

Determinación de las Horas de Salida Forzada y Mantenimientos Programados en las Unidades de Generación del Sistema Eléctrico del Ecuador

A. Pacheco

Centro Nacional de Control de Energía - CENACE

Resumen-- El trabajo evalúa la operación de las unidades de generación en diferentes estados: en servicio, reserva, mantenimiento programado y salida forzada sea esta por falla o mantenimiento no programado. Se aplica la norma IEEE Std 762-2006 “Definitions for Use in Reporting Electric Generating Unit Reliability, Availability, and Productivity para obtener índices de indisponibilidad equivalente, tasa de salida forzada, potencia media disponible, parque generador disponible y tiempos de permanencia de las unidades de generación en sus diferentes estados.

Con base del análisis estadístico de operación de las unidades de generación del SNI, consideradas en el Despacho de Generación centralizado para el período comprendido desde enero de 1999 hasta diciembre del 2010, se identifican estados de alerta operativa.

Palabras clave-- Estadísticas de Generación, Horas de Salida Forzada, Tasa de Salida Forzada, Estados de Operación.

1. INTRODUCCIÓN

El estudio pretende identificar los modos de operación de las unidades de generación térmica e hidroeléctrica desde el año 1999 hasta el año 2010, con base al análisis de las horas de mantenimiento, las salidas forzadas por fallas o mantenimientos no programados y la cuantificación de la tasa de salida forzada de cada una de las unidades de generación sujetas a despacho centralizado ejecutado por CENACE.

Para tal efecto, se utilizó la información operativa disponible en la Corporación CENACE en la bitácora operativa, los informes de fallas e información remitida por los Generadores a la Corporación desde el año 1999.

Se espera que la información presentada se útil para la toma de decisiones de las diferentes entidades del Sector Eléctrico.

2. DEFINICIONES^[1]

Generador

Se considera como generador, a la unidad generadora incluyendo todo el equipamiento hasta el terminal de alto voltaje del transformador elevador.

Estados

Para ejecutar el levantamiento estadístico de las horas de operación, fallas, mantenimiento programado y no programado de las unidades de generación, se consideran los estados operativos según lo siguiente:

Tabla 1: Estados Operativos de las unidades de generación

Estado Inicial \ Estado Final	En Servicio	En Reserva	MtoProg	Extensión MtoProg	Salida Forzada
En Servicio		X	X	X	X
En Reserva	X		X	X	X
MtoProg	X	X		0	0
Extensión MtoProg	0	0	X		0
Salida Forzada	X	0	0	0	

Las “X” representan los estados válidos cuando una unidad pasa de un estado a otro, y las “O” los estados no válidos para el cambio de estado.

Además, para el análisis se aplicaron reglas que permiten asegurar plausibilidad, tales como la constatación de que una unidad no puede pasar de estado indisponible por salida forzada a mantenimiento programado, ya que la unidad debe comprobar que está lista para ser utilizada en cualquier momento antes de poder salir a un mantenimiento programado. También se verifica que una unidad puede pasar de estado en servicio a reserva o viceversa, entre otros.

En base a estos estados se consideran las siguientes definiciones:

Disponible:

Es el estado en que una unidad es capaz de proporcionar energía eléctrica, independientemente de si está o no en servicio.

La unidad generadora podrá estar “disponible en línea”, si no presenta ninguna limitación o restricción para atender una función específica, o “disponible sin ingreso al sistema”, si se encuentra fuera de línea debido a que no es requerida por el despacho económico centralizado, pero que está en condiciones de ingresar en operación.

Mantenimiento programado:

Estado en el que la unidad generadora no se encuentra disponible para operar por causas no atribuibles a salida forzada. La indisponibilidad programada es aplicable solamente en los casos que la misma haya sido considerada en los procesos de planificación.

Mantenimiento no programado:

Es el estado en el que una unidad generadora no está disponible debido a:

- Interrupción imprevista por intento fallido de entrada en línea de la unidad.
- Interrupción imprevista que requiere la salida inmediata de la unidad intervención, reparación o corrección de daño o desperfecto.
- Interrupción imprevista que no requiere la salida inmediata de operación pero requiere la salida dentro del plazo establecido para la planificación de corto plazo (programación semanal).
- Por extensión de un mantenimiento o cualquier estado que no ha sido mantenimiento programado o falla.

Extensión de mantenimiento:

Se aplica cuando el trabajo previsto excede la duración predeterminada debido a un problema durante el período previsto. La extensión de mantenimiento es considerada como mantenimiento no programado.

Falla:

Es la salida intempestiva de una unidad generadora debido a causas internas o externas. Se considera también como falla al intento de fallido de ingreso a operación (falla en el arranque).

Salida forzada:

Se considera como salida forzada a los estados de mantenimiento no programado y falla

Horas de Operación:

Acumulación de las horas que un generador estuvo sincronizado al sistema eléctrico, y suministrando energía.

Tasa de Salida Forzada:

Probabilidad de que una unidad de generación no esté disponible debido a salidas forzadas.

dónde:
$$FOR = \frac{FOH}{FOH + SH} * 100$$

FOH: Número de horas en el período en que la unidad se encuentra en salida forzada.

SH: Horas de operación.

En Reserva:

Estado en el que la unidad generadora está disponible, no está en servicio y es capaz de entregar energía eléctrica.

3. METODOLOGÍA

Para la ejecución del estudio se aplicó la siguiente metodología:

- Definición de los estados de las unidades de generación.
- Recopilación y procesamiento de la información de bitácoras operativas diarias, reportes e informes de falla, solicitudes de consignación para mantenimiento; residentes en archivos planos (texto, hojas de cálculo) y bases datos.
- Análisis de las potencias efectivas de las unidades de generación.
- Análisis detallado de las bitácoras operativas diarias, con el objetivo de identificar y cuantificar los tiempos de permanencia de las unidades de generación en los diferentes estados.
- Análisis detallado de las solicitudes de consignación y su aprobación por parte de CENACE, con el objetivo de clasificar los mantenimientos en programados y no programados.
- Validación de la información procesada e integrada a las bases de datos, a través de criterios de consistencia y razonabilidad, utilizando fuentes de información redundantes.
- Cálculo de la tasa de salida forzada acumulativo de los 12 años para cada una de las unidades de generación.
- Análisis estadísticos con figuras explicativas para observar el comportamiento histórico 1999 - 2010. Además de la incorporación de estadísticas descriptivas, histogramas y cuartiles y descripciones resumidas de los datos de mantenimientos relevantes que se ha ocurrido durante los 12 años en cada unidad de generación.

4. RESULTADOS OBTENIDOS

4.1. Definición de la muestra

A diciembre de 2010 se dispone de 171 unidades de generación activas con una potencia efectiva total de 4066 MW; de los cuales 794 MW (20%) son de capital privado y 3272 MW (80%) son de capital público. En el Fig. 1 se muestra el parque generador de capital público agrupado por tecnología y combustible utilizado.

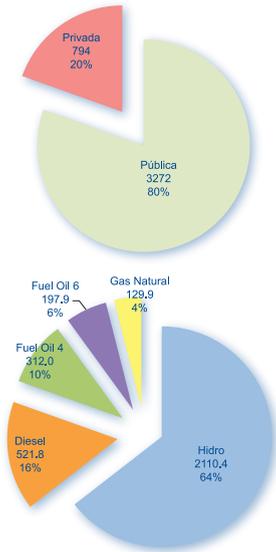


Figura 1: Composición del parque generador de capital público por tecnología y combustible

4.2. Potencia Efectiva, Disponible y Evolución Demanda

Previo a la cuantificación de las horas de indisponibilidad del parque generador, se realizó un análisis que considera el incremento en potencia efectiva del sistema en el período de estudio, observándose que la potencia disponible no ha seguido una tendencia similar, como se demuestra en la Figura siguiente.

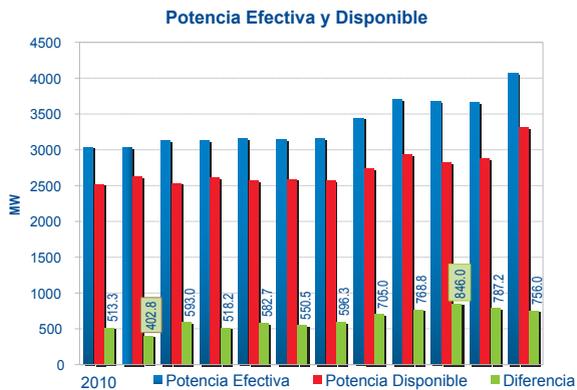


Figura 2: Diferencia entre la potencia efectiva y disponible

Se observa que existe una diferencia entre la potencia efectiva y disponible con un valor mínimo de 13% en el año 2000 y un máximo de 23% en el año 2008. Con respecto a la potencia efectiva, el año 2010 registró un valor 19%. Los valores muestran el estado de las unidades del sistema que constantemente salen a mantenimiento.

Por otro lado, se realizó un análisis entre la potencia disponible y la demanda máxima anual revelando el margen estrecho que se ha tenido para los últimos años, siendo los más críticos los años 2006, 2008 y 2009, produciéndose en este último año racionamientos energéticos. Si bien en cada año existe un margen positivo, para las condiciones del presente estudio se asume un promedio anual; sin embargo el esquema se complica cuando ocurren salidas, mantenimientos o fallas coincidentes, donde se observa que la potencia disponible y demanda máxima están muy cercanos, restándose confiabilidad al sistema.

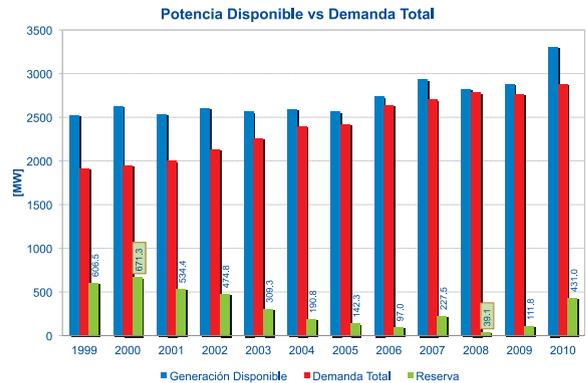


Figura 3: Comparación entre la generación disponible y la demanda total - Reserva de Potencia Activa

4.3. Horas de Falla de Generadores sujetos a despacho centralizado

Las variaciones porcentuales considerando las horas de indisponibilidad por falla en las unidades de generación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano más altas se presenta en el año 2005 con 72%, especialmente por el incremento de fallas en las unidades de vapor (especialmente en la Central Trinitaria) y en las unidades de bunker (Gualberto Hernández y El Descanso). Posteriormente en el año 2010 se presenta un aumento del 53%, por incrementos de fallas respecto al 2009 de la unidades de embalse especialmente las unidades (7, 8, 9 y 10) de la central Paute y unidades turbo gas como la unidad Miraflores y de la Central Aníbal Santos. En la Fig. 4 se presentan las variaciones porcentuales.



Figura 4: Variaciones Porcentuales de horas de falla durante el período 1999-2010

Entre las unidades que tienen acumuladas horas de falla superiores a las 200 horas dentro del período 1999-2010, se encuentran unidades térmicas como la unidad 1 de Álvaro Tinajero con 290 horas, que es la mayor, posteriormente la siguen la unidad 2 de Santa Rosa y Trinitaria. Unidades con horas de falla superiores a las 100 horas pero inferiores a las 200, se encuentran unidades tanto térmicas como hidráulicas, entre las principales térmicas se tiene a las unidades de Electroquil, Victoria, unidad A de Machala Power, unidad 1 de Santa Rosa y unidad 3 de Aníbal Santos, para las hidroeléctricas importantes las sobresalientes son las unidades 6,7 y 8 de Paute.

Las horas de falla por tipo de unidad y por cuartiles y valores más frecuentes así como la media se presentan a continuación:

Tabla 2: Estadísticas Descriptiva de horas de falla de las unidades generadoras 1999-2010

Tipo	1° Cuartil	Mediana	3° Cuartil	Valor Frecuente	Media	%DATOS
Embalse	0.2	1.4	4.5	13.7	10.4	83.0
Pasada	0.8	2.6	6.7	2.9-5.9	5.1	70.0
MCI	0.8	3.0	7.2	1.12-6.71	5.6	72.5
Turbogas	6.1	11.3	20.9	11-22	16.5	76.0
Turbovapor	4.5	6.4	10.8	11.6	9.3	73.0

4.4. Horas de Mantenimiento Programado de Generadores sujetos a despacho centralizado

Con relación a las variaciones porcentuales de las horas de mantenimientos programados, se encuentra que las máximas se presentaron en el año 2001 con el 228% debido al incremento sustancial de mantenimientos consignados en Termoesmeraldas, Central Pucará, Marcel Laniado de Wind, las unidades de las Empresas Eléctrica Quito, Elecaastro y Regional Sur. En el año 2008 se presenta también un incremento representativo del 136%

por mantenimientos de Termoesmeraldas, Machala Power, Empresa Eléctrica Quito, Elecaastro, unidad 2 de Álvaro Tinajero, coordinaciones de mantenimientos con Termoguayas que ingresa el año 2007. A continuación el Gráfico No.5 de variaciones porcentuales de los mantenimientos programados ejecutados.

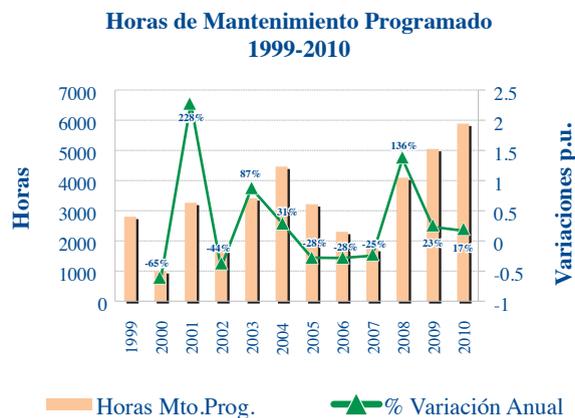


Figura 5: Variaciones Porcentuales de horas de mantenimiento programado durante el período 1999-2010

El 52% de las unidades que se encuentra entre 2 y 5 mil horas acumuladas de mantenimiento programado son unidades térmicas, siendo las más sobrecalientes: vapor Aníbal Santos, Santa Rosa unidad 1 y 2, Enrique García, Álvaro Tinajero unidad 1, Machala Power, Electroquil unidades 1, 2 y 3. En cambio el 48% de unidades corresponde a unidades hidroeléctricas siendo las representativas Pucará unidad 1, Marcel Laniado 1 y 2, Paute unidades 6,7,8,9, Empresa Eléctrica Quito central Nayón unidad 1 y 2 y central Cumbaya unidad 1 y 2.

Para horas de mantenimiento programado acumulada en el período 1999-2010 inferiores a las dos mil horas el 37% son unidades térmicas y el 43% son unidades hidroeléctricas.

Las horas de mantenimiento programado por tipo de unidad y por cuartiles y valores más frecuentes así como la media se presentan a continuación:

Tabla 3: Estadísticas Descriptiva de horas de mantenimiento programado de las unidades generadoras 1999-2010

Tipo	1° Cuartil	Mediana	3° Cuartil	Valor Frecuente	Media	%DATOS
Embalse	282.0	352.7	409.8	225 - 429	367.9	78.0
Pasada	43.2	132.8	539.1	362-723	435.7	83.0
MCI	34.3	198.9	461.5	150 - 453	368.6	74.0
Turbogas	83.1	246.5	594.0	658.6	512.5	81.0
Turbovapor	368.2	800.0	975.3	497-948	753.3	67.0

4.5. Horas de Operación de Generadores sujetos a despacho centralizado

Para el período de estudio las unidades de vapor Gonzalo Zevallos TV3 y TV2, Trinitaria de Electroguayas, Termoemeraldas la unidad de vapor Anibal Santos de Eléctrica de Guayaquil y las unidades hidráulicas de Agoyán, Pucará y Paute, se encuentran entre las 70 y 90 mil horas de operación. Se presenta en la Fig. 6.



Figura 6: Horas de Operación hasta 70 mil horas para unidades generadoras en el período 1999-2010

Las centrales hidráulicas Agoyán, Pucará y la unidades 3,5 hasta la 10 de la Central Paute se encuentra entre las 70 y 90 mil horas de operación y las unidades 1,2 y 4 están alrededor de las 68 mil horas operativas. En cambio la Central de Marcel Laniado se encuentra entre las 40 y 70 mil horas de operación. Por otro lado, la Central San Francisco de Hidropastaza se encuentra entre las 15 y 17 mil horas operativas.

Las unidades de vapor registran un valor promedio de hora de operación de 83 mil horas. El mayor número de horas es de 92 mil horas corresponde a la unidad 3 de la Gonzalo Zevallos y la de menor número de horas de operación es la unidad Termoemeraldas con 76 mil horas.

Las unidades de gas que emplean diesel tienen un tiempo promedio de operación de 18.3 horas. El mayor número de horas operativas la registra la unidad 1 de la central Álvaro Tinajero con 41 mil horas y el menor número de horas registradas corresponde a la unidad 2 de la Central Anibal Santos con 4.3 mil horas.

4.6. Horas de Mantenimiento No Programado de Generadores sujetos a despacho centralizado

En el sistema de generación del Ecuador se presenta horas por mantenimientos no programados que involucran que las unidades estuvieron en este estado todo el año e incluso se registra horas acumuladas en los doce años de 105 mil horas. A continuación se presenta el gráfico de las unidades:



Figura 7: Horas de Mantenimiento No Programado hasta 40 mil horas para unidades generadoras en el período 1999-2010

Las horas de mantenimiento no programado por tipo de unidad por cuartiles y valores más frecuentes así como la media se presentan a continuación:

Tabla 4: Estadísticas Descriptiva de horas de mantenimiento no programado de las unidades generadoras 1999-2010

Tipo	1º Cuartil	Mediana	3º Cuartil	Valor Frecuente	Media	%DATOS
Embalse	0.0	0.5	28.9	187.0	48.2	96.0
Pasada	0.0	0.0	360.0	564.0	484.1	82.0
MCI	37.6	381.6	2555.9	900.8	1873.7	61.0
Turbogas	9.0	621.4	2023.1	1031-2063	1464.4	76.0
Turbovapor	59.6	252.0	3948.0	1788-5364	1892.5	82.0

4.7. Tasa de Salida Forzada de los Generadores sujetos a despacho centralizado

Conforme a la cuantificación de horas de permanencia en cada estado y sustentados en la norma IEEE 762–2006, se calculó la tasa de salida forzada (FOR), para cada unidad de generación, registrándose que las unidades térmicas presentan la más alta probabilidad de salida forzada, evaluada entre tecnología y combustible, conforme se muestra en la Fig. 8:

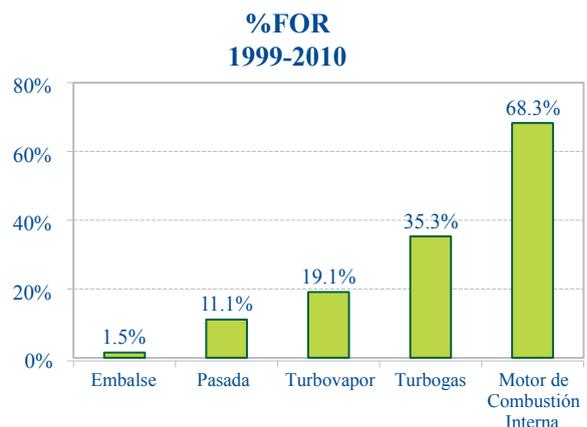


Figura 8: Variación promedio del %FOR por tecnología del parque generador en el período 1999-2010

En este análisis se detecta que varias unidades de generación presentan largos períodos de indisponibilidad, mismos que inciden en la determinación de la tasa de salida forzada de las unidades de generación, por lo que del análisis se

excluyen unidades con tiempos de indisponibilidad mayores a las 40 000 horas. Se presenta a continuación la tasa de salida forzada para unidades de generación agrupadas por tipo de tecnología y por combustible, aplicando el criterio señalado.

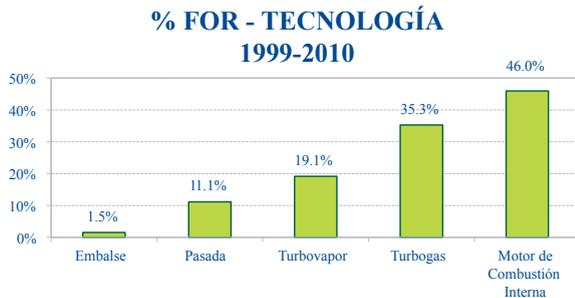


Figura 9: Variación promedio del %FOR por tecnología del parque generador en el período 1999-2010 excluyendo generadores con indisponibilidad superior a 40 mil horas

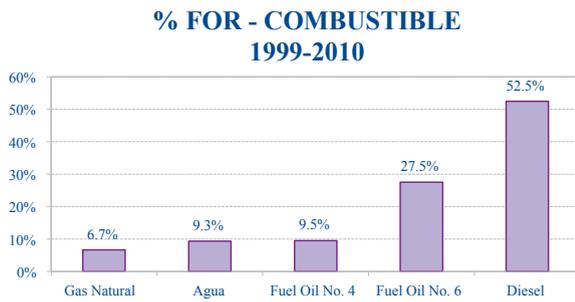


Figura 10: Variación promedio del %FOR por tipo de combustible del parque generador en el período 1999-2010 excluyendo generadores con indisponibilidad superior a 40 mil horas

5. CONCLUSIONES

- Los resultados de este análisis permiten concluir que la indisponibilidad promedio del parque generador, durante los últimos años es del orden del 20% del parque generador activo instalado.
- Considerando únicamente potencia, los resultados muestran un estrecho margen para abastecer la demanda, el problema toma mayores implicaciones si se considera energía, por tanto, se concluye que bajo el análisis de generación y descartando los posibles problemas en transmisión el despacho en los últimos años ha estado sujeto a varias limitaciones operativas.
- El sistema de generación para el período de estudio presenta una alta indisponibilidad no planificada, tema que ha obligado a la reprogramación por parte del CENACE en cuanto al Plan de Mantenimientos (mediano plazo), y programación semanal (corto plazo), poniendo en riesgo la calidad y seguridad del suministro de energía eléctrica.

- La tasa de salida forzada (FOR) ofrece la información básica e indispensable para los estudios de estimación, ya que refleja la indisponibilidad de cada unidad con un grado probable de ocurrencia.
- Siendo la energía eléctrica la fuente primaria de desarrollo se define que para garantizar la continuidad del servicio eléctrico y calidad del mismo, se deben tomar en cuenta criterios de confiabilidad y en función de estos planear la expansión e inversión en el Sistema Eléctrico de Potencia.
- La evaluación permite contar con información histórica del comportamiento de tiempos ante evento de salidas forzadas como de mantenimientos programados coordinados con CENACE que posteriormente se incluirán en los procesos estadísticos de la Corporación para realizar un control estadístico.

RECOMENDACIONES

- Implementar un sistema de indicadores a nivel de unidad generadora que permita realizar seguimiento y valorar los tiempos de indisponibilidad prolongada de manera de disponer de alertas tempranas para toma de decisiones.
- Es necesario confirmar con las unidades de Negocio la disponibilidad de las unidades generadoras, especialmente aquellas cuyas horas de mantenimiento no programado superan las 40 mil horas. Esto es necesario puesto que permitirá depurar el listado del parque término disponible para despacho centralizado.
- Es prudente emprender en un análisis profundo y detallado de la situación actual de cada una de las unidades generadoras del Sistema que permita detectar y atacar los problemas de tiempos prolongados en indisponibilidad forzada.
- Es necesario activar el análisis estadístico energético de producción de las unidades de generación que cuantifique el nivel de efectividad productiva.
- Establecer estrategias de retiro de unidades de generación por envejecimiento, por seguridad, ambientales u otros factores técnicos que permita a todos los entes relacionados con el Sector Eléctrico conocer oficialmente los destinos de la generación.
- Bajo este contexto, el estudio de la Estadística de Generación ha permitido detectar unidades con tiempos de indisponibilidad altos y superiores a las 40 mil horas de operación

(aproximadamente 5 años de indisponibilidad) que sería deseable conocer cuál será su destino, a continuación se exponen las unidades:

EMPRESA	CENTRAL	UNIDAD	HMNPROG
CNEL - EMEPE	Libertad	U08	105186
R. SUR	Catamayo	U03	104405
R.SUR	Catamayo	U01	104229
CNEL - EMEPE	Libertad	U11	98719
AMBATO	Batán	U	98352
EEQUITO	Luluncoto	U12	91395
CNEL - EMEPE	Libertad	U12	87648
CNEL - MANABI	Miraflores	U03	87472
CNEL - MANABI	Miraflores	U07	87056
CNEL - EMEPE	Playas	U4	82740
CNEL - EMEPE	Libertad	U10	78795
CNEL - EMEPE	Posorja	U5	74088
CNEL - EMEPE	Libertad	U01	71905
CNEL - EMEPE	Libertad	U09	69347
R. SUR	Catamayo	U07	62991
CNEL - ORO	El Cambio	U4	61969
EAUSTRO	El Descanso	U3	58491
R.SUR	Catamayo	U05	56827
CNEL-BOLV	Guaranda	U	54258
R. SUR	Catamayo	U06	54099
CNEL - ORO	El Cambio	U3	51654
R.SUR	Catamayo	U02	48742
AMBATO	Lligua	U2	47572
CELEC-TPICH	Guangopolo	U5	47235
CELEC-TPICH	Guangopolo	U2	43272
EEQUITO	Luluncoto	U11	42362

1. Es fundamental emprender en un proyecto de socializar las mejores prácticas de mantenimiento en todas las plantas generadoras aplicando concepto de ejecución de mantenimientos confiables, apoyados en conceptos de RCM que permitan:

- Controlar los tiempos empleados para mantenimientos programados y no programados a cada uno de los generadores, optimizándolos tiempos de ejecución de los mantenimientos, agrupando tareas de mantenimiento comunes, e incluso ejecutando en otros generadores tareas similares, disminuyendo costos.
- Controlar las indisponibilidades ya que la disponibilidad de generación es crítico para valorar el comportamiento y desempeño del Sistema de Generación considerando que los generadores cubre aspecto como abastecimiento del sistema, calidad y seguridad. Por este motivo, se plantea que en el aspecto técnico de la determinación de los parámetros de horas de falla, mantenimientos programados y no programados de la unidad generadora, el CENACE sea el apoyo para la

evaluación de los indicadores de disponibilidad y tasa de salida forzada, pero se emprenda en análisis de evaluación económica y la conjugación con la parte técnica.

2. Establecer el margen de reserva en función de criterios de confiabilidad, los cuales permitirán marcar alertas y guías para la inversión y expansión del sistema de generación.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] IEEE Std 762™-2006, IEEE Standard Definitions for Use in Reporting Electric Generating Unit Reliability, Availability, and Productivity, 15 March 2007, IEEE.
- [2] Kenett, Ron S., y Shelemyahu Zacks. (2000). Estadística Industrial Moderna. Primera Edición. México. International Thomson Editores.
- [3] Corporación CENACE, documentos varios.



Adriana Janet Pacheco Toscano.- Ingeniera Eléctrica de la Escuela Politécnica Nacional en 1996; Master en Estadística Aplicada de la Escuela Politécnica Nacional en el 2009. Ha desempeñado sus labores profesionales en la fábrica de transformadores ECUATRAN S.A. como Ingeniera de Investigación y Desarrollo y en el CENACE en el Área de Estudios Eléctricos de la Dirección de Planeamiento. Actualmente se desempeña en la Dirección de Operaciones en el Área de Análisis de la Operación. Sus campos de investigación esta relacionados con el control estadístico de procesos, análisis de datos perdidos, análisis de componentes principales, confiabilidad de sistemas eléctricos de potencia, análisis de series de tiempo.