

Utilización de herramientas de *Big Data* para el mantenimiento y gestión de activos en la industria de generación de energía eléctrica

Mateo Peñaranda Valero - Juan David Vargas Diaz
Bogotá D.C. – Colombia
Marzo, 2018

Resumen

Se realizó la implementación de un sistema de monitoreo por condición y desempeño basado en herramientas de *Big Data* en 21 unidades de generación de energía eléctrica en diferentes países de Latinoamérica. Esto con el fin de mejorar eficiencia, confiabilidad y disponibilidad de las plantas a través de un plan integral para optimizar la operación, el mantenimiento y la gestión de activos. En este documento se resume el trabajo realizado, las lecciones aprendidas y la experiencia generada.

Introducción

El mercado colombiano y las políticas de gobierno están llevando al país hacia la búsqueda de la integración de nuevas fuentes de energía que permitan realizar un uso eficiente de los combustibles, reducir emisiones y optimizar el consumo de energía. Esta complejidad en la matriz energética representa grandes retos para los generadores. Los cuales deben ser afrontados por medio de la utilización de herramientas tecnológicas.

Sin embargo, el reto no consiste solo en instrumentar las plantas sino en realmente administrar y entender todas estas fuentes de información [1]. De esta forma, el desafío consiste en buscar la forma más eficiente de colectar, administrar y analizar todos estos datos generados. Para solucionar este problema aparecen los sistemas de *Big Data*.

Las herramientas de *Big Data* no solo permiten almacenar y acceder a la información, sino que solucionan la necesidad de analizar datos para utilizarlos de la manera más eficiente posible [2]. Estas tareas no pueden ser realizadas en tiempo real por un humano, es allí donde se hacen indispensables estos sistemas.

Adicional a esta visión macro de la *Big Data*, estas herramientas pueden ser usadas también para tener una operación y sistemas de gestión eficientes en cada unidad de generación. Lo cual contribuye a la consecución de las metas generales. Por lo anterior, la migración hacia estas nuevas tecnologías es una necesidad tanto de las entidades nacionales como de cada uno de los agentes que participan en la dinámica de la generación de energía.

De esta forma, las metas individuales de las plantas deben estar enfocadas hacia tres pilares fundamentales: eficiencia, confiabilidad y disponibilidad. La eficiencia en las termoeléctricas está directamente ligada con el *heat rate* y el rendimiento térmico [3]. Para lo cual existen ya códigos ASME que permiten estandarizar el control del rendimiento. La tarea es entonces utilizar la información contenida en estos documentos y contrastarla con la información real de la planta, lo cual se puede hacer de manera eficiente con herramientas software.

Para el monitoreo de la confiabilidad y la disponibilidad de la planta, se debe centrar el análisis en la gestión de activos. Para esto

existen también guías ampliamente utilizadas, siendo la norma ISO 155000 una de las mas conocidas. Sin embargo, de nuevo aparece la necesidad de procesar mucha información de diferentes fuentes en tiempo real. Por esto las herramientas tecnológicas discutidas son fundamentales, pero deben ir siempre acompañadas de análisis estadísticos y correlación de variables para poder detectar de manera oportuna y acertada cambios como indicativos de fallas incipientes que están empezando a desarrollarse.

En el desarrollo de este proyecto se realiza la implementación de un sistema que cumple con los requerimientos anteriormente mencionados y permite alcanzar la meta de realizar realmente monitoreo por condición y por desempeño.

Alcance

Este proyecto se enmarca en el desarrollo, instalación e implementación de un plan de optimización de operación, mantenimiento y gestión de activos en 21 unidades de generación de energía eléctrica en Latinoamérica durante los años 2016-2017. El software utilizado es EtaPRO™, desarrollado por la compañía GP Strategies. A continuación, la lista de plantas, sus características generales y su ubicación:

-Ventanas (2 unidades): Ciclo Rankine (carbón) / 540 MW / Chile

-Angamos (2 unidades): Ciclo Rankine (carbón) / 540 MW / Chile

-Tamuin (2 unidades): Ciclo Rankine (petcoke) / 540 MW / México

-Mérida (1 unidad): Ciclo Combinado (gas natural) / 350 MW / México

-Itabo (2 unidades): Ciclo Rankine (carbón) / 250 MW / República Dominicana

-Chiriquí (6 unidades): Hidroeléctrica (pasada) / 220 MW / Panamá

-Changuinola (3 unidades): Hidroeléctrica (pasada) / 220 MW / Panamá

-Bayano (3 unidades): Hidroeléctrica (embalse) / 260 MW / Panamá

A continuación, se presenta la lista de herramientas software comunes instaladas en todas las plantas, con una explicación corta de cada una:

EtaPRO: Sistema integral de monitoreo de desempeño y condición.

VirtualPlant: Software de modelamiento termodinámico.

APR: Software de análisis estadístico para detección temprana de anomalías.

EPReporter: Herramienta para generación y envío automático de reportes.

EPLog: Herramienta para registro automático y manual de eventos e información.

EPDiagnostics: Herramienta para creación de alertas y árboles de decisión automáticos.

EPArchive: Historiador con tags ilimitados y alta capacidad de almacenamiento de diferentes fuentes de datos.

Adicionalmente, se listan los equipos/sistemas principales a monitorear en términos de rendimiento y condición, por tipo de planta:

Ciclo Rankine:

Ciclo turbina, caldera, calentadores de aire, condensador, calentadores de agua, turbina de vapor, torre de enfriamiento, generador, transformador, pulverizadores, bombas, ventiladores.

Ciclo Combinado:

Ciclo gas, ciclo vapor, ciclo combinado, turbinas de gas, turbina de vapor, HRSGs, condensador, torre de enfriamiento, generador, transformador, bombas.

Hidroeléctrica:

Ciclo agua, turbina, generador, transformador.

Resultados

Mejoras en *heat rate*

En promedio los ahorros en *heat rate* de las plantas térmicas analizadas en el marco de este proyecto fueron de 140 ± 20 kJ/kWh, lo que equivale al $1.4 \pm 0.2\%$. Los ahorros por planta se presentan gráficamente en la Fig 1. Los mayores beneficios se encontraron principalmente en las plantas donde la instalación del sistema de monitoreo se realizó poco tiempo antes de una parada en planta. Lo anterior permitió identificar con precisión y cuantificar los problemas de la planta para justificar los trabajos de mantenimiento y así realizar una programación y preparación óptima.

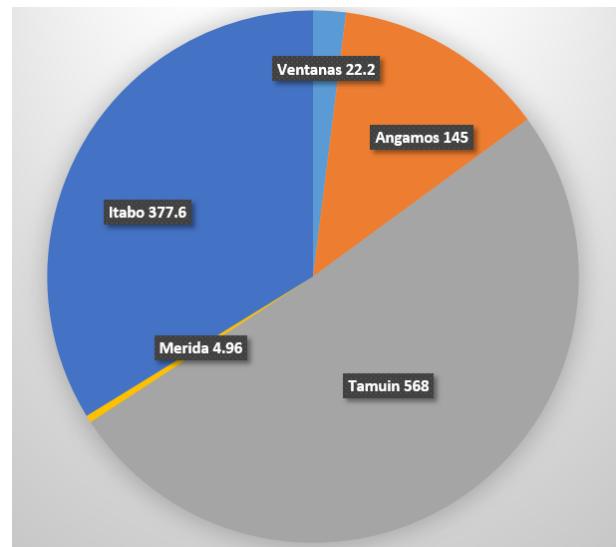


Fig 1. Ahorros en *heat rate* por planta (kJ/kWh)

Estos ahorros energéticos representaron para estas plantas ahorros económicos totales estimados en USD \$5.200.000. Teniendo como base un costo del combustible promedio de 3 USD/mmbtu, un factor de planta de 80% y una extensión de la anomalía por un año (tiempo entre paradas mayores).

La distribución de los ahorros por parámetro se presentan en la Fig 2. En este grafico se puede apreciar que los mayores contribuidores fueron en su orden: temperatura del agua de circulación a la entrada del condensador (relacionada con la operación de la torre de enfriamiento), la temperatura del agua de alimentación (relacionada principalmente con la operación de los calentadores de agua) y la presión del condensador (relacionada con la operación de este equipo).

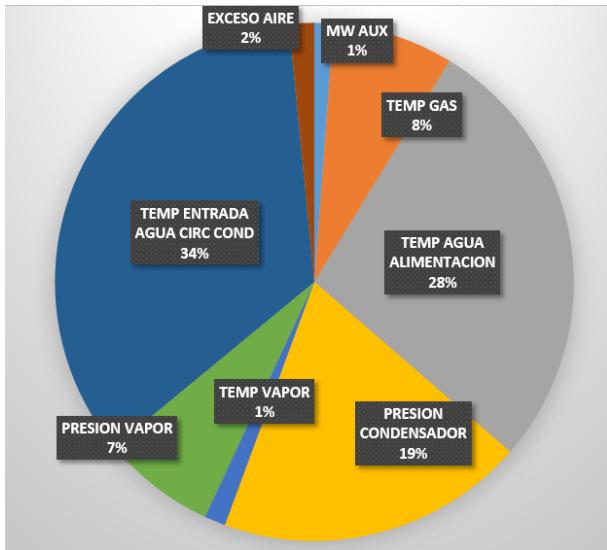


Fig 2. Distribución de ahorros en heat rate por parámetro

A continuación, se presentan algunos casos específicos relacionados con mejoras en estos parámetros principales:

1. Temperatura de agua de circulación de entrada a condensador

En la Fig 3 se evidencia el cambio en la temperatura de salida de la torre de enfriamiento (6°C) en Tamuin. Previo al *outage* el sistema alertó sobre la baja eficiencia de la torre con base en las condiciones de operación del momento, indicando que era costo-eficiente realizar el reemplazo de las celdas taponadas.

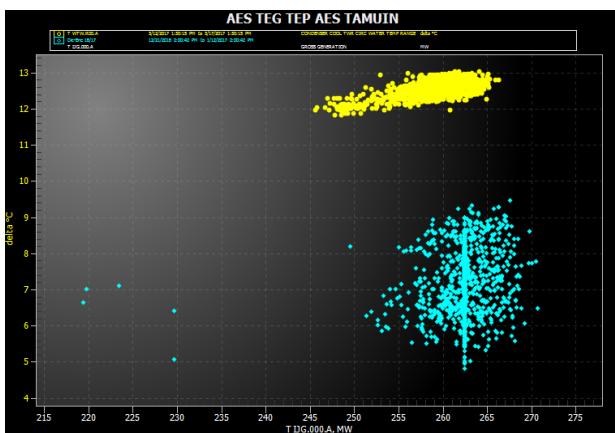


Fig 3. Cambio temp agua circulación a condensador (Tamuin)

2. Temperatura agua de alimentación a caldera

En la Fig 4 se presenta el cambio en la temperatura del agua de alimentación (20°C) en Tamuin. Antes de la parada por mantenimiento el sistema advirtió un DCA normal y un TTD elevado en el calentador de agua de más alta presión, síntoma de falla en la placa de separación. Durante el *outage* se abrió el equipo, se validó la falla y se realizó la reparación.

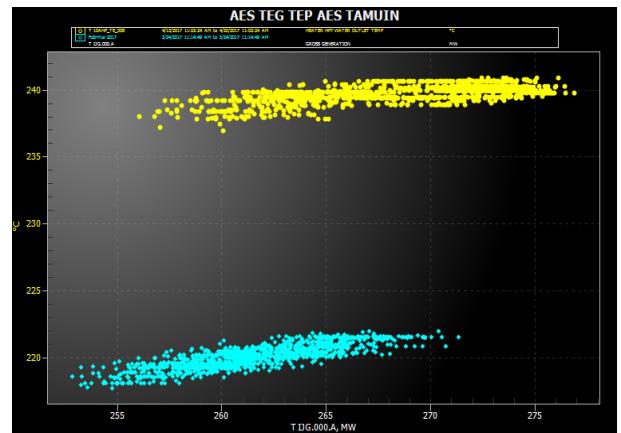


Fig 4. Cambio temperatura agua de alimentación (Tamuin)

3. Presión condensador

En la Fig 5 se presenta la alerta del sistema en la pantalla del condensador. Se registra alta presión (30 mmHga sobre el valor esperado), alto delta de temperatura en el agua de circulación (6°C sobre valor esperado) y operación normal del sistema de circulación. Esto indica aumento en carga térmica, lo cual se evidencia en campo con una gran fuga de aire en la junta expansiva hallada gracias a la alerta.

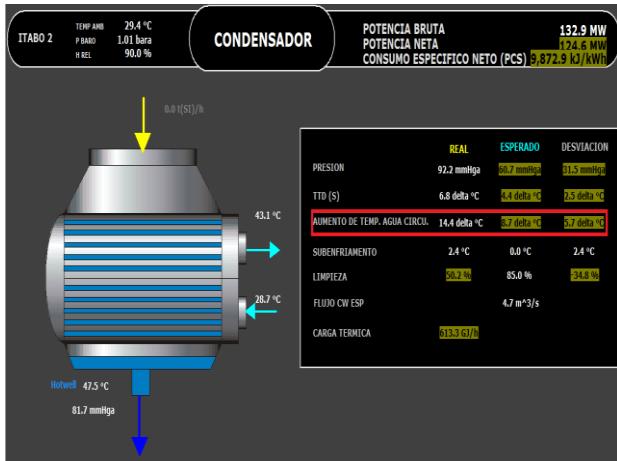


Fig 5. Presión condensador (Itabo)

Avances en eficiencia hidroeléctrica

1. Baja eficiencia en turbina

El sistema alerta por baja eficiencia en turbina, esto permite abrir investigación sobre problemas de instrumentación y/o desgaste en equipo. Genera además herramientas para determinar la mejor configuración posible frente a la demanda del sistema. Se asigna equipo como último generador en la cadena hasta solucionar el tema.

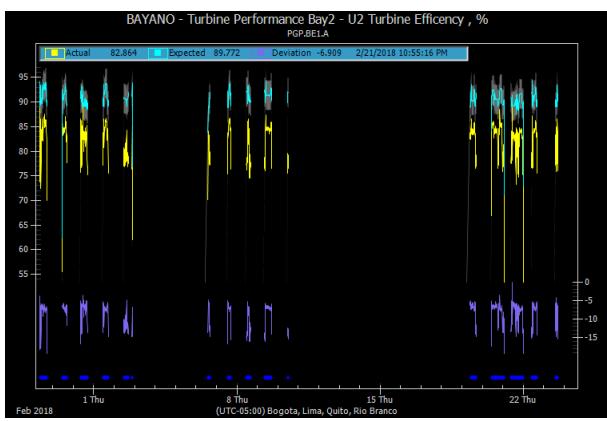


Fig 6. Baja eficiencia turbina (Bayano)

Mejoras en Disponibilidad y Confiabilidad

En esta sección se presentan diversos casos puntuales de alertas que permitieron evitar salidas forzadas de la planta y/o fallas en los

activos, aportando entonces en disponibilidad y confiabilidad.

1. Alta temperatura de drenaje en calentador de agua

El sistema en Tamuin alerta sobre bajo nivel en el calentador de más alta presión de la planta, aun cuando la señal de nivel del instrumento registraba valores normales. Esto por una elevada temperatura en el drenaje (26°C por encima del valor esperado). Se detecta taponamiento en el sensor de nivel, se ajusta nivel y la temperatura retoma valores normales.

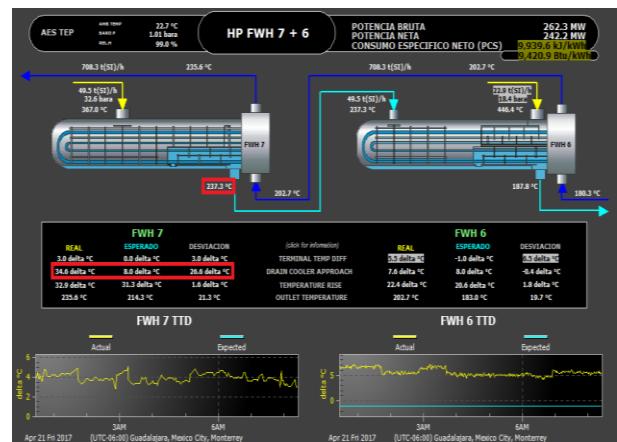


Fig 7. Alerta de bajo nivel en calentador de agua (Tamuin)

En este punto, gracias al sistema se logra identificar que vapor con alta presión y temperatura estaba pasando a la zona de subenfriamiento. Al revertir la situación, se pudo evitar la rotura de tubos y salida de servicio del equipo.

2. Alta vibración turbina de gas

El software en Mérida reporta un aumento entre 5-10 μm en la vibración que permite identificar un desbalance en el equipo. Este es entonces validado en campo por el fabricante del equipo y ajustado durante la parada mayor.

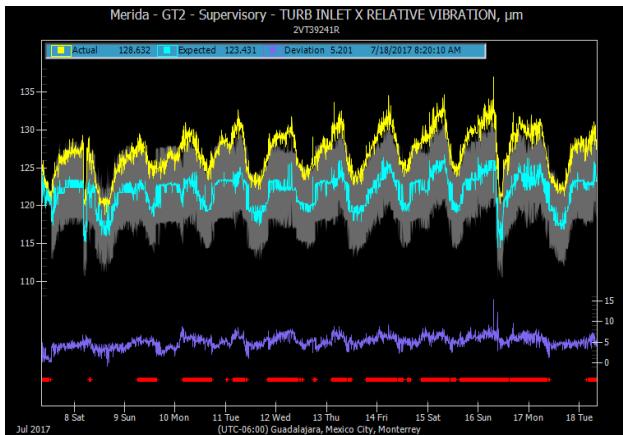


Fig. 8. Alerta alta vibración turbina de gas (Mérida)

3. Falla en instrumento de posición turbina de vapor

En Itabo se presenta alerta por falla en instrumento de posición axial de turbina de vapor, al correlacionarlo con los otros dos instrumentos pares. Se anula esta señal y se evita así trip de planta.

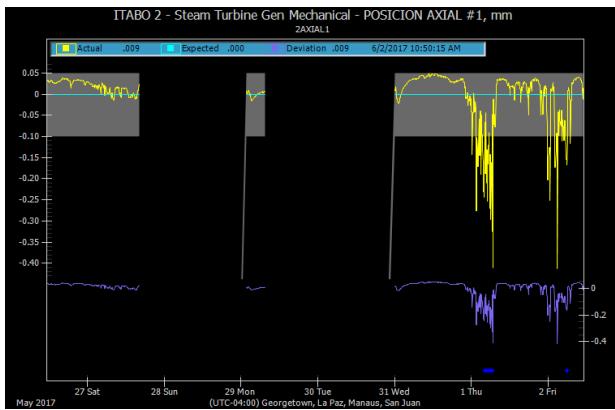


Fig. 9. Alerta falla instrumento turbina vapor (Itabo)

4. Alta temperatura aceite a turbina hidroeléctrica

El sistema alerta sobre alto nivel en el aceite de lubricación a turbina, se valida en campo con caídas en niveles de aceite. Se relaciona entonces con fugas en la turbina por falla en sello y se controla manualmente mientras se programan los recursos. Se normaliza después de una parada corta por salida debido a

despacho o demanda de la red. Se evita trip de planta por bajo nivel de aceite gracias a la alerta oportuna.

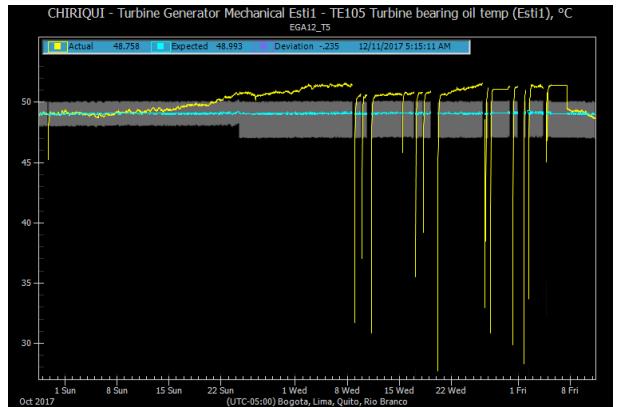


Fig. 10. Alerta Alta temperatura aceite (Chiriquí)

Discusión de resultados

Con base en la experiencia generada por la instalación de un sistema de monitoreo por condición y desempeño basado en herramientas de *Big Data* en diferentes plantas a lo largo de Latinoamérica, se generan lineamientos clave para la implementación efectiva de estos sistemas. En esta sección se presentan los principales puntos a tener en cuenta para el correcto desarrollo de este tipo de programas, con el fin de compartir las lecciones aprendidas.

Desde el punto de vista del recurso humano, es muy importante definir líderes del proceso que tendrán la responsabilidad de monitorear y mantener el sistema. Esta posición debe tener la capacidad de generar avisos y órdenes de trabajo, y estar en constante comunicación con las diferentes áreas de la planta: mantenimiento, operación, instrumentación, planeación, etc. La dedicación diaria se promedia entre 30 y 60 minutos por unidad.

De igual forma, el personal relacionado con la herramienta debe recibir entrenamiento específico que permita potenciar estas

herramientas de software. Típicamente estos sistemas permiten mejorar la curva de aprendizaje de los involucrados. Así, se logra obtener mayor provecho y al involucrar a todo el personal en el proyecto se genera sentido de pertenencia y se obtienen mejores resultados

Para poder entonces integrar a todos los actores del proceso, es necesario que el sistema permita realizar accesos remotos. Esto hace que en cualquier momento personal de diferentes áreas de la organización y en diferentes ubicaciones pueda acceder a la información para hacer seguimiento. Sin embargo, es importante tener perfiles bien definidos para limitar accesos, definir responsabilidades y direccionar la información.

Por lo anterior, deben generarse junto con la implementación del software una serie de procedimientos bien definidos y socializados con el personal, respecto a los pasos a seguir frente a las alertas entregadas por el sistema. Esto debe incluir, entre otros, responsables, tiempos de reacción, sistemas de seguimiento, verificación y cierre.

Por otro lado, este tipo de sistemas se basan en la fiabilidad de las señales. Teniendo en cuenta que hay mucho en juego al confiar en las alertas del sistema es necesario que las señales sean lo más acertadas posible. Para esto, es útil tener diferentes formas de validar la información en tiempo real y corregirla para continuar con los cálculos sin afectar los resultados aguas abajo.

Es por esto que se requiere un sistema de alarmas inteligentes, que tengan en cuenta las condiciones de operación y las relaciones entre variables. Las alarmas tradicionales fijas (Low-High) son solo útiles para la protección de los equipos y sistemas, pero no alertan frente a

cambios pequeños o fallas incipientes que están empezando a desarrollarse en los equipos e instrumentos. Por lo anterior, el sistema APR propio del software EtaPRO fue clave para la realización de un monitoreo por condición efectivo y validación de las señales de la planta.

Este sistema de alertas debe estar en capacidad de enviar mensajes incluso cuando no se está trabajando en el software. Envío de mensajes de texto, correos electrónicos, etc. En las plantas del estudio, se crearon alertas que generaban correos electrónicos a diferentes grupos dependiendo el tipo de alarma.

En el caso de las plantas térmicas, se hace indispensable tener disponibles sistemas de modelamiento termodinámico que permitan estimar los valores esperados con base en los cambios ambientales y de operación. Esto permite identificar los problemas en el ciclo y dar un diagnóstico acertado, así como identificar problemas de instrumentación y reemplazar valores. Para este proyecto se utilizó VirtualPlant, software de modelamiento basado en los códigos ASME de rendimiento PTC.

En términos generales, es fundamental tener un sistema historiador con alta capacidad de almacenamiento capaz de integrar todas las señales disponibles de la planta. En el caso particular de este proyecto se utilizó el historiador propio del software (EPArchive) alimentando el sistema a través de un servidor OPC-DA, utilizando SQL para el manejo de las bases de datos. Normalmente el común denominador es que la planta tiene una serie de sistemas y fuentes de datos que no logran comunicarse entre sí. Por lo tanto, la opción de la comunicación con EPArchive fue clave del éxito para integrar todas las señales, incluyendo

entradas de datos manuales, y poder correlacionarlas entre sí.

Además, es necesario tener un sistema electrónico de alta capacidad para almacenar información histórica no relacionada con instrumentación digital. Esto es, datos de campo, lecturas de instrumentación local y registro de eventos. Con lo anterior, las tareas de análisis estadísticos sobre fallas y el análisis de causa raíz se facilita en gran manera. En el caso particular del proyecto se hizo la migración de las bitácoras manuales en papel que lleva el operador por bitácoras electrónicas, con la herramienta EPLog del software.

Conclusiones

Con el desarrollo de estas tecnologías de *Big Data* en los últimos años, es posible instalar un sistema completo de monitoreo por precios razonables. Permitiendo así recuperar la inversión en menos de un año. Generando valor rápidamente. Para este proyecto en particular la inversión promedio por unidad de generación fue de USD \$150.000. Teniendo en cuenta los ahorros generados solo en eficiencia energética, para las plantas analizadas, se logra recuperar la inversión y generar ganancias superiores al 60% solo en el primer año. Esto sin tener en cuenta las ganancias relacionadas con confiabilidad y disponibilidad, al evitar salidas forzadas y perdidas en los activos.

Sin embargo, las compañías deben prepararse para estos cambios de filosofía a todos los niveles y establecer con claridad los objetivos y los mecanismos de control. Si se hace de manera correcta y acompañado de planes de entrenamiento y asesoría especializada resulta un proyecto exitoso, trayendo ganancias

tangibles para la planta y mejoras en operación y mantenimiento.

Por lo anterior, creemos que este tipo de herramientas serán el futuro del mercado de generación de energía colombiana, ya que, con la entrada de energías limpias y renovables, todas las demás fuentes de energía deben hacer su mayor esfuerzo por ser eficientes y confiables. Esto aunado a la puesta en marcha del PROURE, los compromisos del país en COP21 y las nuevas subastas de Cargo por Confiabilidad, hacen que las inversiones en el sector de las plantas ya en operación se vean direccionadas en este sentido.

Bibliografía

- [1] Schuelke-Leech, “Big Data issues and opportunities for electric utilities”, Elsevier, 2015.
- [2] Koseleva, “Big data in building energy efficiency: understanding of big data and main challenges”, Elsevier, 2017
- [3] GP Strategies Corporation, “Heat Rate Awareness”, Amherst, 2013

Mateo Peñaranda Valero

Ingeniero mecánico bilingüe de la Universidad de los Andes con siete (7) años de experiencia en construcción, comisionamiento, operación y mantenimiento de plantas de generación de energía eléctrica. Experiencia en implementación de sistemas de monitoreo por rendimiento y condición en ciclos Rankine, ciclos combinados e hidroeléctricas. Analista de vibración para monitoreo por condición y diagnóstico de maquinaria (ISO 18436). Amplio conocimiento en eficiencia energética,

análisis de desempeño, monitoreo y diagnóstico en plantas de generación de energía.

Teléfono Residencia: 7513424

Teléfono Oficina: 7430782

Teléfono Celular: 3142451045

Dirección Residencia: Calle 146 # 7F-80

Dirección Oficina: Carrera 9A # 99-02

Email: mpenaranda@gpstrategies.com

Bogotá – Colombia

Juan David Vargas Diaz

Ingeniero mecánico bilingüe de la Universidad de los Andes con experiencia en construcción de plantas de generación de energía eléctrica y diseño de facilidades petroleras. Experiencia en implementación de sistemas de monitoreo por rendimiento y condición en plantas de generación de energía. Analista de vibración para monitoreo por condición y diagnóstico de maquinaria (ISO 18436). Amplio conocimiento en eficiencia energética, análisis de desempeño, monitoreo y diagnóstico en plantas de generación de energía.

Teléfono Oficina: 7430782

Teléfono Celular: 3156389481

Dirección Oficina: Carrera 9A # 99-02

Email: jdvargas@gpstrategies.com

Bogotá – Colombia