

Sobrecostos acumulados incurridos por retraso de Inversiones en Generación entre los años 2024 y 2026.

Gonzalo Casaravilla, Ximena Caporale

Departamento de Potencia - IIE - FI
Universidad de la República - URUGUAY

Reporte Técnico N° 10

Palabras clave: Energía, Generación, Planificación, Uruguay.

El presente trabajo se inscribe en uno de los fines de la Universidad de la República: "**contribuir al estudio de los problemas de interés general y propender a su comprensión pública**" (Artículo 2 de la ley Universitaria).

Resumen: Se analizan los costos incurridos asociados al retraso de inversiones de los años 2024 a 2026 en la Generación de Energía Eléctrica en Uruguay.

Los escenarios a comparar son: a) **PEG33**, que es la Planificación Decenal 2024-2033 realizada el año 2022 por parte de Grupo de Energía Eléctrica de la Facultad de Ingeniería de la UDELAR, b) **PEG34**, que es Planificación 2025-2034 realizada en el 2023, c) **ADME**, que es la expansión incluida por la Administración del Mercado Eléctrico de Uruguay en su Planificación Estacional de Mayo de 2023, d) **UTE**, que son las inversiones anunciadas por la empresa eléctrica de Uruguay para los años 2025 y 2026, y e) **Base**, que es un escenario sin expansión.

En general se analizan y comparan escenarios de expansión suponiendo una **Baja Demanda** esperada. Solo se analiza un escenario de **Alta Demanda** esperada para evaluar la situación extrema asociada a la efectiva instalación de un **Data Center** que requeriría una demanda adicional relativamente importante en el corto y mediano plazo.

En todos los escenarios se incluyen los 29 MW que UTE informa estarán operativos en 2024. En todos los escenarios se asume como criterio conservador que se exportan los excedentes energéticos ocasionales a un precio de 12 USD/MWh. Todos los números asociados con costos se refieren a dólares del año 2023 y son el acumulado de los años 2024 a 2026.

El resultado es por una parte, que comparando con el escenario PEG33, los sobrecostos de cada escenario en Valor Esperado son : 16 (PEG34), -3 (ADME), 83 (UTE) y 87 (Base) millones de dólares.

Por otra parte, para el conjunto de 10% de casos mas adversos, el costo promedio se ve incrementado respecto al PEG33 en: 48 (PEG34), -17 (ADME), 279 (UTE) y 289 (Base) millones de dólares. Finalmente, en el conjunto de 10% de casos mas favorables, el costo promedio se ve reducido en: 4 (PEG34), -1 (ADME), 19 (UTE) y 21 (Base) millones de dólares.

Como estudio de sensibilidad de los resultados y atendiendo al hecho de que se está pudiendo comprar excedentes térmicos en la región a precios convenientes, se modeló que los costos de las térmicas se reducen un 35%. En este caso, los sobrecostos incurridos en Valor Esperado se reducen aproximadamente a la

El contenido de este artículo es de entera responsabilidad de sus autores, y no refleja necesariamente la posición de las instituciones de las que forman parte.

tercera parte, los sobrecostos de casos mas adversos se reducen a la mitad, y la reducción de costos de casos mas favorables aumentan al doble.

Finalmente se evalúa el Valore Esperado del sobrecosto en un marco de la ocurrencia de una **Alta Demanda** y que no se concreten las inversiones consideradas por ADME para los años 2025 y 2026, dando como resultado un aumento de costos de 147 millones de dólares para un valor normal del combustible de las térmicas y de 71 millones de dólares si las térmicas costaran un 35 % menos.

Se concluye que con las hipótesis consideradas en el estudio, incluso con Baja Demanda esperada, ya se habría incurrido en sobrecostos en Valor Esperado, que difícilmente sean remediables, ya que el tiempo que media en Uruguay entre que se decide una inversión de ERNC y la misma está disponible, es al menos de un par de años.

En lo que refiere a comparar las curvas de Riesgo y evaluar los Costos de Arrepentimiento entre escenarios para los casos adversos o favorables considerados, los sobrecostos de los casos mas adversos son sensiblemente mayores a los beneficios de los casos mas favorables. En el caso de costos de combustible normales, la razón es 15 a 1, y en el caso de costos de combustibles un 35 % más bajos, la razón es 4 a 1.

Asimismo, en el caso de que finalmente se instale el **Data Center** que en estos días ha sido anunciado, se configuraría un escenario de **Alta Demanda** esperada, que requerirá acelerar la toma de decisiones para mitigar los sobrecostos y riesgos informados.

1. Introducción

Todo estudio de Planificación de la Expansión de la Generación (PEG) implica suponer hipótesis básicamente sobre la Demanda, el precios del barril del petróleo y los precios de las inversiones. Todo lo demás refiere a temas operativos en los que lo que prevalece es la experiencia de la operación. En el caso de Uruguay se cuenta con herramientas de simulación y optimización del despacho probadas y continuamente ajustadas para obtener los mejores resultados económicos y de comportamiento (por ejemplo cotas extremas, caudales mínimos, etc.) [1]. Dicha responsabilidad recae en ADME, para lo cual cuenta con personal propio y la asistencia de personal del Despacho de Carga de UTE.

Realizadas las expansiones óptimas que minimicen el costo del sistema, se puede complementar el análisis con estudios de Costos de Arrepentimiento. En [2] se presentó una metodología para estudiar el Costo de Arrepentimiento asociado a posibles planes de expansión y se usó como ejemplo la PEG de la ventana decenal 2024-2033 (PEG33 [3]) realizada por el Grupo de Energía Eléctrica de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República ¹.

En el presente año el referido grupo presentó la Planificación Decenal 2025-2034 (PEG34) [4]. Este estudio considera ciertas hipótesis y calcula las expansiones óptimas para Baja Demanda (PEG34A) y Alta Demanda (PEG34B), tomando como insumo las hipótesis que al respecto informa ADME en el informe de Planificación Estacional (PES) de Mayo de 2023 [5]. En el referido informe ADME incluye la expansión de la generación que entiende óptima en el marco de determinadas hipótesis. En particular sobre la demanda esperada, ADME calcula la expansión tomando el caso de Alta Demanda.

En el estudio PEG33 se identificaban dos escenarios de Demanda. En este trabajo se toma de la PEG33 la expansión sugerida para el año 2024 para el escenario de Baja Demanda de aquel caso, definiendo un escenario PEG33B en el presente trabajo, agregando lo que surge en la PEG34B [4] a partir del 2025.

Finalmente, UTE ha informado que planifica incorporar 25 MW en el año 2025 y 75 MW en el año 2026 (a lo que se suman 29 MW que estarían operativos en el 2024 en la central de Punta del Tigre). Los 29 MW referidos están incluidos en todos los escenarios comparados (PEG33B, PEG34B, ADME, UTE y Base) y se consideran operativos en enero de 2024. En el caso del escenario UTE se supone que los 25 MW del 2025 y los 75 MW del 2026 entran en operación

¹<https://iie.fing.edu.uy/investigacion/grupos/gee/>

Año	PEG33B			PEG34B			ADME			UTE		
	MW Eólica	MW Solar	MW-m ERNC	MW Eólica	MW Solar	MW-m ERNC	MW Eólica	MW Solar	MW-m ERNC	MW Eólica	MW Solar	MW-m ERNC
2024	50	250	76	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2025	50	250	76	50	250	76	164	502	178	0	25	6
2026	250	550	224	250	550	224	214	502	198	0	100	22

Figura 1: Inversiones de Generación Eólica y Solar de cada escenario. La tabla no incluye el escenario Base ya que no tiene ninguna expansión.

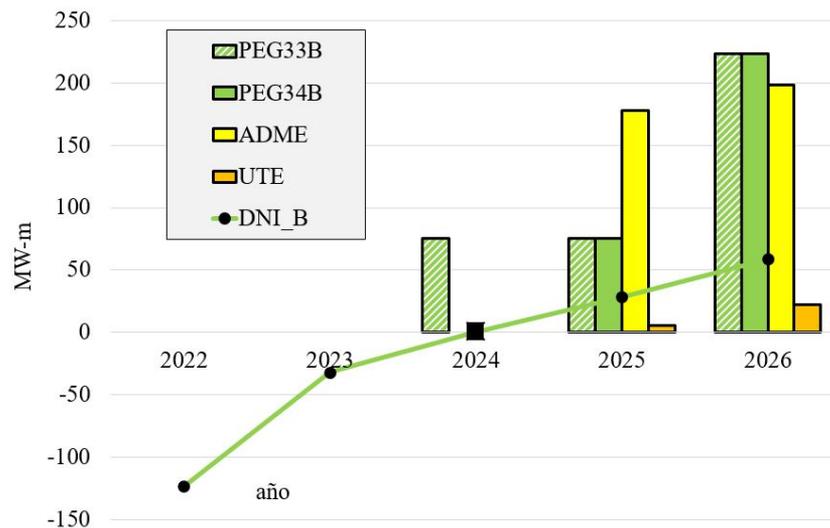


Figura 2: Potencia media de generación (equivalente a energía) de las expansiones de los escenarios comparados y Demanda Neta Incremental (DNI_B) respecto a la Demanda del año 2024.

a mediados de cada año.

En la tabla de la Fig. 1 se resumen los MW considerados en cada escenarios de expansión analizados. La tabla no incluye el escenario Base ya que no tiene ninguna expansión. En el caso del PEG33B, se incluyen los MW que diera el estudio del año 2022 si para el año 2024 se hubiesen dispuesto dichos MW, enganchando con los MW que dio el estudio PEG34B a partir del año 2025.

En la Fig. 2 se observa para cada escenario los MW-m (equivalentes a energía) que tiene cada escenario comparado y la Demanda Neta Incremental respecto a la Demanda del año 2024. Esta demanda incremental incluye 45 MW planos previstos por ADME en el informe PES de mayo 2023. Cabe acotar que dicha demanda no estaba en el estudio de la PEG33B, y si lo estaba en el de la PEG33A.

Un detalle de las principales hipótesis, modelado SimSEE y resultados de cada escenario de la sala con la que se realizaron las cuentas del presente informe se pueden obtener en el link SalaPEG34ADMEUTE [6] y un mejor detalle sobre las hipótesis generales de la las simulaciones se pueden obtener en [4].

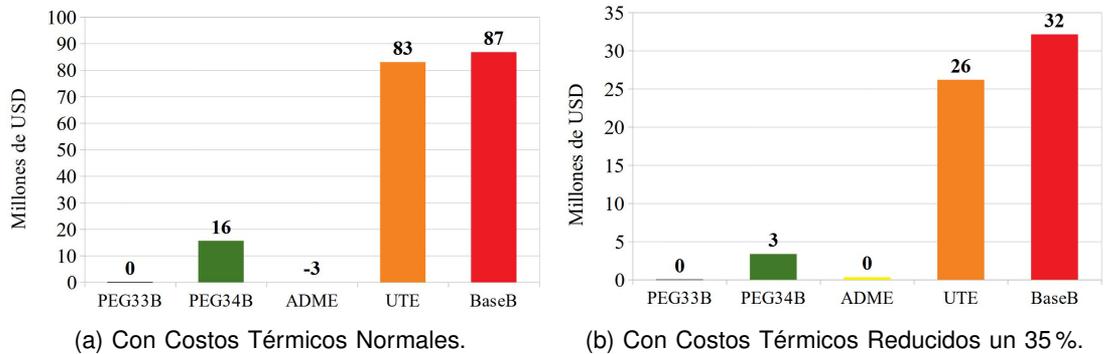


Figura 3: Sobrecostos en el Costo Futuro en Valor Esperado respecto al escenario PEG33B con Baja Demanda.

2. Resultados

A los efectos de calcular el sobrecosto incurrido en el promedio o Valor Esperado (VE) del Costo Futuro (CF) del Costo de Abastecimiento, lo que se indica como CF_VE, se comparan los diferentes escenarios con el escenario de mínimo costo, que en este estudio resulta ser el PEG33B. A tales efectos se realiza la simulación de los años 2024 a 2026 con SimSEE, enganchando los costos futuros a partir del año 2027 con el que surge de la Optimización de la Política de Operación de alguno de ellos (en este caso se usó el de la PEG34B). De tal forma solo se evalúa el sobrecosto del CF_VE asociado a las respectivas expansiones en los años 2024 a 2026 y todos los escenarios tienen un mismo coto futuro en su evaluación.

Luego, si bien para hacer las expansiones PEG33B y PEG34B se consideraban escenarios soberanos sin intercambio de energía con la región, para hacer el estudio comparativo se valoraron los excedentes en un valor conservador de 12 USD/MWh.

Como estudio de sensibilidad de los resultados y atendiendo al hecho de que se está pudiendo comprar excedentes térmicos en la región a precios convenientes, se calculan también los sobrecostos considerando una reducción de los costos variables de las térmicas en un 35%. Por ejemplo, en la Sala de SimSEE utilizada para el presente estudio es como asumir que el Ciclo Combinado (CC) tiene en promedio un costo variable de 120 USD/MWh y las centrales de ciclo abierto (TG) un costo variable de 172 USD/MWh para los años 2024 a 2026 (valores que sin la reducción de 35% son respectivamente 183 USD/MWh para el CC y 265 USD/MWh para las TG). En el presente informe se caracterizan por tanto dos escenarios de costos de los combustibles de las térmicas que se denominan Costos Térmicos Normales y Costos Térmicos Reducidos.

Finalmente, para valorizar los Riesgos y los correspondientes Costos de Arrepentimiento, se calculan las diferencias entre escenarios de sus valores Condicionados de Riesgo de 10% (promedio del CF del 10% de peores suertes) y de 90% (promedio del CF del 10% de mejores suertes).

En el Apéndice A se presentan algunas consideraciones metodológicas respecto a la incertidumbre estocástica de los valores del presente informe.

2.1. Sobrecostos en el Costo Futuro en Valor Esperado

Hechas las simulaciones de todos los escenarios de Baja Demanda y para ambos escenarios de costos de los combustibles, se obtienen los resultados mostrados en la Fig. 3.

2.2. Evaluación de Riesgos en el Costo Futuro.

En la Fig. 4 se observan las diferencias entre escenarios entre sus valores Condicionados de Riesgo de 10% (promedio del CF del 10% de peores suertes).

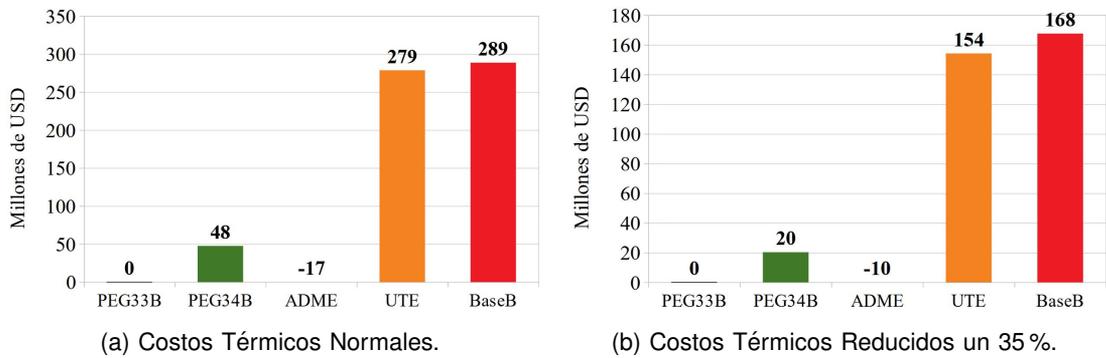


Figura 4: Sobrecostos entre los valores Condicionados de Riesgo de 10 % (promedio del CF del 10% de peores suertes) con Baja Demanda.

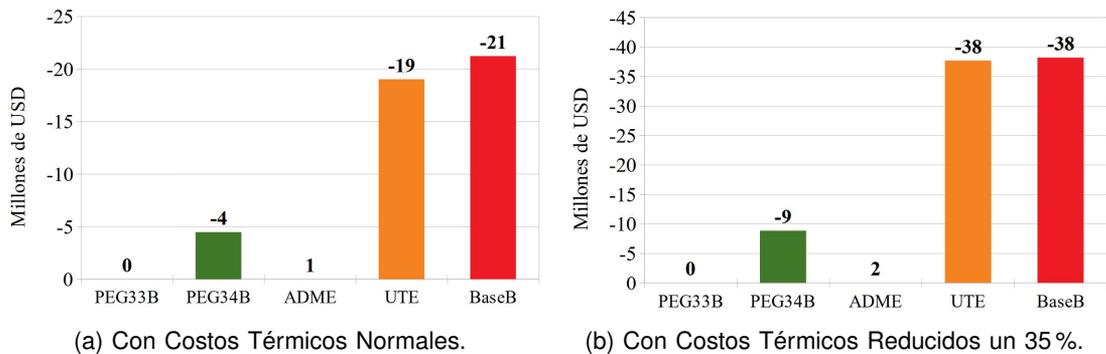


Figura 5: Reducción de costos entre los valores Condicionados de Riesgo de 10 % (promedio del CF del 10% de mejores suertes) con Baja Demanda.

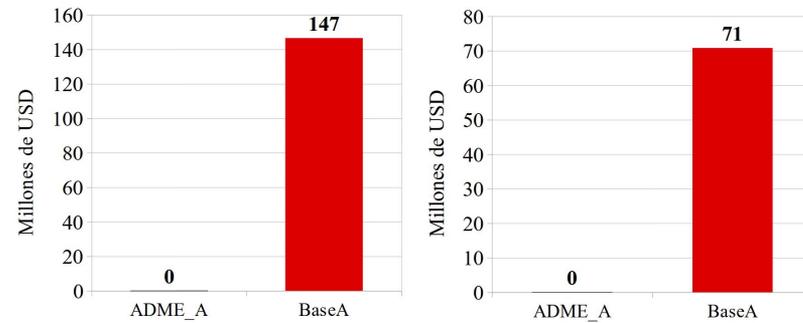
En la Fig. 5 se observan las diferencias entre escenarios entre sus valores Condicionados de Riesgo de 90 % (promedio del CF del 10% de mejores suertes).

2.3. Sobrecostos incurridos si se retrasan las inversiones en el marco de la ocurrencia de Alta Demanda.

En los apartados anteriores se hicieron valoraciones de sobrecostos considerando diferentes expansiones en el marco de la ocurrencia de Baja Demanda. A los efectos de poder calibrar el impacto extremo asociado al retraso de inversiones, en el peor escenario de Arrepentimiento, se analiza un par de escenario extremos. El primero, el escenario de mayor expansión propuesto por ADME. El segundo, el que surge de retrasar dos años las inversiones del año 2025 y 2026 del referido escenario. En ambos casos considerando la ocurrencia de Alta Demanda. A los referidos escenarios se los identifica como ADME_A y BaseA (recordar que todos los escenarios incluyen los 29 MW que UTE informa estarían operativos en 2024).

La consideración de este escenario extremo está motivada en recientes anuncios públicos en el sentido de que se concretaría la instalación de una Data Center de porte en Uruguay. En el presente trabajo y en la elaboración de la PES34 [4] se toman las hipótesis que ha realizado ADME en su Planificación Estacional de Mayo de 2023 [5]. ADME considera una Demanda Adicional Plana, que sumada a los 45 MW del año 2023 (que está en todos los escenarios considerados en el presente trabajo), supondrían en conjunto 100 MW en 2024 y 150 MW en 2025 (en suma en este trabajo la diferencia entre Baja Demanda y Alta demanda son 55 MW (planos) en 2024 y 50 adicionales en el año 2025).

Hechas las simulaciones, para Alta Demanda, valorizando los excedentes a 12 USD/MWh,



(a) Con Costos Térmicos Normales. (b) Con Costos Térmicos Reducidos un 35%.

Figura 6: Sobrecostos extremos incurridos en el Valor Esperado por retraso de inversiones para Alta Demanda entre escenarios extremos.

resultan los sobrecostos en Valor Esperado mostrados en la Fig. 6a. Si se considera la reducción de costos variables de las térmicas en un 35% resultan los sobrecostos mostrados en la Fig. 6b.

Referencias

- [1] Gonzalo Casaravilla, Ruben Chaer, and Pablo Alfaro, "Simsee - simulador de sistemas de energía eléctrica - proyecto pdt 47/12," *Universidad de la República. Facultad de Ingeniería. Instituto de Ingeniería Eléctrica*, 2008, <https://iie.fing.edu.uy/publicaciones/2006/CCA06/> y <https://simsee.org/>.
- [2] Gonzalo Casaravilla and Ximena Caporale, "Costo de arrepentimiento de la planificación de la expansión de la generación decenal 2024-2033 de uruguay," *Reportes Técnicos del Grupo Energía Eléctrica - GEE. Departamento de Potencia-IIE-FIng-UdelaR*, vol. 3, no. 8, pp. 1–14, dec 2022, <https://iie.fing.edu.uy/publicaciones/2022/CC22a>.
- [3] Gonzalo Casaravilla and Ximena Caporale, "Propuesta metodológica para la planificación decenal de la expansión de la generación de uruguay," *Reportes Técnicos del Grupo Energía Eléctrica - GEE. Departamento de Potencia-IIE-FIng-UdelaR*, vol. 3, no. 7, pp. 1–12, nov 2022, <https://iie.fing.edu.uy/publicaciones/2022/CC22>.
- [4] Gonzalo Casaravilla and Ximena Caporale, "Peg34: Planificación de la expansión de la generación decenal 2025-2034 de uruguay," *Reportes Técnicos del Grupo Energía Eléctrica - GEE. Departamento de Potencia-IIE-FIng-UdelaR*, vol. 4, no. 9, pp. 1–13, nov 2023, https://iie.fing.edu.uy/investigacion/grupos/gee/wp-content/uploads/sites/19/2023/11/reporte_tecnico_9.pdf.
- [5] ADME, "Programación estacional mayo-octubre 2023," 2023, https://www.adme.com.uy/db-docs/Docs_secciones/nid_1483/PES_Mayo23.pdf.
- [6] "Sala peg34admeute," <https://drive.google.com/file/d/1rkVmXEBzCMWRACIbSC9N5LbBpXGxraru/view?usp=sharing>.

Apéndice A

Consideraciones metodológicas sobre comparación de resultados de simulaciones.

La naturaleza estocástica de los recursos (hidráulica, solar, eólica y combustibles para las térmicas) hace que los resultados de cualquier cálculo o estudio particular se obtienen simulando determinada cantidad de crónicas (suertes) por lo que se obtiene para cada suerte un valor del Costo Futuro.

En la Fig. 7 se puede observar el resultado de las 1000 crónicas simuladas, ordenando los valores de menor a mayor, para los escenarios PEG33B y UTE. Por lo tanto las curvas de CF así ordenadas caracterizan el Riesgo con su probabilidad de excedencia en el eje horizontal. Por ejemplo se pueden observar sobre el medio de las curvas los valores esperados (medios) de cada escenario (CF_VE).

Cada crónica de un escenario simulado está asociado a una suerte (que en la jerga se llaman semillas). Puesto que el ordenamiento de menor a mayor es para cada curva por separado, en principio la simple comparación de los valores de CF, uno a uno entre ambas curvas, no es correcta ya que no se corresponde uno a uno a iguales suertes. Sin embargo si se comparan por

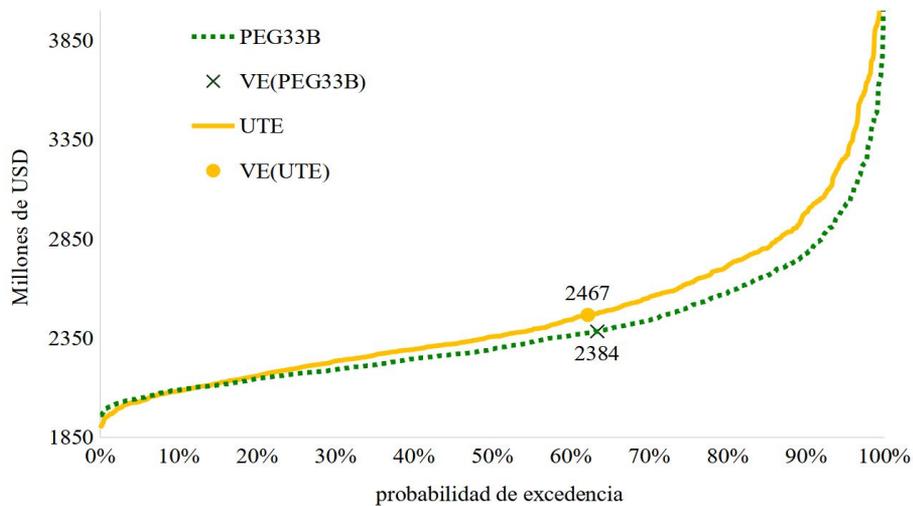


Figura 7: Valores de Costo Futuro de los escenarios PEG33B y UTE para 1000 crónicas simuladas. Valores ordenados de menor a mayor para cada simulación.

ejemplo los CF_VE, sí se están comparando valores promedio de escenarios que han corrido para sus 1000 crónicas simuladas iguales suertes de los elementos comunes en ambas escenarios. Una forma de verificar que un resultado es robusto, es obtener el valor diferencia comparando diferentes suertes de las 1000 crónicas simuladas.

Por ejemplo en la tabla de la Fig. 8 se aprecia que tan robusto se presentan los 83 MUSD de diferencia en el CF_VE entre el escenario PEG33B y UTE. En el caso del presente estudio, una vez realizado el estudio de robustez, se eligió como semilla inicial de las 1000 crónicas de cada escenario a comparar, como la que mejor reproduce el promedio de las 10 suertes de 1000 crónicas evaluadas. Observar que si se eligiese la semilla 31 en vez de la 8031, los 83 MUSD informados serían 80 MUSD, todos valores que caen dentro de la incertidumbre de cálculo de la metodología de simulación utilizada. Finalmente, cuando se comparan valores en Riesgo, como es el Riesgo Condicionado (que es el promedio de determinado conjunto de suertes), que para este estudio se tomó el 10% de las peores suertes y el 10% de las mejores suertes, lo que es respectivamente la evaluación del promedio del último 10% y del primer 10% de los CF de las curvas de la Fig. 7, valen las mismas consideraciones al comparar, pero al estar utilizando para el promedio menos valores, aumenta la incertidumbre estadística en los resultados.

Crónicas de Simulación:		1000		CF_VE
Semillas		PEG33B	UTE	dif
31	1030	2362	2442	80
1031	2030	2373	2461	88
2031	3030	2369	2449	80
3031	4030	2386	2471	85
4031	5030	2392	2480	88
5031	6030	2378	2456	78
6031	7030	2378	2464	86
7031	8030	2384	2471	87
8031	9030	2384	2467	83
9031	10030	2359	2435	77
Promedio				83

Figura 8: Cálculo de la diferencia en el CF_VE de los escenarios PEG33B y UTE para 10 diferentes suertes de sus respectivas 1000 crónicas.

Un resultado que en general ocurre para un Sistema como el de Uruguay, es que las curvas de Riesgo del CF de un sistema con expansión óptima y un sistema subequipado se cruzan sobre el extremo de las mejores suertes. De allí que se deba evaluar el Costo de Arrepentimiento de que igualmente, sin haber hecho la expansión óptima, se tenga una buena suerte combinada, entre las variabilidades de las lluvias y del precio del combustible fósil.