROPERU	C.T. TUMBES	CENTRAL	07:59	08:09	EN SISTEMA AISLADO	POR FALLA EN EL TRAFIO T33-261 DE 220/60/10 KV DE LA S.E. ZORRITOS.
ELECTROPERU	C.T. TUMBES	CENTRAL	08:09	17:35	POR POTENCIA O ENERGÍA	
ELECTROPERU	C.T. TUMBES	CENTRAL	17:35	18:11	POR POTENCIA O ENERGÍA	DISMINUYO SU GENERACION A MINIMO TECNICO PARA EVITAR SOBRECARGA DE LA LINEA L-2215
ELECTROPERU	C.T. TUMBES	CENTRAL	18:11	22:49	POR POTENCIA O ENERGÍA	
ELECTROPERU	C.T. YARINACOCCHA	CENTRAL	08:33	22:08	POR POTENCIA O ENERGÍA	
ENERSUR	C.T. ILO 1	CAT	18:48	19:50	POR POTENCIA O ENERGÍA	
ENERSUR	C.T. ILO 1	TV2	00:00	07:30	A MINIMA CARGA	
ENERSUR	C.T. ILO 1	TV2	07:30	12:30	POR REQUERIMIENTO PROPIO SUSTENTADO	RECIRCULACION DE AGUA DE MAR.
ENERSUR	C.T. ILO 1	TV2	12:30	22:30	POR POTENCIA O ENERGÍA	
ENERSUR	C.T. ILO 1	TV2	22:30	00:00	POR POTENCIA O ENERGÍA	
ENERSUR	C.T. ILO 1	TV3	00:00	07:30	A MINIMA CARGA	
ENERSUR	C.T. ILO 1	TV3	07:30	12:30	POR REQUERIMIENTO PROPIO SUSTENTADO	RECIRCULACION DE AGUA DE MAR.
ENERSUR	C.T. ILO 1	TV3	12:30	22:30	POR POTENCIA O ENERGÍA	
ENERSUR	C.T. ILO 1	TV3	22:30	00:00	POR POTENCIA O ENERGÍA	
ENERSUR	C.T. ILO 2	TV21	00:00	00:00	POR PRUEBAS	PRUEBAS DE COMBUSTION A PLENA CARGA.
ETEVENSA	C.T. VENTANILLA	TG3	00:00	00:00	POR POTENCIA O ENERGÍA	
SAN GABAN	C.T. BELLAVISTA	ALCO	13:48	20:12	POR POTENCIA O ENERGÍA	
SAN GABAN	C.T. BELLAVISTA	MAN1	13:42	20:12	POR POTENCIA O ENERGÍA	
SAN GABAN	C.T. TAPARACHI	CENTRAL	18:52	20:00	POR POTENCIA O ENERGÍA	
SHOUGESA	C.T. SAN NICOLAS	CUMMINS	11:31	21:40	POR POTENCIA O ENERGÍA	
TERMOSELVA	C.T. AGUAYTIA	TG2	00:00	00:00	POR POTENCIA O ENERGÍA	

De la tabla N° 5.4 se puede comentar y dar algunas precisiones sobre las calificaciones de la operación de las unidades térmicas, las cuales son:

- La C.T. Chilina Vapor operó para aliviar la sobrecarga presentada en el sistema de transmisión de 33 kV (Socabaya – Chilina), utilizado para alimentar a los clientes de

EGASA; por esta razón y por ser una línea del sistema secundario de transmisión, la operación de dicha unidad se calificó como operación “Por Requerimiento Propio”.

- La unidad TG2 de la C.T. Mollendo operó para realizar regulación primaria de frecuencia, debido a la salida de servicio de la C.H. Charcani V la cual realizaba esa función, por tal motivo la operación de dicha unidad se calificó como operación “Por Necesidad de RPF”.

- La unidad GD2 de la C.T. Calana 123 operó para realizar pruebas de operatividad luego de haber culminado su mantenimiento, por lo tanto su operación fue calificada como operación “Por Pruebas”.

- Las unidades TV2 y TV3 de la C.T. Ilo 1 de 07:30 h a 12:30 h realizaron el proceso de recirculación de agua de mar, para lo cual incrementaron su generación por requerimiento de ENERSUR; por lo tanto su operación se calificó como operación “Por Requerimiento Propio”.

- Las unidades térmicas que se les otorgó la calificación de operación “Por Mínima Carga” fueron las que generaron su energía en su mínimo técnico, con excepción de las que disminuyeron su generación a su mínimo técnico por congestión, cuya operación fue calificada como operación “Por Potencia o Energía”.

- Las unidades térmicas cuya operación fue calificada como operación “Por Potencia o Energía” fueron las que inyectaron su energía por necesidad del sistema.

Utilizando las calificaciones operativas se determinó las unidades marginales del SEIN para cada media hora (ver tabla N° 5.5).

Tabla N° 5.5 Costos marginales

HORA	UNIDAD MARGINAL	COSTO MARGINAL (S/./MWh)
00:30	Ventanilla TG-3 (Gas)	76.15
01:00	Ventanilla TG-3 (Gas)	76.15
01:30	Ventanilla TG-3 (Gas)	76.15
02:00	Ventanilla TG-3 (Gas)	76.15
02:30	Ventanilla TG-3 (Gas)	76.15
03:00	Ventanilla TG-3 (Gas)	76.15
03:30	Ventanilla TG-3 (Gas)	76.15
04:00	Ventanilla TG-3 (Gas)	76.15
04:30	Ventanilla TG-3 (Gas)	76.15
05:00	Ventanilla TG-3 (Gas)	76.15
05:30	Ventanilla TG-3 (Gas)	76.15
06:00	Ventanilla TG-3 (Gas)	76.15
06:30	Ventanilla TG-3 (Gas)	76.15
07:00	Ventanilla TG-3 (Gas)	76.15
07:30	Calana 1,2 y 3	195.35
08:00	Piura 1	225.83
08:30	Piura 1	225.83
09:00	Yarinacocha	229.83
09:30	Chiclayo Oeste	251.59
10:00	Chiclayo Oeste	251.59
10:30	Chiclayo Oeste	251.59
11:00	Chiclayo Oeste	251.59
11:30	Pacasmayo Sulzer 123	271.85
12:00	Sullana	359.18
12:30	Sullana	359.18
13:00	Sullana	359.18
13:30	Sullana	359.18
14:00	Santa Rosa West TG-7 (Con H2O)	455.09
14:30	Santa Rosa West TG-7 (Con H2O)	455.09
15:00	Santa Rosa West TG-7 (Con H2O)	455.09
15:30	Santa Rosa West TG-7 (Con H2O)	455.09
16:00	Santa Rosa West TG-7 (Con H2O)	455.09
16:30	Santa Rosa West TG-7 (Con H2O)	455.09
17:00	Santa Rosa West TG-7 (Con H2O)	455.09
17:30	Santa Rosa West TG-7 (Con H2O)	455.09
18:00	Santa Rosa West TG-7 (Con H2O)	455.09
18:30	Santa Rosa West TG-7 (Con H2O)	455.09
19:00	Mollendo TG2	507.53
19:30	Mollendo TG2	507.53
20:00	Santa Rosa West TG-7 (Con H2O)	455.09
20:30	Santa Rosa West TG-7 (Con H2O)	455.09
21:00	Santa Rosa West TG-7 (Con H2O)	455.09
21:30	Sullana	428.85
22:00	Pacasmayo Sulzer 123	296.19
22:30	Chilina Sulzer 1,2	261.01
23:00	Malacas TG-B (Gas)	159.37
23:30	Malacas TG-B (Gas)	159.37
00:00	Malacas TG-B (Gas)	159.37

En la figura 5.10 se muestra la evolución de los costos marginales ejecutados y programados durante el día.

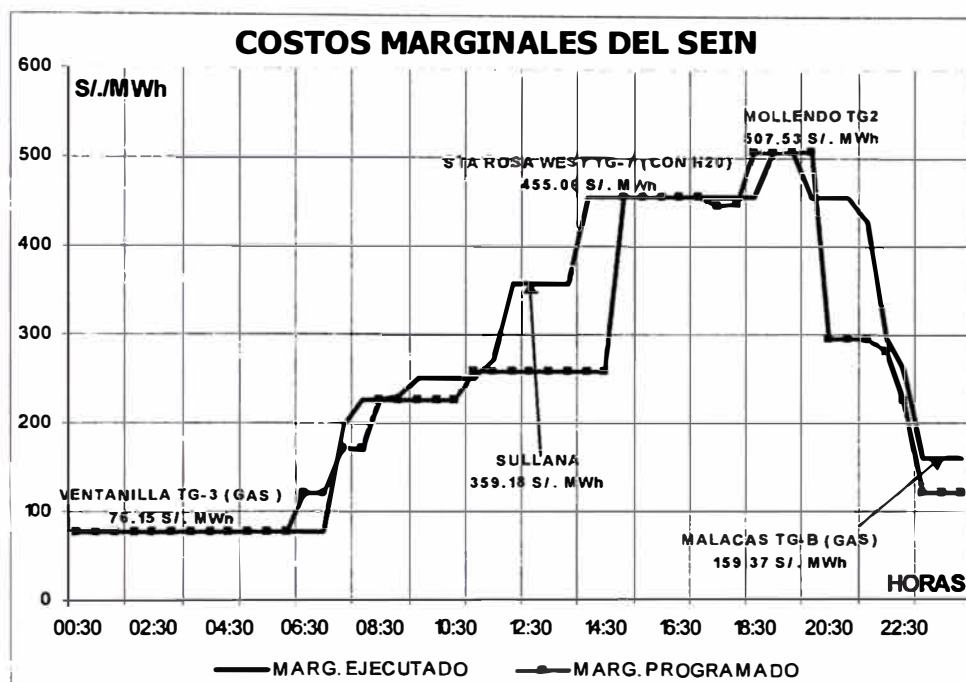


Fig. 5.10 Evolución de los Costos Marginales

Al respecto se puede mencionar que el costo marginal se incrementa desde las 07:30 h llegando a su valor máximo de 507.53 S/./MWh en la hora punta. Se concluye que en este día el costo marginal promedio diario resultó 286.75 S/./MWh.

CONCLUSIONES

1. La evaluación de la operación diaria de los sistemas eléctricos de potencia es una labor complicada, por la dificultad que existe en reproducirla, considerando toda la información y los criterios utilizados tales como: criterios del Operador del Sistema, demandas, restricciones técnicas, hidrología, mantenimientos, despachos, fallas, y otros. Por esta razón es necesario disponer de una metodología de evaluación que maneje la información, reconstruya lo ejecutado, analice la operación ejecutada de modo crítico, proporcione los indicadores que la califiquen y así proponer recomendaciones pertinentes al Operador del Sistema.
2. La metodología de evaluación desarrollada en el presente trabajo, se sustenta en la Normatividad vigente y los Procedimientos Técnicos del COES - SINAC. En ese sentido se basa fundamentalmente en los criterios de mínimo costo, garantizando niveles aceptables de seguridad y calidad, y se complementa con la experiencia adquirida por el COES - SINAC en la operación del SEIN. Asimismo considera la base teórica relacionada con la operación de los sistemas eléctricos de potencia.
3. Esta metodología permite analizar por separado cada parte de la operación, tales como: eventos, restricciones operativas, mantenimientos, demanda, hidrología, reserva rotante para la regulación de frecuencia, regulación de frecuencia, flujos de potencia, frecuencia, tensión, suministro, despacho económico, y luego complementar los resultados de cada análisis para realizar la tarea conjunta de evaluación diaria.
4. Cabe señalar que en ciertos puntos de la metodología de evaluación se tiene que recurrir a simulaciones de despacho económico, flujo de potencia, análisis de contingencias y otros similares. Con estos análisis se obtienen indicadores de operación (tensiones, frecuencia, flujos de potencia, etc.) que permiten identificar los problemas ocurridos en la operación y con ello calificar la operación diaria del SEIN.

5. La metodología de evaluación mostrada permite determinar las unidades marginales del SEIN en cada periodo de 15 minutos y sus respectivos costos marginales; estos indicadores son utilizados en las transacciones comerciales entre los agentes del mercado eléctrico peruano. Además la metodología califica desde el punto de vista operativo a las unidades generadoras que participan en la operación diaria (operación por potencia o energía, por mínima carga, por pruebas, por tensión y por requerimiento propio), para realizar el pago de las compensaciones respectivas.

6. Se recomienda que como desarrollo futuro, se incorpore en la metodología de evaluación desarrollada, los siguientes aspectos:

- La interconexión internacional entre Perú y Ecuador. En la primera etapa (interconexión radial) se debe considerar la demanda de Ecuador en la demanda del SEIN, el tipo de carga, el diagrama de carga y la tasa de crecimiento. Para la segunda etapa (interconexión sincronía), se debe realizar una evaluación del despacho en conjunto, las calificaciones operativas según las normas y acuerdos operativos aprobados y otros.

- Métodos estadísticos u otros similares para evaluar las proyecciones de la demanda e hidrología.

- Los resultados de los estudios especializados que serán desarrollados durante el año 2006, para determinar criterios de operación y niveles referenciales para las variables de operación del SEIN.

- Si bien es cierto, que en la metodología de evaluación de la operación diaria del SEIN, se ha incorporado criterios simples para evaluar la seguridad del sistema, se recomienda profundizar estos temas e implementar criterios de seguridad de mayor complejidad.

7. Esta metodología de evaluación de la operación de corto plazo (diaria), puede ser extendida, considerando los criterios particulares de cada caso, para evaluar y corregir los programas de despacho de mayor alcance; para lo cual se debe realizar evaluaciones de corto, mediano y largo plazo, es decir, la evaluación de los programas de operación semanales, mensuales y anuales.

8. La evaluación de la operación diaria genera indicadores y/o características de operación, que serán utilizados en los análisis de la expansión de los equipos del sistema. En el SEIN, las unidades de generación y los SVC, operan muy cerca de su límite de reactivos, siendo necesario en algunos casos la desconexión de líneas para controlar las tensiones, disminuyendo la seguridad del sistema; en otros casos se operan grupos térmicos para controlar las tensiones bajas, con lo cual se encarece la operación.

Asimismo, en horas de máxima demanda se presentan sobrecargas en algunos equipos de transmisión, como transformadores y líneas. Estas características son los indicadores que permiten describir el comportamiento de la operación de ciertos equipos y que pueden ser utilizados en los diferentes estudios.

9. Finalmente es necesario remarcar, que esta metodología de evaluación se utiliza actualmente en el Comité de Operación Económica del Sistema (COES – SINAC), dando resultados aceptables, que son utilizados para mejorar día a día la operación del SEIN.

ANEXOS

ANEXO A

CUADRO N° 1 FICHA TÉCNICA DE CENTRALES HIDROELECTRICAS DEL SINAC

CATEGORIA	CENTRAL HIDROELECTRICA	GRUPO	POT. NETA POR GRUPO (MW)	POTENCIA EFECTIVA POR GRUPO (MW)	TIEMPO DE RECARGA POR GRUPO (min)	POT. EFECT. CENTRAL (MW)	CAUDAL MÁXIMO TURBINABLE (m ³ /s)	VELOCIDAD DE TOMA DE CARGA POR GRUPO (MW/min)	ESTATISMO %	RANGO DE VARIACION POR GRUPO	TENSION (kV)	RENDIMIENTO (MW/m ³ /s)	
EDGECI.	MATUCANA	G1	25	61.14	16	128.58	7.87	30	2.8	0 - 6	11.8 - 13.1	8.6877	
		G2		64.44			7.87		2.8				
	MOYOPAMPA	G1	8	20.69	12	64.70	5.35	10	4	0 - 6	9.5 - 10.5	3.6974	
		G2		20.04			5.35		4.5				
		G3		23.98			6.2		5				
	CAILAHUANCA	G1	8	13.43	15	75.06	3.4	6	3	0.6	6.17 - 6.82	3.6614	
		G2		13.14			3.4		3				
		G3		13.28			3.4		3				
		G4		35.21			9.4		15				
CHIMAY	G1	16	75.50	5	150.90	43	10	4	0 - 6	13.2 - 13.8	1.8402		
	G2		75.40			43		4					
HUAMPANI	G1	6	15.76	10	30.18	10.5	7.5	3	0 - 6	9.5 - 10.5	1.631		
	G2		14.41			10.5		3					
HIRINCO	G1	30	58.83	12	247.34	6.25	30	1.05 (I)	0 - 6	11.8 - 13.1	9.8936		
	G2		63.79			6.22		1.5 (I)					
	G3		62.31			6.25		1.05 (I)					
	G4		62.42			6.25		1.5 (I)					
YANANCO	G1	10	42.61	6	42.61	20	10	4	0 - 6	8.5 - 10.5	2.1304		
HUANCHOR	G1	5	9.76	5	19.63	10.5	2.5			10	1.8198		
	G2		9.87			10.5							
EGENOR	CARON DEL PATO	G1	20	43.22	5	263.49	13.76	8.8	5	0 - 10	12.48 - 14.88	3.3861	
		G2		44.19			13.76		5				
		G3		43.90			13.76		5				
		G4		43.76			13.76		5				
		G5		41.36			13.76		5				
		G6		44.06			13.76		5				
CARIHUQUERO	G1	10	32.08	3	95.02	7.78	10	6	0 - 6	9 - 10.5	4.1313		
	G2		31.20			7.64		6					
	G3		31.71			7.86		6					
SAN CABAN	SAN CABAN II	G1	0	56.60	2.5	113.10	9.94	165	3 (2)	0 - 6	13.14 - 14.49	5.9421	
ELECTROPERU	RESTITUCION	G1	35	70.34	7	209.74	34	6	5	0 - 8	13 - 14	2.0974	
		G2		70.83			34		5				
		G3		68.56			32		5				
	MANTARO	G1	30	101.50	7	631.79	100 (I)	10	5	0.1 - 6	13 - 14	6.3179	
		G2		100.61			5						
		G3		99.84			5						
		G4		102.46			5						
		G5		75.92			5						
		G6		75.82			5						
		G7		75.64			5						
	CAHUA	CAHUA	G1	0	21.43	5	43.11	12	10	2.4	0 - 5	9.8 - 10.5	1.8864
			G2		21.68			12		4			
		PARAC	CH1	0	0.10	6	4.49	1.1				5 - 5.7	2.0455
			CH2		0.24			1.1		0.43 - 0.47			
CH3A			0.36		1.1			0.43 - 0.47					
CH3B			0.82		1.2			0.43 - 0.47					
CH4-G1			1.48		1.1			0.43 - 0.47					
CH4-G2			1.49		1.1			0.43 - 0.47					
GALIJTO CIEGO		G1	10	19.05	3	38.15	23	3.4	5	SIN VARIACION	10.3 - 10.8	0.8504	
		G2		19.10			23		5				
MISAPUQUEO (3)		G1		3.87									
SAN ANTONIO		G1		0.58									
SAN IGNACIO (3)		G1		0.42									
HUAYLLACIO (3)	G1		0.19			0.19							

CUADRO N° 1 FICHA TÉCNICA DE CENTRALES HIDROELECTRICAS DEL SINAC

EMPRESA	CENTRAL HIDROELECTRICA	GRUPO	POT. MIN. POR GRUPO (MW)	POTENCIA EFECTIVA POR GRUPO (MW)	TIEMPO DE SINCRIZACIÓN POR GRUPO (min)	POT. EFFECT. CENTRAL (MW)	CAUDAL MÁXIMO TURBINABLE (m ³ /s)	VELOCIDAD DE TOMA DE CARGA POR GRUPO (m ³ /min)	ESTATISMO %	RANGO DE VARIACION POR GRUPO	TENSION (kV)	RENDIMIENTO (MW/m ³ /s)	
EGASA	CHARCANI I	G1	0.1	0.87	15	1.73	5.72	0.92			4.99 - 5.51	0.2107	
		G2		0.86			5.72				5.42 - 5.99		
	CHARCANI II	G1	0.1	0.18	20	0.60	1.59	0.2			5 - 5.7	0.1	
		G2		0.19			1.59						
	CHARCANI III	G1	0.3	2.25	12	4.58	4.59	2.1				4.99 - 5.51	0.391
		G2		2.34			4.59						
CHARCANI IV	G1	0.5	5.04	10	15.30	5.12	4.93				4.99 - 5.51	1.02	
	G2		5.06			5.12							
CHARCANI V	G1	5	46.63	5	139.89	8.16	47	3		0 - 10	13.11 - 14.49	5.6185	
	G2		46.63			8							3
CHARCANI VI	G3		46.63			8.16		3					
ELECTROANDES	YAUPI	G1	1.5	20.99	5	104.93	4.95	20	5		13.1 - 14	4.2372	
		G2		20.76			4.95						
		G3		21.21			4.95						
		G4		21.08			4.95						
		G5		20.88			4.95						
	PACHACHACA	G1	0.37	3.11	6	9.34	2.115	2.5	5		2.25 - 2.45	1.4706	
		G2		3.10			2.108						
		G3		3.13			2.128						
	MALPASO	G1	1	12.08	5	48.02	17.861	10	3		6.6 - 7	0.6763	
		G2		12.78			18.896						
		G3		11.23			16.604						
		G4		11.93			17.639						
OROYA	G1	0.37	3.14	6	9.00	2.135	2.5	5		2.25 - 2.45	1.4706		
	G2		2.76			1.8777							
	G3		3.10										
EGEMSA	MACHUPICCHU	G1	6	28.89	1	85.79	11.05	90.45			13.11 - 14.49	3.015	
		G2		28.91									
		G3		27.99									
EGESUR	ARICOTA I	G1	0.5	11.2	2	22.50	2.3	1	3	0 - 6	10.5 - 11	4.8913	
		G2		11.3			2.3						3
ARICOTA II	G1	0.5	12.4	4	12.40	4.6	1	3	0 - 5	10.5 - 11	2.6957		

(1) La C.H Huíno cuando regula con mando centralizado el estatismo es 0.4

(2) La C.H. San Gabán en sistema aislado regula con 1% de estatismo

(3) Potencia declarada

(4) El caudal máximo turbinable individualmente por cada grupo es 16.06 m³/s. Pero el caudal a nivel de la central es del orden de 100 m³/s. La potencia efectiva de los grupos correspondiente a la tubería 3 (G5, G6, G7), indi
ENERGIA=Q * Rendimiento * 24 h

CUADRO N° 2 FICHA TECNICA DE CENTRALES TERMICAS DEL SINAC

EMPRESA	CENTRAL TERMICA	GRUPO	POT. EFECT. MW	POT. MIN. MW	POT. MAX. MW	POT. CENTRAL (MW)	TIEMPO DE SINCRONIZACION (min)	TIEMPO MIN. OPERACION (hr)	TIEMPO MAX. CARGA MIN (min)	TIEMPO MIN. ENTRE ARRANQUE SUCESIVOS (hr.)
EDEGEL	SANTA ROSA	UT15	52.019	30	51.3	52.0	5	Indefinido	Indefinido	1
		UT16	53.790	30	51.8	53.8	5	Indefinido	Indefinido	1
		WTG7 (con inyección de H2O)	121.331	60	120	121.3	20	6	8	4
EGENOR	CHICLAYO OESTE	GMT1	4.099	2.57	4.331		6	1	15	5 min
		GMT2	4.323	2.57	4.536		6	1	15	5 min
		GMT3	4.342	2.5	4.524	24.1	6	1	15	5 min
		SULZER1	5.536	2.85	5.7		6	1	15	5 min
		SULZER2	5.803	2.85	6.269		6	1	15	5 min
	PIURA 1	GMT1	4.786	1.5	5		10	1	15	5 min
		GMT2	4.711	1.5	4.8	21.7	10	1	15	5 min
		SWD	4.829	2	5.7		10	1	15	5 min
		MAN	7.346	2.5	8		10	1	15	5 min
	PIURA 2	MIRRESS1	1.332	0.4	1.2		8	1	15	5 min
		MIRRESS4	2.035	0.5	2	5.1	8	1	15	5 min
		MIRRESS5	1.994	0.5	1.8		8	1	15	5 min
	PIURATG	TG.0E	19.740	3	23	21.1	7	1.5	60 Hr	20 min
	SULIANA	ALCO1	2.109	1.3	2.255		10	0.5	15	5 min
		ALCO2	2.234	1.3	2.522		10	0.5	15	5 min
		ALCO3	2.001	1.3	2.24	10.3	10	0.5	15	5 min
		ALCO4	2.031	1.3	2.077		10	0.5	15	5 min
		ALCO5	1.932	1.3	1.99		10	0.5	15	5 min
	PAITA 1	EMD1	2.046	1	2.2		10	0.5	15	5 min
		EMD2	2.039	1	2.2	6.2	10	0.5	15	5 min
		EMD3	2.120	1	2.2		10	0.5	15	5 min
	PAITA 2	SKODA1	0.876	0.4	0.9		10	0.5	15	5 min
		SKODA2	0.851	0.4	0.9	2.6	10	0.5	15	5 min
		SKODA3	0.886	0.4	0.9		10	0.5	15	5 min
CHIMHOTE	TG1	21.385	3	21.23		6	1.5	60 Hr	20 min	
	TG2	20.465	3	21.95	63.2	7	1.5	60 Hr	20 min	
	TG3	21.305	3	22.95		6	1.5	60 Hr	20 min	
	TG4	21.345	3	21.88	21.3	7	1.5	60 Hr	20 min	
TRUJILLO	MAK1	9.116	5	9.17		5	1	2 Hr	5 min	
	MAK2	9.144	5	9.27	18.3	5	1	2 Hr	5 min	
	WARTSILA 1	5.643	4.5	6.34		1	1.5	120	3 min	
	WARTSILA 2	6.083	4.5	6.34	23.8	1	1.5	120	3 min	
	WARTSILA 3	6.028	4.5	6.34		1	1.5	120	3 min	
ELECTROPERU	YAHINACOCCHA	WARTSILA 4	6.067	4.5	6.34		1	1.5	120	3 min
	VENTANILLA	TG3 (Con D2 con inyección H2O)	164.142	75	163.61	164.1	20	24	1440	4
		TG3 (Con GN sin inyección H2O)	154.746			154.7				
		TG4 (Con D2 con inyección H2O)	160.522	75	164.47	160.5	20	24	1440	4
		TG4 (Con GN sin inyección H2O)	153.699			153.7				
EPPSA	MALACAS	TG1 (con GN)	15.018	5	16	15.0	25	5 (1)	Sin limite	8 (2)
		TG1 (con D2)	14.853			14.9				
		TG2 (con GN)	15.044	5	16	15.0	25	5 (1)	Sin limite	8 (2)
		TG2 (con D2)	14.974			15.0				
		TG3 (con GN)	15.101	5	16.65	15.1	25	5 (1)	Sin limite	8 (2)
		TG3 (con D2)	14.552			14.6				
		TG4 (con GN sin inyección H2O)	81.151			81.2				
		TG4 (con GN con inyección H2O)	97.352			97.4				
		TG4 (con D2 sin inyección H2O)	78.004	6/30	98.066	78.0	10	4		
CAHUA	PACASMAYO	Sulzer 1	7.928	3.6	7.92		5	30 min.	siempre	4.8 min
		Sulzer 2	7.693	3.6	7.6	23.0	5	30 min.	siempre	4.8 min
		Sulzer 3	7.368	3.6	7.41		5	30 min.	siempre	4.8 min
		Man	1.587	0.8	1.63	1.6	5	30 min.	siempre	4.8 min

CUADRO N° 2 FICHA TECNICA DE CENTRALES TERMICAS DEL SINAC

EMPRESA	CENTRAL TERMICA	GRUPO	POT. EFECT. MW	POT. MIN. MW	POT. MAX. MW	POT. CENTRAL (MW)	TIEMPO DE SINCRONIZACION (min)	TIEMPO MIN. OPERACION (Hr)	TIEMPO MAX. CARGA MIN (min)	TIEMPO MIN. ENTRE ABRAZQUE SUCESESIVOS (Hr.)	
TERMOSELVA	TERMOSELVA	TG1	87.046	40/6.5	86	87.0	20	4 (4)	8 Hr (5)	8	
		TG2	78.146	40/6.5	86	78.1	20	4 (4)	8 Hr (5)	8	
SHOUGESA	SAN NICOLAS	TV1	19.666	8	20.18	19.7	9 Hr				
		TV2	19.448	8	20.18	19.4	9 Hr				
		TV3	25.390	11	26.86	25.4	9 Hr				
		CUMMINS	1.241			1.2					
SAN GABAN	BELLAVISTA	MAN 1	1.751	0.947	1.9	1.8	0.5	40 min		5 min	
		ALCO	1.824	0.894	1.9		0.5	40 min		5 min	
	TAPARACHI	SKODA 1	0.352	0.21	0.4		30 seg	40 min		10 min	
		MAN 1	0.799	0.48	0.85	4.6	10 seg	40 min		10 min	
		MAN 3	1.730	1.02	1.9		10 seg	40 min		10 min	
		MAN 4	1.759	1.02	1.9		10 seg	40 min		10 min	
	EGASA	MOLLENDO	MIRLESS 1 (GD1)	10.477	8.98	10.68		7.2	2	24 h	0
			MIRLESS 2 (GD2)	10.551	8.98	10.68	31.5	7.2	2	24 h	0
MIRLESS 3 (GD3)			10.433	8.98	10.68		7.2	2	24 h	0	
TGM1 (TG1)			35.220	5	45	35.2	14.4	2	1	58	
TGM2 (TG2)			35.803	5	45	35.8	14.4	2	1	58	
CHILINA		TV2	6.786	2.4	8	6.8	561.6	10	60	8	
		TV3	10.103	3	11.1	10.1	516.6	10	60	8	
		CICLO COMBINADO	18.702	15	21	18.7	19.8	4	60	4	
		SULZER1	5.101	4.5	5.3		10.2	2	24 h	0	
		SULZER2	5.183	4.5	5.3	10.3	10.2	2	24 h	0	
EGEMSA	DOLORES/PATA	ALCO 1	1.779		2.5						
		ALCO 2	1.813		2.5						
		GM 1	1.821		2.5	9.0					
		GM 2	1.803		2.5						
		GM 3	1.776		2.5						
		SULZER1	0.946		1						
		SULZER 2	1.890		2.12	2.8					
EGESUR	CALANA	WARTSILA 1 (GD1)	6.268	4.8	6.4		2	1.5	120	7.2 min	
		WARTSILA 2 (GD2)	6.276	4.8	6.4	19.0	2	1.5	120	7.2 min	
		WARTSILA 3 (GD3)	6.428	4.8	6.4		2	1.5	120	7.2 min	
		WARTSILA 4 (GD4)	6.368	4.8	6.45	6.4	4	1.5	120	4 min	
ENERSUR	ILO 1	TV1 (6) (7)	21.582	10	22	21.6	390 (8)	24		24	
		TV2 (6)	23.196	10	22	23.2	390 (8)	24		24	
		TV3 (6)	71.689	22	66	71.7	390 (8)	24		24	
		TV4 (6)	55.287	22	66	55.3	390 (8)	24		24	
		TURBOGAS 1	34.607	20	39.20	34.6	20	2		8	
		TURBOGAS 2	34.937	10	42.2	34.9	11	2		4	
		CATKATO	3.181	1	3.3	3.2	3	0.5		2	
		ILO 2	TVCI (TV21)	141.077	55	141	141.1	(*)	(*)	(*)	(*)

(1) En la DPC se considera 3 horas

(2) En la DPC se considera 4 horas

(3) Rendimiento de los grupos a Gas en (kWh/kpic3)

(4) Con 40 MW

(5) Con 6.5 MW

(6) 15 arranques como maximo al año

(7) No esta declarada en el COES

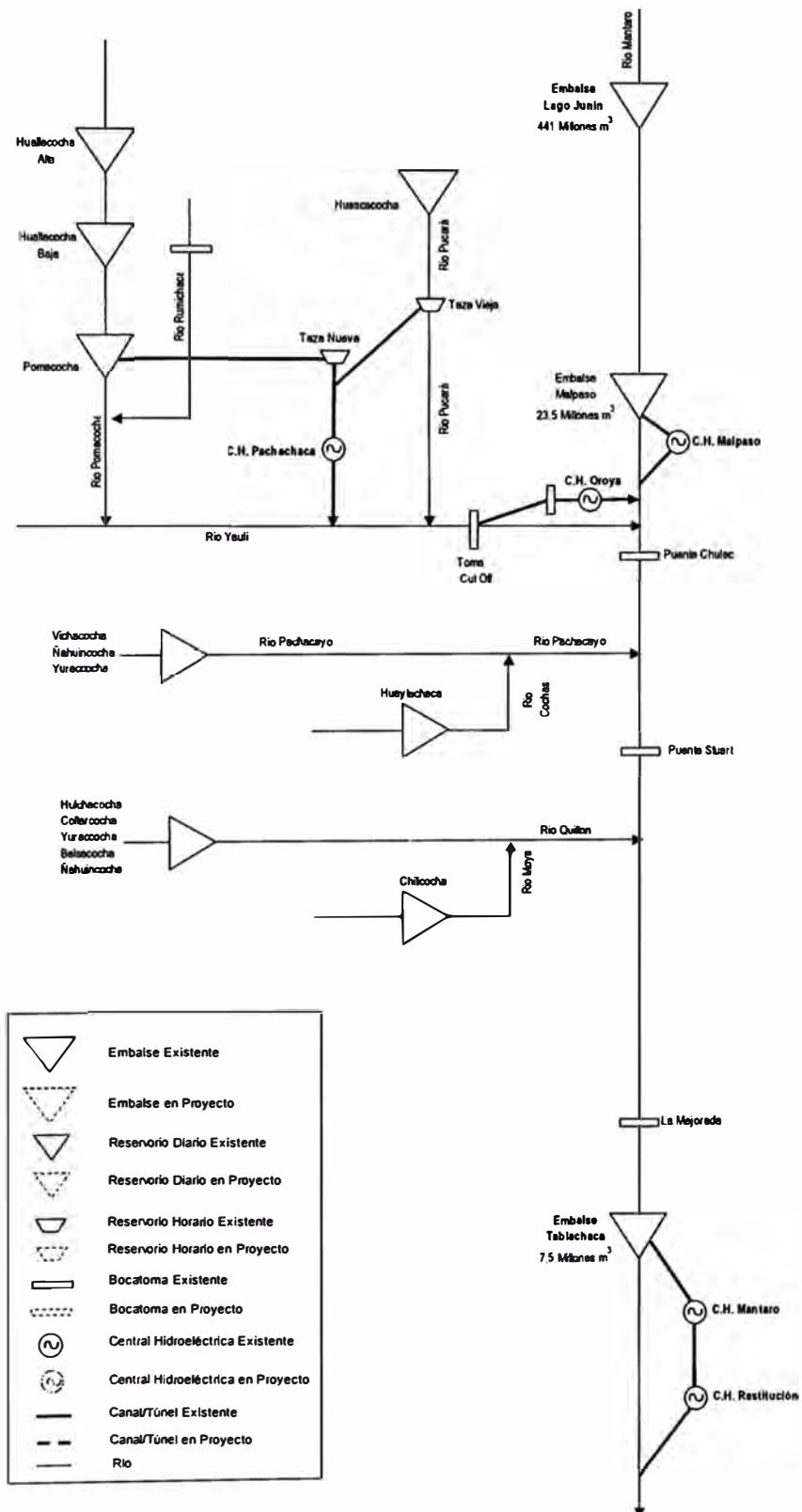
(8) 1390 min Arranque en frio. 190 min en intermedio. 120 min en caliente

(*) Fichas Tecnicas

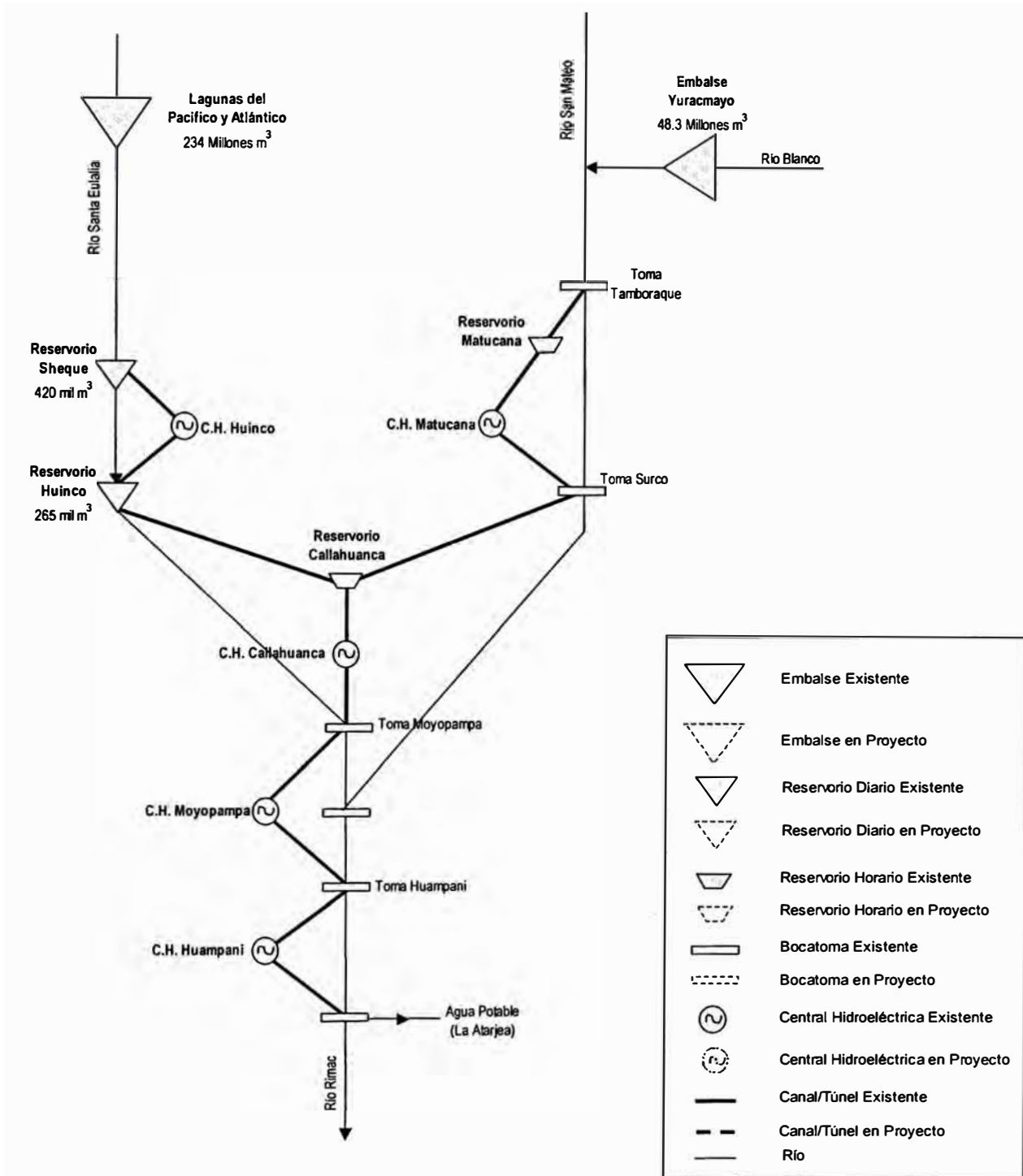
(**) Rendimiento en Kwh/kg

ANEXO B

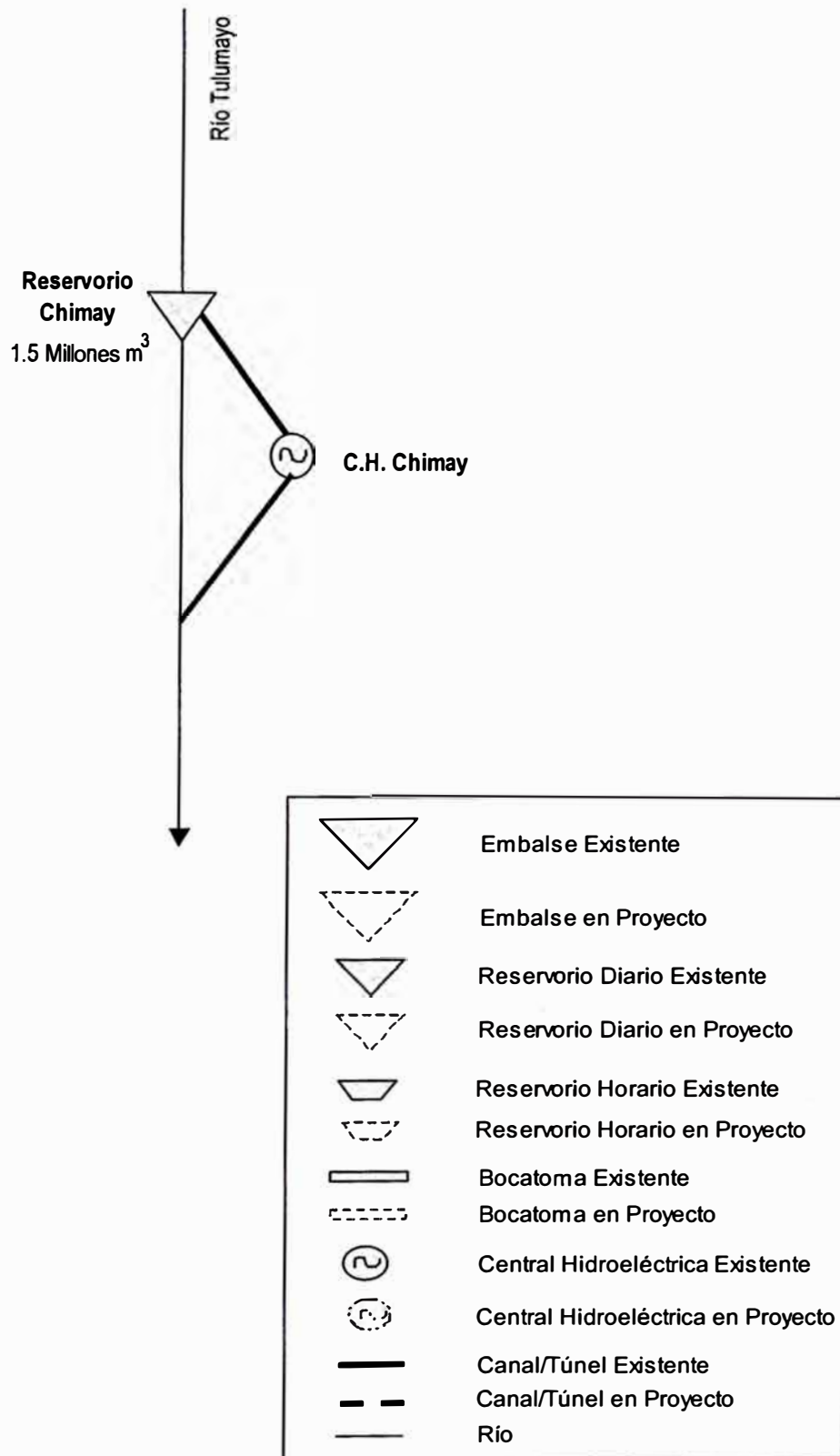
ESQUEMA DE LA CUENCA DEL RÍO MANTARO



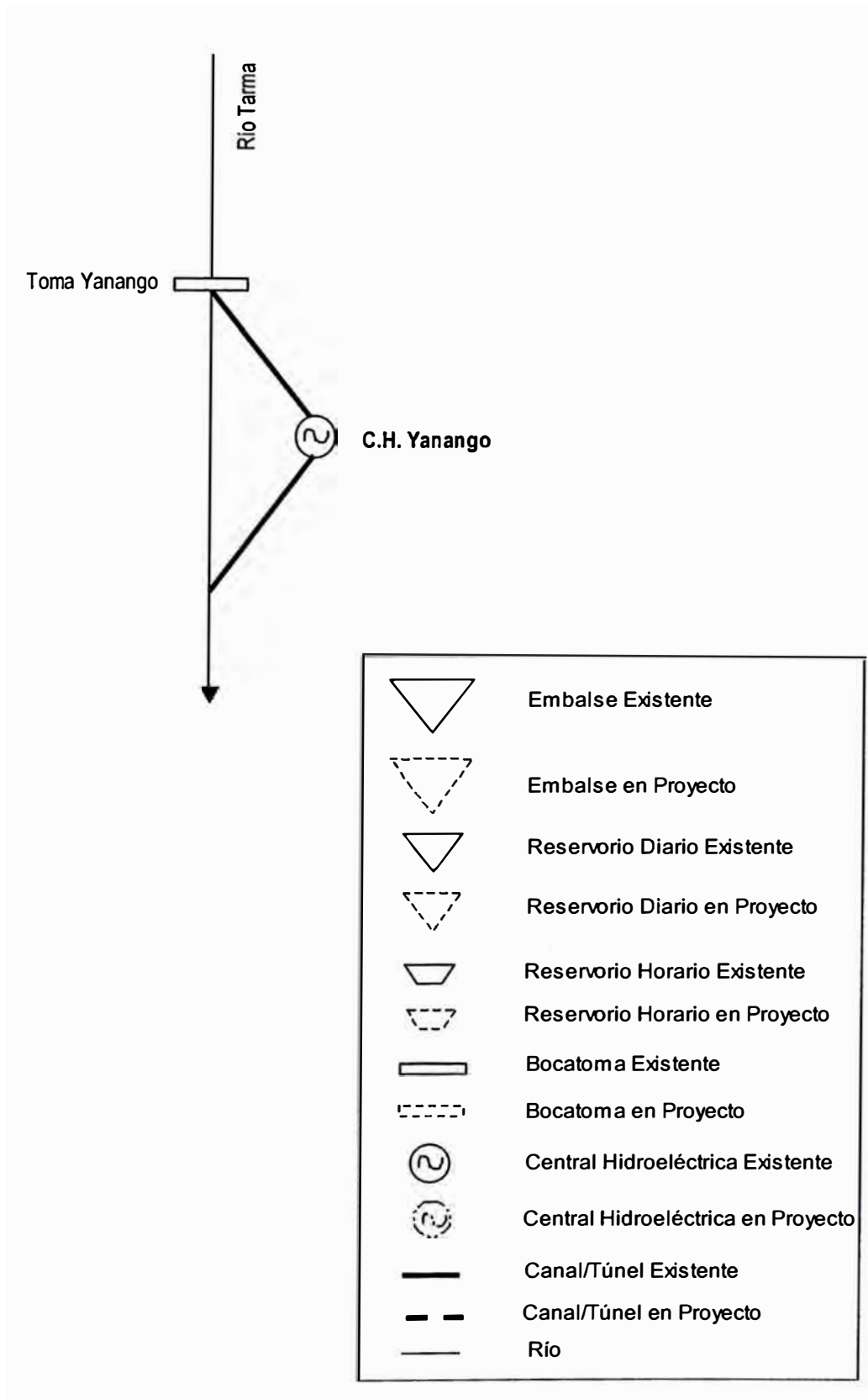
ESQUEMA DE LA CUENCA DEL RÍO SANTA EULALIA Y RIMAC



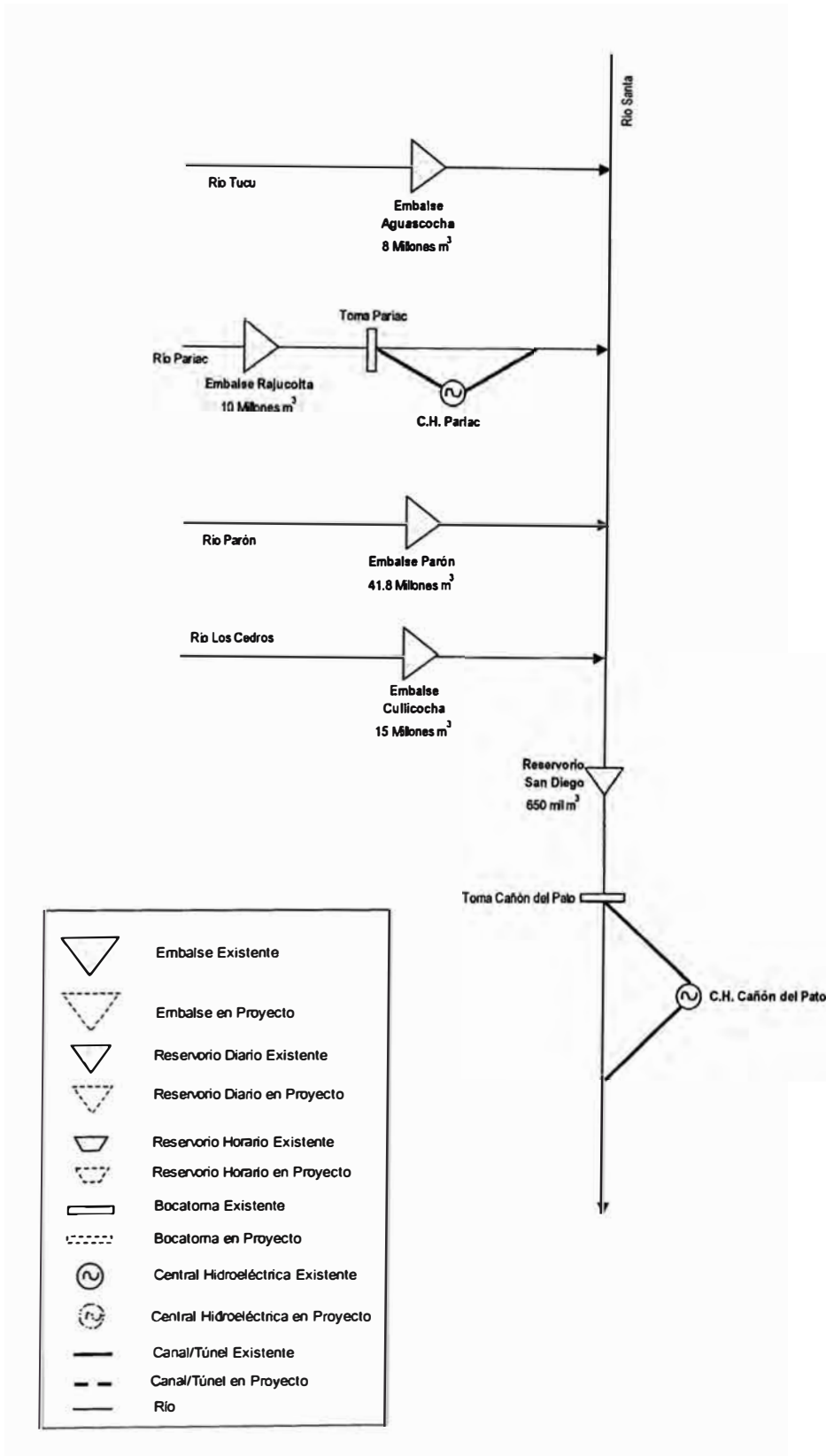
ESQUEMA DE LA CUENCA DEL RÍO TULUMAYO



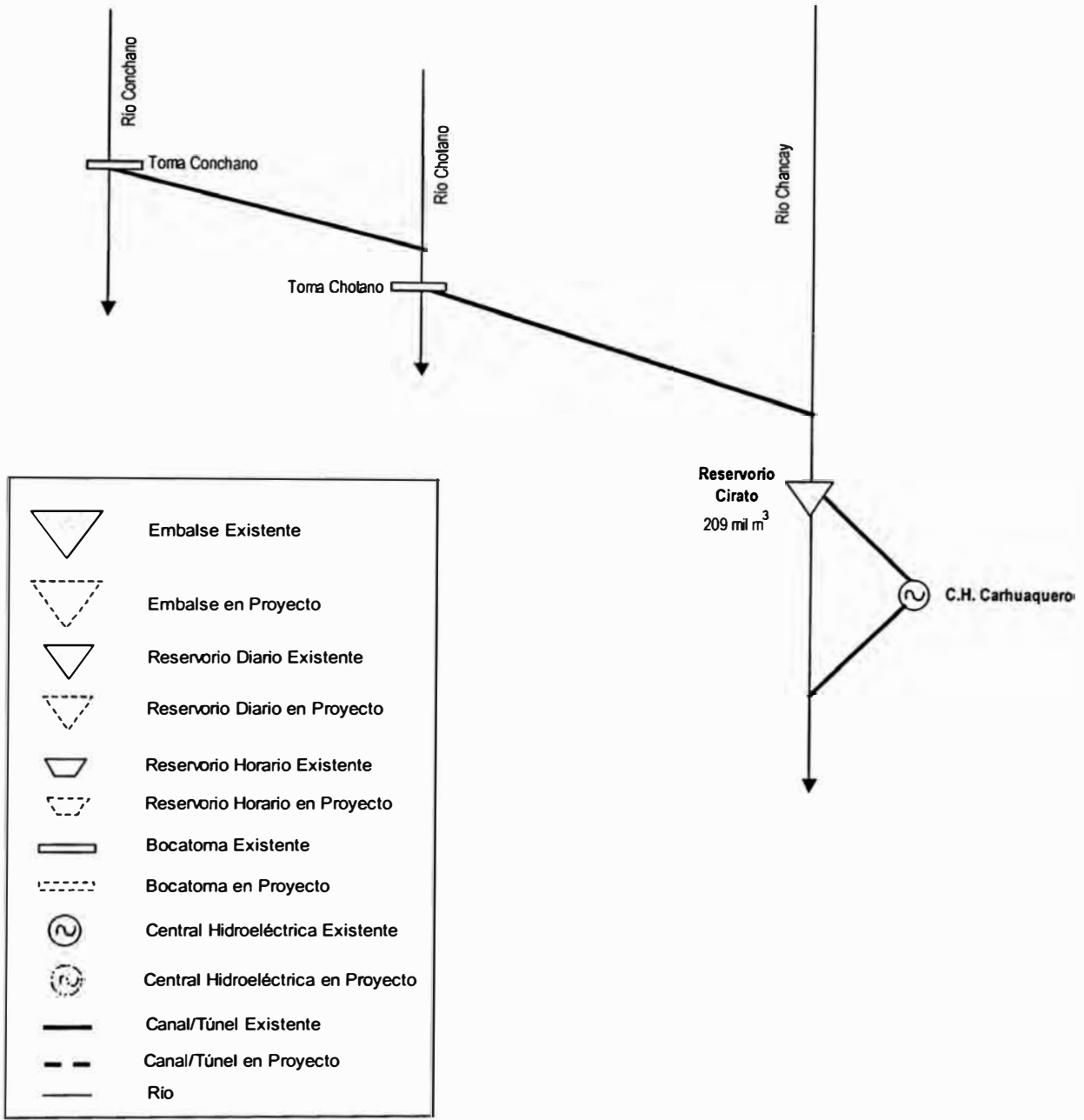
ESQUEMA DE LA CUENCA DEL RÍO TARMA



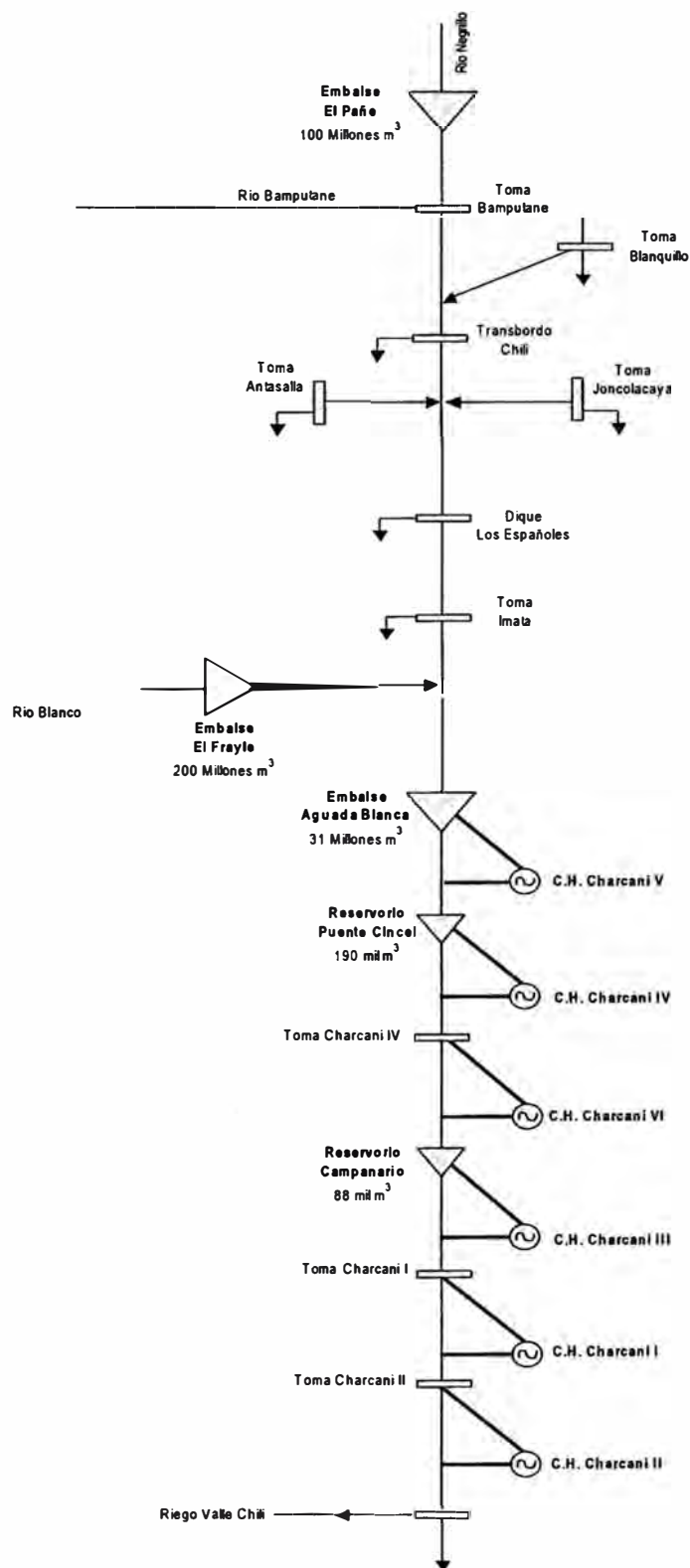
ESQUEMA DE LA CUENCA DEL RÍO SANTA



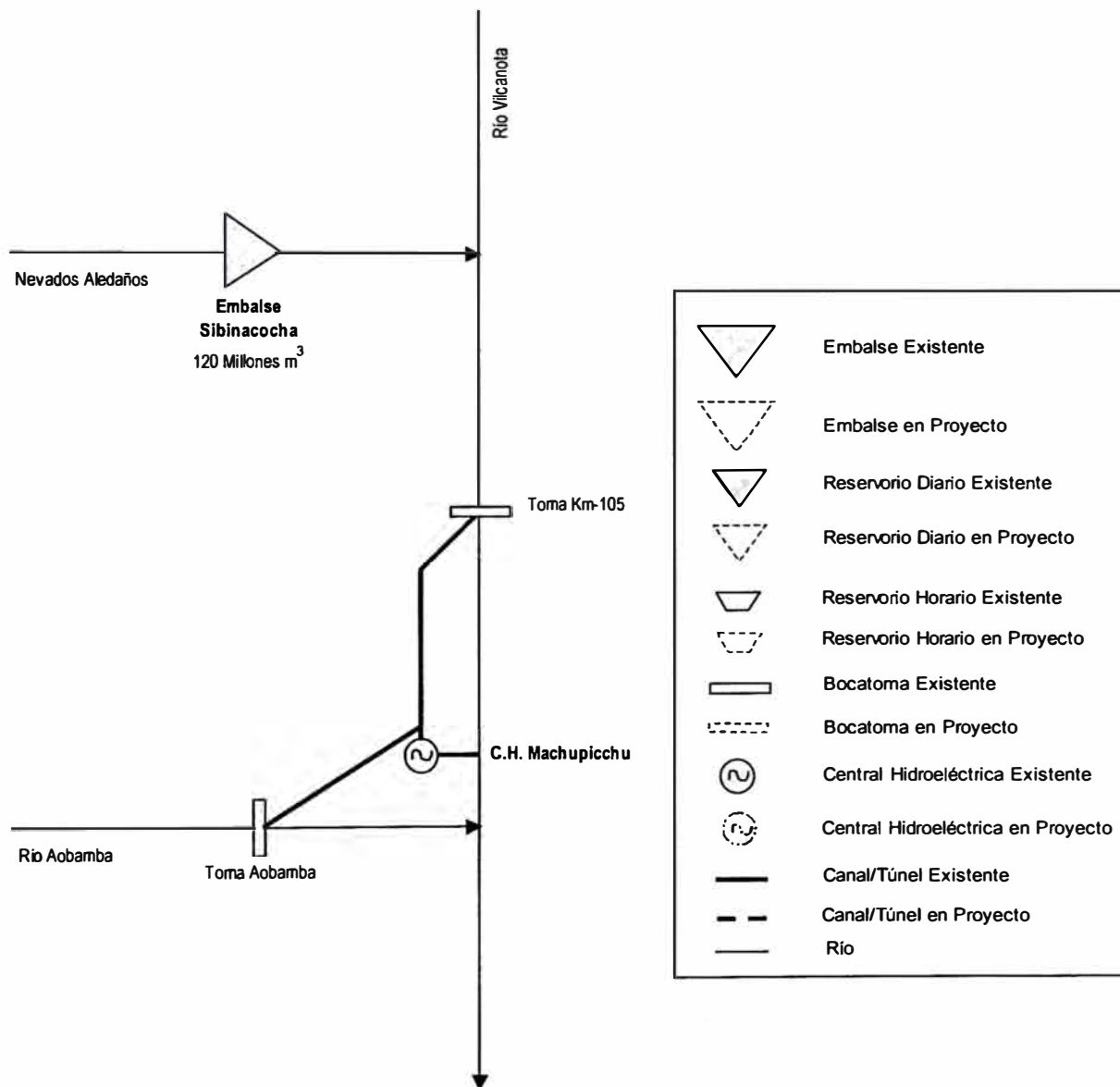
ESQUEMA DE LA CUENCA DEL RÍO CHANCAY



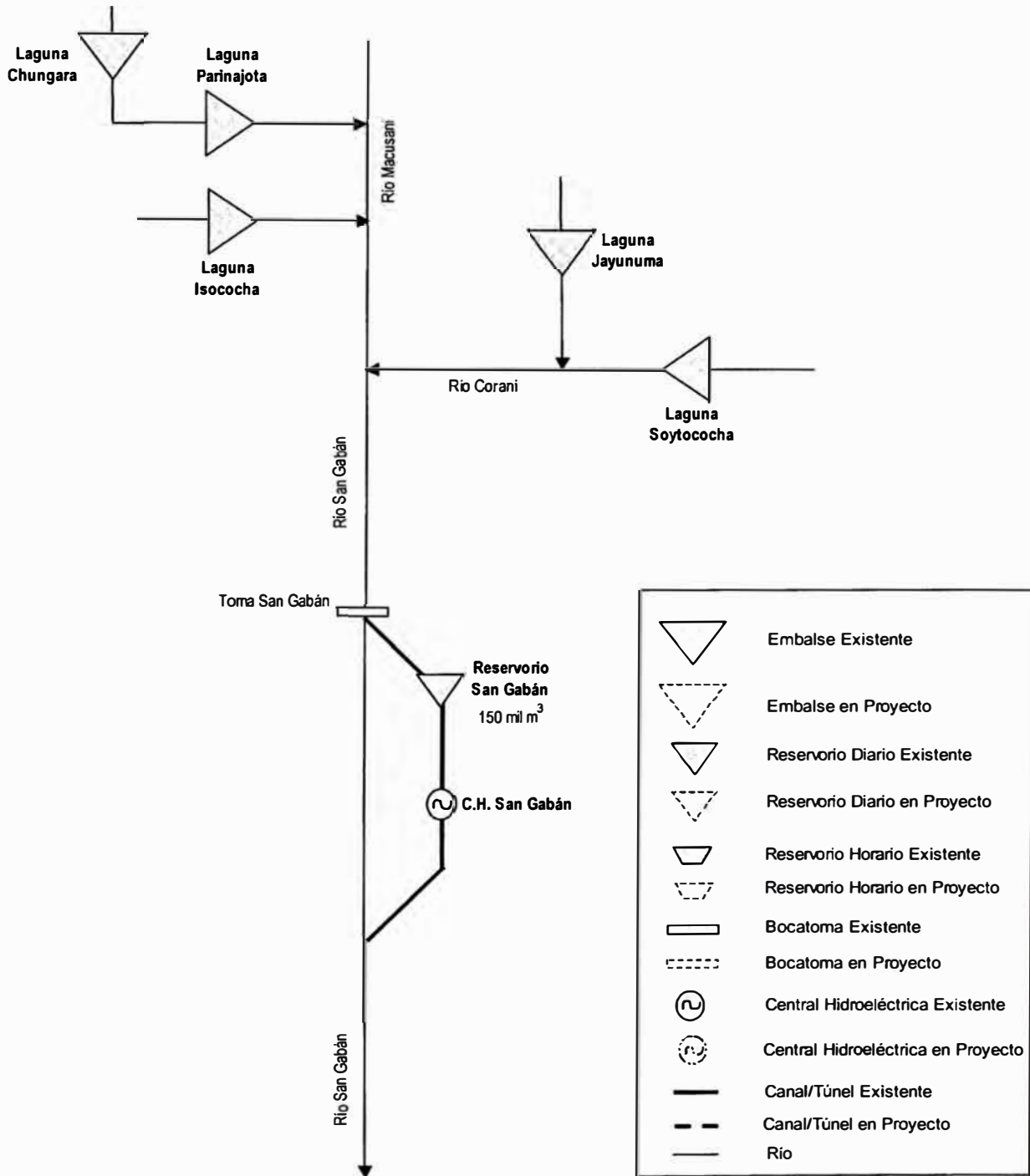
ESQUEMA DE LA CUENCA DEL RÍO CHILI



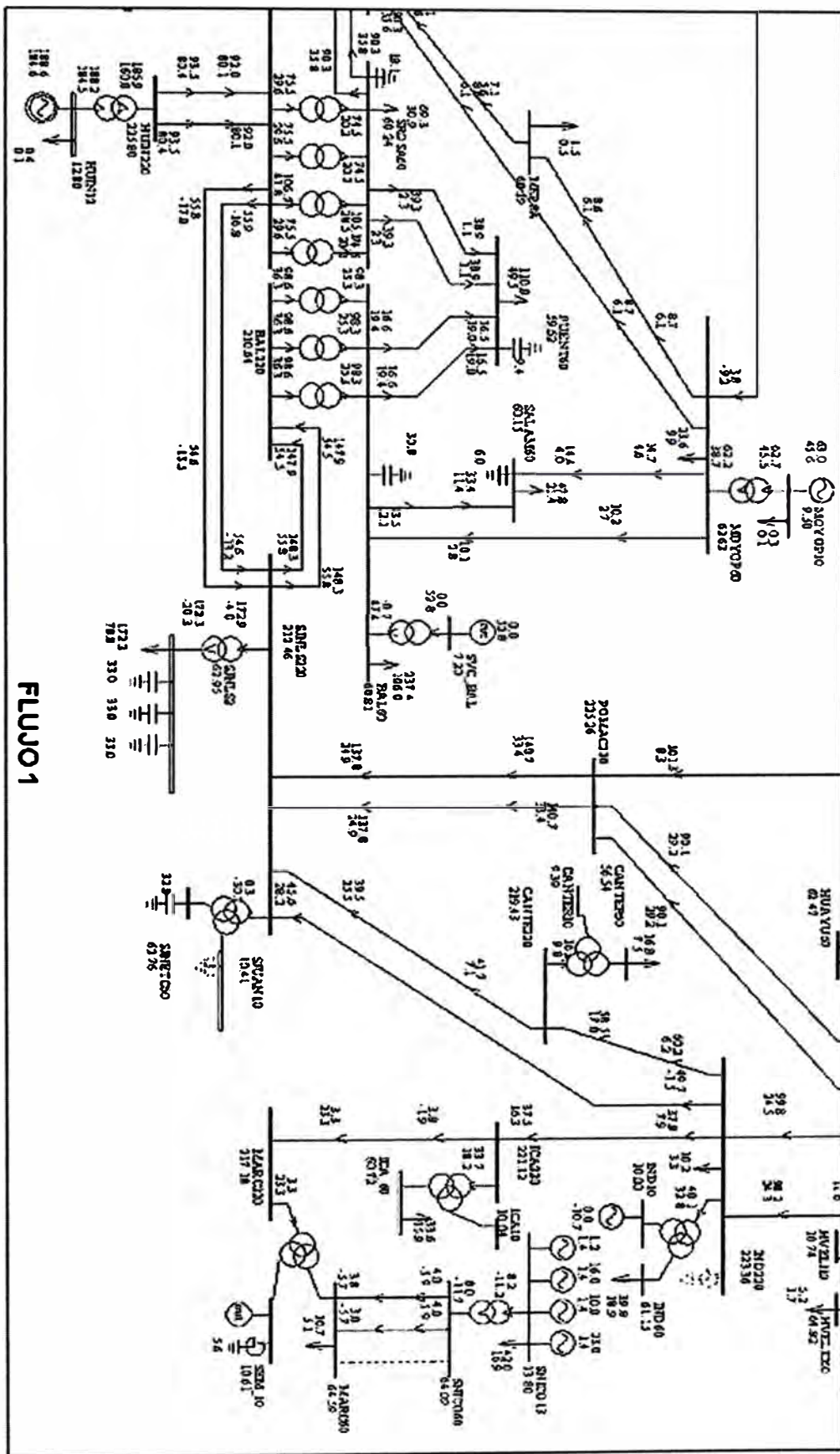
ESQUEMA DE LA CUENCA DEL RÍO VILCANOTA



ESQUEMA DE LA CUENCA DEL RÍO SAN GABÁN



ANEXO C



FLUJO 1

BIBLIOGRAFÍA

- 1 COES – SINAC, Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado nacional, “Procedimientos Técnicos del Comité de Operación Económica del SINAC”.
- 2 Ley de Concesiones Eléctricas.
- 3 Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- 4 Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE).
- 5 Norma Técnica de Operación en Tiempo Real (NTCOTR).
- 6 Allen J. Wood, Bruce F. Wollenberg, “Power Generation, Operation and Control”, John Wiley & Sons, New York, 1984.
- 7 EGEMSA – Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu “Operación Económica de Sistemas Eléctricos de Potencia”, 1996
- 8 P. Kundur, “Power System Stability and Control”.
- 9 Dr. Ingeniero Antonio Conejo, “Modelos para la Explotación Óptima de Generación en un Entorno Competitivo”, Universidad de Castilla – España, 1999.
- 10 Estudio de pruebas de campo “Selección y Determinación de un Orden de Mérito de las Unidades de Generación con Referencia a la Regulación Primaria de la Frecuencia del Sistema”, CESI.