

**BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO**

**Evaluación Económica y Financiera de la Modernización del Complejo Hidroeléctrico Salto Grande (ATN/OC-16557-RG)**

**Informe Final**

**Alberto Brugman Miramón**

**4 de Octubre de 2018**

**Evaluación Económica y Financiera de la Modernización del Complejo Hidroeléctrico Salto Grande**

Contenido

[RESUMEN EJECUTIVO 2](#_Toc526458760)

[1. INTRODUCCIÓN 11](#_Toc526458761)

[2. DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA Y COSTOS DE INVERSIÓN 14](#_Toc526458762)

[3. REMUNERACION DE LA ENERGIA DEL CHSG 16](#_Toc526458763)

[4. MERCADOS ELÉCTRICOS DE ARGENTINA Y URUGUAY 17](#_Toc526458764)

[4.1 Antecedentes 17](#_Toc526458765)

[4.2 Caracterización de los mercados de electricidad 19](#_Toc526458766)

[4.2.1 Demanda y oferta 19](#_Toc526458767)

[4.2.2 Precios 25](#_Toc526458768)

[4.3 Conclusiones para la evaluación del Programa 28](#_Toc526458769)

[5. METODOLOGÍA UTILIZADA PARA LA EVALUACIÓN 29](#_Toc526458770)

[5.1 Enfoque general 29](#_Toc526458771)

[5.2 Costos 31](#_Toc526458772)

[5.3 Beneficios 33](#_Toc526458773)

[5.3.1 Precios y parámetros económicos 33](#_Toc526458774)

[5.3.2 Estimación de beneficios para la Fase A 36](#_Toc526458775)

[5.2.3 Estimación de beneficios para la Fase B 43](#_Toc526458776)

[5.2.4 Beneficios ambientales 45](#_Toc526458777)

[5.3 Capacidad disponible y generación con y sin el Programa 45](#_Toc526458778)

[5.4 Rentabilidad económica y valor presente de beneficios netos 50](#_Toc526458779)

[6. RESULTADOS OBTENIDOS 51](#_Toc526458780)

[6.1 Evaluación económica 51](#_Toc526458781)

[6.2 Evaluación financiera 51](#_Toc526458782)

[6.3 Análisis de sensibilidad 52](#_Toc526458783)

**Evaluación Económica y Financiera de la Modernización del Complejo Hidroeléctrico Salto Grande**

### RESUMEN EJECUTIVO

1. **Introducción**

El CHSG es una central hidroeléctrica binacional operada por la Comisión Técnica Mixta (CTM) Salto Grande, que está construida sobre el Río Uruguay en un sitio próximo a las localidades de Concordia (Argentina) y Salto (Uruguay). Entró en operación entre 1979 y 1983 con una potencia instalada de 1,890 MW en 14 unidades de 135 MW. Su generación eléctrica media anual es de 8,592 GWh y su operación cumple también una función prioritaria de control de crecientes para reducir inundaciones aguas abajo de la presa. El sistema de transmisión propio a 500 KV conforma el denominado cuadrilátero de Salto Grande, por medio del cual se realizan importantes intercambios de electricidad entre los sistemas de los dos países y se presta un servicio de control de frecuencia y de compensación de la variabilidad e intermitencia de la generación, el cual es particularmente significativo para el sistema eléctrico del Uruguay.

En 2016-2017 el BID ejecutó una Cooperación Técnica no reembolsable (RG-T2256) para elaborar un Diagnóstico Integral del CHSG y como resultado se obtuvo un Programa de Modernización del CHSG (el “Programa”) que se extiende por 30 años. El objetivo general del Programa será contribuir a garantizar la disponibilidad de energía del Complejo Hidroeléctrico Binacional de Salto Grande y a mejorar la confiabilidad y eficiencia de los sistemas Interconectados de Argentina y Uruguay. El objetivo específico será contribuir a extender la vida útil del Complejo Hidroeléctrico Salto Grande (CHSG) mediante la modernización de su infraestructura y equipamiento. Como resultado de las inversiones se espera: (i) asegurar la generación energía firme renovable del CHSG; (ii) mantener la disponibilidad de generación y transmisión del CHSG; y (iii) contribuir a la reducción de las emisiones de GEI.

El Programa tiene un presupuesto de USD 960 millones que se desdobla en USD 80 millones para las tareas identificadas en la Fase A y USD 880 millones para las de la Fase B[[1]](#footnote-1).

La *Fase A* está prevista para ser realizada durante los años 2019 a 2024 (60 meses) y contempla las siguientes intervenciones: i) Modernización de los reguladores de velocidad de las turbinas, ii) Mantenimiento de las compuertas de vertedero, tomas y sus rejillas e implementación de sistemas de control de flujo de elementos sólidos y sedimentos. iii) Mantenimiento de las grúas mayores y sustitución de las grúas móviles. iv) Mantenimiento de sistemas de compresores, ventilación, drenaje y contra de incendios de la central. v) Adecuación de sistemas contra descargas atmosféricas y mantenimiento integral de tableros y de grupos electrógenos de emergencia. vi) Suministro y montaje de una estación maestra de supervisión y mejoras en sistemas de medición. viii) Suministro y montaje de tres transformadores monofásicos e implementación de sistemas de control de aceite y monitoreo. ix) Montaje de fibra óptica, equipamiento y protección de las subestaciones, sistemas de comunicaciones y reactores. x) Mejoras varias en edificaciones y conducciones de escala de peces y modernización del sistema auscultación de presa y lecturas. xi) Programa hidrológico y ambiental en el embalse, mejoras en plantas de agua potable y aguas residuales. xii) Estudios complementarios.

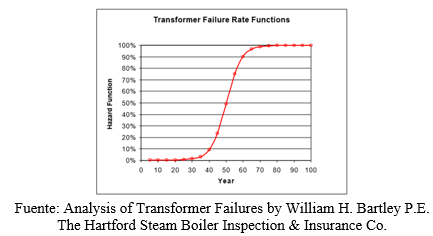
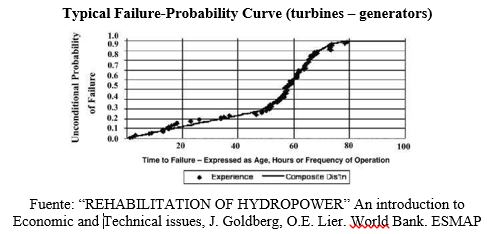
La *Fase B* está prevista para ser ejecutada durante los años 2019 a 2050 (360 meses) y con un costo de inversión de USD 880 millones, e incluye la modernización de los grupos turbina – generador, la reposición de los grupos de transformadores principales y otras inversiones.

1. **Metodología y supuestos utilizados para la evaluación**

**Enfoque general**

La evaluación económica tuvo como objetivo determinar el impacto del Programa en la economía de los dos países vinculados (Argentina y Uruguay) en términos de bienestar, es decir que considera las externalidades generadas en cada uno de sus componentes, a grupos directa e indirectamente relacionados con los mismos. Correspondió a la necesidad de medir su rentabilidad económica comparando los beneficios y costos de la situación “con” y “sin” su ejecución dentro del horizonte de la vida útil estimada para sus componentes.

Esta metodología es conocida como la de Costo-Beneficio y su aplicación requirió obtener proyecciones de la capacidad disponible esperada del CHSG con y sin el Programa para los principales equipos (grupos turbina-generador y transformadores principales), Se obtuvieron partiendo de su edad actual y considerando una aproximación general del incremento de las probabilidades de falla de los mismos con la edad basada en la experiencia internacional, la cual se ilustra en los siguientes gráficos (primero para los transformadores principales y seguidamente para los grupos turbina – generador).

Las características de las intervenciones incluidas en las Fases A y B hacen que, para efectos de su evaluación económica, ellas sean conexas entre sí, principalmente debido a que el propósito principal de las obras de modernización incluidas en ambas es el mantener la confiabilidad e incrementar la eficiencia global operativa en un mismo conjunto de unidades generadoras. En razón de lo anterior, para efectos de la evaluación de la Fase A, objetivo principal de este trabajo, los beneficios han sido estimados en la forma más detallada posible, a los cuales se han adicionado también como conexos los correspondientes a la Fase B (los cuales han sido estimados, sin embargo, de una manera más indicativa y general dado el estado actual de identificación y estudios).

La estimación de los beneficios se realizó para cada una de las intervenciones incluidas en el Programa mediante la comparación de los beneficios y costos de las situaciones “con” y “sin” cada intervención durante los próximos 45 años. Para ello, luego de identificar el impacto de cada una de ellas en la producción de electricidad y otros, se realizó un análisis de los beneficios correspondientes, cuando estos fueron cuantificables en términos monetarios[[2]](#footnote-2). Luego se agregaron los beneficios así obtenidos y se compararon con los costos con el fin de determinar el atractivo económico de la Fase A, primeramente, luego el de la Fase B y el del Programa[[3]](#footnote-3).

1. **Capacidad disponible del CHSG con y sin el Programa (MW)**

Para estimar los beneficios por incrementos de disponibilidad de capacidad asociados al Programa y sus diferentes componentes se realizaron proyecciones de la capacidad disponible del CHSG con y sin el Programa, las cuales se muestran en el gráfico siguiente.



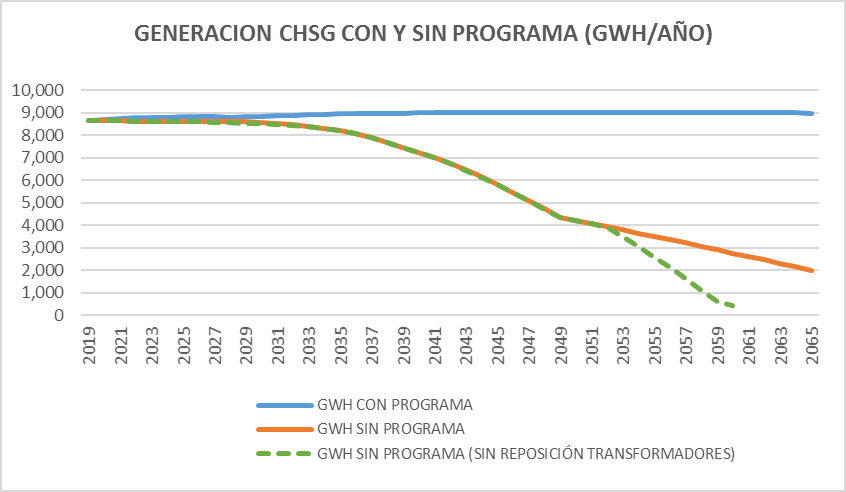
1. Capacidad total y disponible del CHSG con y sin el programa

La *Capacidad Disponible con el programa* considera la indisponibilidad de los grupos turbina-generador bajo intervención[[4]](#footnote-4) (por modernización de los reguladores de velocidad y por modernización de los grupos turbina-generador) y contabiliza la capacidad disponible de los grupos modernizados con la indisponibilidad recuperada a su nivel inicial (5.43%).

La *Capacidad disponible sin el Programa* considera laindisponibilidad histórica promedio de los últimos años (5.43%), y su reducción esperada, la cual se estima con un incremento anual por probabilidad de falla del 0.6% durante 2018-2029, del 3.0% durante 3030-2049 y del 1.0% en adelante.

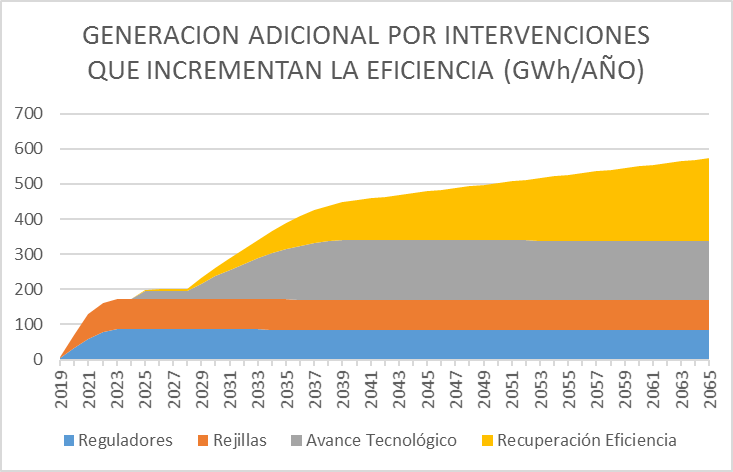
1. **Generación eléctrica del CHSG con y sin el Programa (GWh)**

La generación eléctrica del CHSG se proyectó a nivel mensual a partir de la consideración del CHSG como central hidroeléctrica filo de agua y de la caracterización histórica de estacionalidad y variabilidad de su generación de electricidad. Su agregado anual promedio con y sin el Programa se ilustra en el siguiente gráfico.



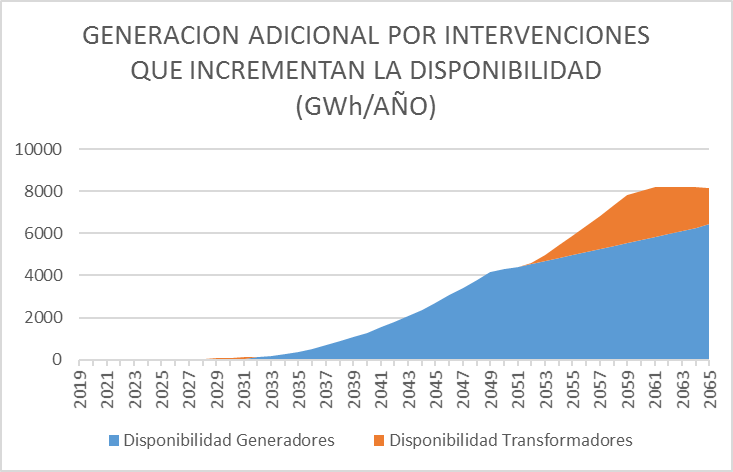
1. Generación del CHSG con y sin el programa

La *Generación con el Programa* se obtuvo adicionando a la generación referencial las siguientes generaciones incrementales asociadas a cada tipo de intervención como resultado de incremento en la eficiencia: i) generación adicional por modernización de reguladores de velocidad (1% de la generación referencial), ii) generación adicional por intervención de rejillas (1% de la generación referencial), iii) generación adicional por avance tecnológico en la modernización de grupos generador - turbina (2% de la generación referencial) y iv) generación adicional por recuperación de la degradación de eficiencia por uso (0.06% anual acumulad9 aplicado a la generación referencial). Estos pronósticos se realizaron a nivel mensual y por niveles de probabilidad de excedencia, el gráfico siguiente presenta los valores anuales promedio.



1. Generación adicional del CHSG por intervenciones que incrementan la eficiencia

La *Generación sin el Programa* se obtuvo deduciendo de la generación referencial: a) la reducción de generación por deterioro de la disponibilidad, y b) la reducción adicional de generación por salida progresiva del servicio de los transformadores (lo cual ocurre al final del período debido a una menor vida útil esperada de los transformadores con relación a la de los grupos turbina - generador). Estas intervenciones implican generación adicional por incremento de la disponibilidad.



1. Generación adicional del CHSG por intervenciones que incrementan la disponibilidad

**Costos**

**a. Costos de inversión**

La Fase A de la modernización del CHSG tiene un costo de inversión estimado en US$ 80 millones:

1. - Costos de Inversión



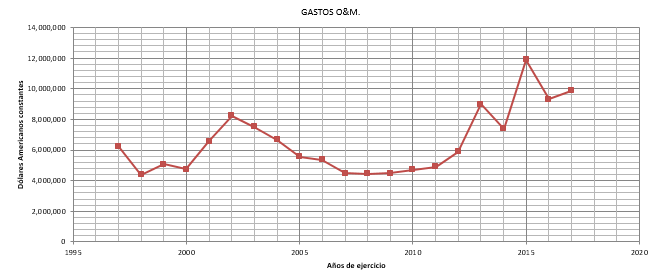
El Programa está previsto para ser ejecutado durante 2019-2024, Para efectos de completar un panorama para la evaluación, se consideraron también como inversiones conexas las inversiones asociadas a las Fase B (USD 880 millones) con las cuales se completa una inversión total de USD 960 millones[[5]](#footnote-5). Los costos de inversión están expresados en dólares a nivel de precios de mediados de 2018.

**b. Gastos de Operación y Mantenimiento**

El gráfico siguiente resume la evolución histórica de la componente de gastos O&M (posibles de ser reducidos con la ejecución del Programa) durante los últimos 20 años.

**CHSG – EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE GASTOS O&M**

**(Valores en USD constantes)**



1. Evolución histórica de gastos de O&M

Se observa que los gastos de O&M se han incrementado en términos reales a partir de 2012.

**Beneficios**

Para estimar los beneficios del Programa se obtuvieron, primeramente, los precios y parámetros económicos y energéticos necesarios para la valoración económica de los incrementos de energía y capacidad disponible, de reducción de costos por inundaciones y de mejora en confiablidad asociados con la realización de la Fase A y B. Seguidamente se cuantificó el impacto que da origen a beneficios por la ejecución de cada intervención y con base en ello se cuantificaron los beneficios.

1. **Precios y parámetros económicos**

Los principales beneficios del Programa se evaluaron con los precios de la electricidad, los costos unitarios de las inundaciones y los costos de la energía no servida en el sistema.

1. – Precios y parámetros económicos

| **Tabla Resumen - Precios y parámetros económicos** | | | | |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Análisis** | **Evaluación** | **Precio (US$/MWh)** | **Unidades** | **Descripción** |
| Precios de Venta de Energía | Evaluación financiera | 33.47 | US$/MWh | -66.5% del incremento de la producción eléctrica se destinaría al mercado de Argentina con un Precio Medio de Transacción de USD 16.2/MWh (estadísticas de la comercialización de la Energía, Potencia y Servicios de regulación secundaria de frecuencia del CHSG en el Mercado Eléctrico Mayorista Argentino)  - 33.5% al mercado del Brasil con un precio medio igual al Costo Marginal de Expansión en Brasil (USD 67.8/MWh) |
| Evaluación económica | 69.27 | US$/MWh | - 66.5% del incremento de la producción eléctrica se destinaría al mercado de Argentina: precio monómico de la electricidad sin cargos de transporte liquidado por CAMMESA para el MEM durante 2016-2017 (USD 70/MWh promedio)  - 33.5% al mercado del Brasil con un precio medio igual al Costo Marginal de Expansión en Brasil (USD 67.8/MWh). |
| Costo unitario de inundaciones | Evaluación económica | 62.00 | U$S/Habitante | De acuerdo con Manual del Uso del Agua del CHSG |
| Costo económico energía no servida | Evaluación económica | 1476.00 | US$/MWh | Valor corresponde al costo de falla promedio estimado para el sistema de Uruguay para nivel promedio del 14.5% de corte de la demanda |

1. **Estimación de beneficios e impactos del Programa**
2. – Estimación de beneficios e impactos del programa

| **Estimación de beneficios e impactos del programa** | | | |
| --- | --- | --- | --- |
| **Inversión** | **Beneficio** | **Comentaros** | **Alineación Matriz de Resultados** |
| Modernización de los reguladores de velocidad | Aumento de Eficiencia operativa en 1% | Aumento de generación probabilístico | IMPACTO 1: Incremento de la participación de la energía renovable en las matrices de generación de Argentina y Uruguay |
| Mantenimiento de rejillas y barreras flotantes | Aumento de Eficiencia operativa en 1% | Aumento de generación probabilístico | IMPACTO 1: Incremento de la participación de la energía renovable en las matrices de generación de Argentina y Uruguay |
| Control inundaciones | USD3 millones/año | Se utilizó: i) una probabilidad individual de 42% de ocurrencia de falla en compuertas del vertedero; ii) 15 días por afectación de crecida típica con caudales superiores a los 20,000 m3/s, iii) la estadística de la reducción de habitantes afectados en Concordia con el control de 11 crecidas históricas. | RESULTADO 1: Mantener la disponibilidad y confiabilidad de generación y transmisión de energía del CHSG. |
| Modernización de grúas | USD 2.43 millones/año | Ahorro de costo anual de arriendo o pago de equipos | RESULTADO 1: Mantener la disponibilidad y confiabilidad de generación y transmisión de energía del CHSG RESULTADO 2: Extender la vida útil del CHSG |
| Reposición de transformadores | Pérdida de disponibilidad operativa | Probabilidad de ocurrencia de falla | RESULTADO 1: Mantener la disponibilidad y confiabilidad de generación y transmisión de energía del CHSG |
| Mejoras en confiabilidad sistema 500kV | Potencial de mejora de 0.21 fallas/100 km/año; 124.5 MWh/falla | Uso de promedio de fallas del sistema | RESULTADO 1: Mantener la disponibilidad y confiabilidad de generación y transmisión de energía del CHSG |
| Modernización de grupos turbina – generador (Fase B) | i) mejora inicial de la eficiencia operativa por innovación tecnológica, ii) recuperación de la eficiencia operativa causada por envejecimiento y iii) recuperación de la disponibilidad de los equipos | Aplicación de experiencia internacional obtenida en proyectos similares de rehabilitación de centrales hidroeléctricas: i) Modernización de los grupos turbina - generador incrementa eficiencia en un 2.0% por innovación tecnológica ii) Recuperación de eficiencia causada por envejecimiento se incrementa un 0.6% cada 10 años iii) Probabilidad de falla aumenta 0.006/año durante los primeros 50 años de vida, 0.03/año entre los 50 y 70 años y 0.01/año entre los 70 y 80 años | Fase 2 IMPACTO 1: Incremento de la participación de la energía renovable en las matrices de generación de Argentina y Uruguay RESULTADO 1: Mantener la disponibilidad y confiabilidad de generación y transmisión de energía del CHSG |
| Reducción de costos de O&M: | Reducción de costos a USD 6.0 millones/año | Evolución histórica anual |  |
| Beneficios ambientales | US$ 30 por tonelada de CO2 | Factor de emisión promedio de 487.5 toneladas CO2/GWh para la proporción de incremento en generación correspondiente a Argentina y 250 toneladas CO2/GWh para la correspondiente a Uruguay. Total, emisiones evitadas (2019-2065) Fase A: 2.84 millones de tonCO2eq, Fase B 54.76 millones de tonCO2eq. Total emisiones evitadas Fase A 2019-2021: 76,22 miles de tonCO2eq; 2019-2023: 199.42 miles de ton CO2 eq. | IMPACTO 2: Reducción de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en los dos países |

1. **Rentabilidad económica y valor presente de beneficios netos**

Con el pronóstico de costos y beneficios evaluados para las Fases A y B se estimaron sus respectivas rentabilidades económicas. Los resultados obtenidos en este análisis constituyen una comparación de los recursos utilizados por las economías de Argentina y Uruguay "con" y "sin" dichas inversiones. Con base en los costos y beneficios identificados, se calculó también la tasa interna de retorno económico (TIRE) del Programa. Del mismo modo, los costos y beneficios identificados se utilizaron para calcular el valor presente neto económico (VPNE) del Programa utilizando una tasa de descuento de referencia del 12%.

La evaluación financiera compara el incremento de ingresos que la ejecución del Programa representa para la CTM Salto Grande con sus costos de inversión, a precios de mercado. Los resultados obtenidos indican una tasa interna de retorno financiero (TIRF) anual superior al costo promedio de capital referencial del orden del 7.0% prevaleciente para las empresas de generación eléctrica en Latinoamérica.

1. **Resultados obtenidos**
2. – Resumen de resultados obtenidos

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Evaluación** | **Fases** | **Tasa interna de Retorno** | **Valor presente neto (Tasa de descuento 12%) (Millones de USD)** |
| Evaluación económica | Fase A | 26.0% | 45.52 |
| Fase B | 15.2% | 110.52 |
| Programa | 16.5% | 156.11 |
| Evaluación financiera | Fase A | 11.4% | 27.50 |
| Fase B | 9.8% | 188.52 |
| Programa | 10.0% | 216.02 |

**Análisis de sensibilidad**

Con el fin de examinar la robustez de los resultados se realizó un análisis de la sensibilidad de los indicadores obtenidos para la evaluación económica y financiera de la Fase A y para el Programa total (VPNE, TIRE y TIRF) a variaciones adversas en los principales parámetros utilizados para la evaluación. Los resultados obtenidos muestran que la evaluación de la Fase A permanece con VPNE positivo, TIRE mayor al 12% y TIRF mayor al 7% en todos los casos de sensibilidad evaluados y que los más bajos corresponden a la reducción del precio de la energía eléctrica. La evaluación del Programa global conduce a una TIRF siempre superior al 7% y a una TIRE superior al 12% en todos los casos. Las sensibilidades con menor TIRE y menor TIRF corresponden al incremento del costo de inversión, a la reducción global del precio de la electricidad, a la reducción de los beneficios por ahorro de la degradación de la disponibilidad y a la reducción de la generación hidroeléctrica asociada a menores caudales.

### 1. INTRODUCCIÓN

El Banco Interamericano de Desarrollo contrató al consultor Alberto Brugman para realizar una evaluación económica y financiera de la Modernización del Complejo Hidroeléctrico Salto Grande (CHSG) con el fin de apoyar una operación regional de préstamo para dicho propósito.

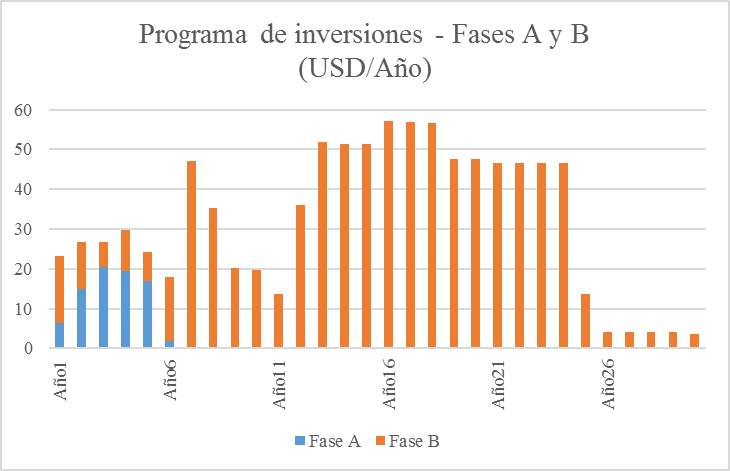
El CHSG es una central hidroeléctrica binacional operada por la Comisión Técnica Mixta (CTM) Salto Grande, que está construida sobre el Río Uruguay en un sitio próximo a las localidades de Concordia (Argentina) y Salto (Uruguay). La primera de sus unidades generadoras entró en operación en 1979 y la última en 1983. La central hidroeléctrica tiene una potencia instalada de 1,890 MW, con 14 turbinas Kaplan y unidades generadoras de 135 MW cada una. La energía eléctrica media anual producida por la central durante 1983-2017 fue de 8,592 GWh. El embalse tiene una extensión de 783 km² y un volumen de 5,500 hm3 que permite una regulación semanal de los caudales para efectos de su producción energética. Su operación cumple también una función prioritaria de control de crecientes para reducir inundaciones aguas abajo de la presa. El sistema de transmisión propio incluye cuatro subestaciones de transformación (dos en Argentina y dos en Uruguay) y 357 km de líneas aéreas en 500 KV, las cuales conforman el denominado cuadrilátero de Salto Grande, por medio del cual se realizan importantes intercambios de electricidad entre los sistemas de los dos países. Además de la producción de energía eléctrica, este Complejo proporciona un importante servicio de control de frecuencia y de compensación de la variabilidad e intermitencia de la generación en el resto de los sistemas interconectados, el cual es particularmente significativo para el sistema eléctrico del Uruguay, donde a finales de 2017 se tenía un 49% de la capacidad de generación instalada (2,079 MW) operada con energías renovables intermitentes[[6]](#footnote-6).

Aunque el CHSG se encuentra en muy buenas condiciones de mantenimiento y operación luego de cerca de 40 años de su puesta en servicio, éste requiere renovación debido a que sus equipos están completando su ciclo de vida, existiendo la posibilidad de modernización con nuevas tecnologías disponibles. La CTM Salto Grande ha realizado inversiones de reposición de algunos equipamientos, por un valor de USD 40 millones (equivalentes a Dic/2017) en los últimos cinco años, y cuenta con varios estudios específicos para mejorar y modernizar la infraestructura, la gestión ambiental y la operación de la central.

En los últimos años el BID ejecutó una Cooperación Técnica no reembolsable (RG-T2256) para elaborar un Diagnóstico Integral del CHSG incluyendo un estudio del potencial de incremento de su capacidad de generación[[7]](#footnote-7). Con base en los resultados obtenidos en dicha Cooperación se diseñó un plan de estratégico con acciones de corto, mediano y largo plazo. El Diagnóstico Integral contempló la revisión de la condición actual y de la gestión ambiental, así como también de la gestión operativa del equipamiento de turbinas y generación, incluyendo las compuertas de vertedero y de tomas con sus rejillas, y el sistema de interconexión eléctrica, con sus sistemas auxiliares mecánicos y eléctricos de mando, señalización, protección, control y de servicios generales. Asimismo, consideró el estado de la infraestructura civil del CHSG y su aptitud para atender los requerimientos emergentes de los cambios hidrológicos y ambientales.

Como resultado se obtuvo un Programa de Modernización del CHSG (el “Programa”) que se extiende por 30 años dividido en dos fases. La Fase A culmina en el año 5 e incluye el mantenimiento y/o reemplazo de los equipos auxiliares eléctricos y mecánicos, los sistemas de control y los reguladores de velocidad de las turbinas, el realce y refuerzo de las compuertas del vertedero, el mantenimiento de las compuertas de toma con sus rejillas, la reforma de los sistemas de izaje, la reposición de tres transformadores monofásicos principales y el apoyo para mejoras de la gestión ambiental, entre otros, para ser financiados por el BID. La Fase B también inicia en el año 1 con estudios iniciales e incluye principalmente la intervención y modernización de los catorce grupos turbina-generador[[8]](#footnote-8), iniciando con el primero en el año 7, y prueba de este durante tres años, para continuar cada año subsiguiente con los trece restantes hasta completarlos en el año 25. También incluye la reposición de los trece sistemas restantes de transformación principal y otras intervenciones, hasta el año 30. Adicionalmente existe la opción de incluir dentro de la Fase B el realce de la presa con el fin de incrementar la capacidad de generación, fase que continúa en evaluación y no se ha incluido en este estudio.

El Caso Base del Programa tiene un presupuesto de USD 960 millones que se desdobla en USD 80 millones para las tareas identificadas en la Fase A y USD 880 millones para las identificadas en la Fase B[[9]](#footnote-9). El itinerario anual de sus costos de inversión se ilustra en el gráfico siguiente.

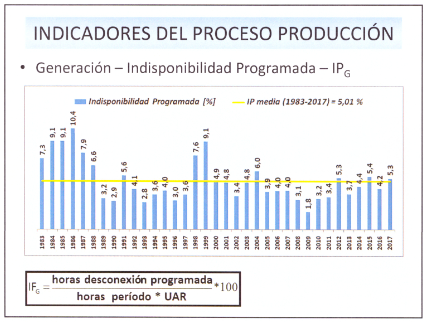
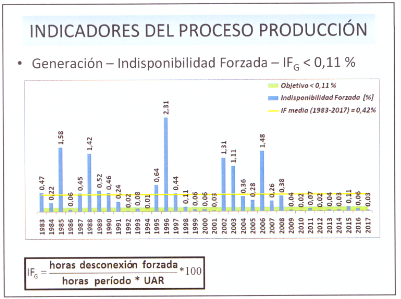


1. Programa de inversiones Fases A y B

Fuente: procesamiento del consultor a partir de las inversiones totales identificadas en el Estudio MWH-IATASA y la Fase A propuesta para ser financiada con recursos del BID

El presente estudio se concentra en la evaluación económica y financiera de las intervenciones programadas en la Fase A dentro de los primeros cinco años de ejecución del Programa. También se evalúa de manera más general las intervenciones incluidas en la Fase B, comenzando con aquellas cuyos beneficios son de más fácil cuantificación en términos monetarios.

El objetivo principal de todo el Programa es mantener la disponibilidad de la capacidad generadora y mejorar la eficiencia operativa del CHSG y de sus sistemas complementarios con el fin de incrementar su generación y evitar que sus indicadores de desempeño, tales como Disponibilidad Operativa (Horas disponibles / Horas del Período), Indisponibilidad Programada (Horas Desconexión Programada / Horas del Período) e Indisponibilidad Forzada (Horas Desconexión Forzada / Horas del Período), se vayan deteriorando. Para la evaluación se partió de la indisponibilidad promedio histórica (5.01% programada y 0.42% forzada) cuya estadística se resume en los gráficos siguientes.

1. Indicadores de procesos del CHSG

Los beneficios principales del Programa están determinados por dos aspectos: i) el incremento de la eficiencia operativa y de la generación, y ii) el deterioro evitado en el desempeño futuro de la central.

El objetivo general del Programa será contribuir a garantizar la disponibilidad de energía del Complejo Hidroeléctrico Binacional de Salto Grande y a mejorar la confiabilidad y eficiencia de los sistemas Interconectados de Argentina y Uruguay.  El objetivo específico será contribuir a extender la vida útil del Complejo Hidroeléctrico Salto Grande (CHSG) mediante la modernización de su infraestructura y equipamiento.

Como resultado de las inversiones se espera: (i) asegurar la generación energía firme renovable del CHSG; (ii) mantener la disponibilidad de generación y transmisión del CHSG; y (iii) contribuir a la reducción de las emisiones de GEI.

### 2. DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA Y COSTOS DE INVERSIÓN

La Fase A de la Modernización del CHSG, objeto principal de esta evaluación, comprende los siguientes once rubros de intervención en la central.

1. Modernización de los reguladores de velocidad de las catorce turbinas.
2. Mantenimiento integral y refuerzo de las 19 compuertas del vertedero, mantenimiento de las 42 compuertas planas de las tomas y de sus 42 rejillas e implementación de sistemas de control de flujo de elementos sólidos y sedimentos.
3. Mantenimiento integral de las grúas tipo pórtico y tipo puente de la central y sustitución de las grúas móviles.
4. Mantenimiento y mejora de los sistemas de compresores, ventilación, drenaje y contra de incendios de la central.
5. Adecuación de sistemas contra descargas atmosféricas y puestas a tierra y mantenimiento integral de tableros de corriente continua y de grupos electrógenos de emergencia.
6. Suministro y montaje de una estación maestra de supervisión y mejoras en sistemas de medición.
7. Suministro y montaje de un banco de tres transformadores monofásicos elevadores 13.8/500 kV e implementación de sistemas de control de aceite y monitoreo de transformadores y reactores.
8. Montaje de fibra óptica y renovación de equipamiento de potencia, medición y protección de las subestaciones y de sistemas de comunicaciones; suministro y montaje de reactores de 100 MVAR y pruebas.
9. Mejoras varias en edificaciones y conducciones de escala de peces y modernización del sistema auscultación de presa y lecturas.
10. Programa hidrológico y ambiental en el embalse, mejoras en plantas de agua potable y aguas residuales.
11. Estudios complementarios sobre rehabilitación de grupos turbina-generador, automatización y control de sistemas de medición y comunicaciones del complejo, maniobras a 500 kV, espaciadores de conductores de líneas a 500 kV y operación del complejo a la cota 36.

La prioridad de estas intervenciones se obtuvo en la actividad de diagnóstico incluida en los “ESTUDIOS PARA EL DIAGNOSTICO Y MODERNIZACION DE LA CENTRAL HIDROELECTRICA SALTO GRANDE”, preparado por MWH e IATASA para BID y CTM de SG. En dicho estudio, a través de las inspecciones efectuadas durante las diferentes visitas al CHSG fue posible establecer el estado o condición de los equipos, infraestructura y sistemas, sobre los que se ha elaborado un diagnóstico basado en los índices proporcionados por la metodología HydroAmp, la cual permite establecer comparaciones basadas en parámetros recogidos de numerosas centrales hidroeléctricas[[10]](#footnote-10). El Anexo 1 incluye una descripción de esta metodología y los principales indicadores obtenidos de los equipos y sistemas considerados en la Fase A.

La inversión total estimada de la Fase A es de USD 80 millones para ser desembolsados en cinco años y su distribución anual es la siguiente:

1. - Resumen de inversiones



Fuente: BID

Las inversiones anteriores constituyen las intervenciones prioritarias del Programa total, las cuales se requiere o se El Programa incluye adicionalmente la Fase B prevista para ser ejecutada ejecutar durante los años 1 a 30 y con un costo de inversión de USD 880 millones, dentro del cual se incluye la modernización de los 14 grupos turbina – generador, la reposición de los grupos de transformadores principales y otras inversiones.

### 3. REMUNERACION DE LA ENERGIA DEL CHSG

La Comisión Técnica Mixta de Salto Grande fue la responsable del desarrollo del proyecto y posterior administración del Complejo Hidroeléctrico Salto Grande. Es un Ente binacional con características de Organismo Internacional. Fue creada por acuerdo entre Uruguay y Argentina en diciembre de 1946 con el cometido original: “…tendrá a su cargo todo lo referente a la utilización, represamiento y derivación de las aguas del río Uruguay”. Desarrolló la Central hidroeléctrica Salto Grande, la cual tiene una potencia de 1,890 MW (14 turbinas Kaplan, 25,4 m de salto nominal) y un Embalse de 783 km2 (140 km longitud, 5,500 hm3 de agua) e incluye un Puente internacional carretero y ferroviario que comunica a los dos países. Es el primer generador en Uruguay y el segundo generador hidráulico en Argentina, siendo el principal regulador de frecuencia del sistema interconectado[[11]](#footnote-11). Además, cumple con la función de control de inundaciones y cuenta con 69 estaciones telemétricas que suministran datos en tiempo real de los caudales en su cuenca hidrológica.

A partir del inicio del funcionamiento del CHSG los porcentajes de la asignación de la energía generada correspondientes a ambos países fueron diferentes: 83,34% para Argentina (RA) y 16,66% para Uruguay (ROU). Con el transcurso del tiempo y a medida que la deuda se fue reduciendo los porcentajes se fueron equilibrando. Con posterioridad al 18 de mayo de 1994 se ha venido repartiendo el 50% para cada país. Existe una cuenta corriente denominada “Diferencia de Energía Embalsada (ROU-RA)”, la cual no puede superar los 80 GWh. Si este valor es superado hay un acuerdo entre ambos países y el que se excedió vende el exceso.

Para efectos de la evaluación económica y financiera del Programa se ha considerado que la propiedad de energía generada en el CHSG se distribuirá por partes iguales a las empresas operadoras de los mercados de Uruguay y Argentina, quienes la asignarán a los mercados nacionales o a la exportación, y los respectivos países tienen la responsabilidad de cubrir sus costos de Administración, Operación y Mantenimiento, incluyendo el presupuesto de la Comisión Técnica Mixta de Salto Grande (CTM).

Para tal efecto existen los siguientes mecanismos de remuneración al CHSG:

1. *Remuneración de la Energía RA*: La remuneración de la energía entregada por el CHSG al sistema Argentino se realiza en función de la energía suministrada en los distintos nodos de medición que se encuentran en las Subestaciones de Salto Grande Argentina y Colonia Elía (tanto a 500 kV como a 132 kV) discriminada en forma horaria. Esta medición se hace a través de los registradores del Sistema de Medición Comercial (SMEC). Para asegurarse un correcto funcionamiento la Comisión Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA) realiza verificaciones rutinarias y/o auditorías. El valor de la energía es la reconocida en el mercado spot a un precio congelado y regulado por el estado nacional. El valor actual es de 240 $/MWh. La remuneración de la Base de Potencia se realiza por el servicio de la potencia puesta a disposición por el CHSG. Esta se remunera en las horas de remuneración de la potencia (hrp), en forma independiente del despacho real[[12]](#footnote-12). La Base de Potencia se asigna para el período que abarca desde el comienzo de mayo de un año a la finalización de abril del año siguiente. En la Programación Estacional se van actualizando los valores semestral y trimestralmente[[13]](#footnote-13). Hasta la fecha, este mecanismo ha proporcionado recursos suficientes para cubrir los costos del CHSG que le corresponden a Argentina, dejando inclusive un margen en un fondo de reserva.
2. *Remuneración de la energía ROU:* No se remunera ningún concepto en forma directa al CHSG por concepto de la energía entregada al sistema de Uruguay. Existen transacciones de remuneración por la Energía y Potencia del CHSG entre la Administración Nacional de Usinas Eléctricas (UTE) y el Ministerio de Economía y Finanzas (MEF), sin participación del CHSG. En el caso del Uruguay la partida para el financiamiento del presupuesto de la CTM se fija por medio de una partida incluida en el Presupuesto Nacional[[14]](#footnote-14). Adicionalmente, hasta a abril de 2017, UTE remuneró la energía generada por la Central de Salto Grande de acuerdo con el Decreto Nº4/995 del 10 de enero de 1995 y a partir de esa fecha, se fijó a un precio de USD 6/MWh.  Esta forma de remuneración está siendo revisada actualmente por el Poder Ejecutivo en coordinación con UTE.

Los mecanismos anteriores constituyen la forma de financiar los costos de Operación y Mantenimiento del CHSD por parte de cada país (por partes iguales) y ello les da derecho a cada uno sobre el 50% de la energía generada, la cual transan en los mercados eléctricos interconectados a precios diferentes según el mercado de cada país.

En razón de lo anterior, la valoración económica y financiera del incremento y mantenimiento de la generación eléctrica en la central que permitirá la ejecución del Programa, y cuya propiedad corresponde por partes iguales a Argentina y Uruguay, requirió de la estimación de los precios económicos de la electricidad, para lo cual resultó preciso considerar el grado de interconexión eléctrica de los mercados a los cuales está interconectada la central y el panorama futuro de los intercambios internacionales de electricidad que se resume en la siguiente sección.

### 4. MERCADOS ELÉCTRICOS DE ARGENTINA Y URUGUAY

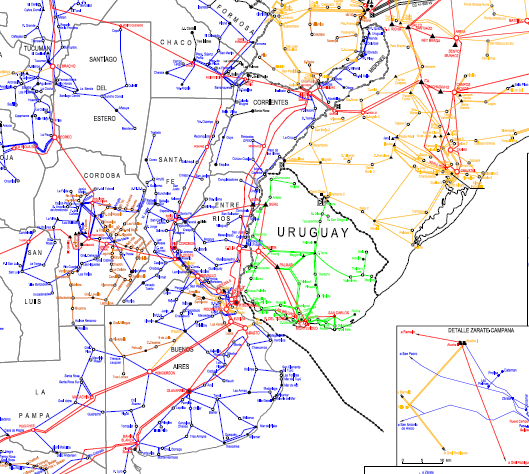
La evaluación económica del Programa contenida en este informe parte de la base de la interconexión y coordinación comercial de los mercados eléctricos vinculados el CHSG, los cuales son directamente los de Argentina y Uruguay (e indirectamente el de Brasil, al estar este interconectado con los anteriores).

### 4.1 Antecedentes

El CHSG es un desarrollo binacional que se realizó para abastecer los sistemas eléctricos de Uruguay y Argentina; en esta central tanto la propiedad y como los derechos sobre la energía generada están compartidos por partes iguales entre ambos países. La puesta en marcha de la central y su conexión a los respectivos sistemas nacionales permitió también establecer un comercio internacional de electricidad entre ambos mercados.

Los sistemas eléctricos uruguayo y argentino se encuentran interconectados por dos líneas a 500kV que conectan también con la central formando parte del llamado “cuadrilátero de Salto Grande”. La capacidad de interconexión de esas dos líneas es de aproximadamente 2,000 MW.

El diagrama de estas interconexiones se ilustra en los siguientes mapas.

1. Diagrama de interconexiones eléctricas Argentina-Uruguay

Fuente: informes ADME y CAMMESA

En Uruguay la comercialización internacional de electricidad la realiza la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE), la cual es una empresa propiedad del Estado uruguayo que se dedica a las actividades de generación, trasmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, prestación de servicios anexos y consultoría. Para satisfacer la demanda eléctrica de Uruguay UTE cuenta con centrales de generación hidráulica, eólica y térmica propias. La producción se complementa con la energía proveniente del CHSG y con la energía proveniente de plantas de generación propiedad de terceros.

En Argentina la actividad de intercambios internacionales entre UTE y los agentes compradores (distribuidores) y los agentes vendedores (generadores) la coordina la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA), la cual es la empresa que administra el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) argentino con funciones que incluyen la operación y despacho de la generación (incluido el CHSG) y el cálculo de precios en el mercado, la operación en tiempo real del sistema eléctrico y la administración de las operaciones comerciales en el mercado eléctrico.

El comercio de energía eléctrica de Uruguay con Argentina, se puede dividir en cuatro períodos: i) Hasta el año 1999, donde tuvo lugar el comercio spot debido a la aplicación del Acuerdo de Ejecución del Convenio de Interconexión de 1983, ii) Desde el año 1999 hasta el 2004, siguió existiendo el mercado spot pero aparecieron los contratos de importación de potencia firme en las que empresas argentinas le vendieron energía a UTE, iii) Desde el año 2004 hasta 2012, la importación spot desde Argentina adoptó distintas modalidades pues en un comienzo era de emergencia y luego paso a ser de contingencia, y iv) A partir de 2012, con el significativo desarrollo de las centrales con energía renovable en Uruguay (principalmente eólicas y solares), UTE ha venido desarrollando una importante actividad exportadora de electricidad, tanto hacia Argentina como hacia Brasil.

Dos importantes eventos que han viabilizado los intercambios de energía firme a partir del segundo período: i) se estableció en Uruguay la ley de Marco Regulatorio del sector eléctrico que da las bases para el desarrollo de un mercado mayorista y partir del año 2000 UTE comenzó a realizar contratos de potencia firme y en el año 2001contrató la compra de potencia firme con tres empresas argentinas, y ii) la situación de emergencia económica de Argentina en el año 2002, hizo que se aprobara la Ley de Emergencia Económica y en el 2003, UTE y CEMSA, esta última perteneciente al grupo Endesa, realizaron un contrato de potencia firme con opción de compra de energía por 338 MW por un plazo de dos años.

### 4.2 Caracterización de los mercados de electricidad

### 4.2.1 Demanda y oferta

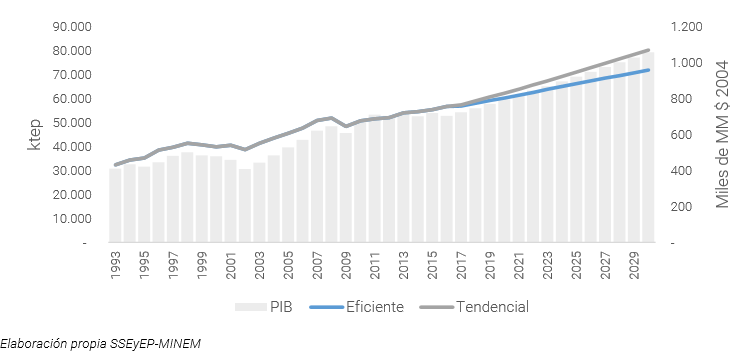
**ARGENTINA**

Recientemente el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) argentino ha considerado escenarios sobre la evolución futura del balance energético en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) argentino, los cuales consideran dos escenarios de demanda y oferta.

*Para la demanda* se considera una evolución Tendencial y otra Eficiente de la demanda estimada a partir de las demandas de las distribuidoras y tomando en consideración un 3.5% de las pérdidas de transporte. Estos escenarios se vinculan también con escenarios de producción de gas natural incluyendo su caracterización estacional. La demanda de gas para centrales eléctricas, por su parte, se ajusta a las restricciones de demanda de gas natural ocasionada por los picos de consumo residencial de invierno. En cuanto a los intercambios eléctricos, se tuvieron en cuenta los existentes con Brasil, Chile, Paraguay, Uruguay y el futuro con Bolivia.

El gráfico siguiente ilustra los pronósticos de demanda de energía y electricidad preparados por el MINEM.

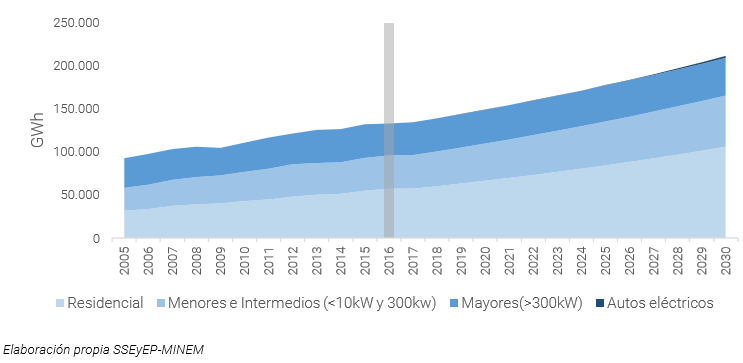
**Evolución del consumo final de energía y PIB, 2016-2030**



1. Evolución del consumo final de energía y PIB, Argentina

**}**

**Demanda de energía eléctrica por segmento 2005-2030**

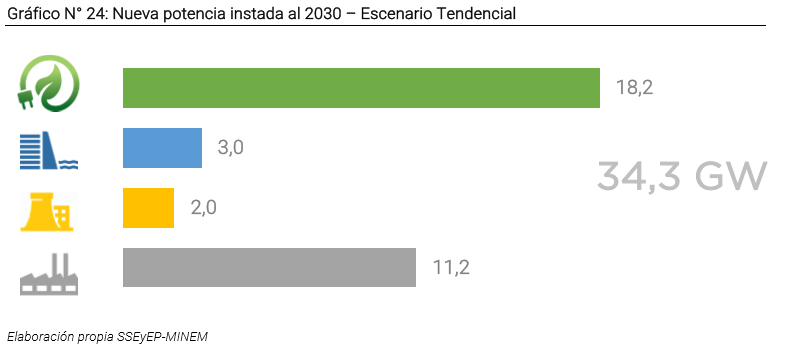
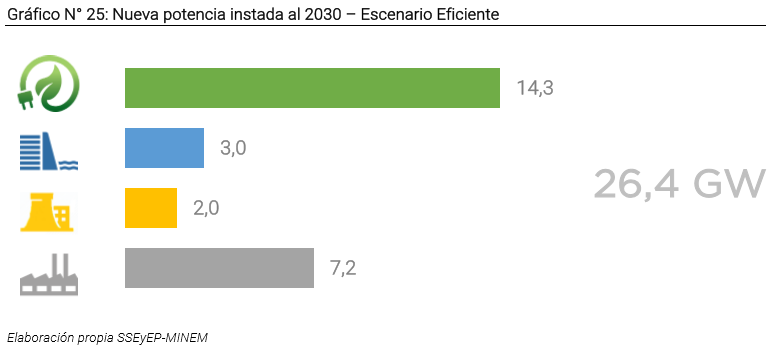


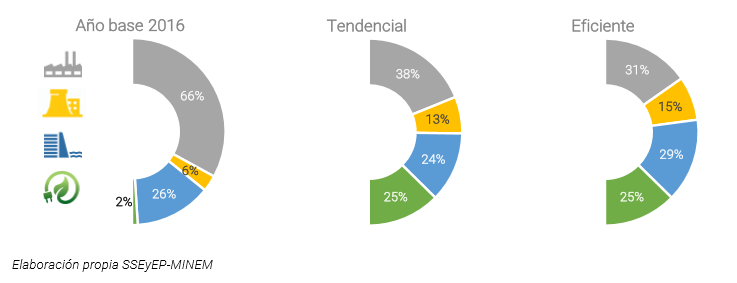
1. Histórico de demanda de energía eléctrica por segmento, Argentina

Fuente: MINEM

*Para la oferta* se parte del sistema existente y se considera la incorporación fija de proyectos ya decididos (3,000 MW en hidroeléctricas y 2,000 MW en nucleares) y la fijación de metas para la generación de origen renovable, lo cual acota las opciones de expansiones adicionales ya que para el año 2030 hay una porción importante de la potencia a instalar que se considera predefinida de antemano[[15]](#footnote-15), con un factor de participación de estas incorporaciones que prácticamente cubren los nuevos requerimientos energéticos. Si bien no se asume a priori un retiro de máquinas, la generación de origen térmico sufriría una disminución considerable en su despacho, donde aquella menos eficiente es desplazada por térmica de mayor eficiencia y nueva generación hidráulica, nuclear y renovable, facilitado esto por una evolución del sistema de transmisión que permite el levantamiento de un conjunto de restricciones que hoy presenta. De acuerdo con la Ley 27.191, cada uno de los escenarios de demanda incorpora generación renovable para cumplir con las metas mencionadas en su Art. 8, alcanzando el 20% en 2025 y luego al 25% en 2030[[16]](#footnote-16). Adicionalmente la expansión incluye la incorporación de potencia firme que asegure un margen de reserva del 20%. Los gráficos siguientes resumen la capacidad adicional que se instalaría en cada escenario en 2030.

**Expansión de la capacidad de generación por escenario**

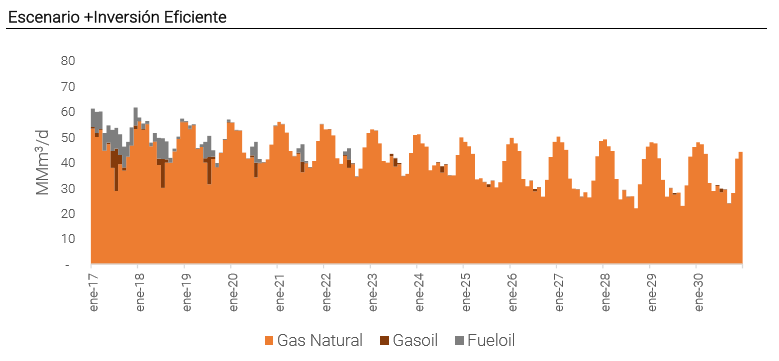
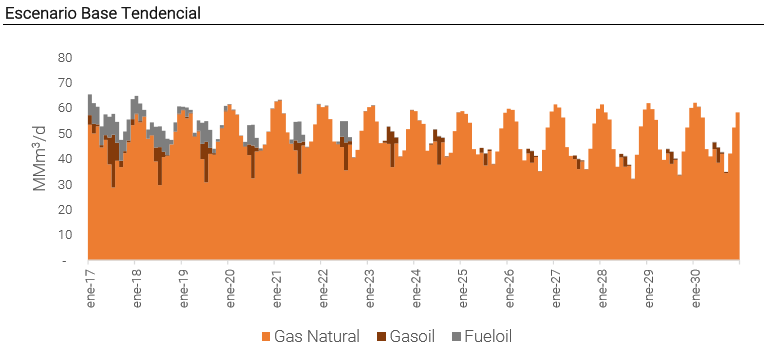


1. Escenarios de demanda energética, Argentina

Fuente: MINEM

En los siguientes gráficos se observa el consumo de los distintos combustibles por mes para cada escenario: el escenario Tendencial tiene mayor consumo de gas natural que el Eficiente dado por una mayor generación de origen térmico. A su vez, se observa una fuerte disminución en la participación de combustibles líquidos en ambos escenarios. Esto se debe al aumento de producción de gas natural y a la mayor diversificación de la matriz eléctrica[[17]](#footnote-17).

**Consumo de combustibles en las centrales térmicas, 2017-2030**



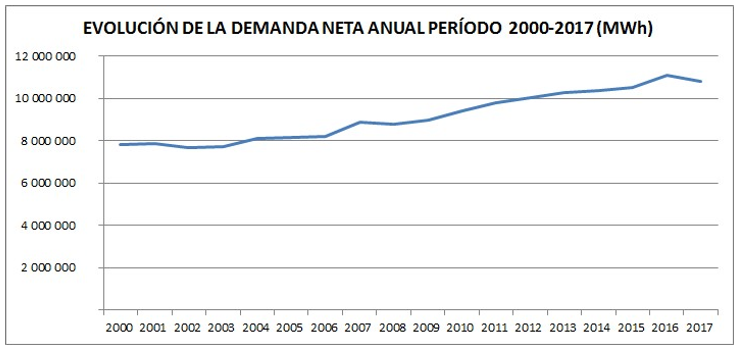
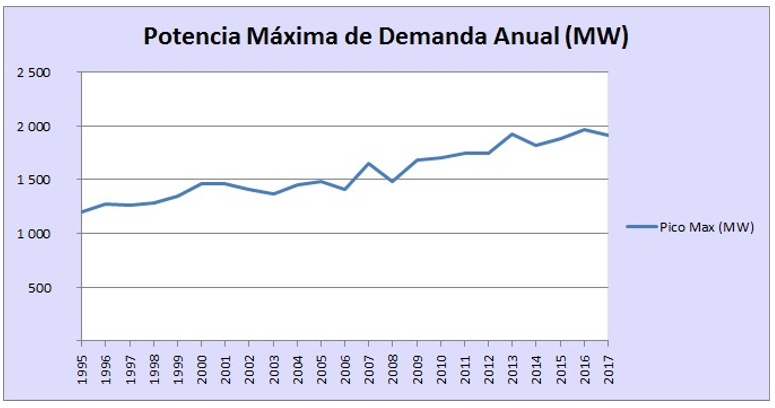
1. Previsión de consumo de combustibles en las centrales térmicas

Fuente: MINEM

Los gráficos anteriores indican como el abastecimiento de la demanda en 2019 implica que las centrales operadas con Gasoil marginan tres meses del año y el resto lo harían las operadas con Fuel Oil y que a partir de 2025 en el escenario Tendencial las operadas con Fueloil lo harían dos meses al año y el resto lo harían las operadas con Gas Natural mientras que en el escenario Eficiente los doce meses del año lo harían las operadas con Gas Natural.

**URUGUAY[[18]](#footnote-18)**

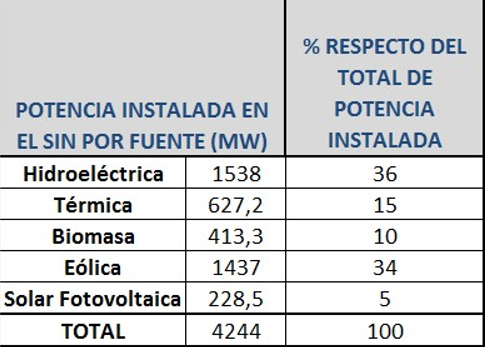
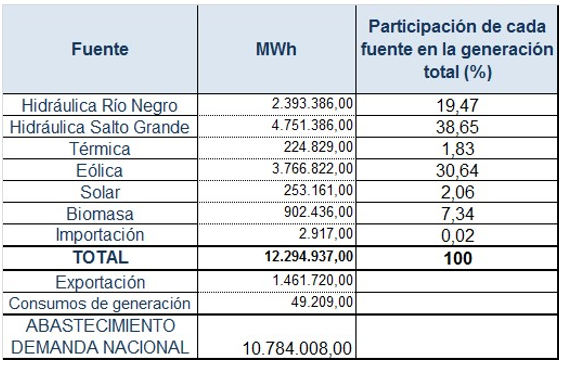
En las últimas décadas, el crecimiento anual de la demanda de electricidad en Uruguay ha sido a un ritmo de 3.5% acumulativo anual, alcanzando los 10,000 GWh en el año 2012, con un crecimiento anual previsto para las próximas décadas del 2.5%. Los siguientes gráficos ilustran la evolución histórica de demanda de energía y potencia en Uruguay hasta 2017.

1. Evolución de la demana eléctrica, Uruguay

Fuente: UTE

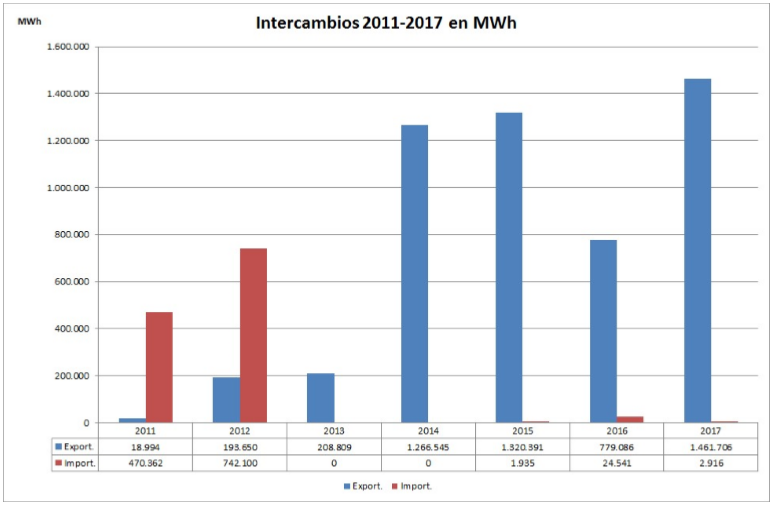
A finales de 2017 el sistema de generación uruguayo contaba con una capacidad de generación instalada de 4,244 MW. El 36% corresponde a centrales hidroeléctricas y el 15% a generación térmica (fuel oíl y gas oíl). El 49% restante incluye el 34% en eólica, 10% en biomasa y 5% en solar. Los gráficos siguientes resumen la capacidad instalada y la generación por fuente en 2017.

1. Potencia instalada por fuente, Uruguay

Fuente: ADME, Informe Anual 2017

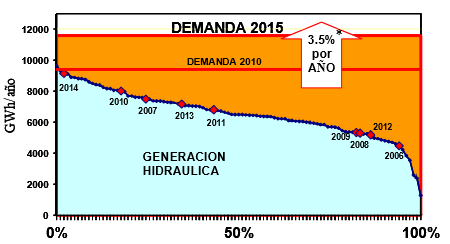
El sistema eléctrico uruguayo está fuertemente interconectado con Argentina (ambos sistemas operan en 50 Hz) por dos líneas de 500 kV con una capacidad de intercambio de 2,000 MW y con Brasil (opera en 60 Hz) a través de 2 convertidores de frecuencia de 70 MW y 500 MW. Este sistema permitió exportar 1,461 GWh en 2017 (cerca del 66.5% a Brasil y el 33.5% restante a Argentina)[[19]](#footnote-19). Los intercambios internacionales históricos que resumen el siguiente gráfico muestran como a partir de 2013 el sistema uruguayo pasó de ser importador a exportador de electricidad.



1. Histórico de intercambios de energía eléctrica, Uruguay

Fuente: ADME

La generación hidroeléctrica en Uruguay presenta importantes variaciones asociadas con el régimen de lluvias. Como se muestra en figura, en años de condiciones hidrológicas promedias la generación hidroeléctrica es del orden de los 6,000 GWh, mientras que en años con muy buenas condiciones hidrológicas puede alcanzar los 10,000 GWh y en años de muy malas condiciones hidrológicas los 3,000 GWh[[20]](#footnote-20).



1. Variabilidad generación hidráulica

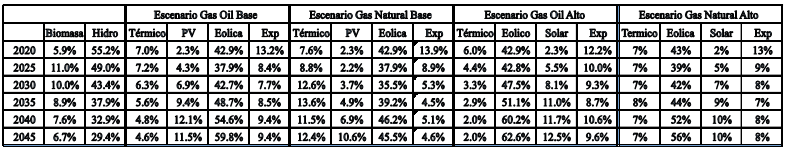
Fuente: Optimización de las inversiones en generación eléctrica del Uruguay 2016-2046

Las dos variables más relevantes en el estudio de expansión del sistema de generación son la disponibilidad del gas natural y el precio del petróleo. Por este motivo, para examinar el desarrollo futuro del sistema se consideraron los siguientes escenarios:

* Escenario con Gas Oil Base: Precio del petróleo de referencia y no hay disponibilidad de Gas Natural.
* Escenario con Gas Natural Base: Precio del petróleo de referencia y hay disponibilidad de Gas Natural.
* Escenario con Gas Oil Alto: Precio del petróleo alto y no hay disponibilidad de Gas Natural.
* Escenario con Gas Natural Alto: Precio del petróleo alto y hay disponibilidad de Gas Natural.

En la tabla siguiente se presentan los resultados de la expansión de generación de los cuatro escenarios analizados relativos a la relación entre la generación total promedio por tipo de central y la demanda. La generación hidráulica y con biomasa no presenta diferencias significativas en los diferentes casos analizados, por ello solo se muestran para el caso base de Gas Oil.

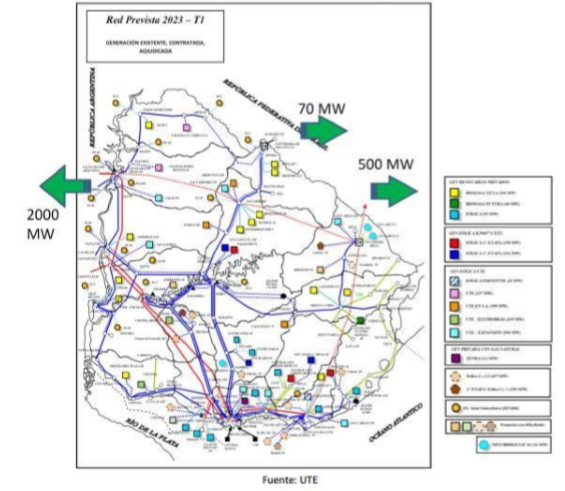
**Relación entre la generación total promedio por tipo de central y la demanda.**



1. Relación entre la generación total promedio por tipo de central y la demanda

Fuente: Optimización de las inversiones en generación eléctrica del Uruguay 2016-2046

Los resultados obtenidos para los cuatro escenarios muestran, para todos ellos, importantes volúmenes de exportación de electricidad[[21]](#footnote-21), los cuales se prevé realizar hacia Brasil y Argentina (por medio de la interconexión a 500 kV en Salto Grande, en el caso de esta última), como se ilustra a continuación[[22]](#footnote-22).



1. Capacidad de interconexiones del sistema eléctrico uruguayo

### 4.2.2 Precios

**ARGENTINA**

El precio del mercado spot en el MEM de Argentina está regulado en el nivel de Ar$ 240/MWh desde febrero de 2017, luego de permanecer en Ar$ 120/MWh desde 2003[[23]](#footnote-23). Equivale hoy en día (junio de 2018) a unos USD 9/MWh, nivel que no se considera indicativo del costo económico de la electricidad que pudiese ser apropiado para la evaluación de los futuros proyectos de generación.

Debido a lo anterior, para la evaluación económica se utilizó como referencia el denominado “precio monómico sin cargos de transporte” [[24]](#footnote-24) que mensualmente liquida CAMMESA. Este se considera representativo del costo total de operación en el MEM, e incluye los cargos de potencia y sus servicios asociados, los sobrecostos debido a la utilización de combustibles, los cargos a la demanda excedente de los Grandes Usuarios y los Contratos de Abastecimiento del MEM.

El gráfico siguiente ilustra su evolución durante 2016 y 2017, expresado en dólares equivalentes estimados con las tasas de cambio mensuales prevalecientes en dicho período.



1. Precio monómico en el MEM argentino

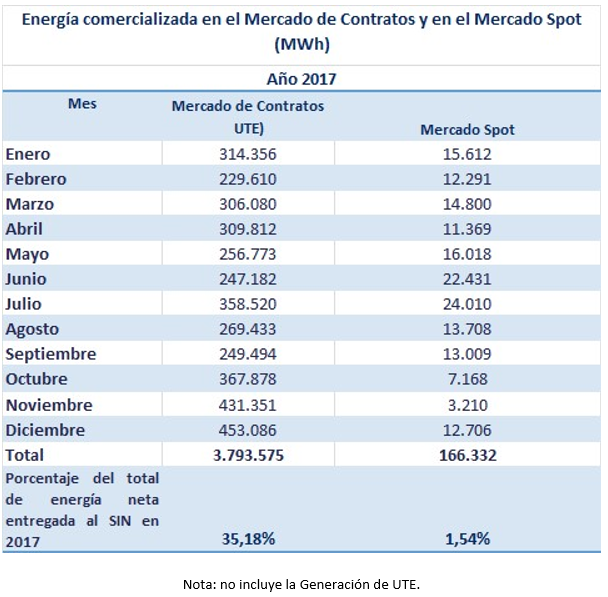
Fuente: Procesamiento de datos históricos (CAMMESA, Informes Anuales de 2016 y 2017, sin cargos de transporte)

Los distintos componentes del precio monómico varían según el volumen de generación térmica requerido, dependiente principalmente de la oferta hidroeléctrica, del precio del gas y en forma atenuada del valor de los combustibles líquidos dado que su valor se incluye en el precio como sobrecosto. Se observa que el precio monómico presenta estacionalidad a lo largo del año, siendo mayor en los meses de invierno, relacionado con el aumento del consumo de combustible líquido.

El precio monómico sin cargos de transporte promedio durante 2016 – 2017, expresado en dólares americanos, fue de USD 70/MWh y resulta similar al costo económico de la electricidad en otros mercados de electricidad interconectados al de Argentina, tal como el Costo Marginal de Expansión de USD 67.8/MWh que se aplica actualmente en el mercado eléctrico del Brasil (R$ 217/MWh a 3.2 R$ /USD = 67.8 USD/MWh) [[25]](#footnote-25).

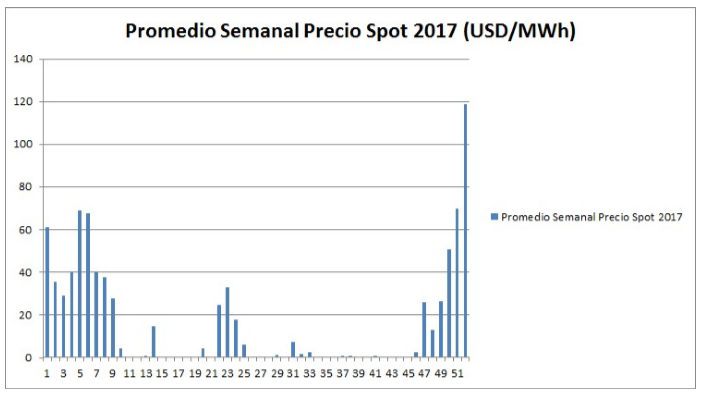
**URUGUAY**

En 2017 la energía eléctrica requerida para atender la demanda en el mercado uruguayo fue producida directamente por UTE (63.3%), adquirida en contratos (35.2%) o transada en el mercado spot (1.5%).



1. Energía comercializada en Mercado de Contratos y Spot, Uruguay

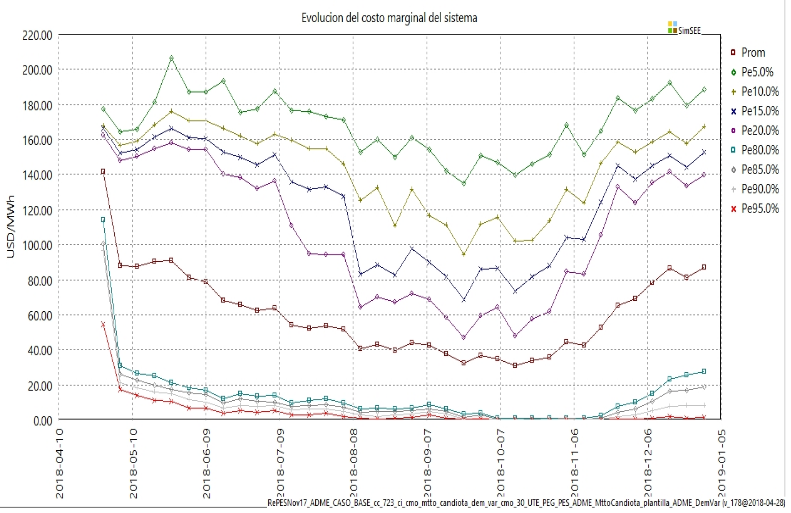
Como se observa, el volumen de electricidad comercializado en el mercado spot es marginal y sus precios son significativamente volátiles, tal como se resume en el siguiente gráfico para la situación histórica de 2017.



1. Promedio semanal del Precio Spot año 2017

Fuente: UTE

Hacia el futuro esta situación de volatilidad de precios también se prospecta muy acentuada, como lo muestra el siguiente pronóstico probabilístico de los costos marginales de la electricidad en el mercado eléctrico de Uruguay para el período Mayo 2018 – Enero 2019 obtenido de la programación estacional realizada por ADME.



1. Evaluación del costo marginal del sistema, Uruguay

Fuente: ADME

La apreciable volatilidad del precio spot eléctrico en Uruguay explica el hecho ya mencionado de que la exposición de las ventas de electricidad al mercado spot es de tan solo el 1.5%, lo cual se logra por medio de los contratos de compraventa de electricidad a largo plazo. Por esta razón, para efectos de la evaluación económica del Programa se ha considerado que la vulnerabilidad a esta variabilidad resulta baja.

### 4.3 Conclusiones para la evaluación del Programa

La ejecución del Programa de Modernización del CHSG tendrá, entre otros, las siguientes dos repercusiones incrementales en su producción de electricidad: i) proporcionará una generación de energía eléctrica adicional asociada al aumento de su eficiencia operativa, y ii) evitará una reducción de su generación de energía eléctrica y de su potencia disponible, al evitar la degradación que ocurriría tanto de su eficiencia operativa como de su capacidad disponible.

Para efectos de la evaluación económica del Programa, la situación anterior implica la necesidad de determinar los precios económicos de la energía y potencia pertinentes para evaluar los beneficios económicos asociados a dichos incrementos de energía y potencia (determinados mediante la diferencia de la producción del CHSG con y sin el Programa).

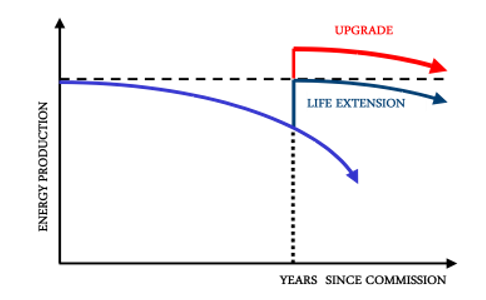
El examen de los convenios existentes sobre la propiedad de la producción eléctrica del CHSG y sobre la situación histórica reciente de los mercados de electricidad en Argentina y Uruguay (y Brasil), y de su prospección a largo plazo, sugiere que: i) el 50% del incremento de generación en el CHSG de propiedad de Argentina sería destinado al mercado de Argentina y su valoración económica correspondería ser realizada a los precios económicos de la electricidad de este país, ii) el 50% del incremento de generación en el CHSG de propiedad de Uruguay sería exportado a Argentina y Brasil, por lo cual sus beneficios económicos correspondería evaluarlos con los precios económicos de la electricidad estimados para estos países. Para la evaluación económica del Programa de Modernización del CHSG se asumió que estas últimas exportaciones se realizarían en forma similar a su distribución histórica de 2017: 66.5% a Brasil y 33.5% a Argentina.

### 5. METODOLOGÍA UTILIZADA PARA LA EVALUACIÓN

### 5.1 Enfoque general

La evaluación económica tuvo como objetivo determinar el impacto de la Modernización del CHSG en la economía de los dos países vinculados (Argentina y Uruguay) en términos de bienestar, es decir que considera las externalidades generadas en cada uno de sus componentes, a grupos directa e indirectamente relacionados con los mismos. Correspondió a la necesidad de medir su rentabilidad económica comparando los beneficios y costos de la situación “con” y “sin” su ejecución dentro del horizonte de la vida útil estimada para sus componentes. Esta metodología es conocida como la de Costo-Beneficio.

La metodología aplicada toma como referencia el desarrollo de un programa global de Modernización del CHSG durante los próximos 30 años tal como ha sido identificado en los estudios detallados realizados (pero sin realce de presa y sin aumento de su capacidad de generación[[26]](#footnote-26)), el cual incluye la Fase A (durante los años 1 a 5) y la Fase B (durante los años 1 a 30). Su realización permitirá: i) obtener incrementos de generación por modernización de los grupos turbina-generador y por limpieza de rejillas de bocatomas y mayor control de inundaciones por refuerzo de las compuertas del vertedero (“UPGRADE” en la gráfica siguiente), y ii) extender la vida útil y evitar reducciones de generación por degradación e indisponibilidades de sus equipos principales: grupos turbina-generador y transformadores (“LIFE EXTENSION” en la gráfica siguiente). Con lo anterior permitirá una operación confiable de la central durante una vida útil adicional estimada de 40 años (con estándares operativos similares o mejorados con relación a su desempeño histórico).

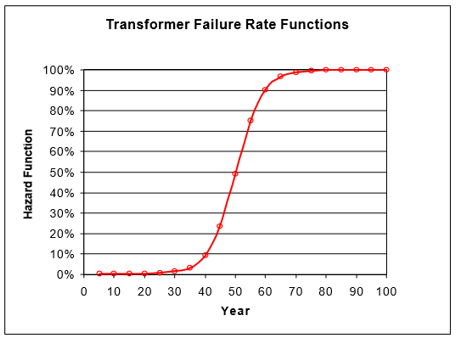


1. Ilustración beneficios modernización centrales hidroeléctricas

Fuente: “REHABILITATION OF HYDROPOWER” An introduction to Economic and

Technical issues, J. Goldberg, O.E. Lier. World Bank. ESMAP

Los pronósticos de capacidad disponible esperada sin el Programa para los principales equipos (grupos turbina-generador y transformadores principales) se obtuvieron partiendo su edad actual y considerando una aproximación general basada en la experiencia internacional sobre el incremento de las probabilidades de falla de los mismos con la edad, la cual se ilustra en los siguientes gráficos.

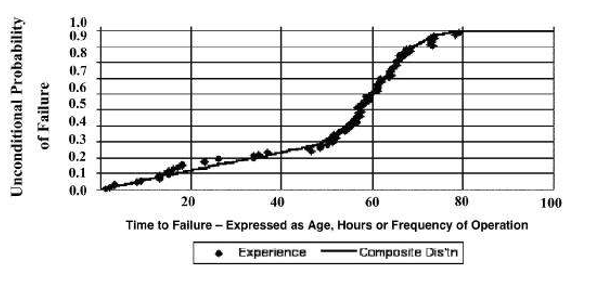


1. Distribución probabilística de tasa de falla de transformadores

Fuente: Analysis of Transformer Failures

by William H. Bartley P.E. The Hartford Steam Boiler Inspection & Insurance Co.

**Typical Failure-Probability Curve**



1. Distribución probabilística de tasa de falla de grupos turbina-generador

Fuente: “REHABILITATION OF HYDROPOWER” An introduction to Economic and

Technical issues, J. Goldberg, O.E. Lier. World Bank. ESMAP

Las características de las intervenciones incluidas en las Fases A y B hacen que, para efectos de su evaluación económica, ellas sean conexas entre sí, principalmente debido a que el propósito principal de las obras de modernización incluidas en ambas es el mantener la confiabilidad e incrementar la eficiencia global operativa en un mismo conjunto de unidades generadoras. Lo anterior origina alguna interdependencia en la estimación de los costos y beneficios que se pueden asociar a ambas fases (por ejemplo, en la Fase A se incluyen estudios y costos que se pueden compartir parcialmente con la Fase B y las implicaciones sobre incrementos de eficiencia operativa y de disponibilidad que se pueden asociar a la Fase A tienen alguna influencia en la estimación de los beneficios de la Fase B, y viceversa).

Debido a lo anterior, para efectos de la evaluación económica y financiera de la Fase A, objetivo principal de este trabajo, los beneficios han sido estimados en la forma más detallada posible, a los cuales se han adicionado también como conexos los correspondientes a la Fase B (los cuales han sido estimados, sin embargo, de una manera más indicativa y general dado el estado actual de identificación y estudios).

La estimación de los beneficios se realizó para cada una de las Componentes del Programa mediante la comparación de los beneficios y costos de las situaciones “con” y “sin” cada Componente durante los próximos 45 años. Para ello, luego de identificar el impacto de cada componente en la producción de electricidad y otros, se realizó un análisis de los beneficios correspondientes a cada uno de ellos, cuando estos fueron cuantificables en términos monetarios. Luego se agregaron los beneficios así obtenidos y se compararon con los costos con el fin de determinar el atractivo económico de la Fase A, primeramente, y luego para el Programa[[27]](#footnote-27).

Es de observar que varios de los beneficios del Programa no fueron posible de cuantificar por la complejidad que ello implica, especialmente en el caso de los beneficios asociados al servicio de regulación de frecuencia de los sistemas de Uruguay y Argentina que realiza el CHSG y al apoyo que también realiza a la generación renovable intermitente de Uruguay. Esto reduce el resultado de los indicadores obtenidos sobre la bondad económica del Programa pues en la evaluación se incluyen todos los costos identificados para las intervenciones requeridas, pero no se cuantificaron varios de los beneficios que dichas intervenciones representan.

Se consideraron los siguientes costos y beneficios asociados a cada componente.

### 5.2 Costos

**a. Costos de inversión**

La Fase A de la modernización del CHSG tiene un costo total de inversión estimado en US$ 80 millones, con un programa de desembolsos para ser ejecutado durante 2019-2023, como se resume a continuación.

1. - Resumen de inversiones



Fuente: BID

Los desembolsos pertinentes de los costos de inversión[[28]](#footnote-28) están expresados en dólares a nivel de precios de mediados de 2018.

Para efectos de completar un panorama para la evaluación, se consideraron también como inversiones conexas las inversiones asociadas a las Fase B (USD 880 millones) con las cuales se completa una inversión total de USD 960 millones.

**b. Gastos e Inversiones**

Del presupuesto establecido para 2018 se obtuvieron los Gastos e Inversiones del CHSG presupuestados para 2018, estos se resumen como sigue.

1. – Gastos e Inversiones del CHSG presupuestados para el 2018

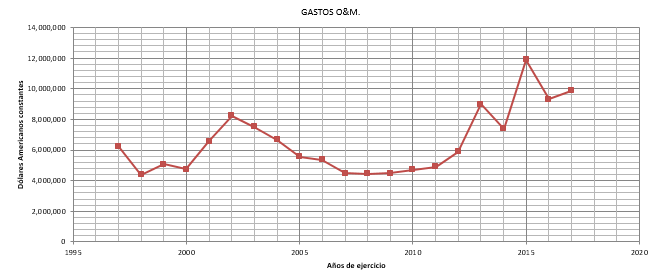
|  |  |
| --- | --- |
| **CAPITULOS** | **USD miles/año** |
| INVERSIONES | 15,361 |
| GASTOS DE O&M | 11,569 |
| GASTOS DE PERSONAL | 59,842 |
| GASTOS RESPONSABILIDAD SOCIAL | 3,566 |
| **TOTAL** | **90,338** |

Fuente: CTM

El gráfico siguiente resume la evolución histórica de la componente de gastos O&M (posibles de ser reducidos con la ejecución del Programa) durante los últimos 20 años.

**CHSG – EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE GASTOS O&M**

**(Valores en USD constantes)**



1. Evolución histórica de gastos de O&M del CHSG

Fuente: CTM

Se observa que los gastos operativos se han incrementado recientemente en términos reales a partir de 2012.

### 5.3 Beneficios

A continuación, se resumen las bases para la estimación de los beneficios del Programa que fueron posibles de cuantificar en términos monetarios. Para realizar dicha estimación se obtuvieron, primeramente, los precios y parámetros económicos y energéticos necesarios para la valoración económica de los incrementos de energía y capacidad disponible, de reducción de costos por inundaciones y de mejora en confiablidad asociados con la realización de la Fase A y B. Seguidamente se cuantificó el impacto que da origen a beneficios por la ejecución de sus principales componentes y con base en ellos se procedió a la cuantificación de los beneficios.

Como ya se mencionó, es importante anotar que el Programa contribuye también con beneficios adicionales no cuantificados en términos monetarios, tal como el servicio que presta para regulación de frecuencia en los mercados de Argentina y Uruguay, siendo particularmente significativo para este último el respaldo que también proporciona para viabilizar la importante generación de energía renovable intermitente eólica y solar que ha instalado este país en los años recientes.

A continuación se resume este proceso.

### 5.3.1 Precios y parámetros económicos

Los principales beneficios del Programa se evaluaron con los precios económicos de la electricidad, con los costos unitarios de las inundaciones y con los costos económicos unitarios de la energía no servida en el sistema.

**a. Precios económicos de la electricidad**

Un beneficio directo del Programa lo constituye el valor económico de la generación eléctrica adicional en el CHSG que conllevará su ejecución.

Dado el importante grado de interconexión que existe entre los sistemas eléctricos de Uruguay, Argentina y Brasil, y tomando en consideración el bajo costo marginal proyectado para Uruguay en virtud de la apreciable disponibilidad esperada de energía eléctrica generada con fuentes renovables en este país (hidroeléctrica, eólica, solar y biomasa) y las perspectivas de este mercado como exportador de electricidad, se consideró que del 50% de la energía adicional asociada al Programa (la participación de Uruguay) el 33.5% sería exportada a Brasil y el 16.5% a Argentina[[29]](#footnote-29) y el 50% restante (la participación de este país) al mercado de Argentina (en total 33.5% Brasil y 66.5% Argentina). Consecuentemente, para la evaluación se aplicaron las estimaciones del costo incremental promedio de largo plazo de la energía eléctrica en Argentina y Brasil en dichas proporciones.

En el caso del Brasil se utilizó el Costo Marginal de Expansión (USD 67.8/MWh) que se aplica actualmente en el mercado eléctrico del Brasil.

Para este estudio no se contó con estimaciones oficiales o formales del costo incremental promedio de largo plazo para la energía eléctrica en el MEM argentino. Por esta razón, para Argentina como aproximación a este parámetro se utilizó el precio monómico de la electricidad sin cargos de transporte liquidado por CAMMESA para el MEM durante 2016-2017 (USD 70/MWh promedio). Este aplicó con estacionalidad mensual y considerando un ajuste hacia 2025 por concepto de la reducción esperada en el uso de combustibles líquidos en los meses de invierno[[30]](#footnote-30), lo cual se realizó sustituyendo los sobrecostos de junio y julio (47.6 y 49.0 USD/MWh) por el promedio de los otros meses (USD 31.6/MWh). Con ello se aplicó un promedio anual de USD 70/MWh hasta 2025 y luego USD 68.4/MWh durante el resto del período de estudio.

A continuación se resumen los precios utilizados para Argentina.

**Precios económicos de la electricidad- Argentina (US$/MWh)**



1. Precios económicos de la electricidad, Argentina

Fuente: Procesamiento del consultor a partir de precios monómicos sin cargos de transporte liquidados por CAMMESA

De los estudios y prospectivas del balance de la generación eléctrica en el MEM argentino que han sido publicados por el MINEM se podría inferir que en el mediano plazo el costo marginal de la generación de electricidad estará determinado por el costo variable de la generación térmica a gas natural en una gran proporción y por el de la generación con diésel en una proporción menor (en los meses de invierno). Situación que evolucionaría exclusivamente al costo de la generación térmica a gas natural hacia el largo plazo. Con un precio del Gas Natural Licuado Regasificado importado de 7 USD/MBTU en 2018 (ver gráfico 3, Escenarios Energéticos 2030, MINEM, Dic. 2017), con un consumo térmico específico típico de 7.500 BTU/kWh en ciclos combinados y un costo variable de O&M de USD 3.5/MWh, el costo variable de la generación a gas natural resulta del orden de 56 USD/MWh, el cual se utilizó en la evaluación de un caso de sensibilidad. Adicionalmente se consideró que con el desarrollo potencial de los recursos no convencionales de gas natural que tiene Argentina (Vaca Muerta) el precio boca de pozo del gas podría bajar al orden de 4.5 USD/MBTU a partir de 2022 (ver gráfico 4, Escenarios Energéticos 2030, MINEM, Dic. 2017). Con un costo de transporte típico de 1.0 US/MBTU el precio referencial del gas nacional para generación eléctrica podría ser del orden de 5.5 USD/MBTU con lo cual el costo variable de generación resultaría del orden de los 45 USD/MWh. Este nivel también se aplicó en la evaluación de un caso de sensibilidad adicional.

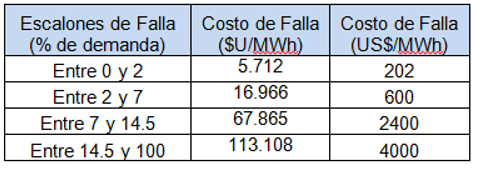
**b. Costo unitario de inundaciones**

El beneficio por control de inundaciones se evaluó como el costo evitado por inundaciones, el cual se estimó en USD 62/habitante/día de afectación[[31]](#footnote-31).

**c. Costo económico de la energía no servida**

El Programa contribuye a una mejora en la confiabilidad del suministro en los sistemas de Argentina y Uruguay pues garantiza una mayor disponibilidad operativa del cuadrilátero de transmisión a 500 kV de Salto Grande y por tanto permitirá reducir fallas intempestivas y la energía no suministrada esperada en los sistemas. Los beneficios netos correspondientes se estimaron valorando la energía asociada a la reducción de fallas al Precio Medio de Transacción de la energía de Salto Grande en el mercado argentino en 2017 (5,160 GWh remunerados a un precio medio de Ar$ 255/MWh, equivalentes a USD 15.5/MWh a la tasa media de cambio promedio de 2017 de 16.5 Ar$/USD) en el caso de la evaluación financiera y a un costo de déficit estimado de USD 1,476/MWh[[32]](#footnote-32) para la evaluación económica (este valor corresponde al costo de falla promedio estimado para el sistema de Uruguay para nivel promedio del 14.5% de corte de la demanda).

**Costo de Falla por escalones de Demanda en Uruguay**



1. Costo de Falla por escalones de Demanda en Uruguay

Fuente: ADME

**d. Resumen de precios y costos utilizados**

La siguiente tabla resume los precios y parámetros utilizados:

1. – Precios y parámetros económicos

| **Tabla Resumen - Precios y parámetros económicos** | | | | |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Análisis** | **Evaluación** | **Precio (US$/MWh)** | **Unidades** | **Descripción** |
| Precios de Venta de Energía | Evaluación financiera | 33.47 | US$/MWh | -66.5% del incremento de la producción eléctrica se destinaría al mercado de Argentina con un Precio Medio de Transacción de USD 16.2/MWh (estadísticas de la comercialización de la Energía, Potencia y Servicios de regulación secundaria de frecuencia del CHSG en el Mercado Eléctrico Mayorista Argentino)  - 33.5% al mercado del Brasil con un precio medio igual al Costo Marginal de Expansión en Brasil (USD 67.8/MWh) |
| Evaluación económica | 69.27 | US$/MWh | - 66.5% del incremento de la producción eléctrica se destinaría al mercado de Argentina: precio monómico de la electricidad sin cargos de transporte liquidado por CAMMESA para el MEM durante 2016-2017 (USD 70/MWh promedio)  - 33.5% al mercado del Brasil con un precio medio igual al Costo Marginal de Expansión en Brasil (USD 67.8/MWh). |
| Costo unitario de inundaciones | Evaluación económica | 62.00 | U$S/Habitante | De acuerdo con Manual del Uso del Agua del CHSG |
| Costo económico energía no servida | Evaluación económica | 1476.00 | US$/MWh | Valor corresponde al costo de falla promedio estimado para el sistema de Uruguay para nivel promedio del 14.5% de corte de la demanda |

### Estimación de beneficios para la Fase A

Tal como se presenta en la sección 5.1 de enfoque general de la metodología, en general todos los equipos a reemplazar en caso de falla tienen una incidencia en la disponibilidad de la central. Por ejemplo, los riesgos de falla de los transformadores afectarían la disponibilidad de la central en la forma como se muestra en los gráficos de la sección 5.1. Dada la complejidad de un análisis que tome en consideración todos los equipos, se evalúan los beneficios resultantes de la modernización o intervención de los principales componentes, en especial los asociados al tren de potencia (turbina- generador-transformador), tanto en la Fase como en la Fase B. En la primera se evalúan también beneficios específicos de ciertos equipos (como las del vertedero) que se pueden atribuir directamente a beneficios adicionales a la mejora de la disponibilidad de la planta, como es el caso del control de inundaciones.

Adicionalmente, dado que ciertas inversiones de la Fase A se requieren para la Fase B, también se realizó una evaluación integral de toda la modernización incluyendo todas las fases.

**a. Incremento de generación por modernización de los reguladores de velocidad**

La entrada en servicio de las 14 unidades generadoras de Salto Grande se efectuó entre 1979 y 1982 y el promedio de operación desde entonces es de más de 200.000 horas. El sistema de regulación de velocidad de las turbinas es del tipo hidromecánico, su electrónica es de estado sólido diseñada a fines de los 1970. Su retroalimentación es mecánica y opera normalmente pero carece de repuestos y ante un daño es necesario repararlo a través de mantenimiento por parte de Ingenieros o Técnicos electrónicos.

Los reguladores tienen como función controlar los álabes del distribuidor y el rodete con el objeto de suministrar la potencia requerida, y deben ser ajustados en tiempo real para lograr la máxima eficiencia operativa conforme a la evolución del salto neto al cual opera la central, lo cual se establece actualmente en forma manual dando origen a períodos de tiempo con operaciones no completamente eficientes de los grupos turbina - generadores.

Los estudios realizados recomiendan actualizar el sistema de regulación de las unidades a una versión electrónica que incorpore la operación automática de la turbina al nuevo sistema SCADA, en forma tal que tanto la apertura del distribuidor como el ángulo de las palas del rodete sea comandado por la electrónica del regulador. Con los nuevos reguladores electrónicos incluidos en el Programa se estima que la eficiencia operativa de los grupos turbina-generador se incrementará en 1% (fuente: Salto Grande, Gerencia General, Presentación del Programa: ver Anexo 2)[[33]](#footnote-33).

Los aumentos de generación asociados al Programa por este concepto se estimaron aplicando el 1%[[34]](#footnote-34) y partiendo del pronóstico de la generación mensual de la central para 2019, tal como se detalla más adelante.

**b. Incremento de generación por mantenimiento de las rejillas de las bocatomas e instalación de barreras flotantes**

Las bocatomas de agua para las turbinas operan con 42 juegos de rejas, las cuales tienen una disposición vertical, pudiendo ser extraídas y montadas mediante la grúa pórtico. La experiencia operativa indica que estas rejas se obstruyen frecuentemente por los residuos vegetales y camalotes que arrastra el rio, aumentando la pérdida de carga en la reja con la consiguiente pérdida en la capacidad de generación. De las inspecciones realizadas a una muestra de 4 rejas se comprueba además que ellas se encuentran con una considerable cantidad de mejillones adheridos, lo que también reduce la eficiencia operativa.

Conforme a las recomendaciones de los estudios realizados, el Programa incluye una componente de mantenimiento y limpieza de rejas, remoción de sedimentos subacuáticos e instalación de barreras flotantes aguas arriba para el control y remoción de buchones y elementos flotantes. Con estas medidas se estima que la eficiencia operativa de la central se incrementará en 1% (fuente: Salto Grande, Gerencia General, Presentación del Programa: ver Anexo 2)[[35]](#footnote-35).

Los aumentos de generación asociados al Programa por este concepto se estimaron probabilísticamente en forma similar al concepto anterior[[36]](#footnote-36).

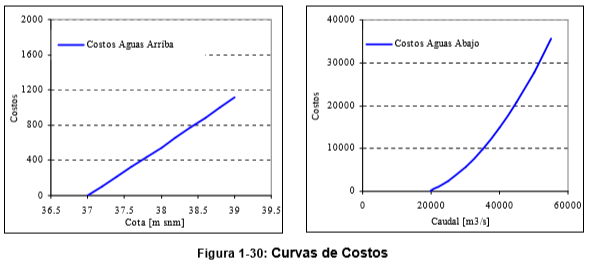
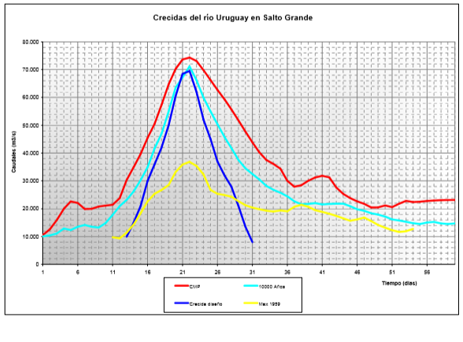
**c. Control de inundaciones**

El equipamiento de la central cuenta con 19 compuertas radiales con accionamiento hidráulico que conforman el rebosadero. Aun cuando no existen actualmente problemas de operación de estas se ha evidenciado la necesidad de mantenerlas y mejorarlas.

El CHSG cumple actualmente una función prioritaria de control de crecientes aguas abajo, ello con el fin de evitar costos asociados a inundaciones[[37]](#footnote-37). Bajo esta operación, la central ha sido operada para mantener un nivel máximo de EL36 (36 msnm) en el embalse aguas arriba, lo cual ha reducido inundaciones aguas abajo sin causar perjuicios aguas arriba. Del análisis efectuado en el estudio MWH-IATASA se desprende que en ninguno de los casos de carga considerados para la estructura se presentan condiciones de rotura catastrófica para la misma. No obstante operar la compuerta en los niveles EL37 y EL38 es someter a la estructura de la misma a condiciones de carga diferentes a las de diseño, exponiendo la estructura a niveles de tensión por encima de los valores para los que fue proyectada. Si excepcionalmente la misma debiera operar en esos niveles en una condición de emergencia que justifique asumir el riesgo, esta situación debería ser de duración muy limitada, en lo posible en condiciones estáticas, es decir reducir al mínimo la acción de cargas variables o el movimiento de la compuerta o la aplicación de la carga de los servomotores, para evitar solicitar aún más la estructura. Con las compuertas reforzadas la operación del embalse podría realizarse con esfuerzos hidromecánicos permisibles en los niveles EL37 y EL38 y sin los refuerzos dicha operación implicaría incrementar las tensiones hidromecánicas pico en el orden de un 42% en caso de crecientes del rio. Debido a lo anterior, para el análisis de los beneficios por control de inundaciones se ha supuesto como aproximación que el incremento de la probabilidad de falla de las compuertas sería este mismo porcentaje. bajo el supuesto de operar en esos niveles en una condición de emergencia

|

Para cuantificar los beneficios por ahorro en costos de inundaciones se ha supuesto también que los caudales causantes de costos aguas abajo serían los superiores a 20000 m3/s y que su duración típica es de15 días, como lo sugieren los gráficos de costo y la duración de la crecida histórica de 1959 por encima de dicho caudal, ilustradas en las gráficas siguientes (Fuente: CHSG, Manual del Agua).

1. Costos de inundaciones

Los beneficios anuales esperados por control de inundaciones se estimaron en USD 3 M/año. Para ello se utilizó: i) una probabilidad individual de 42% ocurrencia de falla por operación de cada compuertas del vertedero (bajo condición extrema y sin refuerzo) y bajo la hipótesis de que la falla en una compuerta originaría la misma afectación global que fallas simultáneas múltiples en diferentes compuertas, ii) 15 días por afectación de crecida típica, utilizando el costo promedio de USD 65/habitante afectado/día, iii) la estadística de la reducción de habitantes afectados en Concordia con el control de 11 crecidas históricas realizado por el CHSG durante 1983-2014, bajo la hipótesis de que aguas arriba se mantendría el nivel de las aguas en el nivel permisible.

Este cálculo se resume en el siguiente cuadro.

1. – Ahorro en costos por inundaciones



El refuerzo y realce de las compuertas incluido en esta intervención es coherente también con la prevención de riesgo de daños por ocurrencia de mayores crecientes originadas por cambio climático, cuya evaluación no estuvo dentro del alcance del presente estudio. Es de observar que los recientes estudios sobre caudales extremos del Rio Uruguay llevaron a modificar y ampliar la estimación original de su Crecida Máxima Probable.

**d. Modernización de grúas**

El Programa incluye el mantenimiento integral y modernización de las grúas puente y de las grúas pórtico de la central. También la sustitución de las grúas móviles y del equipamiento de traslado y manipuleo de componentes del complejo.

Los sistemas de izaje de equipos pesado del CHSG constituye un equipo esencial para garantizar el oportuno mantenimiento de sus componentes y a la postre la operación confiable de la central. Son equipos que fueron instalados en 1980 y cuya vida útil estimada restante es del orden de los tres años. Su valor actual a nuevo se ha estimado en USD 20.09 millones tal como se resume en la tabla siguiente.

1. – Valores actuales de sistemas de izaje



Fuente: CTM y procesamiento del Consultor

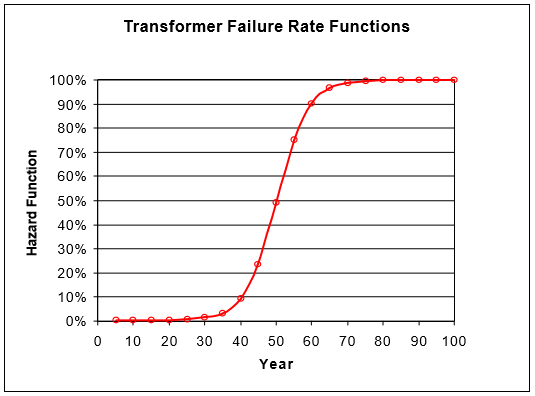
Conforme al requerimiento prioritario de estos equipos, los beneficios financieros de esta componente se han estimado considerando que las inversiones incluidas permitirán extender su vida útil durante 20 años más evitando inversiones alternativas de terceros que ahorrarían al CHSG un costo anual de arriendo o pago de equipos de USD 2.43 millones anuales (estimado a partir del valor actual de los equipos, su vida útil de 40 años y una tasa de descuento del 12%).

Nótese que los beneficios económicos de esta componente del Programa están relacionados con un aumento de la indisponibilidad de la central debido a que el tiempo de solución de las fallas se incrementaría. No se incluyeron en el análisis económico por la complejidad que implica este cálculo.

**e. Nuevo banco de transformadores**

El Programa incluye la instalación de un nuevo banco de tres transformadores monofásicos 13.8/500 kV que sustituirán equipos Mitsubishi instalados en 1979, que ya tienen casi 40 años de operación y que atienden uno de los equipos turbina-generador extremos de la central. La falla de los transformadores existentes conllevaría también la pérdida de una turbina de la central lo cual afectaría la disponibilidad y confiabilidad operativa del CHSG. Para estimar el beneficio correspondiente se determinó como evolucionaría la probabilidad de ocurrencia de dicha falla por medio de la aplicación de la fórmula de Perk[[38]](#footnote-38) la cual, basado en análisis estadísticos, establece la probabilidad de ocurrencia de falla de transformadores en la siguiente forma.





1. Distribución probabilística de tasa de falla de transformadores

La curva exponencial anterior hace correspondiente una tasa de falla del 50% a la edad de 50 años.

Los transformadores principales de la central constituyen un equipo indispensable para la operación de la central y el beneficio correspondiente se determinó proyectando la probabilidad de falla de los transformadores a reponer y estimando la evolución de la capacidad esperada en falla y su incidencia en la generación y disponibilidad del CHSG, tal como se resume más adelante[[39]](#footnote-39).

Las Fase B incluye la reposición progresiva de los transformadores principales asociados a los 13 grupos generadores restantes y los beneficios se estimaron de manera similar.

**f. Mejoras en confiabilidad**

Las líneas de transmisión de 500 kV de propiedad de CTM suman 357 km ubicadas a ambos márgenes del rio Uruguay. Están conformadas por estructuras auto-soportadas con aislación de vidrio. Cada fase está conformada por cuatro sub-conductores de aluminio-acero (ACSR) con espaciadores amortiguadores. Según lo manifestado por el personal de CTM no existen mayores problemas de mantenimiento ni se ha sufrido la caída de estructuras por fenómenos meteorológicos; evidencian ausencia de eventos importantes a lo largo de los 35 años de operación. En zonas con alta ocurrencia de vandalismo se ha reemplazado la aislación de vidrio por similar del tipo polimérica. Es decir que desde el punto de vista físico y estructural su confiabilidad operativa es muy alta.

Sin embargo, respecto de la transmisión de información del sistema de operación en tiempo real de las Estaciones Transformadoras del Cuadrilátero de Transmisión 500kV se cuenta con un sistema operativo a baja velocidad y sin respaldo lo cual lo hace vulnerable y limitado. Adicionalmente el sistema de comunicaciones es obsoleto y requiere su modernización mediante la incorporación de sistema de fibra óptica. Esto implica un potencial de modernización y actualización de estos sistemas que mejorará la confiabilidad operativa del sistema de transmisión vinculado a la central.

Debido a lo anterior, la componente 8 del Programa incluye la renovación del equipamiento de potencia, medición y protección, la instalación de fibra óptica en las líneas a 500 kV y la renovación del sistema de comunicaciones.

Para la estimación de los beneficios correspondientes se examinó la evolución histórica global del desempeño del sistema de transmisión de Argentina que se presenta a continuación y a partir de ello se obtuvieron indicadores del orden de magnitud de la mejora en disponibilidad (reducción de # de fallas / 100 km / año) y en confiabilidad (reducción esperada de energía no servida) que podría introducir esta componente en la futura confiabilidad operativa del cuadrilátero de transmisión a 500 kV la cual se estimó como la diferencia entre el desempeño operativo promedio histórico de las redes de transporte a 500 kV en Argentina y el mejor desempeño promedio anual durante 2005-2017.

1. – Desempeño operativo de las redes de transporte



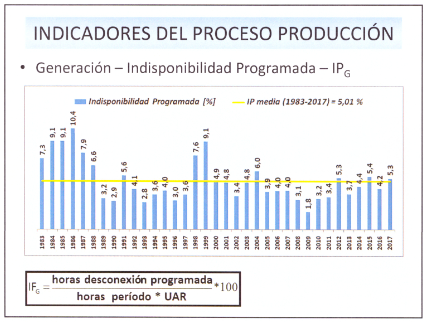
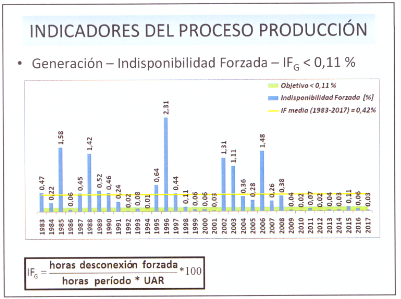
Fuente; CAMMESA

El promedio de fallas del sistema durante 2005-2017 fue de 0.51 fallas / 100 km / año y el mejor desempeño fue de 0.30 en el año 2005. De ello se estimó como plausible un potencial de mejora de 0.21 fallas / 100 km / año, el cual aplicado a los 357 km de líneas de transmisión del cuadrilátero proporciona un estimado de 0.76 fallas/año. Para la evaluación económica se aplicó esta estimación y una energía de corte de 124.5 MWh/falla derivada de los análisis estadísticos realizados por CAMMESA para fallas atribuibles al sistema de transmisión.

### 5.2.3 Estimación de beneficios para la Fase B

La Fase B consiste principalmente en la reposición de los trece grupos de transformadores principales y en la modernización de los catorce grupos turbina-generador y sus beneficios están asociados principalmente a los aumentos de eficiencia y disponibilidad de la capacidad de generación eléctrica del CHSG a niveles estables durante una vida útil extendida de 40 años adicionales.

Para estimar los beneficios de esta fase se acudió a los análisis resultantes de la experiencia internacional obtenida en proyectos similares de rehabilitación de centrales hidroeléctricas[[40]](#footnote-40). Estos se consideran asociados a; i) una mejora inicial de la eficiencia operativa por innovación tecnológica al momento de la intervención de cada grupo turbina-generador, ii) la recuperación de la eficiencia operativa causada por envejecimiento y iii) la recuperación de la disponibilidad de los equipos, las cuales aun cuando son hoy en día adecuadas con el curso de los años se prevé que se degradarían progresivamente si no se realizan las intervenciones de modernización. Para la evaluación se partió de la indisponibilidad promedio histórica (5.01% programada y 0.42% forzada) cuya estadística se resume en los gráficos siguientes.

1. Indicadores de proceso Salto Grande

La estimación se ha realizado considerando que la Fase B no conllevaría incremento de capacidad en las turbinas y generadores (la cual, si bien podría realizarse, estaría vinculada al proyecto de realce de la presa e incremento de capacidad de la central, no considerados en este estudio).

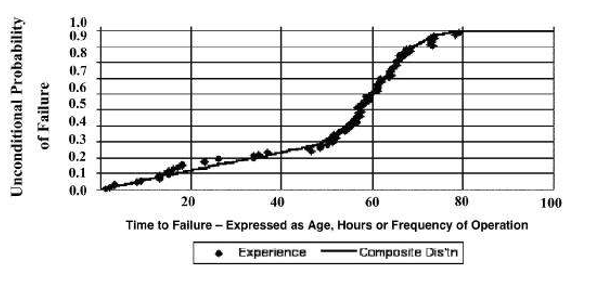
En esta forma considerando que la planta entró en operación en 1980, la evaluación económica de la Fase B se realizó considerando que la modernización de los 14 grupos turbina – generador conlleva las siguientes mejoras en la eficiencia y disponibilidad operativa de la capacidad de generación eléctrica del CHSG:

*Incremento de eficiencia*: en el momento de la intervención la eficiencia se incrementa en un 2.0% por innovación tecnológica (fuente: Salto Grande, Gerencia General, Presentación del Programa: ver Anexo 2). Se observa que, debido a las intervenciones de la Fase A, este incremento es inferior al incremento típico obtenible en plantas con edad del orden de los 40 años, como el CHSG, para las cuales la experiencia internacional indica que puede ser del orden del 3.1% (0.2% y 0.5% por ganancia tecnológica en turbinas y generadores instalados en 1980, respectivamente, y 2.4% por recuperación de la degradación de la eficiencia por uso de turbinas con 40 años[[41]](#footnote-41))

*Recuperación de eficiencia causada por envejecimiento:* este valor se incrementa un 0.6% cada 10 años por efecto de la degradación natural que sufrirían en ausencia de la intervención (0.06% anual acumulativo)[[42]](#footnote-42).

*Capacidad disponible esperada*: tomando en consideración la edad actual de la central de 40 años, el programa de modernización de los grupos turbina – generador permitirá reducir el incremento progresivo de la probabilidad de falla de estos equipos y la capacidad de falla esperada. Para realizar la estimación correspondiente se acudió a la experiencia internacional que indica el siguiente gráfico.

**Typical Failure-Probability Curve**



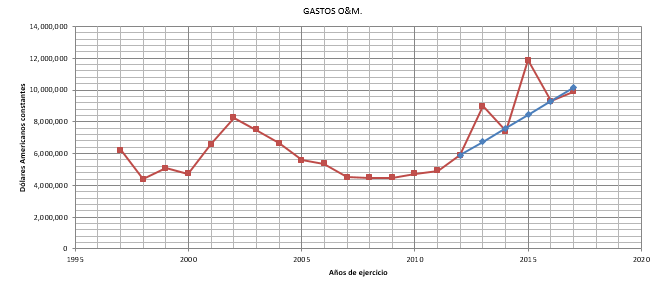
1. Distribución probabilística de tasa de falla de grupo turbina-generador

Fuente: “REHABILITATION OF HYDROPOWER” An introduction to Economic and

Technical issues, J. Goldberg, O.E. Lier. World Bank. ESMAP

A partir de estos parámetros (la probabilidad de falla aumenta 0.006/año durante los primeros 50 años de vida, 0.03/año entre los 50 y 70 y 0.01/año entre los 70 y 80 años) se estimó la capacidad esperada de falla de la central que sería evitada con la modernización de los grupos turbina-generador y los beneficios se estimaron evaluando el incremento de generación correspondiente mediante la estimación del despacho de la central con capacidad reducida[[43]](#footnote-43).

*Reducción de costos de O&M*: del examen del gráfico sobre evolución histórica anual de los Gastos Operativos y de Mantenimiento del CHSG en USD constantes (ver sección b. del numeral 4.1) se concluye que ellos se han venido incrementando desde 2012, cuando alcanzaron USD 6.0 millones en total, en un promedio anual de USD 0.85 millones (línea azul), previéndose sin inversiones que podrían incrementarse a unos USD 17.9 millones para la época en que comenzaría la operación de los grupos turbina-generador modernizados de la Fase B en 2026. Para efectos de la evaluación se estima que con la modernización total de la central se podrá obtener como beneficio una reducción de costos a USD 6.0 millones/año (básicamente asociados a la Fase B, o sea en el orden de USD 0.85 millones/año/grupo modernizado).



1. Evolución de gastos de O&M CHSG

Fuente: CTM y procesamiento del consultor

### 5.2.4 Beneficios ambientales

Los beneficios ambientales económicos asociados al incremento de la generación hidroeléctrica limpia se estimaron con un precio sombra económico de US$ 30 por tonelada de CO2[[44]](#footnote-44) y con un factor de emisión promedio de 487.5 toneladas CO2/GWh para la proporción de incremento en generación correspondiente a Argentina y 250 toneladas CO2/GWh para la correspondiente a Uruguay[[45]](#footnote-45).

### 5.3 Capacidad disponible y generación con y sin el Programa

Para estimar los beneficios por incrementos de disponibilidad de capacidad y generación de electricidad asociados con el Programa y sus diferentes componentes se adoptaron los siguientes supuestos y proyecciones sobre la capacidad disponible y generación futura del CHSG con y sin el Programa.

1. **Capacidad disponible**

El gráfico siguiente resume las proyecciones de capacidad disponible del CHSG con y sin el Programa.



1. Capacidad total y disponible del CHSG con y sin el programa

Fuente: consultor

Estas proyecciones se obtuvieron como se describe a continuación.

*Con el Programa*

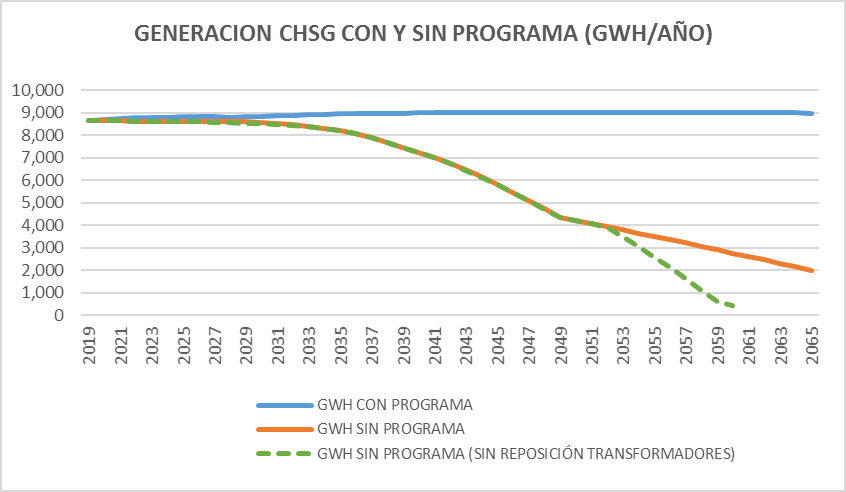
La capacidad disponible con el Programa se proyectó mensualmente considerando la indisponibilidad de los grupos turbina-generador bajo intervención (por modernización de los reguladores de velocidad y por modernización de los grupos turbina-generador) y contabilizando la capacidad disponible de los grupos modernizados con la indisponibilidad recuperada a su nivel inicial (5.43%). La capacidad de los grupos no modernizados se contabilizó considerando un incremento anual de indisponibilidad por probabilidad de falla del 0.6% durante 2018-2025, del 3.0% durante 3026-2045 y del 1.0% en adelante (ver sección 5.2.3).

*Sin el Programa*

La capacidad disponible sin el Programa se proyectó mensualmente con base en la indisponibilidad histórica promedio de los últimos años (5.43%), considerando un incremento anual por probabilidad de falla del 0.6% durante 2018-2025, del 3.0% durante 3026-2045 y del 1.0% en adelante (ver sección 5.2.3).

1. **Generación de electricidad**

El gráfico siguiente resume las proyecciones de generación del CHSG con y sin el Programa.

****

1. Generación del CHSG con y sin el programa

Fuente: consultor

Estas proyecciones se obtuvieron como se detalla a continuación.

El volumen del embalse del CHSG (5,500 Hm3) y su relación con el caudal del rio Uruguay (5,582 m3/s promedio) clasifica a la central como del tipo filo de agua, con la consecuente limitación en la regulación de sus caudales a nivel mensual. En esta forma se asumió que el potencial futuro de su generación mensual conservará sus características históricas de estacionalidad y variabilidad que se ilustran en el siguiente gráfico.

Es importante destacar que como parte de la Cooperación Técnica RG-T2256 se realizó un análisis hidrológico del complejo y de la cuenca del Río Uruguay. En dicho análisis se evalúa la variación de los caudales afluentes por efectos de cambio climático (escenarios de emisión húmedo y seco), cambios en el uso del suelo e impacto de nuevos proyectos hidroeléctricos (Panambí y Garabí). De los resultados se concluye que (i) todos los escenarios de cambio climático investigados resultan en caudales afluentes al CHSG más altos que los actuales, (ii) la mayor parte de los cambios generales de uso del suelo proyectados tienen muy poca influencia en los caudales afluentes pues se equilibran entre ellos, y el cambio de riego y clima combinado conduce todavía a flujos más altos en el CHSG, y (iii) los proyectos de las presas de Garabí y Panambí beneficiarán la disponibilidad del flujo para los caudales bajos. Por lo tanto, se concluye que la evaluación realizada en este estudio Económico-Financiero considera un escenario conservador ya que utiliza los caudales históricos.



1. Caracterización de la generación histórica del CHSG

Fuente: procesamiento de datos históricos mensuales de generación

(Px: nivel de generación mensual con probabilidad de ser excedido en un x%)

A partir del potencial de generación del CHSG se pronosticó una generación futura referencial con el Programa, a nivel mensual y por niveles de probabilidad de excedencia, limitando la generación por capacidad por fuera de servicio por concepto de labores de intervención en los reguladores de velocidad y en los grupos generador-turbina. Adicionalmente se consideró la progresiva degradación por uso (0.06% anual) de la eficiencia operativa de la central. Este pronóstico se ilustra en el siguiente gráfico (elaborado hasta 2030 pero procesado hasta 2065).

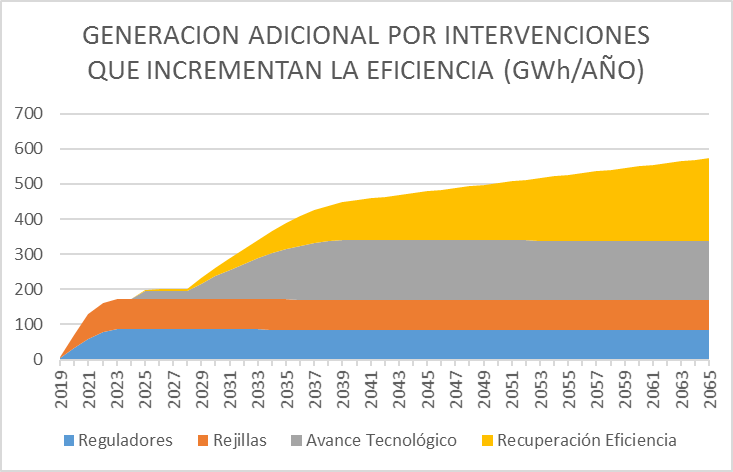


1. Pronóstico referencial de generación mensual

Fuente: consultor

*Generación con el Programa*

El pronóstico la generación del CHSG con el Programa se obtuvo adicionando a la generación referencial las siguientes generaciones incrementales asociadas a cada tipo de intervención: i) generación adicional por modernización de reguladores de velocidad (1% de la generación referencial), ii) generación adicional por intervención de rejillas (1% de la generación referencial), iii) generación adicional por avance tecnológico en la modernización de grupos generador - turbina (2% de la generación referencial) y iv) generación adicional por recuperación de la degradación de eficiencia por uso (0.06% anual acumulada aplicada a la generación referencial). Estos pronósticos se realizaron a nivel mensual y por niveles de probabilidad de excedencia, el gráfico siguiente presenta los valores anuales promedio.

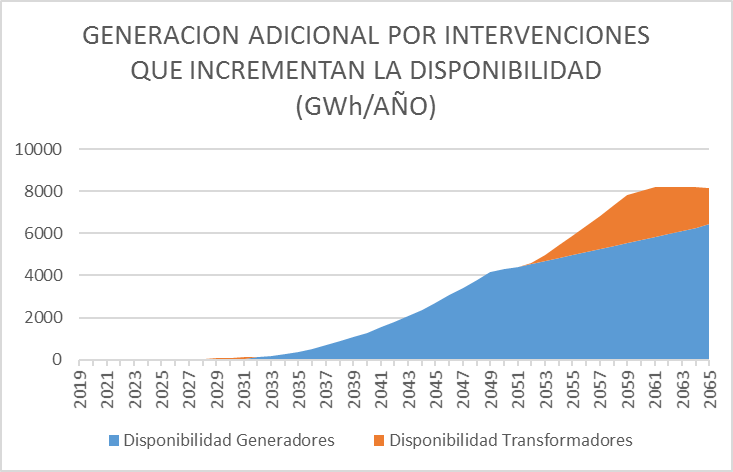


1. Generación adicional por intervenciones que incrementan la eficiencia

Fuente: consultor

*Generación sin el Programa*

Se pronosticó la generación del CHSG sin el Programa deduciendo a la generación referencial las siguientes generaciones incrementales: a) reducción de generación por deterioro de la disponibilidad, y b) reducción adicional de generación por salida progresiva del servicio de los transformadores (lo cual ocurre al final del período debido a una menor vida útil esperada de los transformadores). Estos pronósticos también se realizaron a nivel mensual y por niveles de probabilidad de excedencia, los dos gráficos siguientes resumen los promedios anuales.



1. Generación adicional por intervenciones que incrementan la disponibilidad

Fuente: consultor

### 5.4 Rentabilidad económica y valor presente de beneficios netos

Con el pronóstico de costos y beneficios evaluado para la Fase I se estimó su rentabilidad económica, considerando como “conexos” los costos y beneficios estimados para la Fase II, dada la interrelación que existe entre las dos fases para la estimación de la generación futura de la central y la correspondiente estimación de beneficios. Los resultados obtenidos en este análisis constituyen una comparación de los recursos utilizados por las economías de Argentina y Uruguay "con" y "sin" dicho Programa. Con base en los costos y beneficios identificados, se calculó la tasa interna de retorno económico (TIRE) del Programa. Del mismo modo, los costos y beneficios identificados se utilizaron para calcular el valor presente neto económico (VPNE) del Programa utilizando una tasa de descuento de referencia del 12%.

### 6. RESULTADOS OBTENIDOS

### 6.1 Evaluación económica

Adjunto a este informe se incluye el libro Excel Evaluación Económica CHSG\_Final.xls, el cual contiene las proyecciones de las variables estimadas para la cuantificación de los Costos y Beneficios aplicados para la evaluación económica del Programa. La tabla siguiente resume los resultados obtenidos.

1. – Resultados Evaluación Económica



Los resultados obtenidos en la evaluación de las Fases A y B (con inversiones de USD 80 y 880 millones, respectivamente) indican tasas internas de retorno económico del 26.0% y 15.2% y valores presentes netos económicos al 12% de USD 45.5 y 110.5 millones, respectivamente. Con una inversión total de USD 960 millones para todo el Programa su evaluación indica una tasa interna de retorno económico del 16.5% y un valor presente neto económico al 12% de USD 156.1 millones con los beneficios netos cuantificados en este estudio.

### 6.2 Evaluación financiera

La evaluación financiera compara el incremento de ingresos que la ejecución del Programa representa para la CTM Salto Grande con sus costos de inversión, a precios de mercado. Para este análisis se utilizó un precio de USD 33.47/MWh, bajo la hipótesis de que el 66.5% del incremento de la producción eléctrica se destinaría al mercado de Argentina con un Precio Medio de Transacción de USD 16.2/MWh (AR$ 256/MWh en promedio en 2017) y el 33.5% al mercado del Brasil con un precio medio igual al Costo Marginal de Expansión en Brasil (USD 67.8/MWh)[[46]](#footnote-46). Los resultados obtenidos se resumen a continuación.

1. – Resultados Evaluación Financiera



Los resultados obtenidos indican una tasa interna de retorno financiero (TIRF) anual de 11.4% para la Fase A y del 9.8% para la fase B, en dólares constantes, superior al costo promedio de capital referencial del 7.0% prevaleciente para las empresas de generación eléctrica en Latinoamérica. Con ello, el valor presente de los ingresos netos financieros (VPNF) suma USD 27.5 millones para la Fase A y USD 188.5 millones para la Fase B. Para el Programa global el análisis indica una TIRF igual a 10 % y un VPNF de USD 216 millones.

### 6.3 Análisis de sensibilidad

Con el fin de examinar la robustez de los resultados se realizó un análisis de la sensibilidad de los indicadores obtenidos para la evaluación económica y financiera de la Fase A y para el Programa total (VPNE, TIRE y TIRF) a variaciones adversas en los principales parámetros utilizados para la evaluación, los cuales se resumen a continuación incluyendo la conceptualización del rango aplicado.

1. – Parámetros y rangos de sensibilidad

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| PARAMETRO | VARIACIÓN | CONCEPTUALIZACIÓN |
| Costos de inversión | +22% | Se consultó la literatura disponible para la estimación de los porcentajes de imprevistos usuales en la estimación de los costos de inversión de obras de construcción. Dentro de ello se obtuvo el siguiente cuadro del artículo: “Aproximación metodológica para el cálculo del AIU (Administración, Imprevistos y Utilidad)”. Miguel David Rojas et al, Universidad Nacional, Colombia.    En el cuadro se sugieren rangos, según el tipo de contratación, de los porcentajes para cada uno de los términos del AIU, tomando como base la distribución de riesgos según los tipos de contratos, los cuales fueron estimados después del consultar a grandes inversionistas del sector de la construcción, Para el análisis de sensibilidad se seleccionó el 22% el cual es igual al rango de porcentajes de Imprevistos informado para las obras contratadas a precios unitarios. |
| Precio de la energía | -25% | En el mediano y largo plazo se espera que el precio de la electricidad en Argentina y Uruguay esté vinculado al precio del gas natural. Para esta sensibilidad se tomó la diferencia porcentual entre el precio del gas Bolivia reference (USD 9.2/MMBTU) y el precio Bolivia low (USD 6.9/MMBTU) estimado por el MINEM para el largo plazo, como se muestra en la siguiente gráfica.    Lo anterior implica para esta sensibilidad un porcentaje de 25% para el precio total de la electricidad. Adicionalmente se realizan sensibilidades con precios en Argentina basados en GNL importado (USD 56/MWh) y gas de Vaca Muerta a partir de 2025 (USD 45/MWh) |
| Beneficios por cambio reguladores velocidad | -50% | Beneficios por cambio de los reguladores de velocidad de las turbinas reducidos en 50% |
| Beneficios por mejora compuertas | -50% | Beneficios por reforzamiento de compuertas de vertederos y control de inundaciones reducidos en 50% |
| Beneficios por mejora rejillas | -50% | Beneficios por mantenimientos y limpieza de rejillas de bocatomas reducidos en 50% |
| Beneficios por confiabilidad | -50% | Beneficios por incremento de confiabilidad por mejoras en comunicaciones y control del cuadrilátero a 500 kV reducidos en 50% no reducirían fallas |
| Ingresos financieros por modernización grúas | -50% | Ingresos financieros por modernización y reposición de grúas igual al 50% del estimado |
| Beneficios Modernización Grupos G-T | -50% | Estimación de beneficios por modernización grupos Turbina - Generador Fase B reducida en un 50% |
| Beneficios por Reposición de Transformadores | -50% | Estimación de beneficios adicionales por reposición de Transformadores Fase B reducido en un 50% |
| Beneficios Ahorros degradación Eficiencia | -50% | Reducción en un 50% beneficios ahorro degradación de eficiencia Fase B |
| Beneficios ahorro en costos O&M Fase II | -50% | Reducción en un 50% de los beneficios por ahorro en costos O&M de la Fase B |
| Beneficios ahorro degradación disponibilidad | -50% | Reducción en un 50% beneficios ahorro degradación de disponibilidad Fase B |
| Reducción de generación por impacto climático | -20% | Reducción de la generación por disminución hidrológica asociada a cambio climático del 20% similar a lo ocurrido en el período 2004-2012 |
| Beneficios por reducción emisiones | -95% | Beneficios por reducción de emisiones CO2 valorados a precio mercado bonos en lugar de USD 30/tonCO2 (parámetro IEA) |

El cuadro siguiente resume los resultados obtenidos.



Se observa que la evaluación económica de la Fase A permanece con VPNE positivo, TIRE mayor al 12% y TIRF mayor al 7% en todos los casos de sensibilidad evaluados. Los valores más bajos corresponden a la reducción del precio de la energía eléctrica y la disminución en los beneficios por los reguladores y rejillas para la TIRE donde para estos casos es del orden del 8.7%. Los valores más bajos para la TIRF se dan cuando se aplica una reducción en la generación o se reducen los beneficios por degradación de la eficiencia. En estos casos la TIRF resulta del 7.4-7.6%.

Como se menciona en la sección metodológica, el Programa contribuye también con importantes beneficios no cuantificados, tal como el servicio que presta para regulación de frecuencia en los mercados de Argentina y Uruguay, siendo particularmente significativo para este último el respaldo que también proporciona para viabilizar la importante generación de energía renovable intermitente eólica y solar que ha instalado este país en los años recientes.

**ANEXO 1**

**INDICADORES SOBRE EL ESTADO DE LAS COMPONENTES DE LA PLANTA**

**(Metodología Hydroamp)**

La guía ``Hydropower Asset Managment Using Condition Assessments and Risk-Based Economic Analyses´´ denominado hydroAMP tiene como principales objetivos la evaluación del equipamiento hidroeléctrico y el establecimiento de las prioridades de inversiones. Dicha herramienta ha sido desarrollada por cuatro organizaciones, el Bureau of Reclamation, HydroQuebec, U.S. Army Corps of Engineers y Bonneville Power Administration, creando un marco común de gestión de activos.

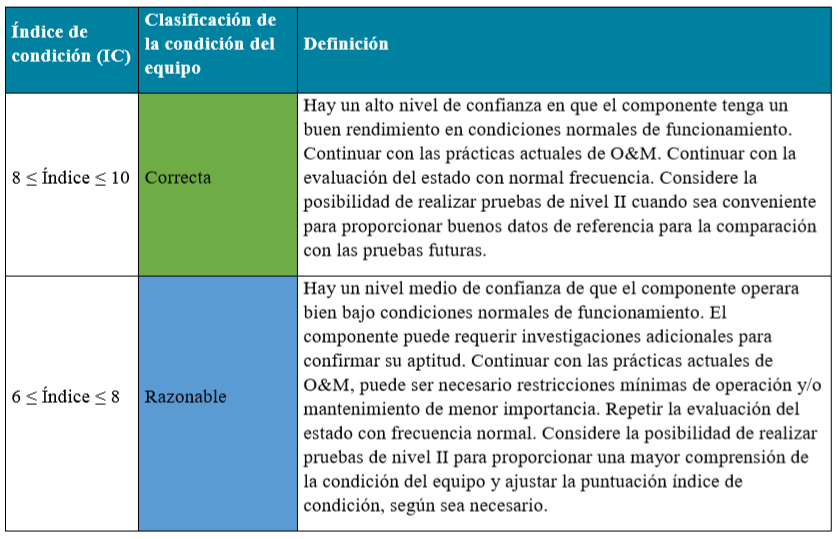
Las guías de evaluación específicas se han desarrollado para los siguientes equipos principales del tren de potencia y componentes auxiliares de la Central Salto Grande: • Turbina • Reguladores • Generadores • Sistema de excitación • Transformadores • Baterías • Sistema de aire comprimido • Compuertas de guardia • Descargadores • Grúas

Adicionalmente, existe una guía de evaluación para el balance de planta que comprende a todos aquellos componentes/equipos que contribuyen a la producción eléctrica. Esta evaluación provee información del estado de los equipos que constituyen la planta asumiendo que tienen una vida útil definida, poseen cierto riesgo de falla y existen consecuencias en caso de falla.

La siguiente tabla resume la evaluación de los equipos. La tabla también conocida como ``heat map´´ representa por colores el estado de los elementos principales de la central, siendo una herramienta que permite identificar rápidamente en que equipos deben enfocarse las acciones inmediatas para garantizar a futuro una operación confiable de la central

Evaluación de nivel I: se basa en resultados que se obtiene normalmente de las actividades de mantenimiento de rutina. En general, son utilizados los siguientes indicadores de condición • Inspecciones • Ensayos • Historial de operación y mantenimiento • Antigüedad o cantidad de operaciones Dichos indicadores de condición intentan reflejar los niveles de aceptación a nivel industrial para equipos de diseño similar, fabricación, o años de operación en ambientes similares. Obtenido los indicadores de condición, se efectúa un promedio ponderado con cada indicador de condición para calcular el índice de condición de equipo, cual toma valores entre el 0 y el 10.

**Índice de condición, clasificación de la condición del equipo y definiciones**

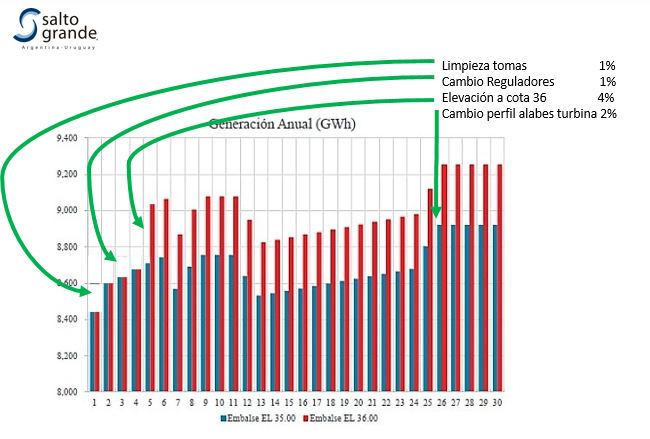






**ANEXO 2**

**RESUMEN DE LOS INCREMENTOS DE EFICIENCIA OPERATIVA**



1. Estas fases difieren de las que se identifican en el Estudio MWH-IATASA, en el cual el Programa de USD 960 millones se desdobla en; i) USD 320 millones para las intervenciones prioritarias de corto plazo, la reposición del resto de los transformadores principales y otras obras a ser ejecutadas durante los años 1 a 30, y II) USD 640 millones para la modernización del equipamiento principal de generación, es decir turbina y generador y otras obras para ser ejecutadas durante los años 1 a 25. [↑](#footnote-ref-1)
2. Es de observar que varios de los beneficios del Programa no fue posible de cuantificarlos por la complejidad que ello implica, especialmente en el caso de los beneficios asociados al servicio de regulación de frecuencia de los sistemas de Uruguay y Argentina que realiza el CHSG y al apoyo que también realiza a la generación renovable intermitente de Uruguay. [↑](#footnote-ref-2)
3. Tanto los costos como los beneficios se estimaron con referencia al uso de "recursos reales y excluyendo los impuestos". Este enfoque considera que la empresa ejecutora del Programa es un agente binacional, lo que implica desde un punto de vista económico, que sus pagos de impuestos son meramente transferencias financieras de un agente interno al Gobierno. [↑](#footnote-ref-3)
4. Pero aprovechando las indisponibilidades previstas en el programa de mantenimiento rutinario de las unidades generadoras. [↑](#footnote-ref-4)
5. El presupuesto de costos de inversión no incluye impuestos, tales como aranceles sobre equipos importados, impuestos al valor agregado, etc. [↑](#footnote-ref-5)
6. A finales de 2017 el sistema de generación uruguayo contaba con una capacidad de generación instalada de 4,244 MW. El 36% corresponde a centrales hidroeléctricas y el 15% a generación térmica (fuel oil y gas oil). El 49% restante incluye el 34% en eólica, 10% en biomasa y 5% en solar (fuente ADME, Informe Anual 2017) [↑](#footnote-ref-6)
7. Ver: ESTUDIOS PARA EL DIAGNOSTICO Y MODERNIZACION DE LA CENTRAL HIDROELECTRICA SALTO GRANDE, preparado por MWH e IATASA para BID y CTM de SG, Informe Final, Tomos I a VIII, Agosto 2016 [↑](#footnote-ref-7)
8. Las tareas que corresponden a la Fase B continúan bajo estudio y se enfocan en la reposición de los transformadores principales y en la modernización del equipamiento principal de generación. Implicarían la renovación del rodete de las turbinas modificando las palas del mismo de manera de poder extender su rango de operación. También incluyen la modernización de los generadores, hasta rebobinar los rotores y reemplazar los estatores, si fuere necesario. [↑](#footnote-ref-8)
9. Estas fases difieren de las que se identifican en el Estudio MWH-IATASA, en el cual el Programa de USD 960 millones se desdobla en; i) USD 320 millones para las intervenciones prioritarias de corto plazo, la reposición del resto de los transformadores principales y otras obras a ser ejecutadas durante los años 1 a 30, y II) USD 640 millones para la modernización del equipamiento principal de generación, es decir turbina y generador y otras obras para ser ejecutadas durante los años 1 a 25.

   . [↑](#footnote-ref-9)
10. La guía ``Hydropower Asset Managment Using Condition Assessments and Risk-Based Economic Analyses” denominado hydroAMP tiene como principales objetivos la evaluación del equipamiento hidroeléctrico y el establecimiento de las prioridades de inversiones. Dicha herramienta ha sido desarrollada por cuatro organizaciones, el Bureau of Reclamation, HydroQuebec, U.S. Army Corps of Engineers y Bonneville Power Administration, creando un marco común de gestión de activos. Las guías de evaluación específicas se han desarrollado para los siguientes equipos principales del tren de potencia y componentes auxiliares de la Central Salto Grande: i) Turbina, ii) Reguladores, iii) Generadores, iv) Sistema de excitación, v) Transformadores, vi) Baterías, vii) Sistema de aire comprimido, viii) Compuertas de guardia, ix) Descargadores, y x) Grúas. Adicionalmente, existe una guía de evaluación para el balance de planta que comprende a todos aquellos componentes/equipos que contribuyen a la producción eléctrica. Esta evaluación provee información del estado de los equipos que constituyen la planta asumiendo que tienen una vida útil definida, poseen cierto riesgo de falla y existen consecuencias en caso de falla. Las organizaciones que generaron las guías hydroAMP efectúan periódicamente un proceso de actualización. Los usuarios hydroAMP, consideran estas guías como el punto de partida pudiendo de alguna manera adaptar los sistemas de evaluación a sus propias necesidades. Estos usuarios, normalmente son los que permiten re-alimentar con más datos las actualizaciones respectivas de las guías. [↑](#footnote-ref-10)
11. En 2017 a partir de una energía generada de 5,160 GWh en el CHSG correspondientes a Argentina se comercializó en el MEM argentino 5,130 GWh en servicios de regulación primaria de frecuencia y 1,933 GWh en servicios de regulación secundaria de frecuencia. Esta regulación la coordinó CAMMESA como servicio complementario de generación para los dos sistemas interconectados de Uruguay y Argentina. [↑](#footnote-ref-11)
12. Se consideran 90 horas semanales y se establece una distribución para días hábiles, sábados, domingos y feriados. Días hábiles: de las 9 h a las 24 h. Sábados: 1 h y de 21 a 24 h. Domingos y feriados: 20 a 23 h. [↑](#footnote-ref-12)
13. Para calcular la base de potencia CAMMESA corre el modelo considerando como datos de entrada: la central como central de pasada en cota 35 m, las últimas 50 crónicas de aporte y el programa estacional de mantenimiento aprobado por CAMMESA. Como resultado de esa simulación se obtiene la potencia base total y se tiene en cuenta la mitad. [↑](#footnote-ref-13)
14. Esta se incluye en el Inciso 24- Diversos Créditos- de la Ley de Presupuesto Nacional. Para el período de gobierno 2015-2019 se estableció una partida fija de 744 millones de pesos uruguayos (Ley 19.355, Artículo 1º). En caso de que dicha partida no alcance para financiar el Presupuesto anual de CTM, el artículo 448 de la Ley 17.930, habilita a CTM a percibir de la UTE, una comisión por administración que será fijada anualmente por el Poder Ejecutivo a su propuesta. Una vez que se aprueba el presupuesto de CTM, la Gerencia Contable envía al Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) el flujo financiero proyectado para el año. En base a dicha proyección y los saldos de caja, el MEF transfiere mensualmente los fondos necesarios al CHSG para solventar su funcionamiento y plan de inversiones. De agotarse la partida presupuestal anual, el Poder Ejecutivo aprueba la Comisión por Administración la cual es vertida directamente de UTE a CTM. [↑](#footnote-ref-14)
15. Dentro del escenario de incorporación térmica, se tuvo en cuenta el ingreso de 3.109 MW de potencia ya licitada y comprometida de acuerdo a la resolución 21/2016 y 1.810 MW de la resolución 820 y 926 de 2017 (en el marco de la resolución 287/2017 de cierre de ciclos combinados y cogeneración). Adicionalmente se considera el cierre de ciclo de la central Vuelta de Obligado (+280 MW) y Termo Roca (+160 MW), la entrada en operación de Río Turbio en 2020 con 240 MW y los cierres de ciclo de Brigadier López (+140 MW) y Ensenada Barragán (+280 MW). Para el escenario Eficiente se supone el ingreso de 600 MW adicionales a los ya licitados y adjudicados por la resolución 820 y 926 de 2017. [↑](#footnote-ref-15)
16. Esta Ley establece que la energía eléctrica proveniente de recursos renovables intermitentes tendrá para su despacho eléctrico un tratamiento similar al recibido por las centrales de pasada y que se establecerán mecanismos para asegurar la potencia asociada a la generación renovable, cuyo costo será soportado por todo el sistema. Con ello se promueve la participación en estas metas de los recursos renovables intermitentes, además de la hidroelectricidad tradicional. [↑](#footnote-ref-16)
17. Los escenarios suponen valores medios, como por ejemplo de la hidraulicidad; por ello, ante un eventual año seco, la disponibilidad de energía de origen hidráulico disminuiría, teniendo que recurrir el sistema a importaciones adicionales de gas natural o mayor cantidad de líquidos. Lo mismo sucede ante un eventual año frío, donde los requerimientos de gas natural para calefacción sean mayores que los valores medios proyectados. [↑](#footnote-ref-17)
18. Esta sección se extrajo de: “Optimización de las inversiones en generación eléctrica del Uruguay 2016-2046. (Enfoque desde la academia)”. Lorena Di Chiara et al. [↑](#footnote-ref-18)
19. [Series estadísticas de energía, MIEM](http://documentos.miem.gub.uy/DNE/Estadisticas/Energ%C3%ADa%20El%C3%A9ctrica/Exportacion%20de%20energia%20electrica%20por%20destino..xls) [↑](#footnote-ref-19)
20. Esta sección se extrajo de: “Optimización de las inversiones en generación eléctrica del Uruguay 2016-2046. (Enfoque desde la academia)”. Lorena Di Chiara et al. [↑](#footnote-ref-20)
21. Estas podrían disminuir si se concreta el nuevo proyecto de la industria celulosa, el cual representaría una demanda de 250 MW. [↑](#footnote-ref-21)
22. Se observa que la exportación fue modelada como venta de excedentes, o sea, que solo es posible exportar generación eólica, solar fotovoltaica y excedentes hidráulicos. [↑](#footnote-ref-22)
23. El precio de la energía, determinado según la Res. SE 240/03 supone abastecimiento de gas sin límites para todo el parque generador que lo pueda consumir y tiene un tope de Ar$ 120/MWh, el cual se mantuvo hasta enero de 2017 para luego ser incrementado a Ar$ 240/MWh. [↑](#footnote-ref-23)
24. CAMMESA liquida mensualmente los precios monómicos con y sin cargos de transporte; sin embargo los precios monómicos con cargos de transporte no se consideran para efectos de este estudio. [↑](#footnote-ref-24)
25. “ESTUDOS PARA LA EXPANSÃO DA GERAÇÃO. Custo Marginal de Expansão do Setor Elétrico Brasileiro Metodologia e Cálculo – 2017”. EPE [↑](#footnote-ref-25)
26. Los estudios disponibles indican que la modernización y reemplazo de equipos del CHSG combinada con el aumento de energía producto de incrementar el nivel del embalse permitiría aumentos en la generación con respecto a la situación actual del orden del 8,8 % para la opción con mejor relación beneficio-costo. También, el estudio señala: ..”Se remarca que deberá considerarse en un futuro análisis los costos asociados al aumento de nivel del embalse que consideren entre otros de relevancia una mayor ocupación de tierra por extensión de lago y las modificaciones necesarias sobre el equipamiento hidromecánico de la central para adecuarlo a las nuevas condiciones de operación”….. La evaluación de esta opción, sin embargo estuvo fuera del alcance del trabajo asignado al Consultor. [↑](#footnote-ref-26)
27. Tanto los costos como los beneficios se estimaron con referencia al uso de "recursos reales y excluyendo los impuestos". Este enfoque considera que la empresa ejecutora del Programa es un agente binacional, lo que implica desde un punto de vista económico, que sus pagos de impuestos son meramente transferencias financieras de un agente interno al Gobierno. [↑](#footnote-ref-27)
28. Como se mencionó, en este programa de desembolsos no incluye impuestos, tales como aranceles sobre equipos importados, impuestos al valor agregado, etc. [↑](#footnote-ref-28)
29. Se asumió que un 64% de la participación de Uruguay se exportaría a Brasil y el 36% restante a Argentina (similar a lo realizado en 2017). [↑](#footnote-ref-29)
30. Esta hipótesis representa el escenario de inversión eficiente considerado por el MINEM para la expansión de la generación con fuentes de energía renovable y centrales a gas natural en Argentina, que llevarían a reducir prácticamente en su totalidad el uso de combustibles líquidos a partir de 2025 en el MEM, tal como se infiere de los gráficos sobre consumo de combustibles en las centrales térmicas de Argentina presentados en la sección 4.2.1 [↑](#footnote-ref-30)
31. Costos de afectación y habitantes afectados en Federación obtenidos de: “CRECIDA MÁXIMA PROBABLE, NORMAS DE OPERACIÓN Y PLAN DE ACCIÓN DURANTE EMERGENCIAS” CRITERIOS Y PROCEDIMIENTOS PARA OPERACIÓN DE CRECIDAS Y REVISIÓN DEL MANUAL DE USO DEL AGUA. EVARSA-INCOCIV UTE. 2011 (página 46, suma de columnas de la línea 7 y valor básico diario, primera columna, última fila), tal como sigue: 752,630 USD/día / 12,161 habitantes = 62 USD/habitante/día. [↑](#footnote-ref-31)
32. El costo de racionamiento de energía, también llamado "costo de falla", es el costo por kilowatt-hora pagado (o beneficio económico perdido), en promedio, por los usuarios cuando la energía no está disponible y tiene que ser generada con unidades de emergencia o no se consume, lo que representa costos económicos para los usuarios finales. Para la reducción de los consumos de electricidad una definición alternativa es el precio al que los usuarios estarían dispuestos a pagar por la energía no disponible. Los valores de referencia de dicho costo varían mucho en América Latina, y dependen del carácter del racionamiento producido, es decir si es programado o intempestivo. En el caso de la estimación por beneficios de confiabilidad del Programa este parámetro corresponde a fallas intempestivas no programadas que originan alto costo para los usuarios finales. [↑](#footnote-ref-32)
33. En el caso de los reguladores además de la mejora en la eficiencia, a su vez también podrían fallar afectando la disponibilidad de la central. Sin embargo, la estimación de este beneficio por falla es complejo y para la evaluación se considera solo el beneficio de la mejora en la eficiencia de la generación. [↑](#footnote-ref-33)
34. Este parámetro se fundamenta en la experiencia internacional. Se estima que al aplicar un control de velocidad variable adecuado a las turbinas hidráulicas, la eficiencia promedio anual de la planta de puede aumentarse del 2% al 5% (véase por ejemplo: i) “Optimized Operation of Hydropower Plant with VSC HVDC Unit Connection”., Xiaobo Yang et al, Corporate Research, ABB (China) Limited China, Cigre, ii) F. H. Shihang Duan, "Integrated Design of Speed Regulating Operation of Large-sized Hydropower Plant Conventional Generating Units and High Voltage DC Power Transmission," Yunnan Water Power, vol. 17, p. 4, 2001. iii) How Digital Governors Boost Operation of Multiple Needle Impulse Turbines, Hydro Review, 2011). [↑](#footnote-ref-34)
35. Según lo referenciado en los estudios disponibles (MWH-IATASA, Volumen II, Sección 4.3.2), el personal de planta manifiesta que las rejas de Toma se obstruyen frecuentemente por los residuos vegetales y camalotes que arrastra el rio, incluyendo obstrucciones por mejillones y ramas amalgamados, lo cual aumenta la pérdida de carga en la reja con la consiguiente pérdida en la capacidad de generación. Se menciona que en algún caso se han medido perdidas de carga de hasta 2 mca (metros de cabeza). Con base en ello han estimado en 1% el incremento promedio de la eficiencia operativa asociado a esta intervención. [↑](#footnote-ref-35)
36. Se consideró que eventuales avances en la ejecución de esta intervención estarían incluidos en el Programa. [↑](#footnote-ref-36)
37. El Manual del Agua del CHSG establece que el modo de Operación Energética se produce cuando el promedio del Caudal Pronóstico es superior al Caudal de Navegación (600 m3/s), cuando el nivel del embalse es superior al Nivel Mínimo de Operación Energética y cuando el caudal aguas abajo no supera el Caudal de Modulación que es de 12000 m3/s. Cuando los Caudales de Aporte o Pronóstico generan una programación con Caudal Aguas Abajo superior al Caudal de Modulación se está en el Modo de Operación en Crecida. Para este modo de operación el Manual del Agua en su versión actual establece tres tipos de crecidas: Ordinaria, Extraordinaria y Crítica para las cuales se establecen reglas operativas tendientes a minimizar las inundaciones, las cuales son prioritarias sobre la operación energética. [↑](#footnote-ref-37)
38. Fuente: William H. Bartley P.E. The Hartford Steam Boiler Inspection & Insurance Co. (Analysis of Transformer Failures, International Association of Engineering Insurers 36th Annual Conference – Stockholm, 2003). [↑](#footnote-ref-38)
39. La evaluación económica no considera la reposición de la capacidad que va saliendo del servicio. [↑](#footnote-ref-39)
40. REHABILITATION OF HYDROPOWER. An introduction to economic and technical issues. Joseph Goldberg. Oeyvind Espeseth Lier. World Bank. PPIAF. ESMAP. [↑](#footnote-ref-40)
41. Fuente: “REHABILITATION OF HYDROPOWER” An introduction to economic and technical issues, J. Goldberg, O.E. Lier. World Bank. ESMAP. Ver tabla 5.2 página 24. [↑](#footnote-ref-41)
42. Fuente: la misma anterior. [↑](#footnote-ref-42)
43. La evaluación económica no considera la reposición de la capacidad que va saliendo del servicio. [↑](#footnote-ref-43)
44. Este valor se obtuvo de “Projected Costs of Generating Electricity”, International Energy Agency, 2015 (p. 33). [↑](#footnote-ref-44)
45. Véase el archivo: Calculo Factor de Emisión CO2 2015.xls, del Ministerio de Energía y Minería. Secretaría de Coordinación de Planeamiento Energético. Dirección Nacional de Información Energética. Tecnología de la Información. [↑](#footnote-ref-45)
46. En la evaluación financiera no se consideraron los beneficios económicos por concepto de mejoras en confiabilidad, reducción de emisiones y control de inundaciones incluidos en la evaluación económica. [↑](#footnote-ref-46)