

TRABAJO FINAL: REPOSICIÓN DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA RINCÓN DE BAYGORRIA

Grupo 3: Alfredo Vaneskahian



IMPORTANTE: Este trabajo se realizó en el marco del curso Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica (SimSEE) y fue evaluado por el enfoque metodológico, la pericia en la utilización de las herramientas adquiridas en el curso para la resolución del estudio y por la claridad de exposición de los resultados obtenidos. Se quiere dejar expresamente claro que no es relevante a los efectos del curso la veracidad de las hipótesis asumidas por los estudiantes y consecuentemente la exactitud o aplicabilidad de los resultados. Ni la Facultad de Ingeniería, ni el Instituto de Ingeniería Eléctrica, ni el o los docentes, ni los estudiantes asumen ningún tipo de responsabilidad sobre las consecuencias directas o indirectas que asociadas al uso del material del curso y/o a los datos, hipótesis y conclusiones del presente trabajo.

1. OBJETIVO.....	1
2. HIPÓTESIS.....	2
3. METODOLOGÍA.....	2
4. IDENTIFICACIÓN.....	3
a. Definición del problema.....	3
5. FORMULACIÓN DEL PROYECTO.....	3
a. Área de estudio y área de influencia.....	3
b. Población objetivo.....	3
c. Demanda actual y proyectada.....	4
d. Oferta actual y proyectada.....	5
e. Déficit actual y proyectado del proyecto.....	6
f. Definición de alternativas (Escenarios).....	6
6. DEFINICIÓN DEL PROYECTO.....	6
a. Nombre del proyecto.....	6
b. Localización.....	6
c. Objetivos del proyecto.....	6
d. Organismo/inciso.....	7
e. Efectos, beneficiarios y perjudicados.....	7
f. Identificar, cuantificar y valorar los beneficios del proyecto.....	7
g. Identificar, cuantificar y valorar los costos del proyecto.....	7
h. Determinar el flujo de beneficios netos.....	8
7. EVALUACIÓN DE PROYECTO.....	9
a. Evaluación económica.....	9
b. Análisis de Sensibilidad.....	10
c. Cronograma de inversión.....	10
8. CONCLUSIONES.....	10

1. OBJETIVO

Dado que las turbinas de la represa hidroeléctrica (operativa desde 1960) están llegando al fin de su vida útil, el objetivo de este trabajo es evaluar diferentes alternativas de reposición y/o renovación de las mismas, a partir de los reportes del SimSEE.

2. HIPÓTESIS

Como hipótesis de trabajo se consideraron tres escenarios distintos, intentando representar distintas alternativas frente al fin de la capacidad de generación de las turbinas de Baygorria.

Los escenarios considerados son los siguientes:

- escenario A - dejar de generar con Baygorria y no sustituir su capacidad de generación con otra fuente
- escenario B – renovar Baygorria con la misma potencia
- escenario C – renovar Baygorria con un aumento de potencia

3. METODOLOGÍA

Se utilizará la metodología definida en el Sistema Nacional de Inversión Pública, incorporando los principales capítulos exigidos en forma obligatoria a nivel de Perfil (www.opp.gub.uy/images/guia_snip.pdf).

El análisis será económico-financiero. Este consiste en evaluar el proyecto mediante un proceso por etapas, en el que previo a la comparación de todos los costos y beneficios generados por el proyecto de inversión en un determinado periodo de tiempo y en el espacio territorial, se requiere que los mismos sean identificados, cuantificados y finalmente valuados económicamente en términos monetarios.

La Central de Rincón de Baygorria tiene una potencia instalada de 108 MW, un volumen total de embalse (nivel 54m) de 0,6 km³, una longitud de presa de 707,6 m y una altura de presa de 45,5 m. Desde su creación ha sido un activo fundamental en la matriz de generación eléctrica del país, suministrando potencia base y posibilitando satisfacer la demanda de 108 MW de potencia.

Si bien el estado general de los equipos es muy bueno en consideración con la edad de la central (por la buena calidad de los suministros de origen y al mantenimiento realizado a lo largo del tiempo), debido al envejecimiento natural y al desgaste resulta necesario realizar algunas inversiones destinadas a asegurar la prolongación de la vida útil de la Central por 30 años. Por lo tanto el **horizonte de evaluación** del presente proyecto será de **30 años**.

La comparación del flujo de costos y beneficios del proyecto dentro del horizonte de vida útil del proyecto se realiza mediante los indicadores de rentabilidad, como el Valor Actual Neto (VAN) o la Tasa Interna de Retorno (TIR).

Un aspecto crítico de la viabilidad económica del proyecto de inversión es la sustentabilidad de sus efectos positivos en un horizonte de tiempo determinado y si los mismos son durables a lo largo de su ciclo de vida. La sustentabilidad de un proyecto también depende de la manera en que el mismo ha sido diseñado para mitigar los riesgos y enfrentar la incertidumbre el futuro.

4. IDENTIFICACIÓN

a. Definición del problema

Dado el desgaste de las unidades de generación de la central de Baygorria (108 MW de potencia), la cual lleva casi 60 años de funcionamiento, han generado un deterioro considerable, provocando una disminución de la eficiencia y condicionando su vida útil y disponibilidad.

Por lo tanto, el problema se define como la **“Pérdida de 108MW de potencia de generación por la obsolescencia de la Central de Baygorria”**.

5. FORMULACIÓN DEL PROYECTO

a. Área de estudio y área de influencia

El área de estudio y de influencia se encuentra definida a nivel nacional, dado que el proyecto tendrá impacto sobre el conjunto del Sistema Eléctrico Nacional, contribuyendo a mejorar la confiabilidad y capacidad de todo el Sistema.

A nivel de obra se puede identificar como área de influencia la comprendida sobre el Río Negro (Error: no se encontró el origen de la referencia), a 200 km de la desembocadura del mismo y a 266 km de la ciudad de Montevideo.



Área de influencia (a nivel de obra)

b. Población objetivo

La población de referencia comprende la población del país, mientras que la población afectada representa casi la totalidad de la población de referencia, ya que la cobertura de electrificación urbana y rural alcanza aproximadamente al 99 % del total de

viviendas del país, coincidiendo en este caso la población afectada con la población objetivo. De acuerdo a datos del INE (Instituto Nacional de Estadística), Uruguay cuenta con una población de 3.286.314 según Censo 2011.

c. Demanda actual y proyectada

La proyección de la demanda de energía eléctrica utilizada para este estudio es la contenida en la Sala proporcionada en el Curso SimSEE 2019 y que se explicita a continuación:

Año	Demanda GWh	% crecimiento
2016	11.178	1
2017	10.779	-3,57%
2018	11.139	3,34%
2019	11.343	1,83%
2020	11.740	3,50%
2021	12.032	2,49%
2022	12.243	1,75%
2023	12.446	1,66%
2024	12.759	2,51%
2025	13.074	2,47%
2026	13.395	2,45%
2027	13.724	2,46%
2028	14.061	2,45%
2029	14.405	2,45%
2030	14.757	2,44%
2031	15.118	2,44%
2032	15.495	2,50%
2033	15.882	2,50%
2034	16.278	2,49%
2035	16.683	2,49%
2036	17.100	2,50%
2037	17.528	2,50%
2038	17.966	2,50%
2039	18.415	2,50%
2040	18.876	2,50%
2041	19.348	2,50%
2042	19.831	2,50%
2043	20.327	2,50%
2044	20.835	2,50%
2045	21.356	2,50%
2046	21.890	2,50%
2047	22.437	2,50%
2048	22.998	2,50%
2049	23.573	2,50%

d. Oferta actual y proyectada

La oferta actual está integrada por todos los generadores del sistema: Generadores térmicos, Renovables no convencionales (Eólicos, Solar, Biomasa) e hidráulicos, dentro de los que se incluye la Central de Baygorria.

Se toma como dato el Plan de Expansión del Sistema, con las bajas y altas estimadas hasta 2047.

Para el análisis de la Oferta, solamente se variará la Capacidad de Generación de Baygorria en cada uno de los Escenarios propuestos:

- escenario A - dejar de generar con Baygorria y no sustituir su capacidad de generación con otra fuente
- escenario B – renovar Baygorria con la misma potencia
- escenario C – renovar Baygorria con un aumento de potencia

Año	Escenario A	Escenario B	Escenario C
2016	108 MW	108 MW	108 MW
2017	108 MW	108 MW	108 MW
2018	108 MW	108 MW	108 MW
2019	108 MW	108 MW	108 MW
2020	108 MW	108 MW	108 MW
2021	108 MW	108 MW	119 MW
2022	108 MW	108 MW	119 MW
2023	0 MW	108 MW	119 MW
2024	0 MW	108 MW	119 MW
2025	0 MW	108 MW	119 MW
2026	0 MW	108 MW	119 MW
2027	0 MW	108 MW	119 MW
2028	0 MW	108 MW	119 MW
2029	0 MW	108 MW	119 MW
2030	0 MW	108 MW	119 MW
2031	0 MW	108 MW	119 MW
2032	0 MW	108 MW	119 MW
2033	0 MW	108 MW	119 MW
2034	0 MW	108 MW	119 MW
2035	0 MW	108 MW	119 MW
2036	0 MW	108 MW	119 MW
2037	0 MW	108 MW	119 MW
2038	0 MW	108 MW	119 MW
2039	0 MW	108 MW	119 MW
2040	0 MW	108 MW	119 MW
2041	0 MW	108 MW	119 MW
2042	0 MW	108 MW	119 MW
2043	0 MW	108 MW	119 MW
2044	0 MW	108 MW	119 MW
2045	0 MW	108 MW	119 MW

2046	0 MW	108 MW	119 MW
2047	0 MW	108 MW	119 MW

e. Déficit actual y proyectado del proyecto

Se impone la condición de abastecer el 100% de la Demanda, al menor costo posible. Por lo tanto el déficit (Demanda – Oferta) en cantidad de MW es “0”, dado que en los 3 escenarios el mismo será cubierto. La evaluación se dará, en cuál es el escenario que abastece el total de la demanda (sustentabilidad) al menor costo posible.

f. Definición de alternativas (Escenarios)

Para el presente trabajo se plantean como alternativas técnicas de solución, los siguientes tres escenarios:

- escenario A - dejar de generar con Baygorria y no sustituir su capacidad de generación con otra fuente
- escenario B – renovar Baygorria con la misma potencia
- escenario C – renovar Baygorria con un aumento de potencia

Parametro	Escen. A	Escen. B	Escen. C
Potencia por máquina (MW)	0	35,1	38,5
Caudal máximo (m ³ /s)	0	236	284,9
Rendimiento del conjunto (%)	0	86,6	91,83

6. DEFINICIÓN DEL PROYECTO

a. Nombre del proyecto

Reposición de la Central Hidroeléctrica Rincón de Baygorria.

b. Localización

La Presa y Central Hidroeléctrica “Rincón de Baygorria” se ubica entre los departamentos de Durazno y Río Negro, a 200 km de la desembocadura del mismo y a 266 km de la ciudad de Montevideo.

c. Objetivos del proyecto

El objetivo del proyecto es contribuir a reponer la capacidad de generación de energía eléctrica de la central de Baygorria.

El producto, es la Central Renovada y las actividades involucradas para alcanzar estos últimos son: (i) reponer las tres unidades de generación de la Central que se encuentran al final de su vida útil y realización de obras comunes, en condiciones de fiabilidad y de seguridad equivalentes a las de un equipo nuevo ii) realizar mejoras en los equipos de la Central, en el contexto de la reposición, aprovechando los avances tecnológicos.

d. Organismo/inciso

La unidad formuladora y ejecutora será la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE).

e. Efectos, beneficiarios y perjudicados

El principal efecto será contribuir a asegurar el abastecimiento de la demanda de energía eléctrica al menor costo posible.

Los beneficiarios será la población de Uruguay que utilizan los servicios de energía eléctrica de UTE.

f. Identificar, cuantificar y valorar los beneficios del proyecto.

Se toma como supuesto que los Beneficios serán los mismos para los 3 Escenarios, dado que la población pagaría el mismo precio independientemente del mayor o menor costo de generación, y que los eventuales sobre costos que puedan generarse en alguno de los Escenarios, no se trasladaran al precio final.

g. Identificar, cuantificar y valorar los costos del proyecto.**Inversiones**

La evaluación de los costos de inversión de cada uno de los Escenarios considera que el diferencial está en el diseño de las Turbinas, siendo la diferencia entre el Escenario B y el Escenario C de 7,2 millones de USD por Turbina, haciendo el supuesto que cada una de ellas se irán instalando de 2020 a 2022 a razón de una Turbina por año.

Millones USD	Escen. A	Escen. B	Escen. C
2019	0	0,6	0,6
2020	0	23,23	30,43
2021	0	9	16,2
2022	0	6,96	14,16
2023	0	3,89	3,89
2024	0	0,12	0,12
TOTAL	0	43,8	65,4

Tabla: Inversiones en millones de dólares

Los valores de estos cuadros incorporan 20% de imprevistos, que son los valores estimados típicos en este tipo de obra.

Se reexpresan los Valores a precios de 2019 en la siguiente Tabla, utilizando una tasa de descuento promedio del 10% anual.

MUSD actualizados 2019	Tasa dto	Escen. A	Escen. B	Escen. C
2019	1,00	0	0,6	0,6
2020	0,95	0	22,1	29,0
2021	0,87	0	7,8	14,0
2022	0,79	0	5,5	11,2

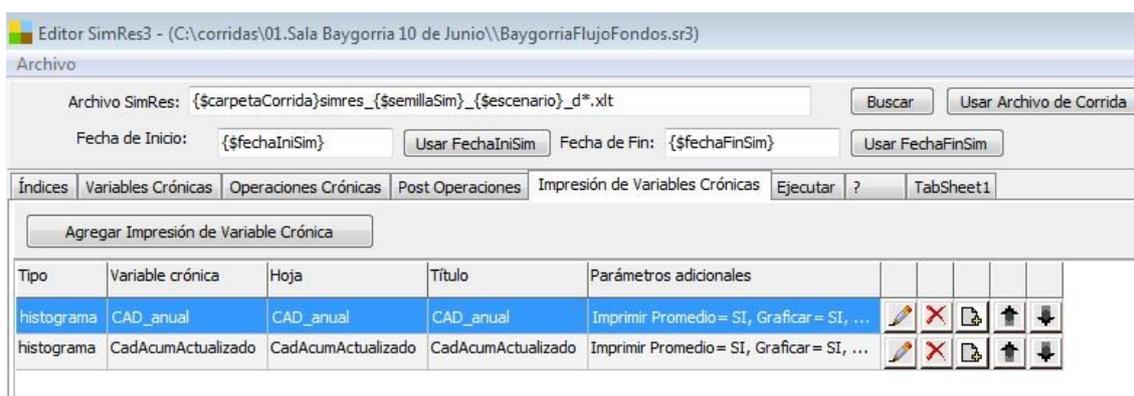
2023	0,72	0	2,8	2,8
2024	0,65	0	0,1	0,1
TOTAL MUSD	-	0	38,9	57,7

Costos de Operación y Mantenimiento

Los Costos de Operación se tomarán como el total de costos de generar el “Sistema Eléctrico” para cada uno de los Escenarios. Por lo tanto, la diferencia entre ellos corresponderá a cada alternativa técnica de solución planteada en cada Escenario.

Los costos de Mantenimiento en el caso del Escenario A se suponen con valor “0” dado que no se continuaría con la Represa, por lo cual no requiere mantenimiento. Para los Escenarios B y C, se suponen que los mantenimientos se realizan con la misma frecuencia, por ejemplo, si fuese cada dos años por Turbina, la central se pararía para realizarle el mantenimiento en la misma fecha en los escenarios A y B, con lo cual no es un costo diferencial para la decisión a tomar.

Utilizando la aplicación “SimRes3” del Software SimSEE, se calculó el valor actual de los Costos de Abastecimiento Anual de la Demanda (CAD_anual) actualizados en todo el período de estudio y se utilizó este valor como parámetro de comparación económica entre las alternativas.



El período analizado comprende 2020-2049, determinado en base a la vida útil de una Central Hidroeléctrica de Generación y la puesta en marcha de la totalidad de las Turbinas renovadas se prevé para el año 2024.

La tasa de retorno requerida (TRR) considerada es del 10% la cual contempla la tasa de interés de Estados Unidos más el riesgo país de Uruguay.

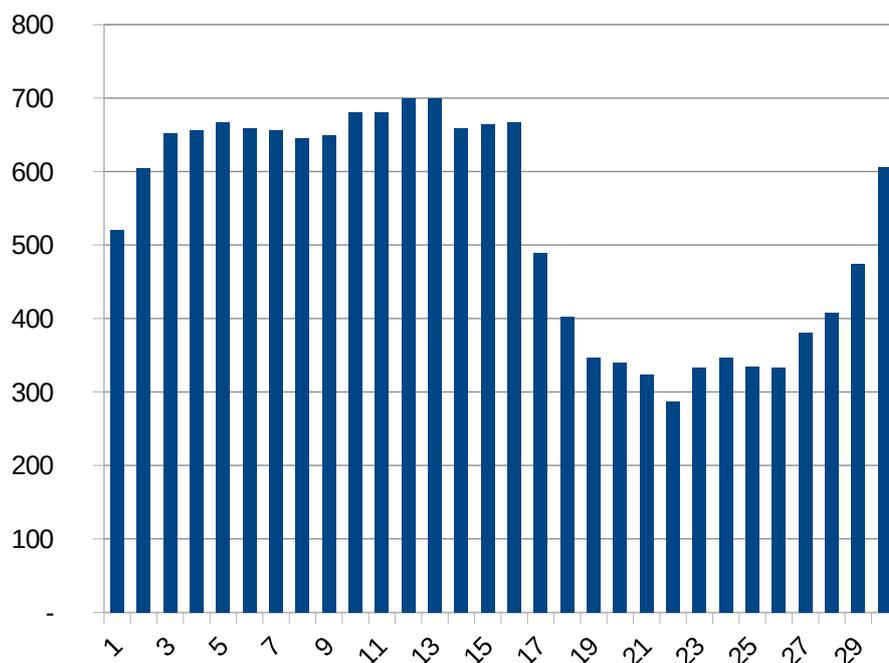
A continuación se presentan los Costos de Operación (costos de generar del sistema) en valores constantes y en valores actualizados a 2019.

Escenario A – Costos de Generar el sistema en Millones de USD

Escenario A	Inversiones	Costos Generar	F Fondos	FF Actualiz
2019	0		0	0
2020		521	521	497
2021		604	604	524

2022		652	652	514
2023		656	656	470
2024		667	667	435
2025		659	659	390
2026		657	657	353
2027		646	646	316
2028		649	649	289
2029		681	681	275
2030		681	681	250
2031		699	699	234
2032		700	700	213
2033		659	659	182
2034		665	665	167
2035		667	667	152
2036		489	489	101
2037		402	402	76
2038		347	347	59
2039		340	340	53
2040		324	324	46
2041		288	288	37
2042		333	333	39
2043		347	347	37
2044		335	335	32
2045		333	333	29
2046		381	381	30
2047		408	408	30
2048		474	474	31
2049		607	607	36
		VA Inversión	costos generar	5.899
		+		
			- Inversión	0
		VA solo	costo generar	5.899

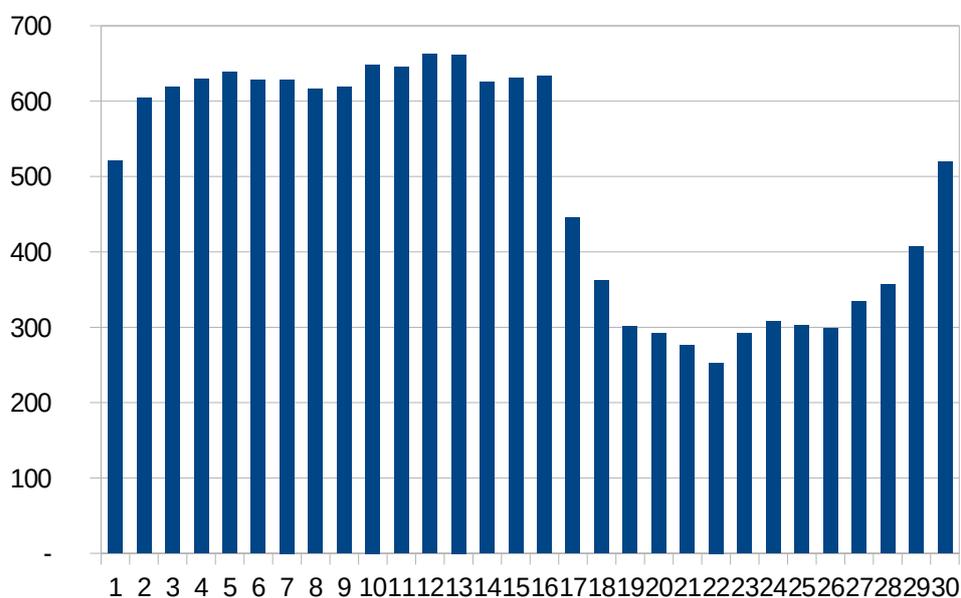
Representación gráfica del Costo de Generar Escenario A:


Escenario B – Costos de Generar el sistema en Millones de USD

Escenario B	Inversiones	Costos Generar	F Fondos	FF Actualiz
2019	39		39	39
2020		521	521	497
2021		605	605	524
2022		619	619	488
2023		629	629	451
2024		639	639	416
2025		628	628	372
2026		629	629	338
2027		615	615	301
2028		619	619	275
2029		648	648	262
2030		645	645	237
2031		662	662	221
2032		662	662	201
2033		625	625	173
2034		630	630	158
2035		633	633	145
2036		445	445	92
2037		362	362	68
2038		301	301	52
2039		292	292	46
2040		276	276	39
2041		253	253	33

2042		292	292	34
2043		308	308	33
2044		302	302	29
2045		299	299	26
2046		334	334	27
2047		357	357	26
2048		407	407	27
2049		520	520	31
		VA Inversión	costos generar	5.660
		+		
			- Inversión	- 39
		VA solo	costo generar	5.621

Representación gráfica del Costo de Generar Escenario B:

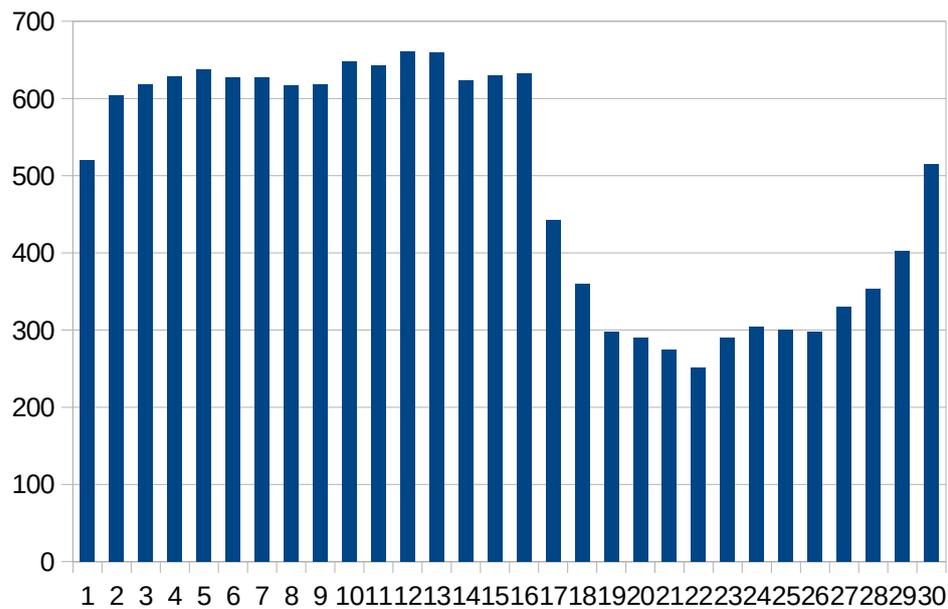


Escenario C – Costos de Generar el sistema en Millones de USD

Escenario C	Inversiones	Costos Generar	F Fondos	FF Actualiz
2019	58		58	58
2020		521	521	496
2021		604	604	524
2022		618	618	487
2023		628	628	450
2024		638	638	415
2025		627	627	371
2026		628	628	338
2027		616	616	302

2028	618	618	275
2029	647	647	262
2030	643	643	236
2031	662	662	221
2032	660	660	201
2033	623	623	172
2034	629	629	158
2035	632	632	144
2036	443	443	92
2037	360	360	68
2038	298	298	51
2039	290	290	45
2040	274	274	39
2041	251	251	32
2042	290	290	34
2043	305	305	32
2044	301	301	29
2045	297	297	26
2046	331	331	26
2047	354	354	26
2048	402	402	27
2049	515	515	31
VA		costo generar	5.669
Inversión +		- Inversión	- 58
VA solo		costo generar	5.611

Representación gráfica del Costo de Generar Escenario C:



7. EVALUACIÓN DE PROYECTO

a. Evaluación económica

Se presenta el siguiente cuadro de resumen comparativo de los tres Escenarios analizados, en base a los reportes emitidos por el SimSEE.

	Escen. A	Escen. B	Escen. C	Dif A - C	Dif B - C	Decisión
CF_VE[MUSD]:	5.912,9	5.632,1	5.622,0	+290,8	+ 10,1	Conviene C
+ Inversiones iniciales	-	38,9	57,7			
CF_VE + Inv Inic (MUSD)	5.912,9	5.671,0	5.679,7	+233,2	- 8,7	Conviene B
CF_VaR(5%)[MUSD]:	6.682,5	6.332,6	6.321,5	Disper. No	significativa	
CF_CVaR(5%)[MUSD]:	6.850,0	6.552,4	6.540,6	Disper. No	significativa	

Conviene C - Si se comparan solo los costos de abastecer la demanda (CF_VE[MUSD]), la opción más conveniente es el Escenario C (Repotenciar), dado que el Escenario A resulta 290,8 MUSD más costoso y el Escenario B 10,1 MUSD más costoso que el costo de generar del Escenario C.

Conviene B – En cambio, si se agregan a los costos de abastecer la demanda (CF_VE[MUSD]), las inversiones iniciales, la opción más conveniente es el Escenario B (Renovar igual potencia), dado que el Escenario A resulta 233,2 MUSD más costoso y el Escenario C 8,7 MUSD más costoso que el costo de abastecer la demanda con el Escenario B.

En cuanto a la dispersión de dichos valores (CF_VaR(5%) y CF_CVaR(5%)), la misma no es significativa entre los Escenarios, por lo cual no se analiza, siendo los valores esperados (CF_VE) lo más representativos de los costos de abastecimiento de la demanda.

b. Análisis de Sensibilidad.

Si bien se definió que la Alternativa más conveniente es la de renovar en las mismas condiciones.

Las dos variables seleccionadas para realizar el análisis de sensibilidad, con el método univariable, serán la Demanda y eventuales Falla de la nueva turbina en el Escenario C.

Demanda – la Sala en el SimSEE se estimó con una demanda creciente a una tasa del 2,5% anual. Si se estimara un crecimiento del 1%, la Demanda sería la siguiente:

Año	Demanda GWh	% crecimiento
-----	-------------	---------------

2016	11.178	1
2017	10.779	-3,57%
2018	11.139	3,34%
2019	11.343	1,83%
2020	11.456	1,00%
2021	11.571	1,00%
2022	11.687	1,00%
2023	11.803	1,00%
2024	11.921	1,00%
2025	12.041	1,00%
2026	12.161	1,00%
2027	12.283	1,00%
2028	12.406	1,00%
2029	12.530	1,00%
2030	12.655	1,00%
2031	12.781	1,00%
2032	12.909	1,00%
2033	13.038	1,00%
2034	13.169	1,00%
2035	13.300	1,00%
2036	13.433	1,00%
2037	13.568	1,00%
2038	13.703	1,00%
2039	13.840	1,00%
2040	13.979	1,00%
2041	14.119	1,00%
2042	14.260	1,00%
2043	14.402	1,00%
2044	14.546	1,00%
2045	14.692	1,00%
2046	14.839	1,00%
2047	14.987	1,00%
2048	15.137	1,00%
2049	15.288	1,00%

Con esta nueva estimación de la Demanda, los valores serían los siguientes:

	Escen. A	Escen. B	Escen. C	Dif A - C	Dif B - C	Decisión
CF_VE[MUSD]:	5.121,9	5.017,9	5.013,4	108,5	4,5	Conviene C
+ Inversiones iniciales	-	38,9	57,7			
CF_VE + Inv Inic (MUSD)	5.121,9	5.056,8	5.071,0	50,8	- 14,3	Conviene B

Sin considerar las inversiones iniciales, el costo de abastecimiento de la Demanda se reduce bastante (de 5.622 a 5013,4 MUSD). Si bien sigue siendo conveniente la opción de repotenciar, la diferencia con el Escenario B se reduce a menos de la mitad (4,5 MUSD).

Sumando las Inversiones Iniciales, la conveniencia del Escenario B sobre el Escenario A, aumenta a 14,3 MUSD (un 60% más que la situación original), mostrando cuán sensible son los costos de abastecimiento de la Demanda a los cambios en el volumen de GWh demandados por año.

Falla de la Nueva Turbina – la repotenciación, implica un rediseño de las turbinas existentes. Al ser algo nuevo, el riesgo de falla y por lo tanto de dejar de estar operativa sería mayor.

En caso que sucediera eso, Baygorria no quedaría operativa, con lo cual habría que recurrir a otras fuentes de generación para suplir dicho faltante. La salida de funcionamiento por falla de la nueva turbina, sería similar al Escenario A, que planteaba el dejar de contar con Baygorria.

En el siguiente cuadro, se realiza la comparación de los “costos adicionales” en que se incurrirían por año en caso de fallas, sin considerar el costo de reparación de las turbinas, que podría ser estimado en 0,5 millones de USD por Turbina, pero al ser poco significativo, no se considerará en el análisis, dado que el mayor costo no es el de la reparación, si no el tener que abastecer la demanda con otras fuentes y que resultan más costosas que Baygorria.

A continuación se presenta el cuadro comparativo y cuál sería el costo de falla esperado en cada año, actualizado a valores de 2019.

Año	Escenario A	Escenario B	A - B (MUSD)
2020	497	496	0
2021	524	524	0
2022	514	487	27
2023	470	450	20
2024	435	415	19
2025	390	371	19
2026	353	338	15
2027	316	302	14
2028	289	275	14
2029	275	262	14
2030	250	236	14
2031	234	221	13
2032	213	201	12
2033	182	172	10
2034	167	158	9
2035	152	144	8
2036	101	92	9
2037	76	68	8
2038	59	51	8

2039	53	45	8
2040	46	39	7
2041	37	32	5
2042	39	34	5
2043	37	32	4
2044	32	29	3
2045	29	26	3
2046	30	26	4
2047	30	26	4
2048	31	27	5
2049	36	31	5
		Total MUSD	288

Dependiendo el año que se produzca la falla de la Turbina, los costos adicionales, además del 1.5 MUSD por repararlas, irían de 3 MUSD a 27 MUSD. Por ejemplo, si fallase en 2022, el costo actualizado de abastecer la demanda se incrementaría en 27 MUSD, lo cual llevaría a que la diferencia de los costos actualizados entre el Escenario B y el C a 35,3 MUSD. O sea, realizar la alternativa del Escenario B resulta en 35,3 MUSD mas conveniente que el Escenario C.

8. CONCLUSIONES

De la evaluación económica y los análisis de sensibilidad realizados, permiten concluir que el Escenario B (renovar en las mismas condiciones) es la opción de menores costos de abastecimiento de la demanda e inversiones iniciales, y la que tiene menos riesgos de falla, dado que ha durado mas de 40 años y es esperable que dure 30 años sin fallar.