

Monitoreo en tiempo real del generador de la Central Hidroeléctrica R.H. Saunders GS: Interpretación y Aplicación

Por David Casselman de Ontario Power Generation, Cornwall ON, Canadá,
Keith Eastman, de Ontario Power Generation Cornwall ON, Canada
y Marc R. Bissonnette de VibroSystM, Longueuil QC, Canada.

Resumen

La experiencia del staff de la Gerencia de producción de la Central R.H. Saunders, en el análisis e interpretación de datos del sistema de monitoreo en tiempo real, instalado en la década de los 80 y 90 en los generadores; otorgará significativas ventajas competitivas a la planta, con el advenimiento del libre mercado en Ontario. Estas incluyen un incremento de la producción de energía y de ingresos, mejor factor de confiabilidad y de disponibilidad de máquina, así también como menos riesgos de daños en el equipamiento durante el funcionamiento y reducción de los costos de mantenimiento. Esta tecnología puede ser instalada en la mayoría de la plantas hidroeléctricas. Sin embargo para alcanzar el pleno potencial del Sistema de Monitoreo en Tiempo Real en el generador, el personal debe ser entrenado en la interpretación y aplicación del sistema de datos.

Introducción

El Sistema de Monitoreo en Tiempo Real (MRT) para el generador, descrito en este documento fue primeramente instalado en la central hidroeléctrica R.H. Saunders, como consecuencia de la disminución del entrehierro del generador y trazas de contacto entre el rotor y el estator en los grupos G1 y G14. Desde entonces el monitoreo del equipamiento ha funcionado confiablemente y las lecturas dinámicas han proporcionado valiosa información del comportamiento y rendimiento del equipamiento en servicio normal de explotación.

El equipamiento de monitoreo de la condición de máquina esta llegando a ser común en la industria de generación. Muchos productos de monitoreo ofrecidos anuncian capacidad de análisis en máquinas hidroeléctricas. Sin embargo, el análisis efectivo de esta información esta todavía en sus inicios. Muchas plantas no cuentan con personal de staff experimentado capaz de interpretar esta información lo más extensamente posible y usar el equipamiento de Monitoreo en Tiempo Real en su máxima capacidad.

Este no es el caso de la central R.H. Saunders, donde el staff de producción ha desarrollado una pericia relacionada al análisis de la planta con la información que proporciona el Sistema de Monitoreo en Tiempo Real, que es reconocido dentro de Ontario Power Generation y en el mundo. Ellos están en condiciones de asimilar, interpretar, analizar y aplicar la información proveniente del Sistema de Monitoreo en Tiempo Real. Sus esfuerzos han dado resultados previniendo perdidas de producción y paradas forzadas, incrementando la producción de energía, revisando los programas de mantenimiento y mejorando el mantenimiento tal como el proceso de mantenimiento integral. El resultado es un incremento del factor de la capacidad de utilización de la planta con beneficios financieros estimados en varios millones de dólares durante los últimos quince años.

Antecedentes

El Proyecto de Río San Lorenzo que entró en operación en 1958, es un complejo de generación hidroeléctrica internacional. Es operado conjuntamente como dos estaciones independientes de dieciséis unidades cada una por Ontario Power Generation (OPG) y New York Power Authority (NYPA).

R.H Saunders G.S. es la segunda más grande planta de Ontario Power Generation que consiste en igual número de máquinas General Electric (GE) y Westinghouse. Se encuentra ubicada sobre el río con una capacidad de 1030 MW, proporcionando una carga de base económica a la red compuesta principalmente por generación nuclear y térmica. Esto hace de R.H. Saunders GS un vital componente en la red de potencia de Ontario.



Figura 1 – Vista aérea en primer plano de R.H Saunders GS

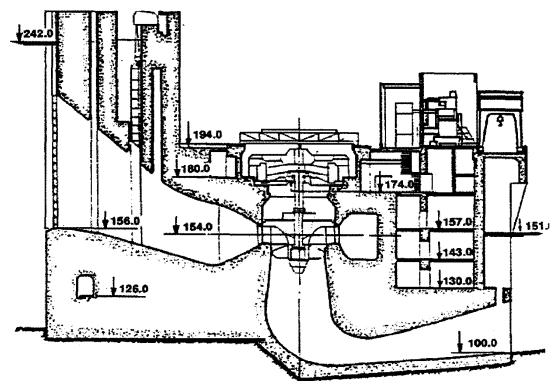


Figura 2- Sección en corte de la casa de máquinas

Los primeros signos de los problemas en operación del conjunto turbina/generador se evidenciaron en 1972. Desde entonces, muchos problemas se han presentado: distorsión del estator dando como resultado una reducción de entrehierro, deformación en el anillo de la caja de turbina, desgastando por fricción el rodete, des-alineamiento y distorsión de los componente del generador/ turbina, así también movimiento y formación de fisuras circundantes en los apoyos de concreto estructural.

Muchos estudios, pruebas de laboratorio y programas de monitoreo fueron conducidos. En 1991, la expansión progresiva del concreto debida a la Reacción Álcali Agregado (RAA) fue positivamente identificada como la causa de los problemas estructurales y en las unidades de generación. Adicionalmente con investigaciones y pruebas se descubrieron la variaciones cíclicas (estacionales) de la estructura y los componentes embebidos en el concreto (Figura 4).

En 1993, un programa de rehabilitación del concreto fue implementado para mitigar el efecto de la Reacción Álcali Agregado (RAA). Otros proyectos mayores de mantenimiento integral fueron llevados a cabo en R.H. Saunders GS durante los últimos 10 años que incluyeron el rebobinado del generador, mejoramiento de los alabes del rodete, y reemplazo de transformadores de potencia. Estos programas han dado como resultado un incremento en la salida del generador de 57MW a 66MW.



Figura 3 Modificación de la plancha de anclaje y guía de un estator Westinghouse.

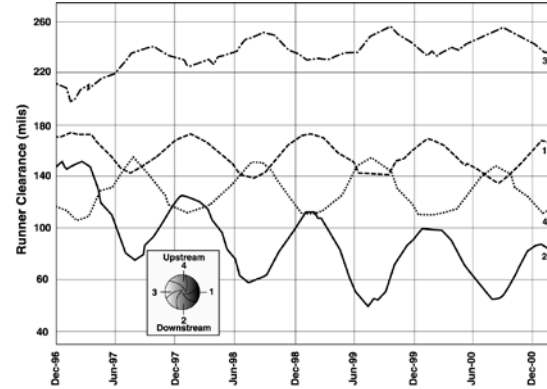


Figura 4- Gráfico de tendencias de luz de turbina mostrando las variaciones cíclicas estacionales.

Monitoreo del generador en tiempo real.

Un contrato de investigación fue llevado a cabo en R.H Saunders GS por Electric Power Research Institute en 1987, para determinar las varias técnicas de monitoreo en hidrogenadores y evaluar los beneficios de la base de datos. En esa época, no existía un sistema completo de monitoreo para generadores hidráulicos, las varias tecnologías e instrumentaciones existentes no eran compatibles por lo que se tuvo que usarse separadamente. En general, el estudio concluyo que la información obtenida era buena pero superflua y la instrumentación costosa para instalar.

El estudio incluyo la comparación de dos tecnologías de medición del entrehierro, un sistema óptico y un sistema capacitivo montados sobre el estator de VibroSystM, dando como resultado que el sistema capacitivo demostró ser más confiable bajo todas las condiciones de operación de la máquina.

Del estudio EPRI, nuevos requerimientos de monitoreo on-line fueron evidenciados por Ontario Hydro (ahora OPG) el cual llego a ser la base original del ZOOM® Machine Condition Monitor. El AGMS® pudo ser extendido para permitir el monitoreo y correlación de otros parámetros para un amplio análisis y diagnostico de la máquina. Se pudo integrar los existentes y equipos de terceros tanto como fue posible, y se pudo personalizar el monitoreo según las necesidades de cada máquina.

Como resultado de esta primera experiencia, la tecnología capacitiva fue adoptada por Ontario Hydro para ser implementada en otras estaciones de generación. Esta fue instalada en todos los dieciséis generadores en R.H Saunders GS en 1989, para un monitoreo continuo de la evolucion del entrehierro entre el estator/rotor.

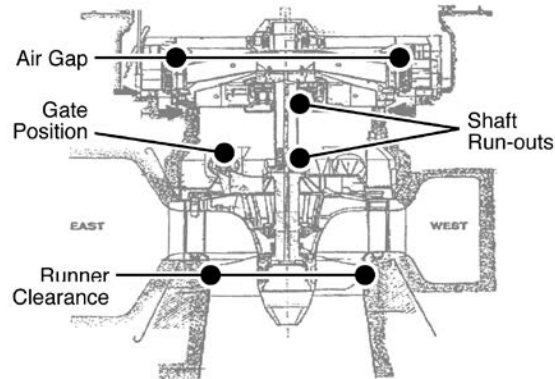


Figura 5 Generador en corte mostrando la ubicación de las sondas.



Figura-6 Panel de alarmas luminosas del ZOOM en la sala de control.

Los equipamientos existentes del AGMS fueron mejorados y expandidos al sistema ZOOM durante el programa mayor de rehabilitación de generación con adición de:

- Bamboleo del eje
- Luz de alabe de turbina
- Corriente de fase (rojo, blanco & azul)
- Corriente de estator y rotor.
- Potencia de máquina
- Tensión de máquina
- Posición de alabe móvil

Como resultado de la experiencia ganada en la evaluación de la información de los parámetros, ahora nuestros esfuerzos se concentran específicamente en la revisión y evaluación del monitoreo en tiempo real de tres parámetros: entrehierro rotor/estator, excentricidad de eje y luz del anillo del alabe de turbina. Estos tres parámetros son muy útiles proporcionando información acerca de generador/turbina en conjunto:

- Vistas polares del entrehierro son rutinariamente observadas para determinar los entrehierros así como los centros de los núcleos del estator/rotor.
- Tendencias de las oscilaciones del eje y del entrehierro indican potenciales desequilibrios eléctricos/mecánicos/hidráulicos, problemas en cojinetes y alineamiento de la unidad.
- Tendencia de la luz en los alabes de la turbina indican redondez del anillo de garganta centro del rodete y alineamiento de la unidad.

La información que proporciona el Monitoreo en Tiempo Real permite la evaluación de la condición general y capacidad en que se encuentran las unidades de generación así también como identifica problemas potenciales de operación. Ejemplos específicos de los beneficios operacionales son ilustrados.

Casos estudiados

Caso 1- Nuevas pautas de mantenimiento

Las nueva pautas de mantenimiento han sido desarrolladas en base al análisis de tendencias de la información del Monitoreo en Tiempo Real (MTR) del generador/turbina (Tabla 1). Por ejemplo, las inspecciones rutinarias y los tiempos de parada han sido reducidos al menos en 5 días para cada salida planificada de servicio de la unidad; en adición muchas frecuencias de inspecciones planificadas de la unidad han ampliadas de 1 a 3 años o eliminadas. Otros beneficios del monitoreo en tiempo real son:

Mantenimiento sin intervención en la maquina con un reducido riesgo y resultados seguros, así como también eliminación de errores humanos en lecturas manuales y archivo de este modo se asegura una gran precisión y confiabilidad.

TABLA 1- Comparación de tiempos de parada de mantenimiento antes vs después del MTR.

	Antes Mediados de los 80	Asistido con MTR Mediados de los 90	Beneficios
Duración	2 semanas x unidad x año = 32 semanas/año	1 semana x unidad cada 3 años = 5.3 semanas/año	1.2 meses de indisponibilidad de máquina en vez de 7.3 meses al año
Personal	7 electricistas + 10 mecánicos = 544 semanas h/año	7 electricistas + 10 mecánicos = 90 semanas h/año	Staff asignado a otras actividades; Reducción anual de requerimiento de staff
Perdidas de generación	@ 57 MW ¹ x 80% ³ = 245 GWh/año	@ 66 MW ² x 80% = 47 GWh/año	Aproximadamente 200 GWh/año de energía generada

¹ Pre-reacondicionamiento de la capacidad de la unidad

² Post-reacondicionamiento

³ Factor de planta promedio.

Caso 2 - Retorno de la unidad al servicio

Anteriormente, el balanceo del generador requería 3 días de fuera de servicio y la presencia del staff de la empresa en el sitio. Con la experiencia ganada con el sistema MTR correlacionando el desplazamiento del eje, ahora solo el staff de producción realiza esta actividad en menos de un día (Figura 7).

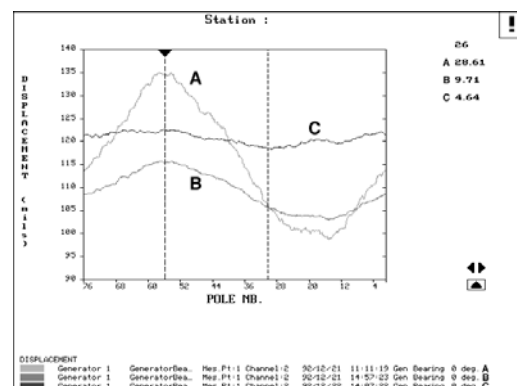


Figura 7- Gráfico Signatura mostrando las diferentes fases de balanceo

Caso 3 - Evitando mantenimiento innecesario

Durante la inspección del G1 a principios de los 90, la lectura de la redondez del rotor realizada manualmente revelaba un valor de 177 mils, el cual normalmente podría requerir 1000 horas para reducir el ajuste del anillo del rotor (Figura 8). Previamente los resultados de la redondez efectuados mediante el MTR de entrehierro dieron valores satisfactorios de 73.5 mils (Figura 9). El supervisor eléctrico de la planta solicitó una segunda medida manual de la redondez de rotor con la cual se descubrió que las primeras lecturas se realizaron fuera de centro. Adicionalmente al ahorro financiero por ésta actividad, el innecesario ajuste de la redondez podría haber ocasionado problemas futuros y gastos de rectificación.

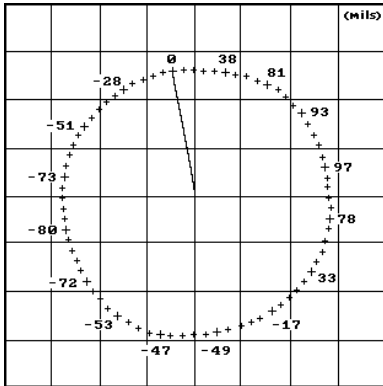


Figura 8- Diagrama Polar de las lecturas en manual

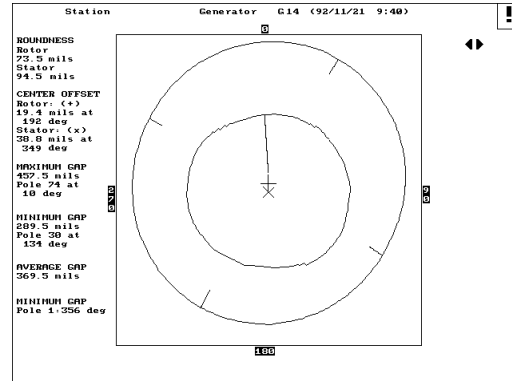


Figura 9- Vista polar del entrehierro del generador con el sistema ZOOM

Caso 4 - Aviso oportuno sobre el G1

En Noviembre de 1991, una alarma del entrehierro en el G1, previno de un inminente frotamiento que pudo haber incurrido en una prolongada y costosa parada de reparación. En cambio, el estudio de la alarma y de los datos sobresalientes del incidente hicieron capaz para que el staff de producción pueda diagnosticar rápidamente la causa del problema. El retorno de la unidad al servicio se realizó en menos de un mes, justo antes de la demanda pico estacional (Figura 11). El defecto de la unidad se mantuvo bajo control en servicio hasta su reparación planificada en el siguiente verano.

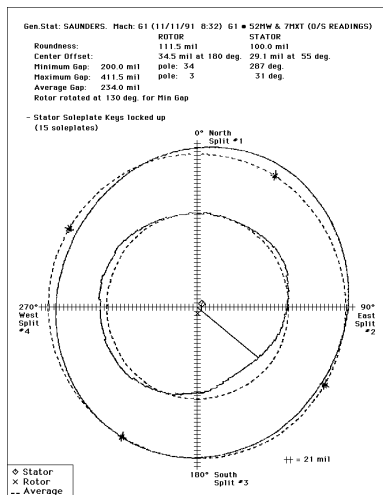


Figura 10- Graf. del G1 durante la alarma

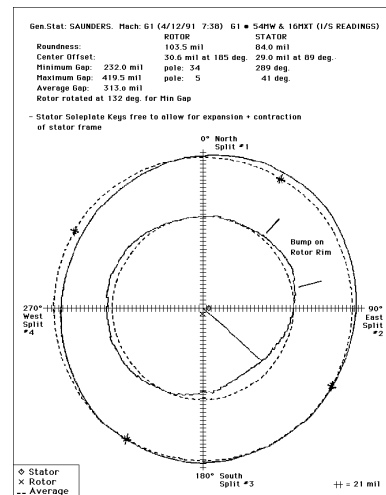


Figura 11- Graf. del G1 al retornar al servicio

Caso 5 - Centrado del estator para prevenir frotamiento entre rotor y estator

El análisis MTR previno al G1 (1996), G5 (1997), y G10 (1996) de una inminente frotación entre el rotor y estator, que pudo haber dañado severamente los generadores y haberse producido una prolongada fuera de servicio forzada y pérdidas de producción de energía.

La revisión de los datos de tendencias del entrehierro hizo posible que el staff de Producción pueda identificar la excesiva reducción del entrehierro, retirar fuera de servicio las unidades y re-centrar los núcleos estáticos, antes que se produzca una potencial y catastrófica falla entre rotor y estator. Un frotamiento pudiera haber causado un mínimo de un año de fuera de servicio para reparar o remplazar el núcleo del estator con los costos asociados a la reparación/reemplazo del equipo y pérdidas de producción.

Aún más, los generadores G2, G9 y G14 también fueron retirados del servicio, en base a la evaluación de las tendencias del entrehierro (Figura 12), para reestablecer el centro del núcleo del estator y mejorar el entrehierro rotor/estator (Figura 13). Antes de la instalación del MTR, cada generador fue chequeado cada seis meses, durante las paradas de rutina, como acción preventiva para monitorear los efectos de expansión del concreto. Los entrehierros fueron manualmente medidos y chequeados el descentrado y los estatores fueron inspeccionados visualmente para ver evidencias de frotamiento. Estas actividades han sido eliminadas. Las tendencias del entrehierro permiten planificar el cronograma de trabajo, cuidando los requerimientos de producción.

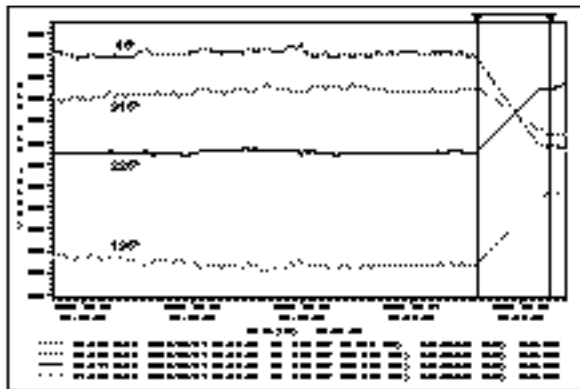


Figura 12- G9 graf. de tendencia del entrehierro mostrando el efecto de re-centrado del estator.

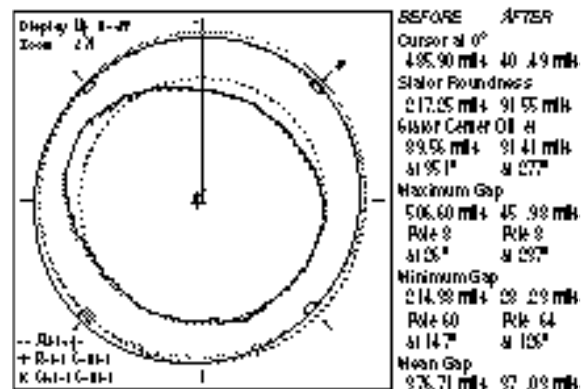


Figura 13- Graf. polar de un generador antes y después del re-centrado del estator.

Caso 7 - Análisis de bamboleo en el cojinete de turbina.

En 1998, la interpretación del bamboleo en el cojinete de turbina del G3, reveló un desbalance hidráulico en el área de turbina (Figura 14) mientras que los parámetros del entrehierro del generador permanecían estables. Una subsecuente inspección y análisis indicaron que una sección del anillo de garganta se había desprendida del concreto y rozaba con los alabes del rodete. El anillo fue reparado y re-anclado a la masa de concreto.

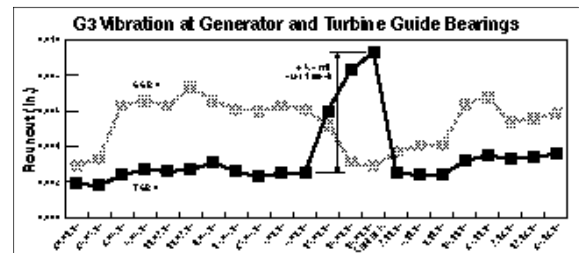


Figura 14- Graf. de tendencias de vibración de los cojinetes guía del generador y turbina.

Caso 8 - Falla en los pernos de acoplamiento de rodete G1

La rotura de los pernos de acoplamiento, que fija los alabes con el cono del rodete, forzó la salida del servicio del G1 en 1998 (Figuras 15 y 16). La generación fue interrumpida por tres meses para investigar la falla e iniciar la reparación. El fabricante de los alabes del rodete, recomendó retirar del servicio las otras nueve turbinas con los nuevos rodetes reconstruidos, hasta encontrar una solución viable a implementarse. Esta inaceptable solución hubiera dado como resultado que diez de la dieciséis unidades dejaran de generar tres meses.

En base a la experiencia del sistema MTR, el gerente de planta propuso adicionar un relay de protección de bamboleo de eje en cada unidad y que continúen en servicio. El fabricante de los alabes estuvo de acuerdo después de haberse convencido de la experiencia del staff de producción referente a la interpretación de la información de tendencia de bamboleo de eje. Como resultado R.H. Saunders se libro de tener una pérdida de producción de varios millones de dólares.

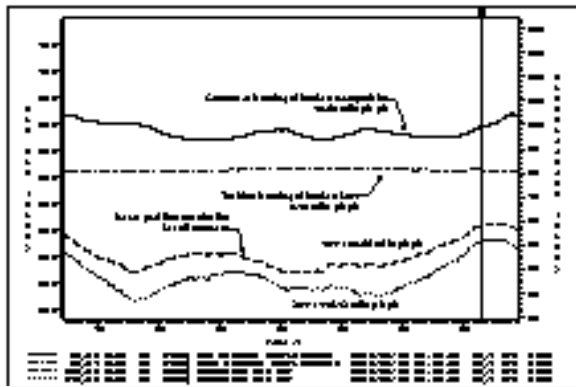


Figura 15- Gráfico de signature de vibración de cojinete y entrehierro un día antes del incidente

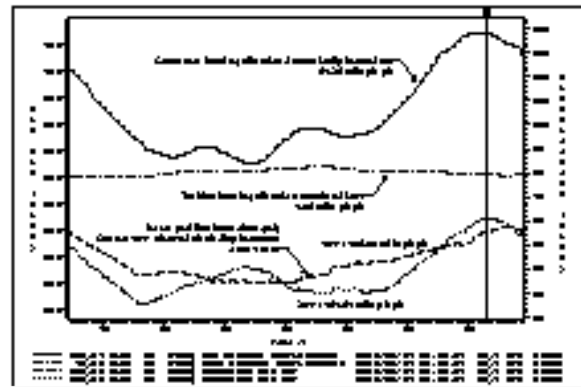


Figura 16 Resultados similares que siguen a la rotura del perno; incremento del desplazamiento del eje (+44 mils) reflejo en el perfil del rotor a 310° (+56 mils)

Caso 9 - Programa de mitigación de concreto

Un programa de anticipación fue implementado en 1993, para mitigar los efectos de la expansión del concreto por la RAA, diagnosticada en 1991. Canales fueron cortados entre los generadores a lo largo de las juntas de dilatación del concreto estructural, usando la tecnología de corte con cintas de diamante. Esto libero los esfuerzos en el concreto, la redondez del anillo de garganta del rodete se recupero parcialmente, y dio tolerancia para la expansión continua del concreto.

Este fue el primer tipo de trabajo que se ejecutó en una planta hidroeléctrica con generadores adyacentes en operación; y solo fue posible de realizarlo con la implementación del sistema MTR (Figuras 17 y 18) y otra instrumentación. Esto permitió al staff de Producción ver de inmediato la reacción y mejorar la luz de turbina y el entrehierro del generador.

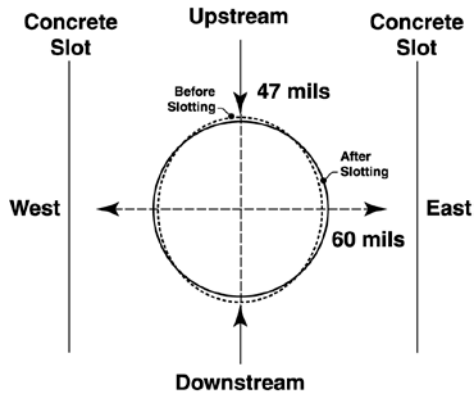


Figura 17-Diagrama polar típico de la luz del rodete antes y después de los cortes ete

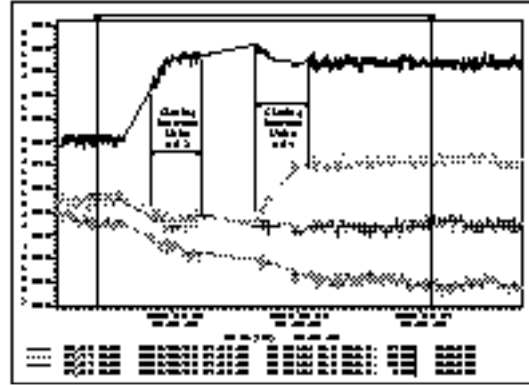


Figura 18- Gráfico de tendencia de respuesta de la luz del rod

Caso 10 - Incremento de la eficiencia de la turbina y reducción de la cavitación.

En el planeamiento general original, se especifico ampliar la luz del rodete para evitar el rozamiento de los alabes, como consecuencia del movimiento del anillo de la garganta de la caja de la turbina que induce la RAA. Sin embargo esta mitificación bajo la eficiencia de la turbina e incremento el efecto de cavitación. Investigaciones adicionales del efecto térmico y los efectos del post corte en el concreto sobre la luz del rodete, hicieron posible que el Ingeniero de la planta pueda recomendar la reducción de la luz del rodete de 250 mils a 160 mils. La reducción de la luz incremento la potencia de salida del generador (+ 0.1% de eficiencia) y redujo el desgaste por cavitación de los alabes y el anillo de garganta de la turbina. Esto extendió la frecuencia de reparación de los alabes y el anillo de la turbina por cavitación de tres a cinco años y también se redujo el tiempo de reparación.

Caso 11 - Cronograma de mantenimiento integral.

La intervención mayor de la unidad, con los programas de rebobinado y reemplazo de los alabes en los rodetes deben casi concluirse en el 2001. El G12 es la última unidad a ser intervenida. La revisión de la información del sistema MTR ayudo a la eficiencia del planeamiento y a la programación de generación de la unidad con el mantenimiento integral, como base principal la condición de los generadores y la coordinación del programa de corte del concreto. Esto ayudo a que la amplitud del trabajo de cada unidad sea hecha a medida y redujo los tiempos de parada. Mientras tanto que esto permitió que el factor de salidas forzadas de fuera de servicio en las otras unidades se minimice en el programa.

Mejoramiento continuo del sistema de monitoreo.

R.H. Saunders GS tiene ganado un reconocimiento mundial y por OPG, en relación a la experiencia ganada en el análisis de la información del MTR. Continuamente trabajamos con el fabricante, VibroSystM, para adicionar nuevas funciones al software y sugerir que el sistema suministre información adicional, para así determinar cuan eficiente es el equipamiento. Por ejemplo, la vista polar de la luz de los alabes del rodete dentro del anillo de garganta de la turbina, vista orbita del bamboleo del eje y el gráfico de armónicas de la frecuencia han sido desarrollados en base a nuestra colaboración para proporcionar mayor precisión del estado de la máquina en el monitoreo dinámico.

Beneficios financieros

La efectiva interpretación de los datos del MTR, por el staff de producción de R.H. Saunders, ha incrementado el factor de disponibilidad de planta. El beneficio del incremento de potencia adicional en la generación rápidamente puede llegar a cientos de miles, aun millones de dólares anuales.

Tomando solamente 5 minutos por día para chequear las maquinas criticas, media hora a la semana para una revisión de todos los parámetros y un día al mes para archivar el juego completo de datos de tendencias (total 1,5 días por mes para una persona) genera mucho tiempo disponible de varias personas para otras actividades, sin mencionar las utilidades.

Conclusión

El sistema de MTR ha llegado a ser una herramienta invaluable. El análisis de los resultados del MTR en R.H. Saunders GS por el staff de producción especializado en la interpretación de datos ha traído como consecuencia menos ingerencia del OPG en el mantenimiento. Esto redujo el riesgo de daños en el equipamiento, bajo los costos de mantenimiento, incrementó la estadística de confiabilidad, el factor de disponibilidad, la capacidad, la producción de energía y la rentabilidad. Basado en los casos ilustrados, nuestra experiencia muestra que el dinero y trabajo invertidos en el equipamiento del sistema MTR han sido retornados con creces. Esta iniciativa pone a R.H Saunders GS en una posición muy competitiva para entrar en la desregulación del mercado.

Referencias

Casselmann D., Curtis G.R. & Mohino A., «R.H.Saunders Generating Station: Crisis Management», Hydrovision Conference 2000, Charlotte, North Carolina

Case Study: R.H. Saunders GS «On-line Machine Condition Monitoring Contributes to Significant Operations & Maintenance Savings», Water Power & Dam Construction, June 1999, page 18.

Eastman K.T., Ho M.S. & Adeghe L.N., «Innovative Techniques to Mitigate Concrete Expansion – R.H. Saunders GS», Hydrovision Conference 1998, Reno, Nevada

Kee D.C., Liscio L., Ho M.S. & Eastman K.T., «Rehabilitating R.H. Saunders: Enhancing Value», Special Report, Hydro Review, Volume XVII, No. 7, December 1998, pages 44 – 51.

Goodeve T.E., Pollock G.B. & Bissonnette M.R., «Vital Signs Monitoring of Hydraulic Turbine/Generators», CEA Spring 1992 Meeting, March 1992, Vancouver, BC, Canada.

Pollock G.B. & Lyles J.F., «Vertical Hydraulic Generators: Experiences with Air Gap Monitoring», IEEE/PES 1992 Winter Meeting, January 1992, New York, NY, USA.

Urban D.A., «G1 Loss of Rotor to Stator Air Gap at R.H. Saunders GS: A Success Story», Ontario Hydro Internal Memorandum, December 1991.

Autores

David Casselman, Gerente de Producción de R.H. Saunders GS, Ontario Power Generation, tiene treinta y uno años de experiencia en la operación y mantenimiento de centrales hidroeléctricas, transmisión y distribución. Tiene una amplia experiencia con el equipamiento de Monitoreo en Tiempo Real en turbina/generador.

Keith T. Eastman, Master en Ingeniería, Ingeniero Principal de Planta en R.H. Saunders GS y de Ontario Power Generation, tiene veintidós años de experiencia en servicios técnicos de campo. Fue jefe del equipo responsable de todas las fases del Proyecto de Rehabilitación del Concreto.

Marc R. Bissonnette, Ingeniero electricista graduado en la universidad de Sherbrooke, Canadá en 1986. Desde 1987 ha estado involucrado en desarrollo y marketing de los sistemas de monitoreo para grandes máquinas rotantes. El Sr. Bissonnette es actualmente Gerente de Ventas en VibroSystM.

Agradecimiento

Los autores desean expresar su agradecimiento al Sr. Dean Macintosh de Ontario Power Generation y al Sr. *Réjean Beaudoin* de VibroSystM, por su contribución en este documento.