

ALTERNATIVAS PARA LA REHABILITACIÓN DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE SALTO GRANDE CONSIDERANDO SU IMPACTO EN EL SISTEMA ELÉCTRICO URUGUAYO

Ignacio Texeira, Jacob Iosfin, Mario Vignolo

Salto Grande, Uruguay – Independent Consultant, Canada – Clerk, Uruguay

texeirai@saltogrande.org, jacob.iosfin@gmail.com, mario.vignolo@clerk.com.uy

INTRODUCCIÓN

La Central Hidroeléctrica de Salto Grande (SG), una central binacional de 1890 MW ubicada en la frontera entre Uruguay y Argentina, ha estado en operación ininterrumpida por más de 45 años, superando la vida útil de las unidades generadoras prevista por la mayoría de las normas del sector. Su flota de 14 unidades con turbinas Kaplan ha mantenido una alta disponibilidad operativa superior al 93%. Sin embargo, la antigüedad del equipamiento ha suscitado la necesidad de una rehabilitación integral.

El diagnóstico técnico reveló que los generadores presentan un alto riesgo de fallas debido al envejecimiento de su aislación Clase B. Adicionalmente, las turbinas, aunque de diseño conservador y en buen estado general, tienen un riesgo no despreciable de falla por desgaste y fatiga. Estos hallazgos confirmaron la urgencia de iniciar un proyecto de rehabilitación para mitigar el riesgo de fallas catastróficas y costosas paradas forzadas.

Para abordar este desafío, se analizaron diversas alternativas de rehabilitación. Se descartó la opción de la repotenciación, ya que los costos y los riesgos técnicos superan los beneficios potenciales. Las alternativas se centraron en la rehabilitación de los equipos existentes, proponiendo la sustitución de algunos componentes críticos y el reacondicionamiento de otros. La estrategia principal para las turbinas consiste en la sustitución de los álabes del rodete por un diseño avanzado que mejore la eficiencia en al menos un 1%, manteniendo la robustez estructural y operativa del diseño original. Para los generadores, se recomienda el reemplazo del bobinado y del núcleo del estator, con la rehabilitación del resto de los componentes para garantizar una extensión de vida útil por al menos 30 años.

Salto Grande es una empresa binacional, propiedad de ambos estados, Argentina y Uruguay, que para el Uruguay opera en un mercado dominado por otra empresa pública (UTE), con el objetivo de generar beneficios para el país, aportando aprox. un 35% de la demanda eléctrica. Esto requirió que Uruguay desarrollara una metodología de evaluación considerando costos y beneficios a nivel país. Se utilizaron simulaciones del Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Uruguay con la herramienta SimSEE para analizar el impacto de cada alternativa en el Costo de Abastecimiento de la Demanda (CAD) a nivel país. A través de esta metodología, se demostró que la calidad y alta disponibilidad de la central son clave para el valor del activo y su aporte al SIN, ya que un aumento de las fallas tiene un impacto económico significativamente mayor que una extensión de los plazos de ejecución del proyecto. Los resultados validaron que la rehabilitación no solo es económicamente ventajosa, sino que además mitiga los riesgos de manera efectiva y contribuye a la seguridad del suministro de energía del Uruguay a largo plazo.

El trabajo se ejecutó a solicitud del MIEM, con la gestión de la Delegación del Uruguay para CTM de Salto Grande con el apoyo de Clerk dentro del marco de un Grupo Interinstitucional conformado por los principales actores del mercado eléctrico uruguayo: MRREE (Ministerio de Relaciones Exteriores), MIEM (Ministerio de Industria, Energía y Minería), ADME (Administración del Mercado Eléctrico) y UTE (Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas). Sus resultados son solamente válidos para el contexto actual del Uruguay.

MATERIALES Y MÉTODOS

1. Revisión y Definición de Alternativas

El proceso comenzó con la revisión de antecedentes por expertos internacionales con más de 30 años de experiencia. Posteriormente se prepararon alternativas de rehabilitación en base a mesas de trabajo con estos expertos. En este estudio se descartó la opción de repotenciación y el análisis se centró en la rehabilitación del equipo existente.

2. Evaluación del Impacto Nacional mediante Simulación (SimSEE)

La evaluación de las alternativas se llevó a cabo mediante simulaciones en SimSEE (Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica) sobre el Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Uruguay. Las simulaciones fueron ejecutadas por ADME (Administración del Mercado Eléctrico del Uruguay), proyectando un horizonte de 30 años (desde 2027 hasta 2056).

3. Herramientas de Evaluación Cuantitativa

Este análisis se centró principalmente en la evaluación de los beneficios para el país, desde la perspectiva del SIN, adicionalmente se analizó el desempeño de la central como unidad empresarial.

Costo de Abastecimiento de la Demanda (CAD):

Esta métrica se utilizó para evaluar el impacto de cada alternativa con una "**visión País**". El CAD representa el costo total que tiene para Uruguay abastecer su demanda eléctrica. Los resultados del CAD se analizaron en tres cortes de probabilidad: promedio, excedencia del 10% (asimilable a situaciones de alta exigencia o baja hidraulicidad) y excedencia del 90% (asimilable a situaciones de baja exigencia o alta hidraulicidad).

Erogaciones: Para cada alternativa se sumaron al CAD las erogaciones necesarias no contempladas y que bajo el esquema actual deberían ser financiadas por el Estado; inversiones (planificadas y urgentes), costos de operación y mantenimiento.

Los flujos de fondos se descontaron utilizando dos tasas: el **Costo de Capital Ponderado (WACC)**, fijado en 7.91%, y una tasa alternativa del 3% para evaluar los efectos a muy largo plazo.

Valor Actual Neto (VAN): Se calculó el Valor Actual (VA) de la suma del CAD promedio más las

erogaciones financieras directas asociadas a la central durante el período simulado.

Para evaluar el proyecto desde una perspectiva de empresa, se utilizó el **Costo Nivelado de la Energía (LCOE)**.

RESULTADOS

Diagnóstico

El diagnóstico técnico realizado por expertos internacionales confirmó la necesidad de iniciar a la brevedad un proyecto de rehabilitación debido al envejecimiento de las unidades generadoras, que ya superaron los 45 años de operación ininterrumpida.

Turbinas: Las turbinas Kaplan fueron diseñadas con criterios conservadores y se encuentran en **buen estado general** gracias al mantenimiento preventivo, no se han reportado fallas importantes.

Las piezas principales (grandes y costosas) tienen alta probabilidad de ser aptas para otros 30 años de servicio tras una rehabilitación, aunque esto debe ser evaluado por el proveedor mediante estudios (END, CFD, FEM, Strain Gauge tests, etc.).

Existe un riesgo no despreciable de falla por desgaste y fatiga. Ya han aparecido grietas en los álabes de los rodets (aunque controladas) y fallas en los elementos de sujeción.

Hay una oportunidad para introducir **mejoras de eficiencia de al menos un 1%** sin comprometer la fiabilidad.

Generadores: Los generadores representan un **alto riesgo de fallas** debido al envejecimiento de su aislación Clase B y han superado con creces su vida útil prevista.

A pesar de estar funcionando sin fallas, existen indicios preocupantes como formas deficientes del entrehierro del estator y el rotor, el núcleo en sectores, descargas parciales del bobinado, y fisuras en componentes de soporte del cojinete de empuje y vigas del rotor.

Se recomienda enfáticamente la rehabilitación.

Alternativas

Bajo las hipótesis de este estudio se descartó la repotenciación por sus altos costos y riesgos y se enfocó en una estrategia de rehabilitación que extienda la vida útil por al menos 30 años.

Turbinas: Sustitución de los **álabes del rodete por un diseño avanzado que mejore la eficiencia en al menos un 1%**. Se recomienda el reacondicionamiento de componentes principales pesados y costosos (cubo, eje, tapa de turbina, distribuidor, mecanismo Kaplan), y la sustitución completa de componentes más pequeños.

Generadores: Reemplazo del **bobinado** (estator y polos, con aislación Clase F) y del **núcleo del estator** y reacondicionamiento del resto de los componentes. Se prefiere un diseño de **núcleo continuo, apilado en foso** por ser superior en rigidez, control del entrehierro, y acorde a la práctica industrial moderna.

Plazos y Adquisición: El proyecto completo podría durar entre **12 y 18 años**. Se recomiendan las siguientes etapas: Sondeo de Mercado, Solicitud de Cualificaciones (RFQ), Solicitud de Propuestas (RFP), y un Contrato en dos etapas (Etapa 1: pruebas y estudios; Etapa 2: diseño, fabricación y montaje).



Figura 1. Cronograma de la renovación.

Riesgos: Se recomienda adquirir piezas de repuesto preventivas, como un estator completo, tapa de turbina, mecanismo Kaplan, etc., para mitigar el riesgo de fallas antes y durante de la rehabilitación.

Análisis económico y financiero

Se realizaron simulaciones SimSEE para evaluar 8 casos de rehabilitación contra 2 casos de no rehabilitación (Caso 0 y Caso 0 Catastrófico).

El análisis concluye que la **rehabilitación es económicamente superior a la no rehabilitación** en todos los escenarios (considerando el valor residual), además de permitir ejecutar una inversión planificada, la alternativa más robusta es la que

combina la mejora de eficiencia (+1% en las palas) con el plazo extendido (1 unidad por año).

Caso	Descripción	Inc. del Valor Actual de Erogaciones (CAD + Inversiones + Gastos OyM) [% inversión UY]
Caso 4	1 por año	-6.6%
Caso 1	Base (3 cada 2 años)	0.0%
Caso 2	Inc. 1% Eficiencia	0.3%
Caso 8	Aceleración inicial	0.3%
Caso 6	Falla 1 año indisponible	1.7%
Caso 0	Sin Rehabilitación	3.1%
Caso 3	Mala calidad e Inc. Tasa Fallas	6.0%
Caso 5	2 por año	6.9%
Caso 7	Repotenciación	18.9%
Caso 0*	Sin Rehabilitación - Catastrófico	97.7%

CONCLUSIONES

Las unidades generadoras de la Central Hidroeléctrica de Salto Grande (SG), con más de 45 años de operación, han superado su vida útil prevista y enfrentan un riesgo significativo de fallas catastróficas, particularmente en los generadores. El diagnóstico y el análisis cuantitativo solicitados por el MIEM demuestran de manera concluyente que **avanzar con la rehabilitación es la decisión más ventajosa desde la perspectiva País**, ya que los costos y riesgos de la no rehabilitación son consistentemente mayores que los costos de cualquier alternativa de rehabilitación.

Estrategia de Rehabilitación Recomendada: Se recomienda enfocar la rehabilitación en **mantener la calidad y alta disponibilidad** que caracterizan a las unidades de SG. La estrategia óptima, es la combinación de rehabilitar componentes, aplicando **mejoras de eficiencia**, con el ritmo de intervención más extendido.

Diseño original y reutilización de partes: Para la turbina, rehabilitar las piezas manteniendo el diseño original de probada fiabilidad, con la posibilidad de **mejorar la eficiencia en al menos un 1% mediante el cambio de los álaves de rodete**. Para el generador reemplazar el núcleo y bobinado del estator, polos, y rehabilitar el rotor. Esta opción optimiza costos y riesgos.

Ritmo de Ejecución: Desde el punto de vista técnico y económico, bajo los supuestos de este estudio, resulta conveniente rehabilitar **una unidad por año**, extendiendo la inversión en el tiempo y acotando los riesgos operacionales y de ejecución. No se descarta rehabilitar dos unidades a la vez, una en cada sala de máquinas, por motivos comerciales.

Descargo de responsabilidad: Las ideas expresadas son de responsabilidad exclusiva de los autores y no reflejan necesariamente posiciones asumidas por las instituciones.

Gestión de Riesgos: Es fundamental adquirir repuestos preventivos, por ej. un estator del generador, tapa de turbina, mecanismo Kaplan, lo cual mitiga el riesgo de extensiones de indisponibilidad con un costo acotado.

Aspectos Descartados: Se descarta totalmente la opción de la **repotenciación** debido a los altos costos adicionales y riesgos elevados, ya que el escaso beneficio reportado no compensa el impacto económico. Tampoco se recomienda enfocarse en mejorar la capacidad de brindar servicios auxiliares más allá de la rehabilitación base, ya que los servicios de Regulación Secundaria de Frecuencia y Arranque en Negro ya cubren ampliamente las necesidades del SIN.

Estas conclusiones son válidas para el Sistema Interconectado Nacional Uruguayo, bajo las hipótesis y supuestos asumidos en este estudio.

REFERENCIAS

1. SimSEE.
2. Informe de Diagnóstico (J. Iosfin, A. Fedorov, B. Tam) 2023.
3. Informe de Alternativas (J. Iosfin, A. Fedorov, B. Tam, I. Texeira) 2024.
4. Análisis Económico Financiero de Alternativas de Renovación (A. Perroni, A. Blanco, I. Texeira) 2025.
5. "Statistical lifetime of hydro-generators & failure analysis".
6. Artículo "Using PD measurements to identify Stator Winding Insulation Problems" (BC Hydro generators).
7. Artículo "Fire protection options for air cooled hydroelectric generators".
8. IEC Publication 60609 Edición 1 (2004) - "Hydraulic turbines, storage pumps and pump-turbines - Cavitation pitting evaluation".
9. IEC 62256 Ed 2 (2017) "Hydraulic turbines, storage pumps and pump-turbines – Rehabilitation and performance improvement".
10. Artículo "Timing for generator rewinds: Bridging the gap between statistical methods and condition-based monitoring" (Hydrovision -2000).
11. Campos, Javier; Serebrisky, Tomás; Suárez-Alemán, Ancor. Tasa de descuento social y evaluación de proyectos: algunas reflexiones prácticas para América Latina y el Caribe (2006).
12. UTE en cifras 2023.
13. Decreto 360/002 (Reglamentación del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica) (2002).
14. Decreto 242/023 (Modificación de reglamentación de Potencia).
15. Resolución de URSEA N° 440/024 (Precio Potencia Firme).
16. Informe de Garantía de Suministro de ADME 2023.
17. Quantifying the Value of Hydropower in the Electric Grid: Final Report, February 2013. EPRI (Electric Power Research Institute).
18. UTE en cifras 2023. Energía entregada al Sistema Uruguayo.

Descargo de responsabilidad: Las ideas expresadas son de responsabilidad exclusiva de los autores y no reflejan necesariamente posiciones asumidas por las instituciones.