

Gradiente de Inversión como Herramienta para la Planificación de Inversiones en Generación de Origen Eólico

Pablo Palleiro, Martín Cáceres y Rodrigo Gaya

Instituto de Ingeniería Eléctrica – FING.

Abril - Mayo 2013

Montevideo - Uruguay.

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.

1 Objetivo.

Elaborar los planes de expansión, en base a la incorporación de energía eólica, en dos posibles escenarios de interconexión regional. Observándose el impacto y la reacción del sistema a diferentes escenarios de la interconexión regional.

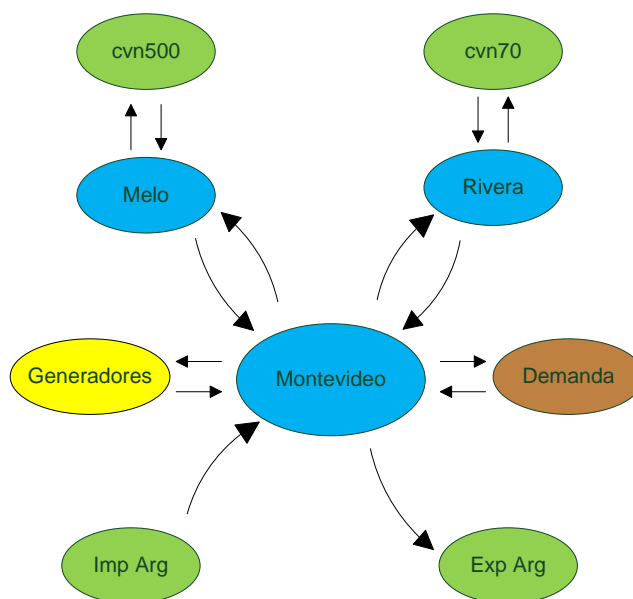
2 Hipótesis de trabajo.

Los escenarios se diferencian respecto a nivel de conectividad con Brasil, uno de ellos será totalmente interconectado, donde se importa o exporta acorde a el precio spot brasilero y el otro con conectividad nula. Los sistemas eléctricos de partida se consideraron acorde a la realidad actual.

En ambos casos los planes de expansión se elaborarán con la consigna de anular el gradiente de inversión de esta tecnología (gradiente calculado como el beneficio para el sistema de incorporar un MW más de esa tecnología). El horizonte de estudio seleccionado fue del 2016 hasta el 2030.

2.1 Sistema Interconectado Uruguayo Modelo

El modelo del sistema interconectado uruguayo se modela de la forma que se describe en el diagrama presentado.



El modelo se basa en una morfología centralizada en el nodo Montevideo, donde la única demanda se encuentra en este nodo y a su vez la matriz de generación eléctrica del país. El comercio internacional se divide en dos, el comercio con Argentina y el comercio con Brasil. De los actores de comercio internacional consideraremos dos estados de interconexión, una con la convertora de Melo y Rivera en pleno funcionamiento y el otro estado sin esta conexión, se estudiará como afecta en la expansión de la matriz de generación eléctrica.

2.2 Proyección de la Demanda

Se toma como base la demanda horaria del año 2011 y utilizando el modelo “Demanda generada a partir de un año base y vector de energías anuales”, con un vector de consumo de energía anual con una tasa de crecimiento de 4,5%. El resultado de este modelo es una demanda idéntica a la registrada en el año 2011 homotetizada para los años futuros.

En el gráfico a continuación se muestra curva horaria media de consumo calculada con los datos de origen.

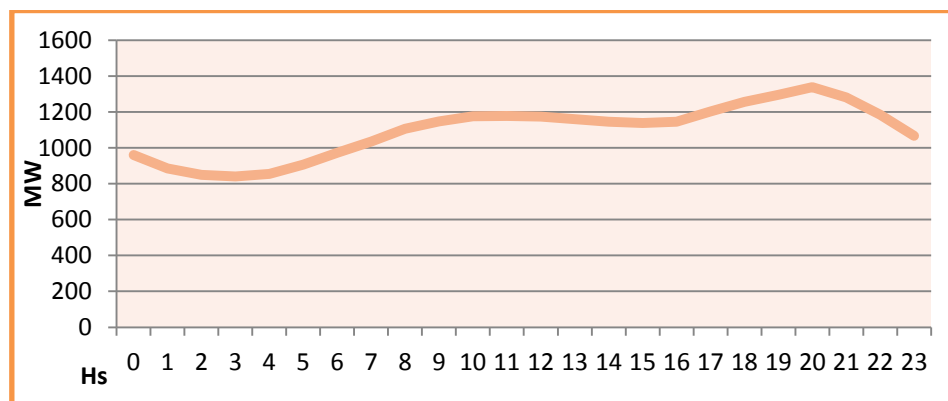


Figura 2.2.1 – Gráfico de la Demanda de Energía Eléctrica Diaria

2.3 Parque Generador Actual

Actualmente la matriz de generación eléctrica del Uruguay se compone por generadores públicos y privados, donde los privados no tienen un aporte demasiado significativo en comparación a la potencia instalada de UTE la compañía energética nacional.

El sistema nacional de generación eléctrica se compone principalmente de un mix de centrales térmicas e hídricas principalmente. En donde encontramos 1538MW instalados en 4 centrales de generación hidroeléctricas construidas entre 1937 y 1982. Estas centrales se han ido modernizando y están en su capacidad a pleno y todavía no se avizora el final de su vida útil. El potencial hídrico en Uruguay, según se cree por parte de UTE, se encuentra prácticamente explotado en su totalidad por lo que no se prevé inversiones muy importantes en este sector.

Las 4 centrales hidroeléctricas se dividen en dos, un grupo de tres centrales ubicados a lo largo del Río Negro y otro con una central ubicada en el Río Uruguay. En el primer grupo se encuentra la central Dr. Gabriel Terra, siendo esta la de mayor embalse y con una potencia instalada de de 152MW. Las otras dos son las represas de Rincón de Baygorria y Constitución, con potencias instaladas de 108MW y 333MW respectivamente. La central hidroeléctrica de Salto Grande ubicada sobre el Río Uruguay es un proyecto binacional uruguayo-argentino de lo que le corresponden a Uruguay 945MW de los 1890MW instalados.

Correspondiente a las centrales Térmicas, se encuentran Centrales de Turbo Vapor con una potencia instalada total de 255MW en el 2020 estarán al final de su vida útil. Siendo todas estas unidades ubicadas en la Central Térmica José Batlle y Ordoñez, siendo 3ª y 4ª con 50MW, la 5ª con 80MW y la 6ª con 125MW de potencia instalada.

El parque térmico a su vez se compone de turbinas de gas, contando con la Central Térmica de Respaldo de la Tabla construida en el año 1990 con 212 MW instalados y la Central de Turbo gas aeroderivadas de Punta del Tigre con 300MW de potencia instalada y construida en el año 2006. También se cuenta con 20MW en la ciudad de Maldonado estando prácticamente en desuso debido a sus altos costos. Actualmente se encuentra pre adjudicada la licitación para la construcción de una central de ciclo combinado en Punta del Tigre con una potencia máxima instalada de 520MW pudiendo funcionar tanto a gas o gas oil.

Finalmente con relación con centrales térmicas, la última adquisición en este sentido, año 2009, por parte del ente a fueron centrales de motores por 80MW.

Con relación a las energías renovables (exceptuamos la generación hidroeléctrica a gran escala) Uruguay tiene una corta historia en este sector. Actualmente se encuentran desarrolladas prácticamente solo las áreas de centrales Térmicas a Biomasa y Parque Eólicos. Actualmente en marzo de este año se inauguró una planta fotovoltaica en el departamento de Salto siendo la primera en su especie en Uruguay.

Con respecto a centrales de Biomasa es sector que se encuentra con mayor potencia instalada totalizando 218,55MW entre 8 generadores privados y asociaciones publico-privadas. Dentro de estos generadores se destaca UPM con 40MW de potencia autorizada para comercializar. Con respecto a la expansión en el sector de Biomasa el gobierno Uruguayo se planteo la adquisición de 200MW antes del 2015. Por lo que se

estima el ingreso de 120MW de Generación a partir de Biomasa en la modalidad de autodespachable.

Uruguay actualmente cuenta con 52,3MW en Parques Eólicos instalados y actualmente cuenta UTE cuenta con 880MW en contratos de compra venta de energía eólica, de los cuales al menos 150MW se encuentran en fase construcción. Además UTE ya ha firmado contrato para la construcción de casi 140MW en parques propios. Actualmente se está licitando la contratación de 71MW de energía eólica por parte de UTE en modalidad de Leasing Operativo. En todos estos proyectos eólicos se estipula por contrato su entrada en operación antes de la finalización del 2015 por lo que en caso de concretarse todos los proyectos el gobierno Uruguayo se aproximaría a los 1200MW de energía eólica que fueron trazados a lo largo del 2010 y el 2011, superando ampliamente de esta forma los 300MW que se esperaba alcanzar para en 2015 en la política energética uruguaya para el período 2005-2030.

En materia de generación eléctrica a partir de energía solar recién en marzo de este año se ha puesto en operación la primera plata fotovoltaica ubicada en el departamento de Salto con una capacidad instalada de 480 kWp. Recientemente en Mayo de 2013 el poder ejecutivo ha lanzado un decreto para la adquisición de hasta 200MW en contratos de compraventa de energía eléctrica solar fotovoltaica e implementado por UTE en el mismo mes. A la fecha se tienen pre adjudicados 166 MW de esta tecnología.

A continuación se muestra la matriz de Generación Eléctrica Uruguaya del año 2010, hasta el día de la fecha no ha tenido cambios significativos debido a que la gran mayoría de los proyectos todavía no ha entrado en operación:

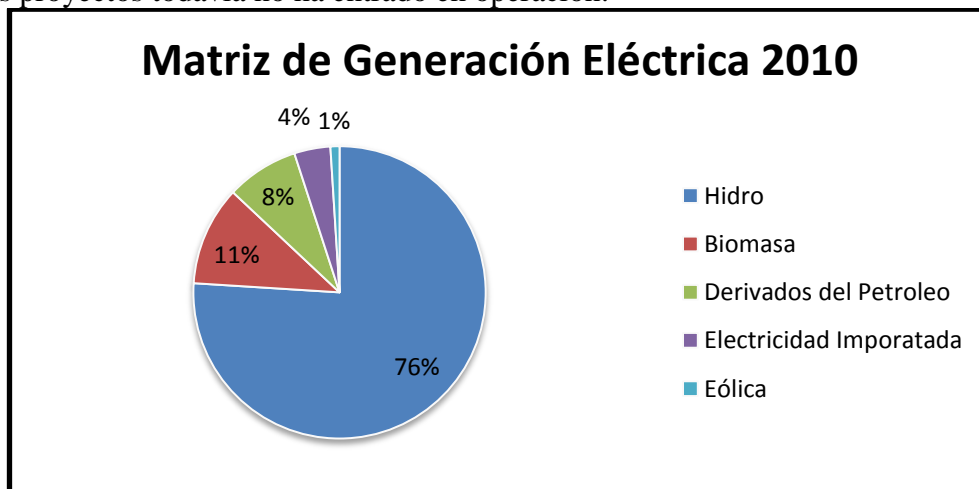


Figura 2.3.1 – Matriz de Generación Eléctrica en el año 2010

Según las proyecciones del gobierno Uruguayo de acuerdo a los proyectos que se encuentran con contratos suscriptos hasta la fecha se prevé una matriz eléctrica más diversificada que la del año 2010, apareciendo la eólica como un actor importante y un crecimiento también de la Biomasa haciendo que la energía hidráulica relegue un poco el papel preponderante que juega hoy en día pero teniendo todavía una incidencia muy grande de más de la mitad del aporte.

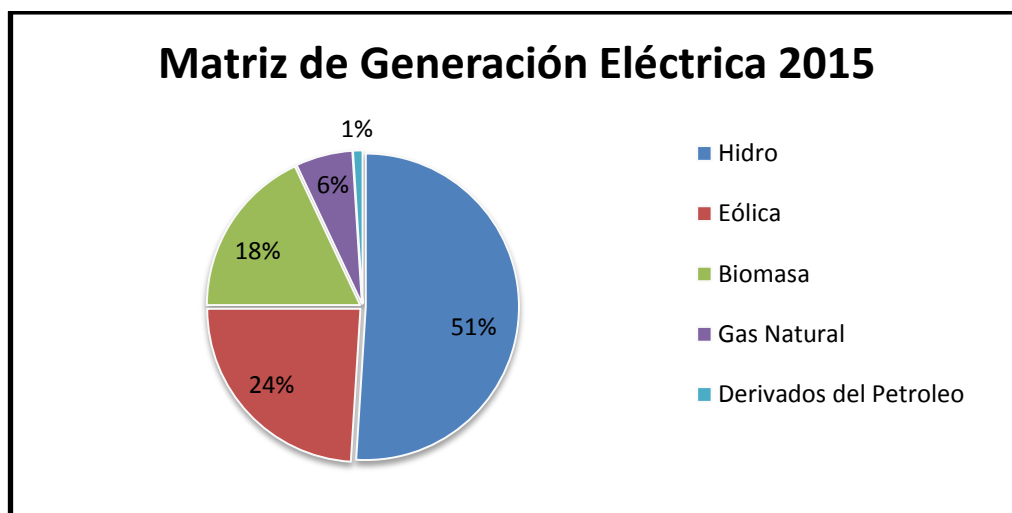


Figura 2.3.2 – Matriz de Generación Eléctrica en el año 2015

2.4 Evolución del parque de generación 2016 -2030

El siguiente cuadro muestra los equipos en servicio y los diferentes movimientos del parque generador térmico para el período en estudio.

Nombre	Pot unit MW	Pot ToT MW	CV (USD/MWh)	Pago Pot USD/MWh	Pago Energ USD/MWh	Fecha Entrada	Fecha de Salida
CB-5ta-FOP	80	80	187				01/01/2021
CB-6ta-FOP	125	125	190				01/01/2021
CC 180	180	180	104	17,56		01/01/2028	
Eol	En este generador se concentra todo el plan de expansión eólico.						

Tabla 2.4.1 – Evolución del parque generador sin especificar la evolución de la fuente eólica.

La cantidad de equipos incorporados en la ficha “Eol” depende de la interconexión con Brasil planteada. En cada caso se ensayó hasta lograr el plan de expansión que anula el gradiente de inversión de la tecnología, a lo largo del período de estudio.

2.5 Comercio Internacional

Para describir el comercio internacional de energía, alcanza con definir las reglas de intercambio de energía con Argentina y Brasil. Sin embargo, actualmente no hay ningún convenio a largo plazo con los países vecinos.

Por éste motivo, se estableció con Argentina un escenario pesimista, donde las exportaciones de energía desde Uruguay se retribuyen a un precio de USD10/MWh y se permiten exportaciones hasta 2000MW. Como contrapartida se habilitó una importación de hasta 100MW desde Argentina que se retribuyen a un precio de USD400/MWh. Este escenario se entiende que es razonable dada la coyuntura actual del vecino país. Esta hipótesis se mantiene fija durante todas las simulaciones.

Se hace variar la interconexión con Brasil a través de Melo y Rivera para simular diferentes escenarios de interconexión. El costo marginal de generación brasilero es menor que el uruguayo por lo que favorece a la importación de energía desde Brasil. De

ello, un escenario de interconexión cerrado, es de esperarse que sea más atractivo para los inversores locales, en tanto que si la interconexión es franca sería más atractivo para importar energía.

En los dos escenarios de expansión se estableció un cierre de la interconexión cuando los costos marginales fueran mayores a USD180/MWh, de forma de no compartir los recursos térmicos.

2.6 Precio de los combustibles.

Los precios del petróleo se simulan con un sintetizador CEGH para generar valores aleatorios del precio del petróleo. El generador CEGH toma las propiedades estadísticas del petróleo desestacionalizado. De esta forma se genera artificialmente un índice que mantiene las propiedades estadísticas de un petróleo sin estacionalidades.

El generador CEGH de precios del petróleo, que hemos utilizado para las simulaciones de precios está construido para crear precios en relación de un barril a USD 70. Por tanto, se debió corregir a valores más actuales por lo que se homotetizó a un barril de petróleo actual de USD 96 hasta el año 2015 y luego con una suba del barril a USD 110 a partir de ese año. Por lo que las simulaciones realizadas toman el precio del barril de petróleo con las propiedades estadísticas propias de este pero entorno al USD 110.

El gas natural se encuentra indexado con el mismo índice que el construido para indexar el petróleo debido a la fuerte correlación que existe entre ambos energéticos.

El índice de ajuste del costo de la biomasa se encuentra parametrizado por dos términos, una parte constante y otra parte sujeta directamente al índice del precio del barril de petróleo detallado anteriormente. De esta manera el indicador se encuentra afectado en 44% por la variabilidad del precio del petróleo y el restante es un término independiente que afecta el 56%.

2.7 Costos de falla.

De acuerdo al decreto aprobado el pasado 2 de abril del 2013, se establecieron los precios de falla en:

- El primer escalón de falla del 2% de la demanda con un CV del 10% mayor a la central térmica de respaldo la tablada (actualmente un costo de USD308/MWh).
- El segundo escalón de falla del 5% de la demanda con un CV de USD600/MWh.
- El tercer escalón de falla del 7,5% de la demanda con un CV de USD2400/MWh.
- El cuarto escalón de falla del 85,5% de la demanda con un CV de USD4000/MWh.

3 Metodología.

El estudio se centró en analizar las variaciones del gradiente de inversión de energía eólica a medida que se incorporaba equipos al sistema. En paralelo se analizó el despacho de carga y el costo medio anual por MWh demandado.

3.1 Definiciones

Se entiende como gradiente de inversión de una tecnología de generación, como la diferencia entre el ingreso marginal de dicha tecnología y el costo al sistema por utilizarla.

$$\nabla Inv = IMarg_{Eólica} - Costos_{Eólica}$$

El ingreso marginal de Eólica se calcula como la facturación de la energía generada al precio del costo marginal de abastecer la demanda, por tanto:

$$IMarg_{Eólica} = EE_{Eólica} \times cmg_{Montevideo}$$

El costo de la energía generada por las fuentes eólicas es de 65USD por cada MWh inyectado a la red por lo que:

$$Costos_{Eólica} = EE_{Eólica} \times 65 \text{ USD/MWh}$$

Entonces el gradiente de Inversión será:

$$\nabla Inv = EE_{Eólica} \text{ } cmg_{Montevideo} - 65 \text{ USD/MWh}$$

3.2 Comportamiento del gradiente de inversión

A partir de la definición de gradiente de Inversión de eólica se deduce que cuando éste es positivo el sistema incurre en un ahorro por incorporar esta tecnología, ya que el costo marginal es mayor que el costo de generación de la misma. En el caso que el gradiente sea negativo nos indica que el sistema está teniendo un sobrecosto por utilizar esa tecnología.

Como el sistema tiene un alto componente hidráulico en su matriz de generación se puede observar una fuerte estacionalidad en su costo marginal, esto nos dificulta para observar a lo largo del año si se está incurriendo en un ahorro o sobrecosto en el CAD. En cambio si observamos el gradiente de inversión acumulado a lo largo de dicho año podemos sacar conclusiones de beneficio económico para el sistema debido a que la señal es menos ruidosa.

De esta manera, cuando el gradiente acumulado de inversión (la sumatoria de los gradientes de inversión para el período de observación) muestra una tendencia creciente, se desprende que el sistema se ve beneficiado por el ingreso de la tecnología en cuestión.

Ocurre análogamente si el gradiente de inversión acumulado es mayoritariamente negativo en ese período se observará una pendiente negativa en el acumulado. Por tanto, esto advierte al sistema que está incurriendo en sobre costo por el uso de esta tecnología.

Cuando el gradiente de inversión acumulado tiene una pendiente nula el sistema está en una condición óptima del uso de la tecnología.

3.3 Escenarios modelados

Los escenarios considerados para elaboración de plan de expansión son:

- 1) Escenario con Conversora de Melo y Rivera abiertas. Consideramos abierta a la situación de conexión prácticamente franca donde los precios spot de Brasil se les agrega 30 USD/MW.
- 2) Escenario con Conversora de Melo y Rivera cerradas. Consideramos cerrada a la situación de conexión prácticamente franca donde los precios spot de Brasil se les agrega 300 USD/MW.

Para cada uno de los escenarios de interconexión con Brasil, mediante el procedimiento de anular la pendiente del gradiente de inversión acumulado, se obtuvo un plan anual de inversiones en energía eólica que satisface las condiciones solicitadas. Luego, cada plan de expansión devuelve la evolución del CAD anual hasta el año 2030.

Si tomamos en consideración el escenario adverso para la optimización de expansión sin interconexión con Brasil, se puede identificar dos tipos de escenarios más. Un primer escenario en el cual la programación de inversiones para generadores de energía eólica se mantiene sin importar que se haya realizado efectivamente una interconexión franca con Brasil. Luego un segundo posible escenario, se cree que podría ser más realista, es una disminución drástica del precio de la energía desde Brasil en un momento determinado (debido a un acuerdo comercial con el vecino país) y una respuesta del sistema local con una reprogramación de las inversiones. Esto se modela en un caso en el que se llegue de forma atrasada a un acuerdo de interconexión franca con Brasil. Para el estudio se optó por el segundo escenario debido a que es una suposición más realista.

El escenario adverso para un plan de expansión en un sistema interconectado con Brasil, es que en algún momento determinado los acuerdos realizados se caen y el precio de la energía desde Brasil es comprada con un sobre costo de 300 USD/MW.

Es razonable este escenario ya que modelaría la adaptación del sistema a un cambio brusco en el intercambio de energía con Brasil. Un posible motivo de ocurrencia de este evento puede ser un desacuerdo político entre países o cambio en las legislaciones.

Por tanto los escenarios adversos son:

1. Escenario con Conversora de Melo abierta, es decir interconexión franca y en un momento determinado aumenta drásticamente el sobre costo de la energía,
2. Escenario con Conversora de Melo cerrada, donde comienza con un alto sobre costo en la energía eléctrica desde Brasil y luego disminuye drásticamente.

Es importante tomar en cuenta las ciertas hipótesis para la simulación de la reprogramaciones de inversión:

1. El sistema tiene una inercia de dos años, por lo que luego de algún evento puede reprogramar sus inversión transcurrido 2 años desde la ocurrencia del mismo.

2. El sistema es incapaz de incorporar más de 500MW de energía eólica en el período de un año.

Con estos se elaboró un cuadro de decisión que refleja los CAD obtenidos en cada escenario y los costos de arrepentimiento en caso de que ocurrieran escenarios adversos.

4 Resultados del estudio

4.1 Escenario con Brasil abierto

4.1.1 Expansión con Brasil Abierto y Escenario Abierto

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Incremento MW	0	0	0	0	220	360	240	160
Acumulado MW	780	780	780	780	1000	1360	1600	1760
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Incremento MW	220	320	300	300	180	240	320	0
Acumulado MW	1980	2300	2600	2900	3080	3320	3640	3640

Tabla 4.1.1.1 – Evolución del parque de generación eólica con Brasil Abierto y Escenario Abierto

De acuerdo a los resultados para anular el gradiente de inversión promedio sería necesario incorporar 190MW/año de potencia eólica instalada. Como el período en estudio desde el 2016 al 2030, se ha sobreequipado el sistema de eólica con la expansión hasta el año 2015 que estaba propuesta por lo que se debió frenar las inversiones hasta que la pendiente del gradiente de inversión se anulara.

Magnitud	Valor	Unidades
Costo Medio de la energía	64,2	USD/MWh
Potencia eólica a incorporar por año	190	MW/año
CAD del 2016-2030	16,60	Miles MUSD

Tabla 4.1.1.2 – Resultados relevantes del escenario con Brasil Abierto y Escenario Abierto

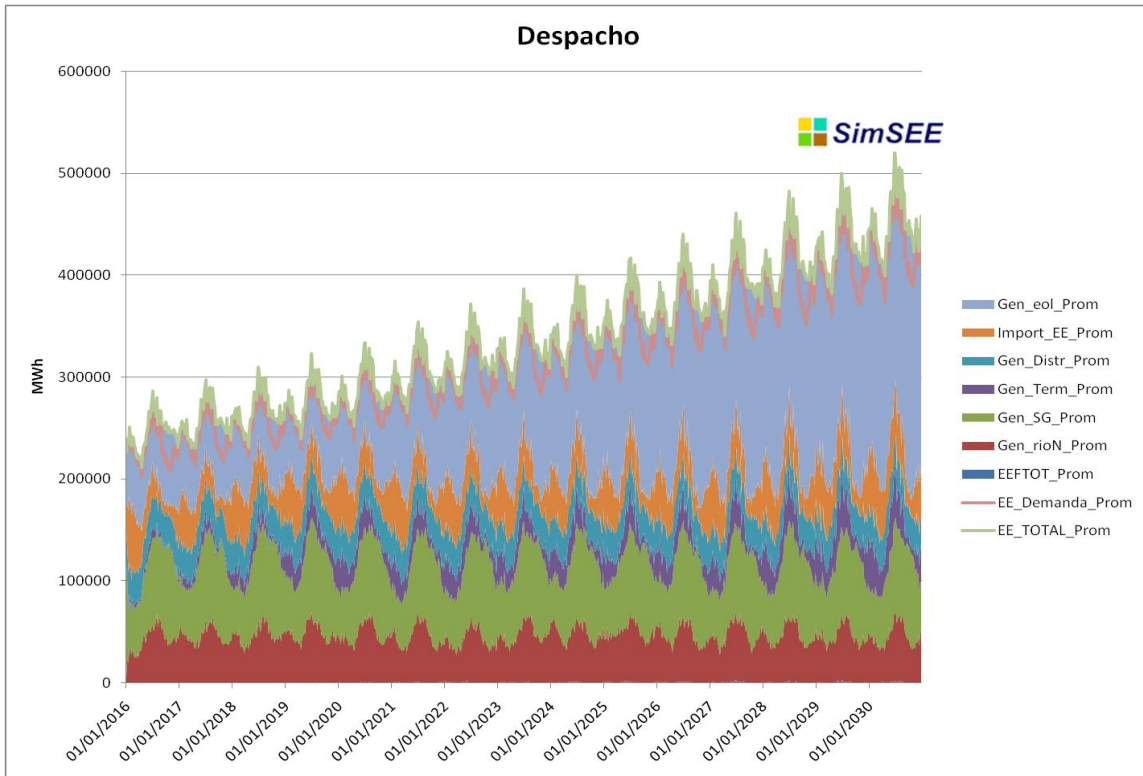


Figura 4.1.1.1 – Curva de despacho del escenario con Brasil Abierto y Escenario Abierto

Se observa el amplio nivel de importación de energía eléctrica al sistema, esto se debe principalmente a los bajos costos del energía en Brasil teniendo acceso a un recurso muy barato en comparación a otras tecnologías utilizadas

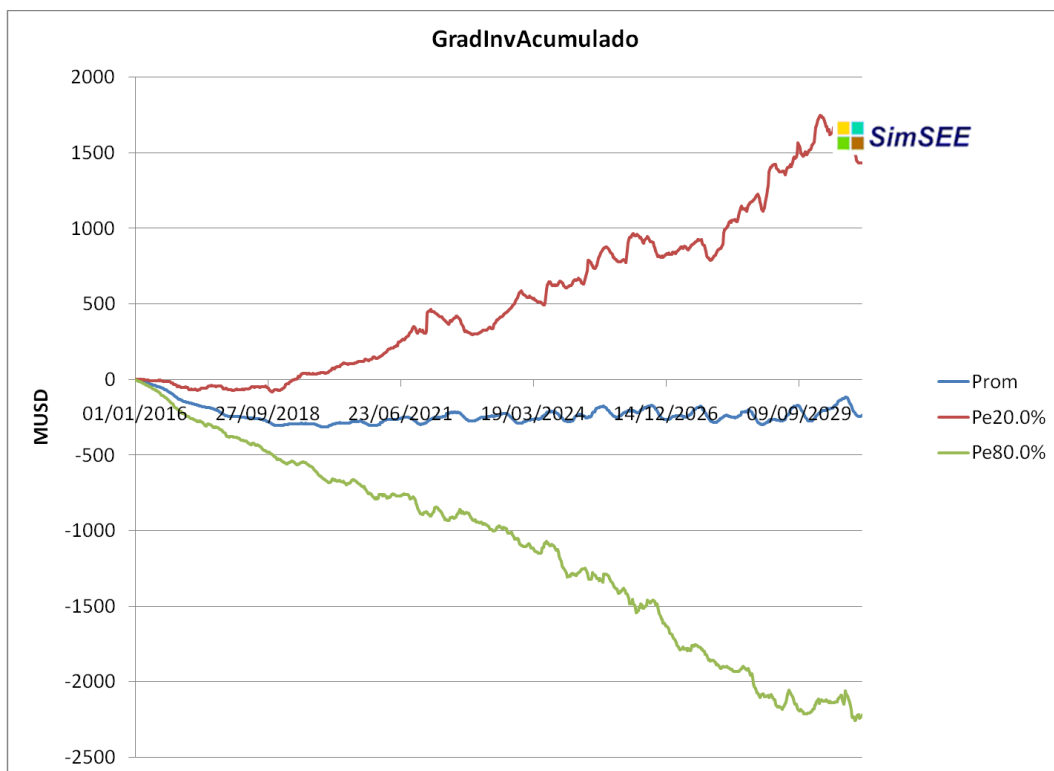


Figura 4.1.1.2 – Gradiente de inversión con Brasil Abierto y Escenario Abierto

En este gráfico se puede observar el sobre equipamiento del sistema al inicio del período de estudio, mostrando una pendiente negativa en el gradiente de inversión. Luego frenando el ingreso de generadores nuevos se obtuvo el plan óptimo.

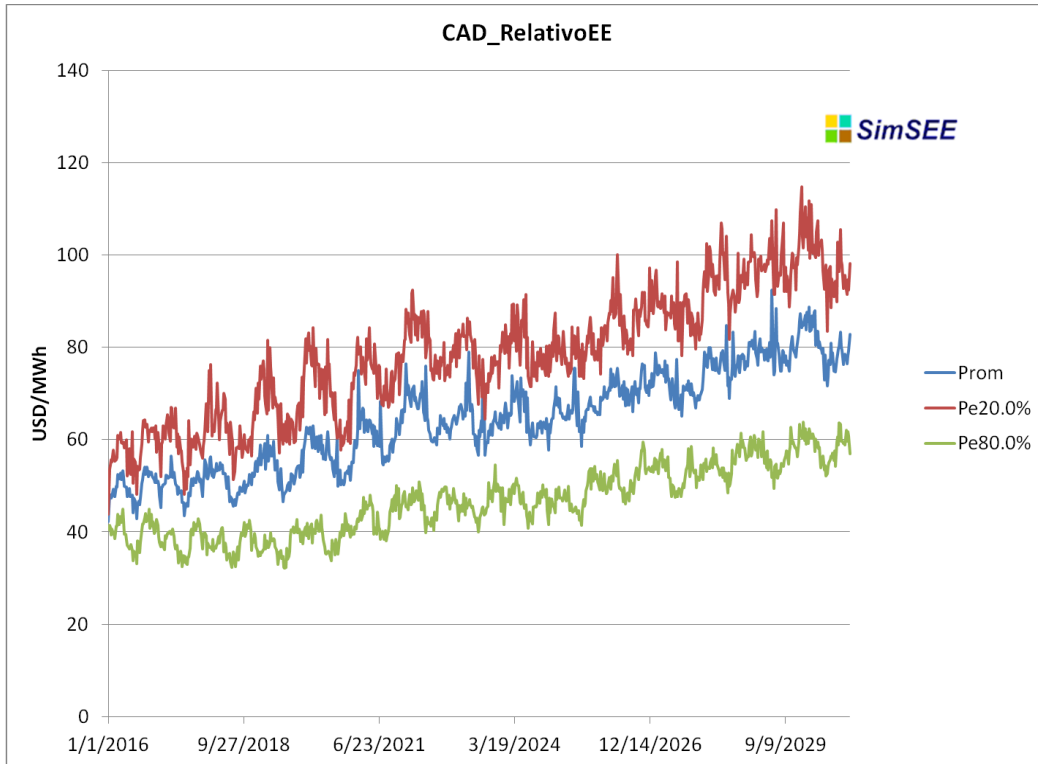


Figura 4.1.1.3 – Costo de Abastecimiento de la demanda por MWh generado con Brasil Abierto y Escenario Abierto

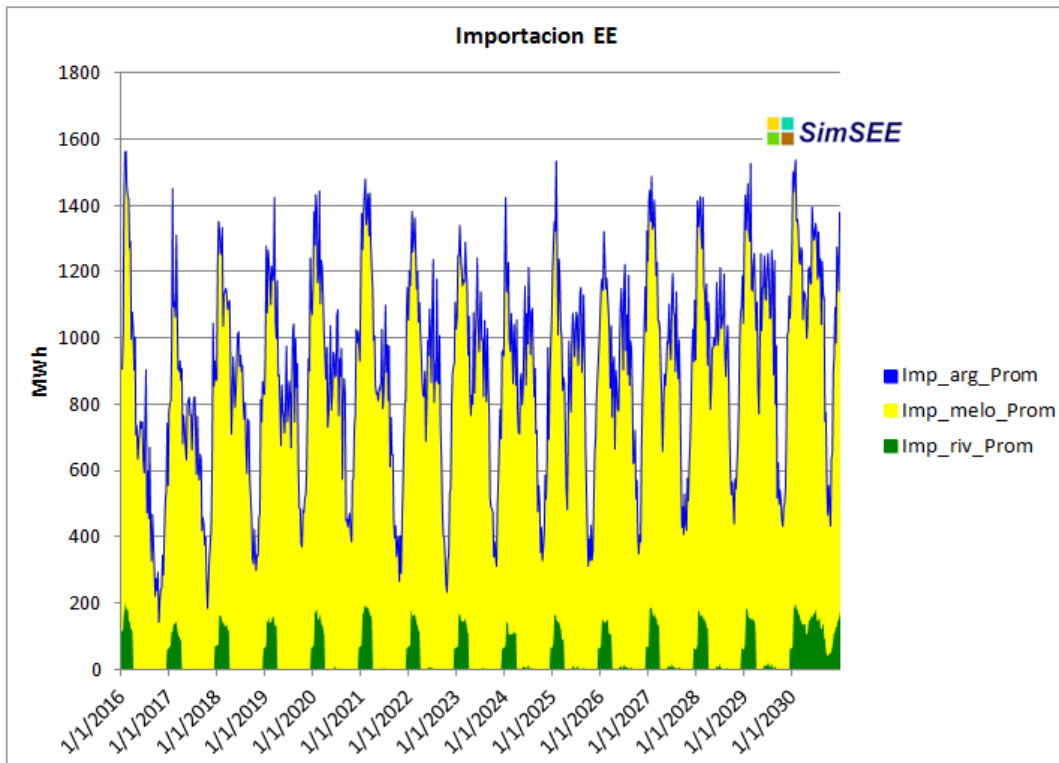


Figura 4.1.1.4 – Importación de energía eléctrica con Brasil Abierto y Escenario Abierto

4.1.2 Expansión con Brasil Abierto y Escenario Adverso.

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Incremento MW	0	0	0	0	220	360	240	500
Acumulado MW	780	780	780	780	1000	1360	1600	2100
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Incremento MW	500	340	240	400	160	340	220	0
Acumulado MW	2600	2940	3180	3580	3740	4080	4300	4300

Tabla 4.1.2.1 – Evolución del parque de generación eólica con Brasil Abierto y Escenario Adverso

Magnitud	Valor	Unidades
Costo Medio de la energía	75.1	USD/MWh
Potencia eólica a incorporar por año	235	MW/año
CAD del 2016-2030	19.54	Miles MUSD

Tabla 4.1.2.2 – Resultados relevantes del escenario con Brasil Abierto y Escenario Adverso

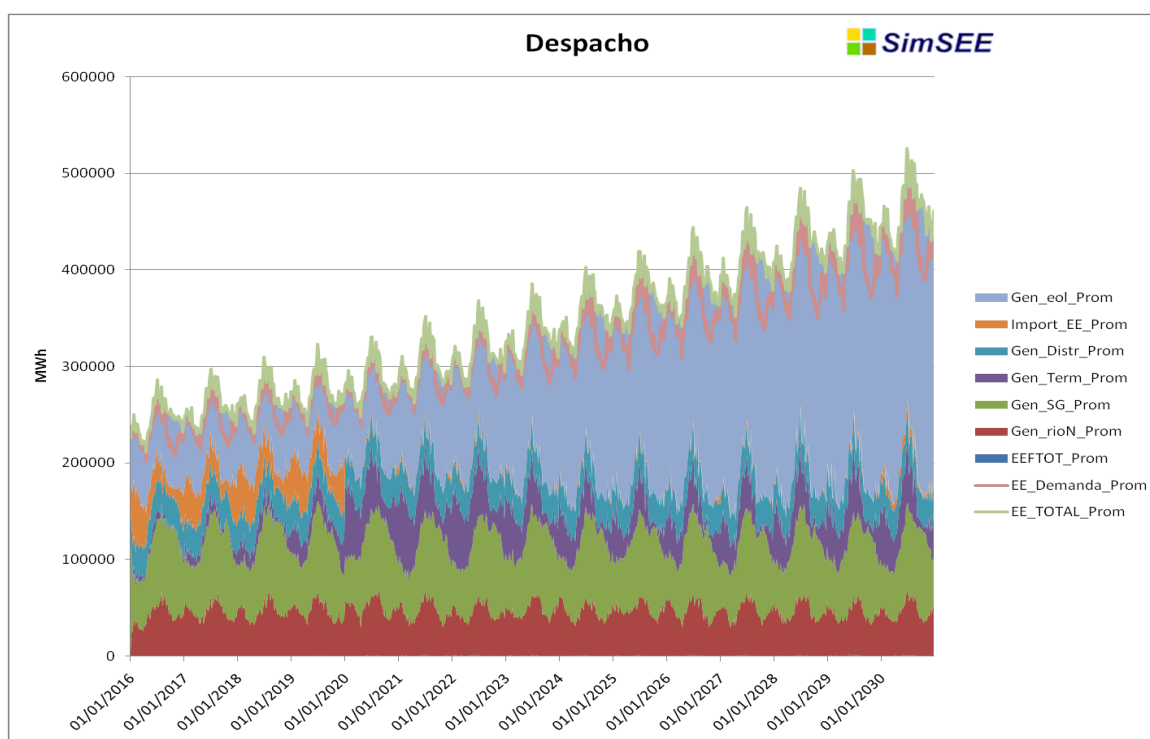


Figura 4.1.2.1 – Curva de despacho del escenario con Brasil Abierto y Escenario Adverso

Observando el gráfico de despacho se aprecia que el ingreso del nuevo régimen corta el flujo de energía de origen de importación y se sustituye por generación de origen térmico. Luego de la reprogramación de las inversiones de eólica se observa que la energía de origen térmico comienza a reducir su participación en el parque generador.

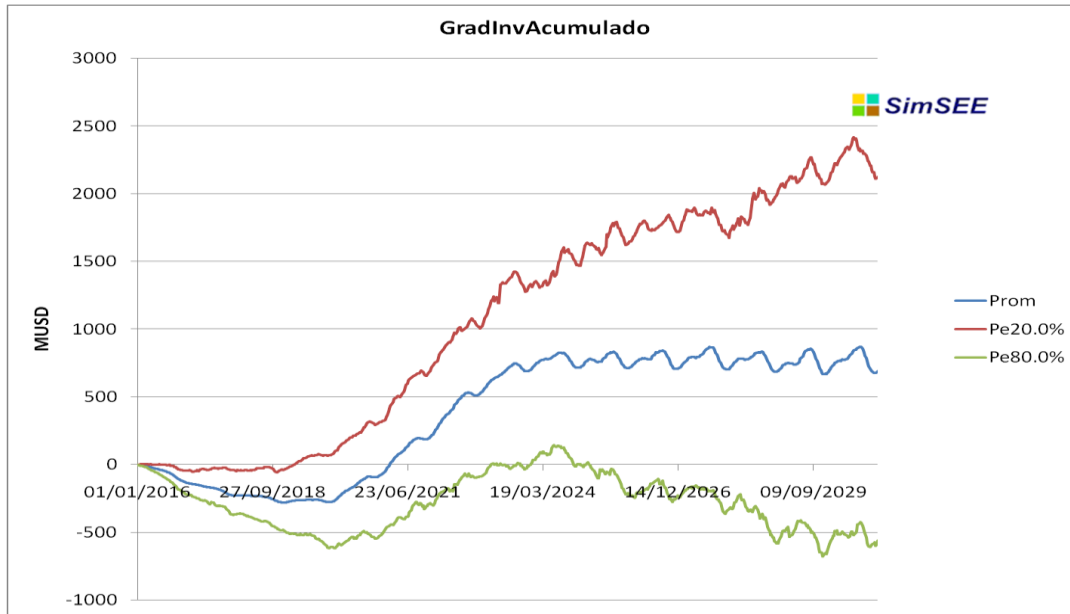


Figura 4.1.2.2 – Gradiente de inversión con Brasil Abierto y Escenario Adverso

Se desprende del grafico del gradiente de inversión que el sistema se encuentra sub equipado en energía eólica por eso el gradiente se dispara con pendiente positiva. Hasta el momento en que se repograman las inversiones que nuevamente la pendiente es llevada a cero.

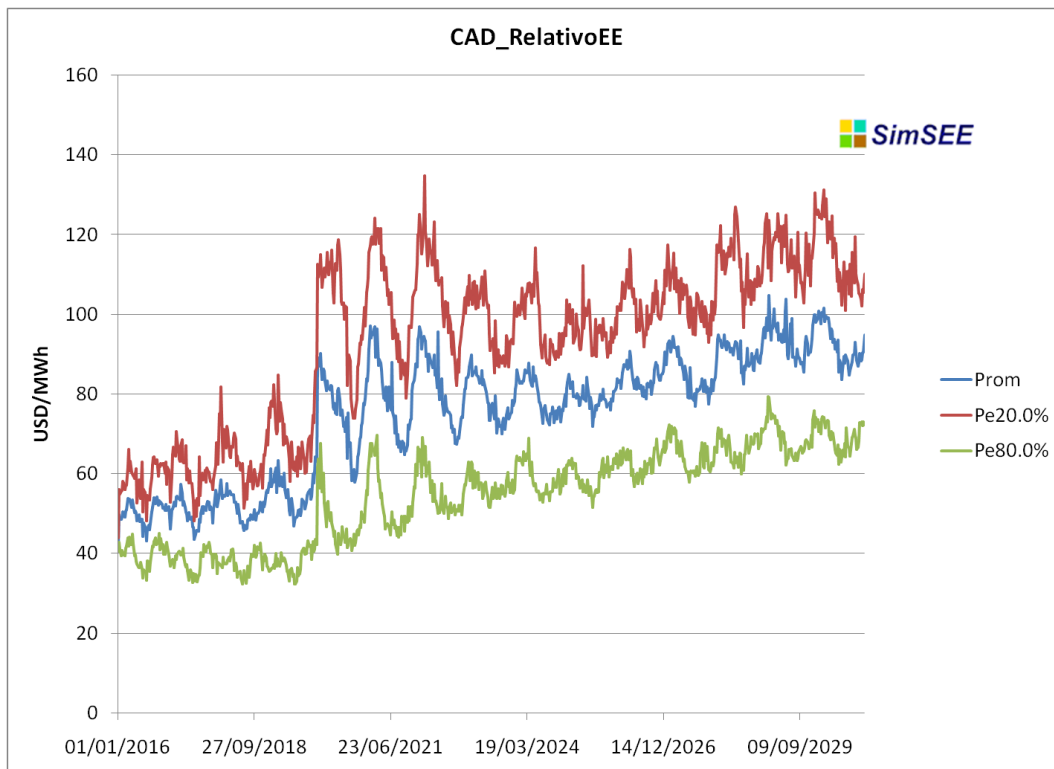


Figura 4.1.2.3 – Costo de Abastecimiento de la demanda por MWh generado con Brasil Abierto y Escenario Adverso

Se puede observar en el costo promedio de la energía el aumento importante del costo promedio debido al cambio de régimen de intercambio de energía con Brasil. Este aumento del precio se debe a que la energía que se traía de Brasil pasa a ser generada por el parte térmico siendo mucho más cara que la energía importada.

4.1.3 Comparación de Escenarios

Para la comparación de ambos escenarios de detalla el CAD anual para cada uno.

Año	Brasil Abierto	Escenario Adverso
	CAD MUSD	CAD MUSD
2016	609	614
2017	632	638
2018	673	681
2019	742	759
2020	810	1080
2021	939	1223
2022	1025	1284
2023	1048	1296
2024	1112	1357
2025	1190	1418
2026	1330	1575
2027	1427	1691
2028	1568	1851
2029	1699	2005
2030	1797	2066
Total	16603	19537

Tabla 4.1.3.1 – Comparación del Costo de Abastecimiento de la demanda para los diferentes escenarios

Se observa como el CAD en el escenario adverso aumenta. Era de esperar este aumento debido al incremento de generación térmica en el período transitorio hasta la reprogramación de inversiones y debido a que luego de reprogramadas las inversiones se dejo de utilizar un recurso de bajo costo como el de la energía proveniente desde Brasil. En el gráfico se puede observar el desvío en los CAD en cada escenario simulado. Además la diferencia de los CAD es importante siendo de 2934 MUSD y en términos relativos del 18%.

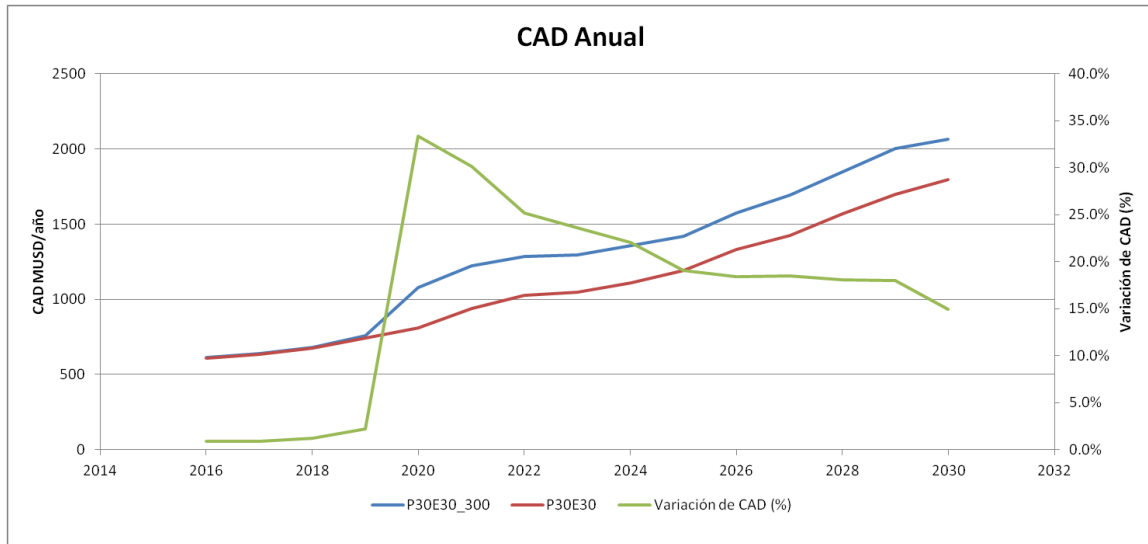


Figura 4.1.3.1– Comparación de la evolución de los CAD y diferencia en valores relativos

Escenario con Brasil Cerrado

4.1.4 Expansión con Brasil Cerrado y escenario cerrado

Plan de expansión eólico:

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Incremento MW	280	0	120	200	400	260	200	220
Acumulado MW	1060	1060	1180	1380	1780	2040	2240	2460
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Incremento MW	200	400	170	450	90	450	220	0
Acumulado MW	2660	3060	3230	3680	3770	4220	4440	4440

Tabla 4.2.1.1 – Evolución del parque de generación eólica con Brasil Cerrado y Escenario Cerrado

En la tabla se detallan las inversiones a realizar en energía eólica para la suposición de un sistema interconectado sin la incorporación de la interconexión con Brasil.

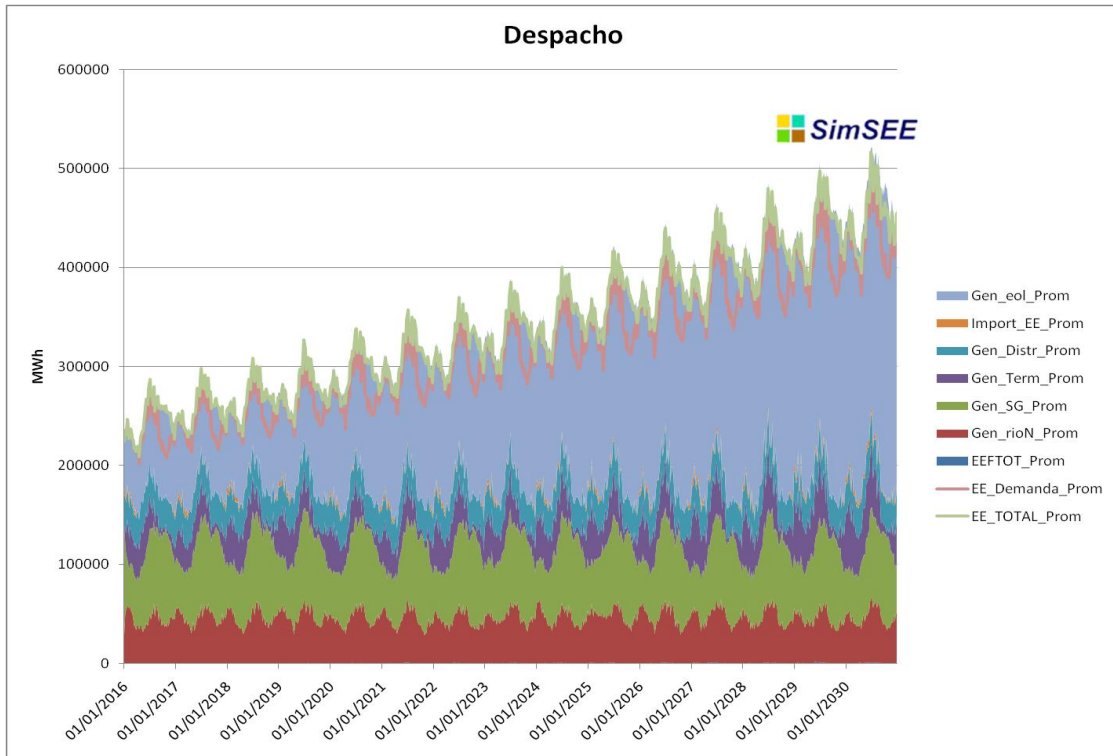


Figura 4.2.1.1 – Curva de despacho del escenario con Brasil Cerrado y Escenario Cerrado

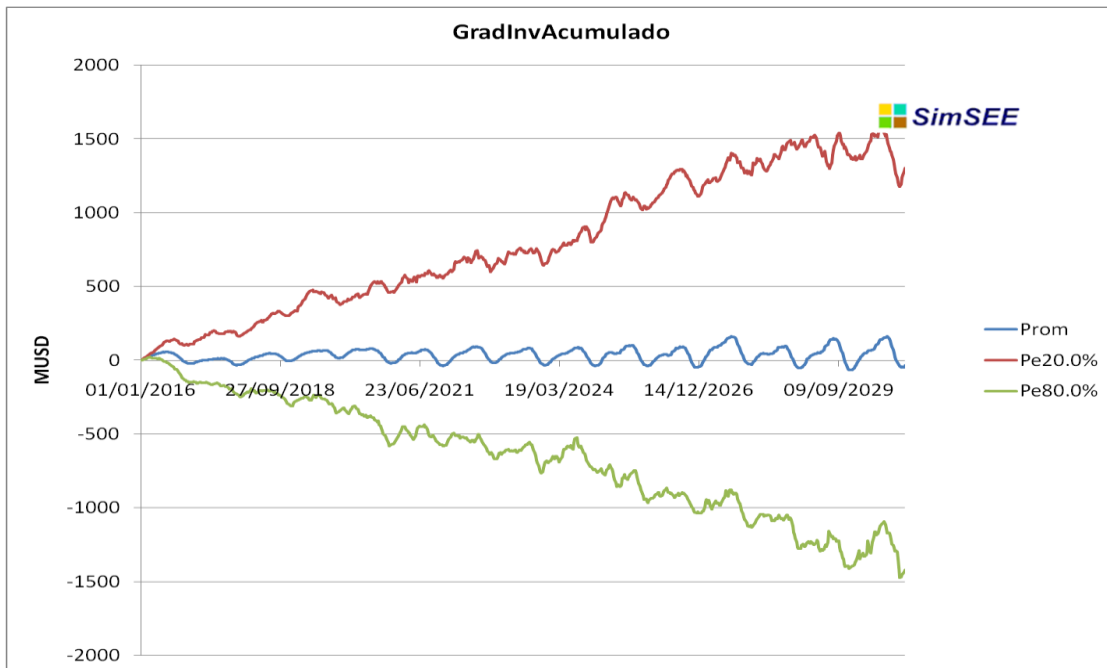


Figura 4.2.1.2 – Gradiente de inversión con Brasil Cerrado y Escenario Cerrado.

En la curva de despacho muestra claramente la trayectoria del gradiente de inversión acumulado de eólica. Se puede percibir la oscilación de la curva entorno al cero como se espera del criterio de optimización utilizado.

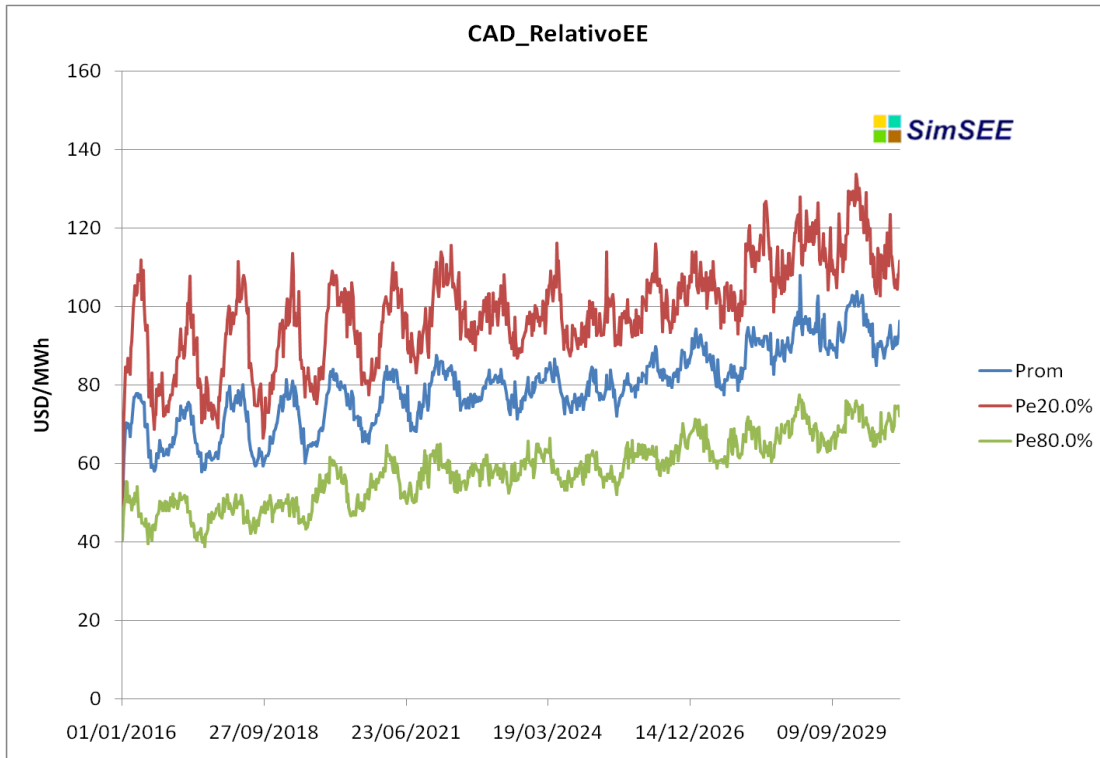


Figura 4.2.1.3 – Costo de Abastecimiento de la demanda por MWh generado con Brasil Cerrado y Escenario Cerrado.

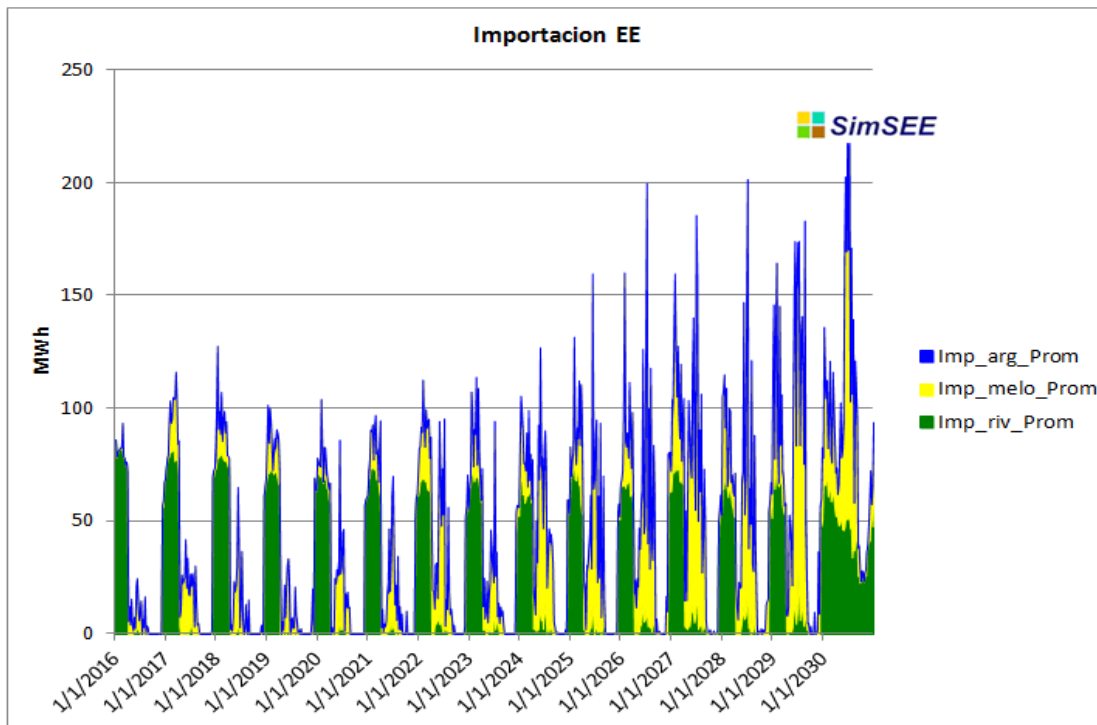


Figura 4.2.1.4 – Importación de energía eléctrica con Brasil Cerrado y Escenario Cerrado

De las simulaciones realizadas se obtuvieron los resultados expuestos en la tabla a continuación.

Magnitud	Valor	Unidades
Costo Medio de la energía	79,3	USD/MWh
Potencia eólica a incorporar por año	244	MW/año
CAD del 2016-2030	20,35	Miles MUSD

Tabla 4.2.1.2 – Resultados relevantes del escenario con Brasil Cerrado y Escenario Cerrado

4.1.5 Expansión con Brasil Cerrado y escenario adverso

Como se explicó anteriormente en este escenario se tenía programada una inversión en generadores eólicos pero en el 01/01/2020 comienza a regir un nuevo régimen de intercambio disminuyendo el costo de la energía desde USD 300 a USD30. Tomando en cuenta la inercia del sistema recién a partir del año 2022 reacciona reprogramando las inversiones. Como el sistema venía con un régimen de inversión relativamente agresivo lo primero que realiza a partir del año 2022 es frenas todas las inversiones debido al sobre equipamiento incurrido.

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Incremento MW	280	0	120	200	420	260	0	0
Acumulado MW	1060	1060	1180	1380	1780	2040	2040	2040
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Incremento MW	0	260	300	300	180	240	320	0
Acumulado MW	2040	2300	2600	2900	3080	3320	3640	3640

Tabla 4.2.2.1 – Evolución del parque de generación eólica con Brasil Cerrado y Escenario Adverso

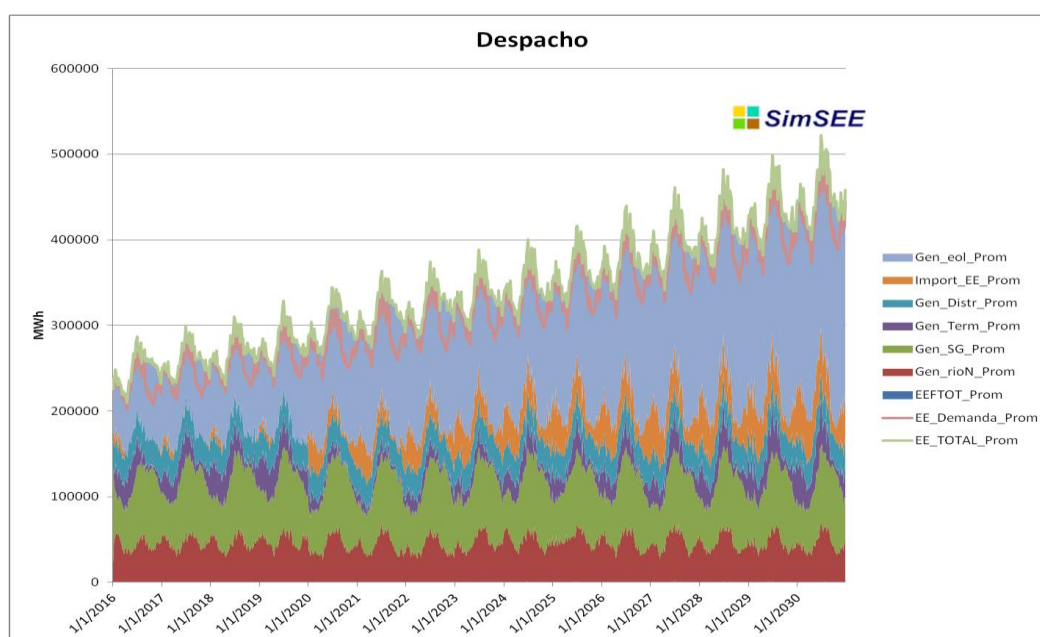


Figura 4.2.2.1 –Curva de despacho con Brasil Cerrado y Escenario Adverso.

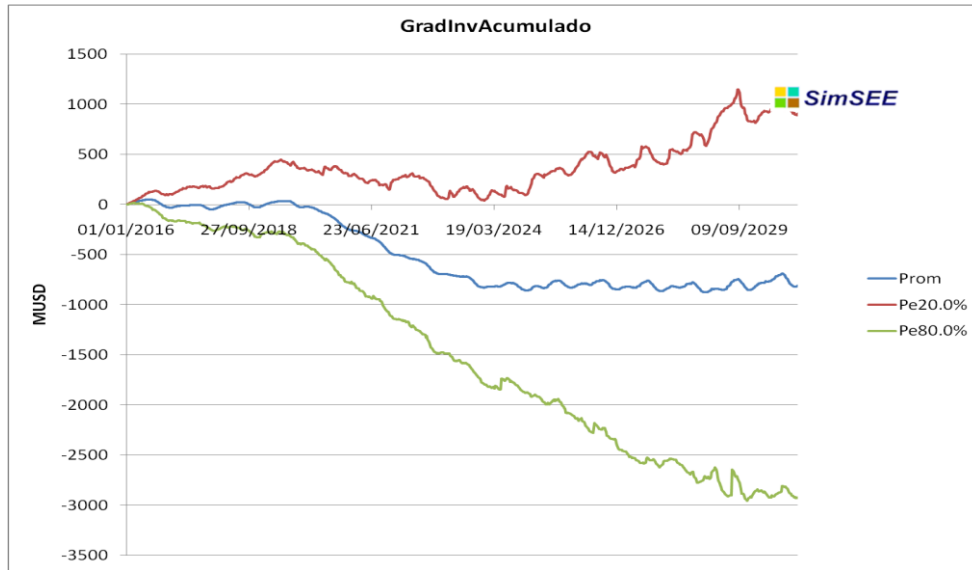


Figura 4.2.2.2 – Gradiente de inversión con Brasil Cerrado y Escenario Adverso.

Se puede observar al inicio del período que el gradiente de inversión sigue el óptimo hasta que se produce la apertura de la interconexión con Brasil, a partir de este momento y el sistema se encuentra sobre equipado en la tecnología en estudio teniendo que producir atrasos en las inversiones planeadas. De esta forma el sistema luego de los dos años de retardo que tiene, reprograma las inversiones en energía eólica hasta que anula la pendiente del gradiente de inversión acumulado.

Magnitud	Valor	Unidades
Costo Medio de la energía	70,0	USD/MWh
Potencia eólica a incorporar por año	192	MW/año
CAD del 2016-2030	17,76	Miles MUSD

Tabla 4.2.2.2 – Resultados relevantes del escenario con Brasil Cerrado y Escenario Adverso

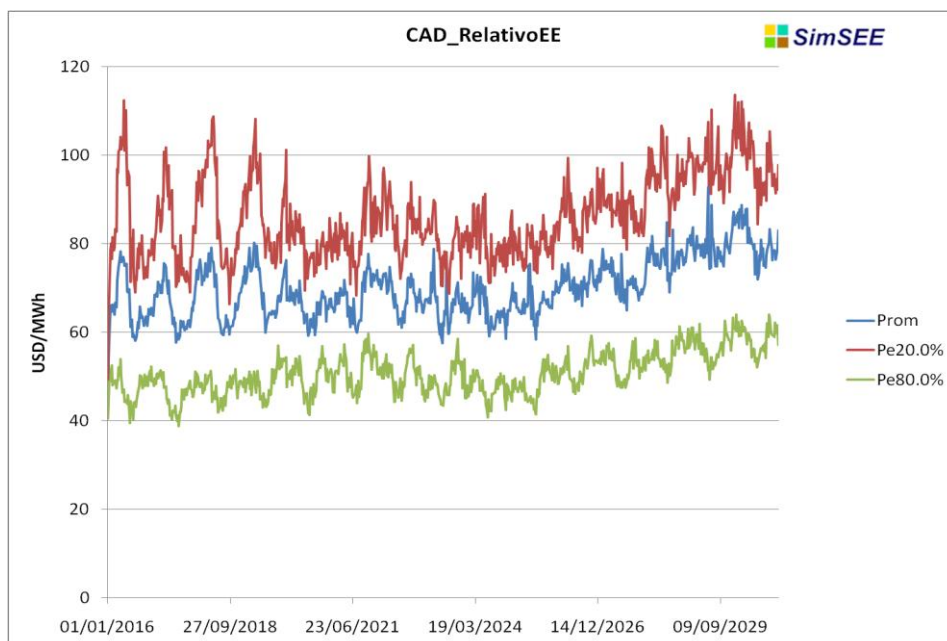


Figura 4.2.2.3 – Costo de Abastecimiento de la demanda por MWh generado con Brasil Cerrado y Escenario Cerrado.

En la gráfico a continuación se observa cómo a partir del 2020 empieza una fuerte importación de eléctrica desde Brasil, esto se da ya que los precios de generación en Brasil son más bajos que en Uruguay.

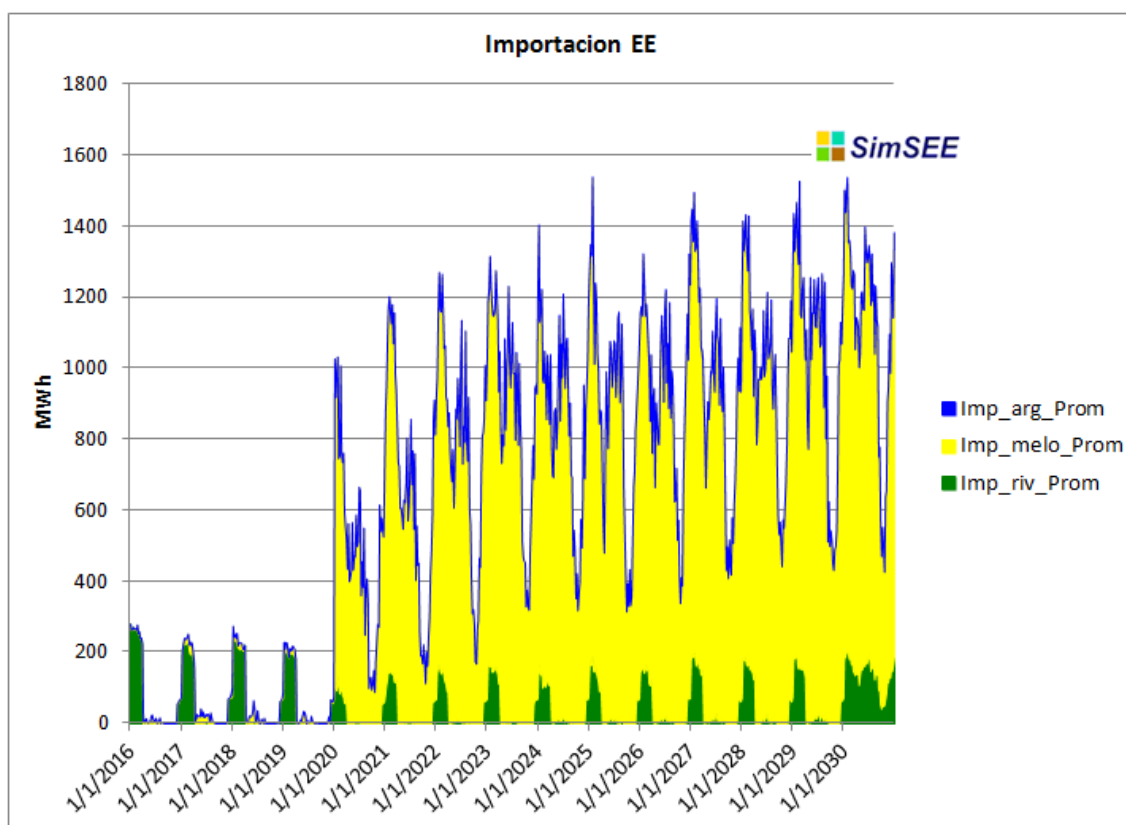


Figura 4.2.2.4 – importaciones de energía eléctrica con Brasil Cerrado y Escenario Cerrado.

4.1.6 Comparación de Escenarios

Para la comparación de ambos escenarios de detalla el CAD anual para cada uno.

Año	Escenario Adverso	Escenario Cerrado
	CAD (MUSD)	CAD (MUSD)
2016	805	817
2017	830	840
2018	897	907
2019	966	982
2020	941	1067
2021	1037	1181
2022	1079	1256
2023	1082	1292
2024	1114	1351
2025	1189	1420
2026	1329	1576
2027	1427	1693
2028	1568	1851
2029	1700	2009
2030	1798	2110
Total	17763	20354

Tabla 4.2.3.1 – Comparación del Costo de Abastecimiento de la demanda para los diferentes escenarios

Se aprecia una diferencia sensible entre ambos CAD siendo de MUSD 2591 o del 13%. En un principio se podía esperar que el CAD en el escenario adverso fuera mayor debido a que el cambio en el régimen de la interconexión hace que el sistema se encuentre sobre equipado, no teniendo una buena administración de sus recursos. Pero sucede que el sistema es dinámico y logra adaptarse al cambio sucedido, logrando acceder a una recurso de menor costo y por ende bajar el CAD.

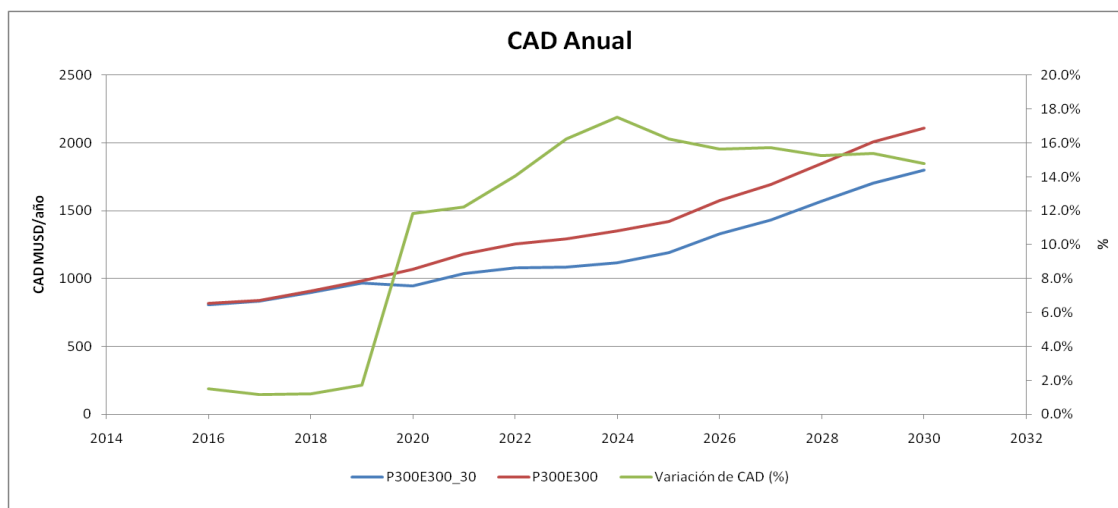


Figura 4.1.3.1– Comparación de la evolución de los CAD y diferencia en valores relativos

5 Resumen de resultados

Habiendo calculado los CADs para los escenarios óptimos y los adversos se puede crear la tabla a continuación para comparar todos los escenarios de forma global.

	Escenario Brasil Cerrado (MUSD)	Escenario Brasil Abierto (MUSD)	Costo Arrepentimiento (MUSD)
Expansión Cerrada	20354	17763	2591
Expansión Abierta	19537	16603	- 2934

Figura 5.1– Comparación de la evolución de los CAD y costos de arrepentimiento

6 Conclusiones

Como primera conclusión se puede afirmar que se han llegado a los resultados esperados respecto a los escenarios planteados.

Primerio, se aprecia una disminución en el CAD en el escenario adverso para la expansión cerrada, esto era predecible debido a que se accede a una fuente de energía eléctrica de menor costo, el CAD debería descender si es que el sistema reacciona rápidamente y reprograma las inversiones.

La diferencia entre ambos escenarios es significativa permitiendo al sistema ahorrarse un 13% respecto a lo planeado.

Respecto al escenario adverso para expansión abierta se da también el resultado esperado, el CAD aumenta con una expansión que subequipa al sistema debido a que supone una interconexión con Brasil que luego no se concreta. Para este caso también se da una variación apreciable de CAD en donde el sistema incurre en un sobre costo de 18% respecto a lo planeado.

Como conclusión general se entiende que el mejor escenario que se puede dar en el sistema eléctrico uruguayo es planificar una expansión abierta con Brasil y que se dé de esta forma.

Inclusive en condiciones mercado abierto con Brasil, se denota que un plan de expansión por encima del que anula el gradiente de inversión (sobre equiparse), reduce los riesgos en los costos de abastecimiento de la demanda.