

Metodología del COES para la obtención de la reserva primaria de frecuencia de acuerdo a un nivel de confiabilidad en el SEIN

COES methodology for obtaining the primary reserve of frequency according to level of reliability in the SEIN

José Manuel Hermoza Ordoñez¹, Hugo Ávila Vargas²

Facultad de Ingeniería Electrónica y Eléctrica, Universidad Nacional Mayor de San Marcos, Lima, Perú

Resumen— La funcionalidad del sistema eléctrico interconectado nacional (SEIN) tiene como finalidad satisfacer la demanda del usuario final en todo instante, en otros términos garantizar la máxima continuidad posible del suministro eléctrico (confiable); sin embargo también se busca que ese suministro sea de la mejor calidad, en nuestro país la NTCSE (Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos) lo rige de acuerdo a sus indicadores de niveles de tensión y frecuencia, y las tolerancias respectivas. Ahora, debido a que el estado operativo del sistema eléctrico está sometido a numerosas influencias de carácter aleatorio, el control de la frecuencia se vuelve complicado por lo que se plantean mecanismos para dicho control, entre ellos están la denominada reserva rotante que posibilitaría a un servicio confiable solo es posible si se dispone de las reservas suficientes. De lo anterior se deduce que existe una estrecha relación entre grado de confiabilidad y magnitud de reserva en un sistema eléctrico, por lo que una mayor reserva implica una mayor confiabilidad pero también implica mayores costos a la operación. El Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES) tiene entre una de sus múltiples funciones el cálculo de la magnitud de reserva primaria de frecuencia del SEIN y aplicarlos en los programas de operación diaria y semanal de operación, que obedece a lo establecido normativamente en el Procedimiento Técnico N°22 (RESERVA ROTANTE EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL). En virtud a ello, el propósito del presente Informe Profesional es explicar la metodología para la obtención de de la reserva primaria de frecuencia del SEIN.

Abstract— The National Interconnected Electric System (SEIN) has the function of satisfying the demand of the end user at all times, in other words ensure maximum continuity of (reliable) electricity supply. However, it is also intended that the power supply is of good quality, in our country NTCSE (Technical Standard for Quality Electrical Services) governs the quality indicators according to voltage levels and frequency. Due to the electrical system is under many influences of random nature, controlling the electrical frequency is complicated. For this reason, some ways of solution is proposed as the so-called rotating reserve, which enables a reliable, if there is sufficient available reserves. Therefore, there is a close relationship between degree of reliability and magnitude of reserves in an electrical system, so that a larger reserve means higher reliability but also involves higher costs to the operation. The Committee on Economic Operation of the National Interconnected System (COES) has, as one of its multiple functions, the calculation of the primary reserve of magnitude electrical frequency of the SEIN to apply to programs daily and weekly operation, which follows the established normatively in Technical Procedure No. 22 (RESERVE ROTATING NATIONAL INTERCONNECTED). Under this, the purpose of this article is to explain the methodology for obtaining the primary reserve of the electrical frequency of the SEIN

Palabras claves— confiabilidad, COES, reserva, seguridad, estocástico, probabilístico, frecuencia.

Keywords— Reliability, COES, reserve, security, stochastic, probabilistic, frequency.

¹ José Manuel Hermoza Ordoñez, E-mail: jhermosa@coes.org.pe

² Hugo Avila Vargas, Email: HavilaV@unmsm.edu.pe

I. INTRODUCCIÓN

El Comité de operación económica del sistema interconectado nacional (COES), entre algunas de sus funciones está el de garantizar la operación del SEIN al mínimo costo, preservando los estándares de calidad y seguridad. En este informe hablaremos sobre el tema del control de la frecuencia.

El problema del control de la frecuencia en cada instante surge como respuesta a varias causa como las siguientes:

- Variación de la demanda con respecto a la programada.
- Desconexiones fortuitas de centrales de generación eléctrica, o subestaciones asociadas a ellas.
- Variaciones súbitas de toma de carga de clientes libres de magnitudes importantes debido a sus comportamientos de consumo totalmente variables, caso es el Aceros Arequipa y Siderperú.

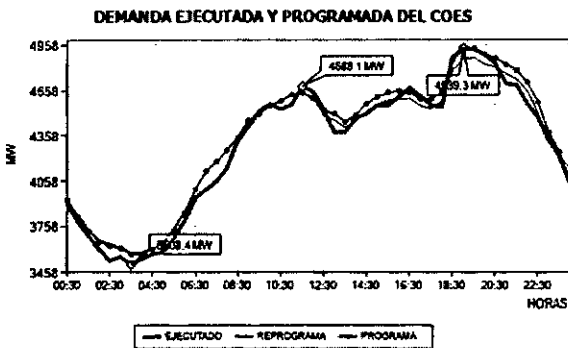


Fig. 1. Diagrama comparativo de Demanda Ejecutada vs Programada del COES, según IEOD del 07/09/2012

Para un adecuado control de frecuencia se exige una determinada reserva rotante, que es una margen de potencia dejada de generar de las centrales eléctricas habilitadas con el objetivo de utilizarlo cuando el sistema lo requiera.

Está a su vez se divide en dos:

- La reserva primaria de frecuencia, que es la que responde automáticamente a cambios súbitos de la frecuencia en un lapso de 0 a 10 segundos. Está ligado en mayor parte a ¿los problemas 2 y 3?, y tiene como finalidad principal amortiguar las caídas bruscas de frecuencia.
- La reserva secundaria de frecuencia, que es la responde a cambios de generación por regulación manual y sostenible, y actúa luego de la regulación primaria. Está ligado en mayor parte al problema mencionado en 1, y

tiene como finalidad principal restablecer la frecuencia eléctrica a 60HZ restableciendo el equilibrio oferta – demanda.

De lo anterior se concluye que la reserva aumenta el grado de la confiabilidad, por lo que para preservar la seguridad del sistema, debe garantizar un sistema con la mayor confiabilidad posible pero sin incrementar excesivamente los costos de operación. Para ello actualmente el COES en base al Procedimiento N°22: RESERVA ROTANTE EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL, donde de acuerdo a criterios de confiabilidad y métodos probabilísticos calcula la magnitud de reserva primaria para el SEIN, el resultado se basa fundamentalmente en un índice de riesgo de falla para el cual el SEIN debe estar salvaguardado.

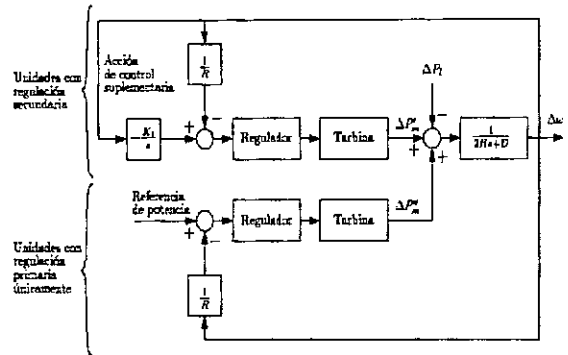


Fig. 2. Sistema de control de frecuencia de una central hidroeléctrica

A. La teoría de la confiabilidad

1) Marco técnico

Se define como confiabilidad a la probabilidad de que un sistema ejecute su función sin fallar para un intervalo de tiempo específico y bajo condiciones específicas. A este concepto va ligado el concepto de seguridad y supervivencia.

a) La confiabilidad de la generación

La energía eléctrica es de vital importancia en el desarrollo económico y social de regiones y países, al igual de ser un servicio del que las sociedades modernas dependen en alto grado, debido a esto todos los involucrados del sector eléctrico deben suministrar electricidad con niveles aceptables de calidad y asegurando la continuidad del servicio. Los esfuerzos se centran en operar y/o planificar un sistema de generación, transmisión y distribución de energía lo más confiable posible, ya que por razones técnicas y económicas no se puede alcanzar un funcionamiento totalmente fiable, debido a que sería necesario un número infinito de líneas de transmisión, una potencia de generación disponible

infinita, etc. El sistema de suministro de energía eléctrica y su complejidad implícita, esta propenso a fallas aleatorias que afectan la continuidad del servicio, pudiendo generar racionamientos e incluso llegar al colapso total del sistema. La falta de suministro de energía implica un alto costo económico, no solo para los proveedores del servicio, sino también para los consumidores que dejan de recibirlo. Considerando lo anterior, la planificación de operación e inversiones a futuro en el sistema es muy importante para minimizar el riesgo de déficit en el suministro de energía.

El estudio de la confiabilidad de generación es de gran relevancia, esto debido a que una parte importante en la planificación es determinar la capacidad de generación necesaria para suplir la demanda a futuro. En el presente trabajo se limita al análisis de la confiabilidad en el nivel jerárquico. Los aspectos a tomar en cuenta en este tipo de análisis son el mantenimiento de las unidades generadoras, la reserva operativa, las fallas en los componentes del sistema de generación, entre otros. En el nivel jerárquico I se tienen dos distintos tipos de estudio, el análisis de área simple y el análisis de áreas múltiples. En el análisis de área simple los generadores y las cargas se consideran conectados a un solo bus, es el caso de un sistema uninodal. Entre los índices que se calculan se encuentran:

- **LOLE (Loss Of Load Expectation):** El valor esperado de pérdida de carga, dado en días/año u horas/año, dependiendo del tiempo evaluado y la forma en la que se toma la demanda, por ejemplo con una comparación de los picos diarios en una semana con la capacidad de generación en de esos días se obtendría índice de días por semana.
- **LOEE (Loss Of Energy Expectation):** Valor esperado de pérdida de energía, dado en energía por periodo de tiempo evaluado, por ejemplo MWh/año.
- **LOLP (Loss Of Load Probability):** La probabilidad de pérdida de carga, esta se define como la probabilidad que ocurra un déficit en el periodo evaluado.

b) Indicadores de confiabilidad

Los indicadores de mantenimiento y los sistemas de planificación empresarial asociadas al área de efectividad permiten evaluar el comportamiento operacional de los equipos, debido a que las características a tratar son aleatorias, son probabilísticas, por lo que el grado de seguridad

es también probable, lo que implica usar modelos estocásticos y no determinísticos.

- El **MMTF (Mean Time To Fail)** trata del tiempo promedio que es capaz de operar un equipo a capacidad sin interrupciones dentro de un periodo de tiempo considerado, se le considera como un indicador indirecto de la confiabilidad del equipo y un indicador directo de la fiabilidad del equipo. Numéricamente se le expresa como la siguiente relación:

$$MMTF = \frac{HROP}{\sum NTFALLAS}$$

Donde:

HROP: Horas de Operación

NT FALLAS: Número de fallas totales

- El **MTTR (Mean time To Repair)** trata del tiempo promedio en que puede ser reparado un equipo, en otros términos, el tiempo promedio de duración de las fallas, porque es el periodo el cual se toma el equipo para pasar del estado falla al normal, se le considera un indicador directo de la mantenibilidad del equipo, es decir, a la ejecución del mantenimiento.

Numéricamente se le expresa como la siguiente relación:

$$MTTR = \frac{TTF}{\sum NTFALLAS}$$

Donde:

TTF: Tiempo total de fallas

NT FALLAS: Número de fallas totales

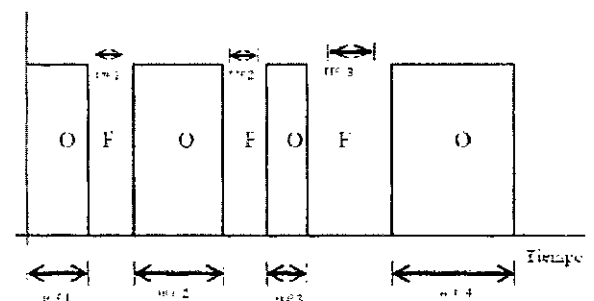


Fig3: Diagrama de operación general para un generador base de dos estados: operación y falla

La Disponibilidad es una función que permite estimar en forma global el porcentaje de tiempo total en que se puede esperar que un equipo esté disponible para cumplir la función para la cual fue destinado. A través del estudio de los factores que influyen sobre la disponibilidad, el MMTF y el MTTR, es posible para la gerencia evaluar distintas

alternativas de acción para lograr los aumentos necesarios de disponibilidad. Numéricamente se le expresa como la siguiente relación:

$$\text{Donde: } D = \frac{T_o}{T_o + T_p}$$

To= tiempo total de operación
Tp= tiempo total de parada

Vale la redundancia los periodos de tiempos en estos análisis solo toman en cuenta eventos estocásticos (no determinísticos) como son los de falla y operación.

- La Utilización también llamada factor de servicio, mide el tiempo efectivo de operación de un activo durante un período determinado.

Al evaluar la confiabilidad del sistema de generación es fundamental describir generadores mediante un modelo probabilístico para detallar su comportamiento, el cual describe su disponibilidad. La forma de modelar cada generador se basa en distribuciones de probabilidad y procesos aleatorios, lo cual equivale a cadenas de Markov de tiempo continuo de un componente reparable. Este modelo de Markov es definido como un proceso estocástico y que no posee memoria, el cual determina que en el sistema descrito por este, un estado en particular es independiente de todos los estados previos, excepto del inmediato anterior.

El caso más simple es determinar si se encuentra en servicio o en reparación. Por tanto se debe calcular el tiempo medio de falla MTTF (Mean Time To Failure) y tiempo medio de reparación MTTR (Mean Time To Repair), ambos dados en horas. Estos tiempos se obtienen del registro de funcionamiento de cada unidad generadora, en la Fig. 6, se muestra un ejemplo de este registro, en donde se muestra los posibles estados que se presentan en un generador.

En la Fig. 5 se muestran los estado de operación O, reserva R, falla F y mantenimiento M, y los tiempos de operación to,1, to,2, to,3 y to,4.

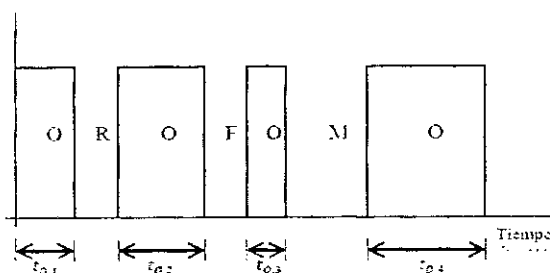


Fig. 4. Diagrama de operación general para unidad generadora base de dos estados

Aquí se incluyen eventos de carácter determinísticos y estocástico. Por lo que para calcular el MTTF y MTTR no deben tomarse en cuenta los periodos de mantenimiento y de reserva dentro de la representación matemática ya que son eventos determinísticos. Los únicos eventos que deben ser considerados son aquellos eventos aleatorios, en este caso los eventos de operación y falla, simplificando el diagrama de la Fig. 6 se tiene como resultado, secuencia operativa simplificada mostrada en la Fig. 7, los tiempos resultantes que se obtienen son t'o,1 y t'o,2, en donde:

$$t'o,1 = t_o,1 + t_o,2$$

$$t'o,2 = t_o,3 + t_o,4$$

Del registro de funcionamiento del generador, el promedio de todos los tiempos resultantes de operación del diagrama simplificado, asumiendo estos exponencialmente distribuidos, representan el parámetro MTTR de dicha unidad generadora. El mismo procedimiento se realiza en la obtención de MTTF con los tiempos resultantes de reparación.

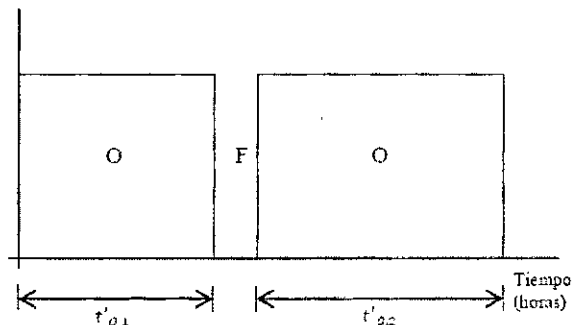


Fig. 5. Secuencia operativa simplificada para unidad generadora base de dos estados

Para realizar la evaluación de la confiabilidad y considerando la cronología de estos eventos debe crearse una secuencia ficticia de operación para cada unidad generadora, esta se genera a partir de números aleatorios, en donde, para el caso de tiempos distribuidos exponencialmente, el cálculo de los tiempos de falla TTF (Time To Failure) y de reparación TTR (Time To Repair) se realiza de la siguiente manera,

$$TTF = -MTTF \ln U$$

$$TTR = -MTTR \ln U'$$

En donde U y U' son dos números aleatorios uniformemente distribuidos entre [0, 1].

Con tiempos exponencialmente distribuidos las tasas de transición son fácilmente obtenidas mediante los tiempos medios de interés, en donde

$\lambda=1/MTTF$ y $\mu=1/MTTR$, serán los parámetros de la distribución de probabilidades para operación y reparación.

En el caso de tener otro tipo de distribución de probabilidades los pasos para describir el comportamiento de cualquier componente básicamente son los mismos, ya que el muestreo de TTF y TTR se basa en la generación de números aleatorios siguiendo la distribución obtenida de los datos de falla y reparación. Existen distintos parámetros para cada función, diferente a la exponencial en donde las tasas de transición cumplen este objetivo.

En el caso que no se considere la cronología de los eventos se emplea el concepto de tasas de salida forzada, las cuales definen la probabilidad de indisponibilidad en las máquinas evaluadas.

- Tasa de Salida Forzada

El modelo probabilístico que describe la salida de unidades generadoras en este método es la tasa de salida forzada TSF o FOR por sus siglas en inglés (Forced Outage Rate), que es el parámetro básico en la evaluación de confiabilidad en componentes de sistemas de generación, y describe la probabilidad de encontrar algún generador indisponible a causa de una falla.

Este modelo permite describir indisponibilidades planeadas, forzadas o ambas, en este trabajo se trabaja únicamente con fallas aleatorias, las salidas programadas o mantenimientos son tomados como eventos determinísticos, siguiendo el plan o calendario de ejecución de estos para cada unidad generadora.

La probabilidad de indisponibilidad de la unidad generadora, reflejada por la tasa de salida forzada de cada máquina, es obtenida de los registros de operación, asumiendo tiempos distribuidos exponencialmente, la cual se calcula de la siguiente forma:

$$FOR = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} = \frac{MTTR}{MTTR + MTTF}$$

Donde FOR es la tasa de salida forzada es por unidad; λ la tasa de falla, dado en fallas por año; μ la tasa de reparación, dada en reparaciones por año; MTTR y MTTF son los tiempos medios de reparación y de ocurrencia de falla respectivamente, ambos dados en horas. Cabe destacar que en tiempos de operación y falla exponencialmente distribuidos, la relación entre parámetros está dada por:

$$MTTF = 1/\lambda$$

$$MTTR = 1/\mu$$

Esta representación por medio de probabilidades, describe el modelo de unidades utilizado anteriormente, en donde el generador solo puede tomar estados de operación y reparación, y la disponibilidad de éste define si la máquina puede prestar el servicio. Una consideración importante es que las probabilidades de indisponibilidad se asumen constantes todo el tiempo y para los distintos periodos evaluados.

- c) Modelos de los generadores

Se ha hecho mención sobre tiempos de operación y reparación y probabilidad de indisponibilidad y disponibilidad cuando existen dos estados posibles, pero existen otros modelos a los cuales el generador puede ser aproximado. A continuación se amplía estos modelos.

- Modelo de dos estados para Unidades Base

Esta unidad es representada por su disponibilidad y este parámetro representará su capacidad de generación a lo largo del tiempo evaluado. Este modelo describe los generadores usando un proceso artificial de operación y reparación, conocido como secuencia up-down, el cual se muestra en la Fig. 6.



Fig. 6. Modelo de representación de unidad generadora base con dos estados.

Donde λ es tasa de falla (fallas por año) y μ representa la tasa de reparación (reparaciones por año)

- Modelo de Múltiples Estados para Unidades Base

Aquellas unidades generadoras base en donde se presentan fallas que no representan severidad suficiente para producir una salida de servicio total, serán descritas mediante un número suficiente de estados para describir su comportamiento. A estas fallas se les conoce como fallas parciales. En el caso más simple, una falla parcial representa un estado adicional entre operación y reparación del generador, y este sería el funcionamiento a potencia reducida, tomando en cuenta que aún con problemas la unidad seguirá prestando el servicio para suplir la demanda.

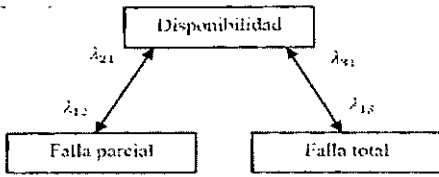


Fig.7. Modelo de representación de unidad generadora base con dos estados sin transición entre fallas

d) Modelo de Cuatro Estados para Unidades Pico

Las unidades generadoras pico son aquellas cuyos ciclos de operación poseen intermitencia, debido a tiempos en donde el generador está disponible pero no es requerido para satisfacer la demanda. En este caso la entrada en operación es durante tiempos cortos, lo cual aumenta el número de arranques y paros de la unidad.

Para la descripción del comportamiento de estas unidades es necesario agregar estados que representen no solo la disponibilidad e indisponibilidad del generador, sino también representar el tiempo donde la máquina es capaz de prestar el servicio pero no es requerido, los periodos donde es convocada a entrar en línea pero una falla lo impide y los casos donde un se presente un evento que imposibilite el arranque de esta. Es por estas razones por las que un grupo del comité en aplicaciones de métodos probabilísticos del IEEE propuso evaluar estas unidades mediante un modelo de cuatro estados , el cual se presenta en la Fig. 10.

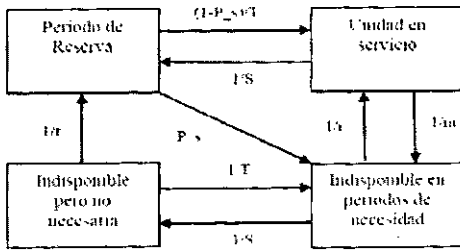


Fig. 8. Espacio de Estados para unidad generadora pico

“T” es el tiempo promedio en el que la unidad se encuentra en reserva entre periodos que es requerida, en este parámetro no son tomados en cuenta periodos de mantenimientos, “S” el promedio del tiempo que la máquina entra en funcionamiento cuando es requerida, “m” y “r” representan los periodos de operación entre fallas forzadas y reparación respectivamente, equivalente a los modelos anteriores P_s la probabilidad que ocurra una falla en el arranque de la unidad, de darse un evento de este tipo el generador queda indisponible para suplir parte de la demanda, cabe destacar que se toma una tan sola falla de arranque aunque los intentos fallidos de entrar en línea sean más de uno.

Estos parámetros se basan en tiempos de transición (tiempos medios) entre estados exponencialmente distribuidos, cabe mencionar que se pueden utilizar otros tipos de distribuciones de probabilidades, para los cuales se deben identificar los parámetros respectivos.

d) La confiabilidad como criterio de seguridad

Debido a que el sistema en su comportamiento operativo está sometido a una cantidad de influencias de carácter aleatorio, un servicio confiable sólo es posible si se dispone de reservas adecuadas. Se comprende fácilmente que existe una estrecha relación entre reserva disponible y confiabilidad. Podemos decir que el objetivo final de los estudios de confiabilidad es la determinación del requerimiento de reserva para que el sistema pueda cumplir adecuadamente su función. De acuerdo a ello se puede afirmar que un incremento de la reserva conducirá a un incremento en la confiabilidad, sin embargo también se incrementarían los costos de operación del sistema. Teóricamente podría determinarse el nivel de confiabilidad óptimo (y a partir de él la reserva óptima) minimizando la suma de estos costos. Sin embargo, una optimización global de este tipo, incluyendo todas las variables y costos de distinto origen, es en la práctica imposible en sistemas eléctricos con gran cantidad de componentes. Por ello se trata de resolver el problema subdividiéndolo en partes tanto en lo que respecta al sistema -generación, transmisión y distribución- como en lo relativo a los periodos de tiempo considerados -planificación del crecimiento, planificación de la operación y conducción de la operación.

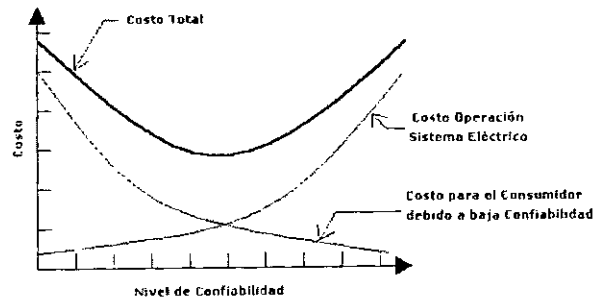


Fig.9. Nivel de confiabilidad vs costo incurrido: Beneficio – Costo

Marco normativo

Se rige por las siguientes normas:

- a) Procedimiento Técnico COES N°22: “Reserva en el sistema interconectado nacional”, cuya última modificación fue aprobada según RM N° 222-2004-MEM/

DM del 03 de junio 2004. El numeral 7(Programación de la reserva rotante para la reserva primaria) donde se indica la manera de calcular la magnitud de RPF.

- b) Norma técnica para la coordinación de la operación en tiempo real de los sistemas interconectados, aprobada por Resolución Directoral N° 015-2005-DGE. El numeral 6.2 (Reserva Rotante), donde trata sobre la responsabilidad del COES de la actualización del índice de riesgo del sistema y la respectiva fiscalización por parte de OSINERGMIN, y el numeral 6.3 (Regulación de frecuencia) donde sobre los indicadores de calidad de la frecuencia en la operación del SEIN. El numeral 6.2.1 indica que el COES establecerá valor máximo de Riesgo de Falla permisible para la operación del sistema que deberá ser aprobada a más tardar el 10 de diciembre de cada año.
- c) Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), aprobada por decreto Supremo N° 020-97-EM. Numeral 5.2 (Frecuencia), donde trata sobre los indicadores de calidad de la frecuencia.

Marco legal

Se rige por la siguiente ley:

- a) Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobada por Decreto Supremo N° 009-93-EM. El artículo 95°, donde indica que los estudios de planificación del COES deberán preservar la seguridad y calidad de servicio.

II. METODOLOGÍA

A. Metodología de obtención de la magnitud de reserva primaria de frecuencia del SEIN: método PJM

Como se comentó en el capítulo anterior, la variable de control: frecuencia, se controla por medio de mecanismos como la reserva rotante, en este caso particular se comenta sobre la reserva primaria.

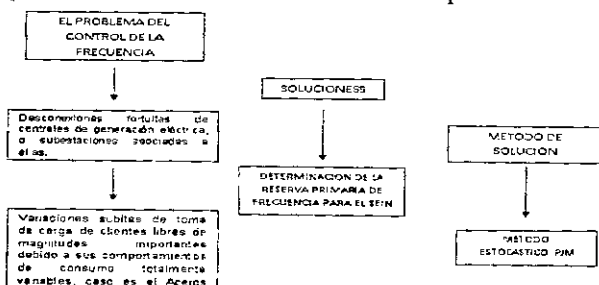


Fig. 10. Problema y solución del control de frecuencia

Dentro de la bibliografía universal sobre la teoría de la confiabilidad existe uno especial cuyo título original es “Reliability Evaluation of Power Systems”, entre la vasta información explica uno sobre la cual se basa el actual Procedimiento Técnico N° 22. El método es uno de naturaleza probabilístico y rige de acuerdo al principio markoviano. Se dice probabilístico porque sus cálculos y sus resultados parten de tasas de fallas de las generadoras. El principio markoviano se reconoce cuando una probabilidad depende únicamente del suceso inmediatamente anterior. En este caso se aplica definiendo únicamente dos estados de operación: estado de falla y de no falla (estado a plena generación), donde el primero depende del segundo y viceversa.

Los estados se representan de la siguiente manera:

- P1(t) = Probabilidad de estado de no falla
- P2(t) = Probabilidad de estado de falla (estado operativo normal a plena generación)

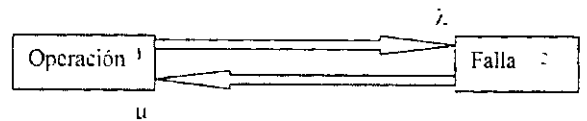


Fig. 11. Cadenas de Markov en las generadoras

Con los valores anteriores, itera en la ecuación siguiente, con lo que se obtiene la tabla de reserva vs riesgo. Este procedimiento será explicado a detalle en el capítulo siguiente:

$$P(X) = (1-ORR)*P'(X) + (ORR)*P'(X-C),$$

Donde:

P(X) = probabilidad acumulada de desconexión de potencias mayores o iguales a “X”

ORR = probabilidad de estado de falla (P2(t))

P'(X) = ultima probabilidad P(X) calculada

C = Capacidad de la unidad adicional que ingresa en el algoritmo recursivo

Se inicia reuniendo las variables de entradas identificadas, teniendo en mente la variable de salida a encontrar.

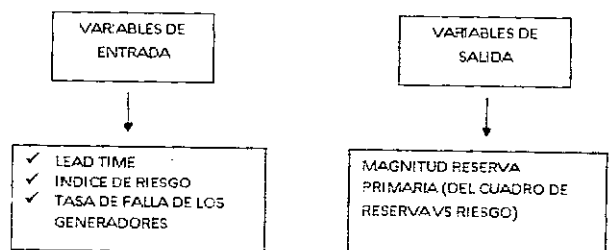


Fig. 12. Variables de entrada y salida en la metodología PJMs

En cuanto a la variable de entradas son 3 y a continuación se procede a explicar su concepción:

- Lead Time, es la resolución con la cual se harán los cálculos probabilísticos; siendo de 0.5 horas (30 minutos) debido a que este es el valor mínimo de resolución temporal con la cual se hacen todos los análisis de planificación de corto plazo en el COES. Cabe indicar que este valor se escogió porque ese intervalo de tiempo, de acuerdo a nuestra parque generador, no existen muchas maquinas que ingresen en ese tiempo al SEIN y alteren significativamente un análisis de planificación.
- Índice de Riesgo de falla, esta magnitud probabilística es fundamental en nuestro hallazgo de la reserva primaria de frecuencia. De acuerdo a lo indicado en el numeral 6.2 de la NTCOTR, es función del COES determinar anualmente el valor máximo del índice de riesgo de falla, a más tardar el 10 de diciembre de cada año. La finalidad del informe no es explicar cómo se calcula este valor, sin embargo se puede indicar que de acuerdo a los últimos eventos históricos de fallas, se determina una magnitud de potencia con la cual su desconexión (perdida de generación) asegura que los niveles de frecuencia se encuentren dentro de los márgenes permitidos (mínimo 59.7hz y máximo 60.3hz). Por otra parte de acuerdo a la metodología PJM, se obtiene una tabla de riesgo vs reserva, aquí se ubica la potencia hallada y se ubica el respectivo índice de riesgo de falla. Este valor será considerado de aquí en adelante como el nuevo índice para el siguiente año.
- Tasas de Falla, corresponde a los generadores y va ligado a las causalidades probables de pérdida de de generación:
- Desconexión de alguna unidad generadora
- Desconexión de un circuito asociado que implique la desconexión de alguna unidad generadora

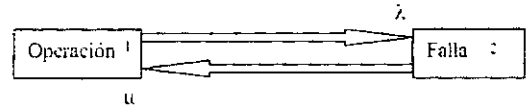
Se define un periodo de tiempo con el cual se harán los cálculos de las tasas de falla, se entiende que a mayor ventana de tiempo mayor menor incertidumbre en la tasa de falla. Una vez definido lo anterior, se calcula la tasa de falla de cada unidad (λ) que equivale a la inversa del MMFT, lo que se expresa (como se ha visto en capítulos anteriores) como:

$\lambda = \text{TASA DE FALLA (t)} = \text{N veces de falla (t) / Horas de Operación (t)}$,

donde:

t = periodo de tiempo elegido.

Se procederá a definir los dos únicos estados de operación de cada unidad generadora: de operación (μ) y de falla (λ)



Ahora colocamos las fórmulas de las probabilidades de falla, de acuerdo a lo demostrado en el capítulo 2:

P1 (t): Probabilidad de que el equipo se encuentre en el estado de operación (Estado N°1)

$$P_{1(t)} = \frac{\mu}{\mu + \lambda} - \frac{\lambda}{\mu + \lambda} e^{-(\mu + \lambda)t}$$

P2 (t): Probabilidad de que el equipo se encuentre en el estado de falla (Estado N°2)

$$P_{2(t)} = \frac{\lambda}{\mu + \lambda} - \frac{\lambda}{\mu + \lambda} e^{-(\mu + \lambda)t}$$

Debido a que el tiempo es sumamente corto: $t = 0$, $\mu = 0$, y como $t = 0.5 \text{ horas} = T$ (Lead Time), entonces la ecuación anterior queda así:

$$P2(t) = 1 - e^{(-\lambda t)}$$

Haciendo uso de la descomposición de Taylor y usando solo los dos primeros términos, se obtiene lo siguiente:

$$P2(t) = 1 - e^{(-\lambda t)} = 1 - [(-\lambda t)^0 + (-\lambda t)^1 + (-\lambda t)^2 / 2! + (-\lambda t)^3 / 3! + \dots] = \lambda t$$

$\lambda t = \lambda T = \text{ORR}$, donde

ORR = Outage Replacement Rate (Tasa de reemplazo de desconexión)

De lo anterior se deduce lo siguiente:

$$P2(t) = \lambda t,$$

$$P1(t) = 1 - \lambda t$$

Donde:

P2(t) = Probabilidad de estado de falla de una unidad

λ = Tasa de falla de la unidad

T = Lead Time, 0.5h

Una vez obtenido los datos anteriores, procedemos a calcular. De todas las unidades existentes, escogemos una, y hallamos las

probabilidades de estado operativo (que son dos, de operación y falla) de acuerdo a su capacidad, de la unidad como resultado del algoritmo; para ello tenemos que tener en cuenta lo siguiente:

Para $X \leq 0, P'(X)=1$

Para $X > 0, P(X)=0$, si X no existe; si X existe $P(X)$ se obtiene de el ultimo valor de este.

$$P(X) = (1-ORR)*P'(X) + (ORR)*P'(X-C);$$

algoritmo PJM

Ahora a la primera unidad, le añadimos otra unidad de las que quedan; con estas dos realizamos combinaciones de sus capacidades para sus estados operativos; igual que en el caso anterior con cada combinación hallamos sus probabilidades mediante el algoritmo, sin obviar la consideración anterior.

De la misma forma, se añaden las demás unidades de una en una hasta completar todas las unidades, y con esto obtener múltiples capacidades con sus respectivas probabilidades. Esta es la famosa tabla de reserva y riesgo. Con esa tabla de dos columnas, buscamos en la columna de probabilidades, el valor igual o inferior más próximo al valor de la variable índice de riesgo de falla.

De acuerdo a lo fijado por COES el índice de riesgo actual es de 0.009, con lo cual se hallara el valor de reserva necesario. El cuadro siguiente indica el flujo de proceso:

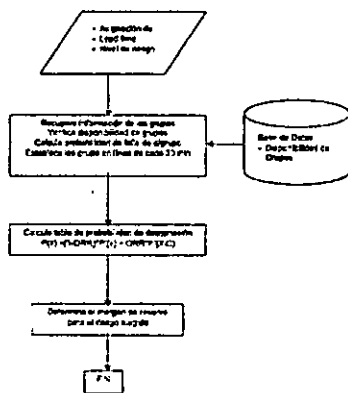


Fig.13 Flujo de proceso de la metodología PJM

III. RESULTADOS

La aplicación del método PJM se basa en los siguientes pasos:

- Se completan los datos de ingreso
- Se verifican y calculan las probabilidades de falla
- Se inicia el proceso de iteración con el algoritmo recursivo PJM
- Selección de la reserva primaria

Mediante un ejemplo de un sistema de 3 unidades generadoras se ejemplificará la metodología.

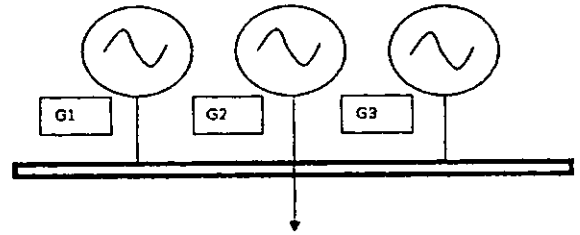


Fig.14. Sistema de tres generadores

Resumiremos en un cuadro las tasas de falla de cada unidad involucrada, tomamos como base 1 año (8760h) para nuestra evaluación:

TABLA 1
TASAS DE LOS GENERADORES Y LAS RESPECTIVAS HORAS DE OPERACIÓN

Unidad Generadora	Capacidad(MW)	Numero de fallas	Horas de Operación(H)
G1	25	200	8750
G2	50	35	8700
G3	90	7	7500

Ahora calcularemos las tasas de fallas de cada unidad generadora:

$$\lambda_i = \text{Numero de fallas de la unidad } i / \text{Horas de Operación de la unidad } i$$

TABLA 2
TASAS DE FALLAS DE LOS GENERADORES

Unidades	Capacidad(MW)	TASA DE FALLA (veces / Horas de Operación) : λ
G1	25	0.05
G2	50	0.01
G3	90	0.001

El Índice de riesgo de falla es de 0.9% = 0.009, propuesto por COES anualmente y fiscalizado por OSINERGMIN.

El Lead Time que se considerara es de 30 minutos = 0.5horas, debido a que es el horizonte de tiempo con el cual se realizan los planeamientos operativo de corto plazo.

Se verifican y calculan las probabilidades de falla:

$$P2(G1) = 0.05 * 0.5 = 0.025 = ORR(1)$$

$$P2(G2) = 0.01 * 0.5 = 0.005 = ORR(2)$$

$$P2(G3) = 0.02 * 0.5 = 0.01 = ORR(3)$$

$$P2(G4) = 0.08 * 0.5 = 0.04 = ORR(4)$$

$$P2(G5) = 0.004 * 0.5 = 0.002 = ORR(5)$$

- Se introducirán los datos de ingreso en el siguiente algoritmo:

$$P(X)=(1-ORR)*P'(X)+(ORR)*P'(X-C),$$

Con las condiciones iniciales valoradas de acuerdo a las siguientes formulas:

$$P'(X)=1.0 \text{ para } X \leq 0, \text{ y } P'(X)=0 \text{ para } X > 0$$

Hay que tener en cuenta que los valores de probabilidad que se están calculando refieren al P2 (probabilidad de estado de falla), en adelante se omitirá el numero 2 para efectos de simplicidad y solo en caso de referirse al estado normal (P1) se indicara.

- Iniciaremos con el generador G1:

$$P(0)=(1-0.025)*P'(0)+(0.025)*P'(0-C)$$

$$P(25)=(1-0.025)*P'(25)+(0.025)*P'(25-C)$$

C es la unidad nueva que esta ingresando a la iteración, en este caso como se esta iniciando equivale a la unidad en iteración C=25mw, por lo tanto queda así:

$$P(0)=(1-0.025)*P'(0)+(0.025)*P'(0-25)$$

$$P(25)=(1-0.025)*P'(25)+(0.025)*P'(25-25);$$

En caso no existan valores iniciales de $P(X)=P'(X)$, entonces seguimos la iteración con los valores iniciales:

$$P'(X)=1.0 \text{ para } X \leq 0, \text{ y } P'(X)=0 \text{ para } X > 0$$

$$P(0)=(0.975)*P'(0)+(0.025)*P'(-25)=0.975*1+0.025*1=1$$

La segunda ecuación posee un $P'(0)$ que ya existe en la ecuación anterior: $P'(0) = 1$, por lo que pasaremos a reemplazarlo.

$$P(25)=(0.975)*P'(25)+(0.025)*P'(0)=0.975*0+0.025*1=0.025,$$

$$P(25)=(0.975)*P'(25)+(0.025)*P'(0)=0.975*0+0.025*1=0.025,$$

De los anteriores cálculos se resume los siguientes resultados:

$P(0) = 1$, indica que exista probabilidad 1 de que este en estado de falla una potencia mayor o igual de 0MW.

$P(25) = 0.025$, indica que exista probabilidad 0.025 de que este en estado de falla una potencia mayor o igual de 25MW.

- Continuamos con la adición del generador G2:

Primero haremos las posibles combinaciones de sus dos estados de la unidad 2 con los estados de la unidad 1.

TABLA 3
ESTADO INICIALES CON LA UNIDAD 2 ADICIONADA

Unidades	Estado 1	Estado 2
1	0	25
2	0	50

Existen 2 x 2 combinaciones, las cuales son las siguientes:

$$P(0), P(25), P(50), P(75).$$

Procederemos a calcular las probabilidades:

$$P(0) = (1-0.01)*P'(0)+(0.01)*P'(0-C)$$

$$P(25) = (1-0.01)*P'(25)+(0.01)*P'(25-C)$$

$$P(50) = (1-0.01)*P'(50)+(0.01)*P'(50-C)$$

$$P(75) = (1-0.01)*P'(75)+(0.01)*P'(75-C)$$

Calcularemos, con la consideración de que se reemplazara los $P'(X)$ que ya tenemos, y con el valor de C=50MW.

$$P(0) = 0.09*P'(0)+0.01*P'(-50) = 0.09*1+0.01*1 = 1$$

$$P(25) = 0.09*P'(25)+0.01*P'(-25) = 0.09*0.025+0.01*1 = 0.01225$$

$$P(50) = 0.09*P'(50)+0.01*P'(0) = 0.09*0+0.01*1 = 0.01$$

$$P(75) = 0.09*P'(75)+0.01*P'(25) = 0.09*0+0.01*0.01225 = 0.001225$$

- Finalizaremos con el generador G3:

Primero haremos las posibles combinaciones de sus los estados de la unidad 2y1 con los estados de la unidad 3.

TABLA 4
ESTADO INICIALES CON LA UNIDAD 3 ADICIONADA

Unidades	Estado 1	Estado 2	Estado 3	Estado 4
1y2	0	25	50	75
3	0	90	-	-

Existen 4 x 2 combinaciones, las cuales son las siguientes:

$$P(0), P(90), P(25), P(115), P(50), P(140), P(75), P(165).$$

Procederemos a calcular las probabilidades:

$$P(0) = (1-0.001)*P'(0)+(0.010)*P'(0-C)$$

$$\begin{aligned}
 P(25) &= (1-0.001)*P'(25)+(0.001)*P'(25-C) \\
 P(50) &= (1-0.001)*P'(50)+(0.001)*P'(50-C) \\
 P(75) &= (1-0.001)*P'(75)+(0.001)*P'(75-C) \\
 P(90) &= (1-0.001)*P'(75)+(0.001)*P'(90-C) \\
 P(115) &= (1-0.001)*P'(75)+(0.001)*P'(115-C) \\
 P(140) &= (1-0.001)*P'(75)+(0.001)*P'(140-C) \\
 P(165) &= (1-0.001)*P'(75)+(0.001)*P'(165-C)
 \end{aligned}$$

Calcularemos, con la consideración de que se reemplazara los $P'(X)$ que ya tenemos, y con el valor de $C=90\text{MW}$.

$$\begin{aligned}
 P(0) &= (1-0.001)*P'(0)+(0.001)*P'(-90)= \\
 &= 0.999*1+0.001*1 \\
 P(25) &= (1-0.001)*P'(25)+(0.001)*P'(-65)= \\
 &= 0.999*0.01225+0.001*1 \\
 P(50) &= (1-0.001)*P'(50)+(0.001)*P'(-40)= \\
 &= 0.999*0.01+0.001*1 \\
 P(75) &= (1-0.001)*P'(75)+(0.001)*P'(-15)= \\
 &= 0.999*0.001225+0.001*1 \\
 P(90) &= (1-0.001)*P'(90)+(0.001)*P'(0)= \\
 &= 0.999*0+0.001*P'(0) \\
 P(115) &= (1-0.001)*P'(115)+(0.001)*P'(25)= \\
 &= 0.999*0+0.001*P'(25) \\
 P(140) &= (1-0.001)*P'(140)+(0.001)*P'(45) \\
 &= 0.999*0+0.001*P'(45) \\
 P(165) &= (1-0.001)*P'(165)+(0.001)*P'(75) \\
 &= 0.999*0+0.001*P'(75)
 \end{aligned}$$

Obtenemos los siguientes valores:

$$\begin{aligned}
 P(0) &= 1 \\
 P(25) &= 0.01324 \\
 P(50) &= 0.01099 \\
 P(75) &= 0.00222 \\
 P(90) &= 0.95*0+0.001*P'(0) = 0.001 \\
 P(115) &= 0.95*0+0.001*P'(25) = 0.00001324 \\
 P(140) &= 0.95*0+0.001*P'(45) = 0+ \\
 &= 0.001*0.01324 = 0.000013 \\
 P(165) &= 0.95*0+0.001*P'(75) = 0+ \\
 &= 0.001*0.00222 = 0.0000022
 \end{aligned}$$

- Selección de la reserva primaria

Con lo anterior construimos una tabla de riesgo vs reserva:

TABLA 5
RIESGO VS RESERVA

RESERVA(MW)	RIESGO(probabilidad)
0	1.00000000
25	0.01324000
50	0.01099000
75	0.00222000
90	0.00100000
115	0.00001324
140	0.00001300
165	0.00000220

La solución que se hallara se expondrá detalladamente más adelante.

De lo calculado anteriormente, buscaremos el valor de reserva primaria que se requiere para cumplir con ese nivel de riesgo:

TABLA 6
RIESGO VS RESERVA

RESERVA(MW)	RIESGO(probabilidad)
0	1.00000000
25	0.01324000
50	0.01099000
75	0.00222000
90	0.00100000
115	0.00001324
140	0.00001300
165	0.00000220

De la tabla ya calculada se observan dos columnas que están relacionados en filas. En la segunda columna se indica la probabilidad de que su correspondiente en la primera columna (reserva) o más desconecte del sistema intempestivamente.

A modo de ejemplo, suponemos la segunda fila: con reserva de 25MW y su probabilidad de 0.013214; esto indica que hay 1.324% de probabilidad que desconecten alguna generación total de 25MW o más en el sistema intempestivamente. Se entiende con esto que es menor probable una disminución de mayor magnitud de potencia en el SEIN, en consecuencia, si deseamos estar en un rango más seguro debemos asumir un menor riesgo, en otros términos una menor probabilidad de desconexión o sea mayor margen de reserva.

Como el índice de riesgo de falla es 0.009 ya está predeterminado, buscaremos su respectivo correspondiente en potencia, en este caso se encuentra entre dos valores: 50MW (0.01099) y 75MW (0.00222). Si se desea cumplir un mínimo de riesgo de 0.009, entonces escogeremos 75MW como el valor de reserva necesario para asegurar el sistema de acuerdo a ese nivel de riesgo. Finalmente la reserva primaria es de 75 MW.

Este valor hallado, de acuerdo al procedimiento N°22, se calcula en los programas de operación semanal y diario por la Dirección de Operaciones del COES, y se considera en el despacho económico del horizonte respectivo. Es sabido que el restringir generación económica para brindar reserva implica un sobre costo a la operación, debido a que esta generación será reemplazada por generación menos económica (centrales térmicas), por otro lado el no considera dicha reserva debilita el sistema ante alguna contingencia, lo que fácilmente terminaría en rechazos de carga por actuación del ERACMF.

Entonces estamos ante un tema de seguridad y economía. Por un lado se encarece la operación, pero por el otro se brinda mayor seguridad. Como el valor considera que el índice de riesgo de falla que ya tomó en cuenta un valor de potencia con el cual sistema es mínimamente seguro, entonces el sobre costo a pagar en el sistema sería cubierto por este criterio de posible energía no suministrada.

A modo de ejemplo práctico, se hará un análisis de beneficio costo simple, para esto se ha escogido un programa de operación diario para el día 15/09/2012, y se ha calculado el sobre costo comparado con un programa sin reserva, esto se ha realizado con el modelo NCP (modelo de despacho económico de corto plazo usado en el COES). El sobre costo obtenido es de \$18000, por otro lado el sistema sin reserva puede devenir después de un evento histórico probable en rechazo de carga de la magnitud estimada de 60MW. Considerando 0.5 horas, el tiempo en hacer la maniobras para restablecer completamente el suministro y 3000\$/Mwh el costo unitario de energía suministrada, obtenemos el costo de energía no suministrada que equivale a $3000 * 0.5 * 50 = \$75000$.

Como se puede observar es más económico incurrir en un despacho económico con reserva con seguridad a un despacho sin reserva pero inseguro.

En la operación en tiempo real se trata de respetar esta reserva fiscalizando que las centrales generen hasta un máximo, de modo que cumplan con su reserva programada y en caso haya un evento fortuito, esta reserva instantánea deberá actuar para amortiguar las caídas bruscas de las frecuencias. Ya en caso luego de normalizar y no haya equilibrio oferta-demanda, otro servicio: reserva secundaria, se encarga de eso, o en su defecto el desequilibrio es oneroso se hará un redespacho económico.

IV. CONCLUSIONES

Si bien es cierto que la generación con recursos energéticos renovables representa una forma innovadora, eficiente y de bajo costo para generar electricidad, compromete de gran manera la confiabilidad y seguridad de los Sistemas Eléctricos de Potencia por lo que su inclusión en los planes de expansión deberán estar cuantificados con tasas de riesgo de desconexión y bajo el criterio de seguridad.

La reserva primaria de frecuencia se basa fundamentalmente de un criterio de seguridad, y su determinación depende únicamente del nivel de confiabilidad en el SEIN (índice de riesgo de

falla). Este resultado se obtiene directamente del cuadro de riesgo vs reserva, resultado del algoritmo explicado en este informe.

La adecuada determinación de la reserva primaria de frecuencia está supeditada a unos datos actualizados las tasas de fallas de los generadores y/o equipos que lo indispongan.

La confiabilidad al ser definida como una probabilidad, implica que los estudios los cuales lo abarcan, y sus procedimientos se basan en cuestiones estadísticas con variables aleatorias (generación, transmisión) para representar los diferentes estados operativos indicados por sus tasas probabilísticas.

Paralelamente al cálculo de la magnitud de RPF, se realiza un despacho económico. La del RPF se realiza en las unidades que el COES ha calificado como hábiles para realizar el ejercicio y las que despachan en el programa de operación.

V. REFERENCIAS

- [1] Roy Billinton and Ronal N. Allan, Reliability Evaluation of Power Systems/ Second Edition, 1984.
- [2] Universidad San Juan– Instituto de Energía Eléctrica, Confiabilidad y Reserva en la Programación de la Operación/ Programación óptima de la operación de sistemas eléctricos.
- [3] Pontificia Universidad Católica de Chile/ Escuela de Ingeniería Ariño Gaspar, Evaluación de confiabilidad en sistemas eléctricos de distribución “Economía y Estado”, Santiago de Chile.
- [4] R. J. García, R.A. Campos, L. R. Galán, C. J. Juárez, Graduated Member, IEEE y J. J. Orellana, Análisis de Montecarlo para el Estudio de Confiabilidad de la Generación del Sistema de Potencia, El Salvador.
- [5] Luis Amendola, Ph.D, Indicadores de confiabilidad propulsores en la gestión del mantenimiento, Universidad Politécnica Valencia España/Dpto. Proyectos de ingeniería.
- [6] Allen J. Wood/ Bruce F. Wollenberg, Power Generation Operation and Control.
- [7] AIEEE 1967, Application of Probability Methods to Determination of Spinning Reserve Requirements for PJM Interconnection, EEUU.
- [8] R. J. García, R.A. Campos, L. R. Galán, C. J. Juárez, Graduated Member, IEEE y J. J. Orellana, Análisis de Montecarlo para el Estudio de Confiabilidad de la Generación del Sistema de Potencia, El Salvador.