

Costo de Arrepentimiento de la Planificación de la Expansión de la Generación Decenal 2024-2033 de Uruguay

Gonzalo Casaravilla, Ximena Caporale

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

Reporte Técnico N° 8

Palabras clave: Energía, Generación Planificación, Arrepentimiento, 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 de arrepentimiento de posibles planes de expansión de la generación eléctrica en Uruguay en el horizonte 2024-2033. Se identifican las principales fuentes de incertidumbre y se evalúan los costos asociados a la toma de decisiones, asumiendo que se verificará el escenario erróneo, considerando una estrategia de adaptación para mitigar el sobre costo.

1. Introducción

La **Planificación de la Expansión de la Generación (PEG)** es una disciplina tradicional, necesaria y permanente que ha agregado en las últimas décadas el desafío de gestionar la fuerte irrupción de las *ERN*. En [1] se describe el complejo contexto *BANI* en el que se deben tomar decisiones y lo inadecuado de no tener metodologías establecidas para gestionar los riesgos de las decisiones de inversión. En Uruguay una parte importante para dar confiabilidad y transparencia al mercado eléctrico ha sido superada y se cuenta con una serie de herramientas de cálculo del despacho óptimo del sistema eléctrico aceptadas por todas las partes.

La herramienta *SimSEE* [2] integra todas las componentes del sistema eléctrico con suficiente detalle, y en particular modela las incertidumbres de los recursos en función de su historia estadística y proyecciones tendenciales. Por ejemplo así se modela el precio de los combustibles fósiles, variable externa de mayor volatilidad e impacto en los perfiles de riesgo de la *PEG* en Uruguay. Las otras dos componentes importantes de riesgo son el costo futuro de las tecnologías de expansión y la Demanda Neta (*DN*) a suministrar.

El presente estudio propone una metodología para analizar el **Costo de Arrepentimiento (CA)** ante escenarios antagónicos de la *DN*, aspecto que en definitiva es el mayor riesgo de la *PEG* en Uruguay.

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.

2. Criterios del Análisis de Riesgos

2.1. Hipótesis y Escenarios a analizar

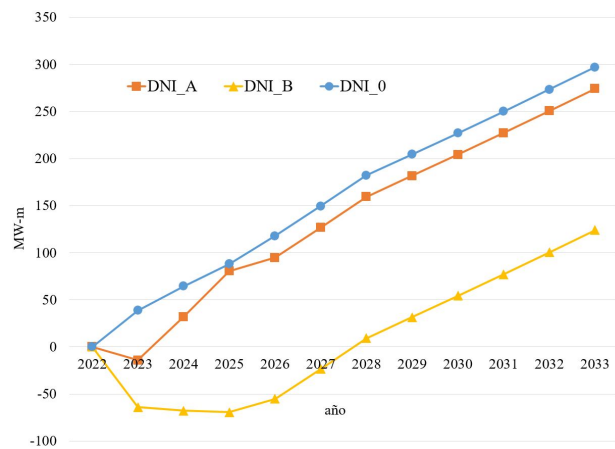
El escenario base uruguayo a expandir a partir del 2024 [3] prevé una **Demanda Adicional Plana (DAP)** de 50 MW en 2023, 100 MW en 2024 y 150 MW en 2025. En la Fig. 1a se observan los valores anuales de la *DE* y *DAP* considerados.

También se prevé del contrato *UPM2-UTE* un compromiso de compra de hasta 1 TWh anual (114 MW-m). Se prevé para el 2023 que *UPM2* genere para el Sistema 103 MW-m, 132 MW-m en 2024, 157 MW-m en 2025 y 173 MW-m en 2026 [4]. Esto determina para el año 2024 18 MW-m por arriba del contrato que se valorizarán al precio Spot, 43 MW-m para el 2025 y 59 MW-m para 2026 y siguientes [3].

La Fig. 1a [3] muestra la **Demanda Neta Incremental (DNI)** respecto al año 2022, según ocurra o no la *DPA* denominadas respectivamente DNI_A y DNI_B . También se incluye en la tabla lo que sería la *DNI* si no se verificara la *DAP* y la nueva generación de *UPM2*, denominada DNI_0 . En la Fig. 1b se puede visualizar gráficamente el claro momento de cambios estructurales que está ocurriendo en la *DNI* de Uruguay en 2023, 2024 y 2025.

Año	DE		DAP	UPM2	DNI_A	DNI_B	DNI_0
	GWh	MW-m	MW-m	MW-m	MW-m	MW-m	MW-m
2022	11555	1319	0	0	0	0	0
2023	11894	1358	50	103	-14	-64	39
2024	12119	1383	100	132	32	-68	64
2025	12326	1407	150	157	81	-69	88
2026	12586	1437	150	173	95	-55	118
2027	12864	1468	150	173	127	-23	149
2028	13151	1501	150	173	159	9	182
2029	13346	1524	150	173	182	32	204
2030	13544	1546	150	173	204	54	227
2031	13745	1569	150	173	227	77	250
2032	13949	1592	150	173	250	100	273
2033	14156	1616	150	173	274	124	297

(a) Demandas *DE* y *DAP*, nueva generación autodespachada de *UPM2* y Demandas Netas Incrementales DNI_A , DNI_B y DNI_0 .



(b) Demandas Netas Incrementales DNI_A , DNI_B y DNI_0

Figura 1: Demandas, nueva generación autodespachada y Demandas Netas Incrementales respecto al año 2022.

Observando la Fig. 1b resulta claro que el Riesgo Principal actual de una *PEG* en Uruguay es la predicción de la *DN* a suministrar. El resto de los factores de riesgo, como ser el precio del petróleo, la rotura de máquinas y/o redes, la generación hidráulica o autodespachada (solar, eólica y biomasa), están modelados con suficiencia en el *SimSEE* en función de su caracterización estadística. Los detalles del Sistema Expandido, la sala *SimSEE* asociada y las hipótesis asumidas para los costos de las térmicas están documentadas en el Reporte Técnico N° 7 [3].

Respecto al riesgo de que los valores futuros de las tecnologías de expansión sean diferentes a los previstos, en particular el de las *ERNC*, se pueden mitigar el riesgo haciendo un primer procedimiento competitivo de precios que determine el costo real, y sobre su evolución a mediano plazo, la forma de mitigar el riesgo es ir dando pasos año a año o cada dos años. Justamente las inversiones en *ERNC* tienen la fortaleza de su modularidad.

Por lo general, los estudios de arrepentimiento incluyen muchos otros temas [5], pero la demanda suele ser la primera en ser considerada. Otros también incluyen la energía termonuclear [6] que no es una opción para Uruguay. Y otros incluyeron el uso forzado de *ERNC* y consideraciones climáticas [7]. En Uruguay, el tema central son los costos.

Un aspecto adicional sobre el que se puede hacer un análisis de riesgos específico refiere a

la ocurrencia de niveles de *Falla* por encima de un determinado estándar aceptable. La forma usual de considerar la *Falla* es establecer costos de la falla adecuados que indiquen a través del *CFVE* indirectamente la necesidad o no de instalar infraestructura. La *PEG* es una herramienta que permite elegir entre proyectos de inversión. En el caso del sector eléctrico de Uruguay se trata de minimizar en todo momento el valor esperado (*VE*) del *Costo de Abastecimiento de la Demanda (CAD)*. La teoría de juegos conduce a que al final del día hay que optimizar el *VE*, lo cual no quita la conveniencia de evaluar y mitigar riesgos extremos. Si se es adverso al riesgo y no se optimiza el *VE*, es porque no está bien diseñada la función de costo, en este caso los valores de falla. Cualquier otro procedimiento externo podría llevar a sobre invertir o sub invertir y tampoco permitirá comparar económicamente alternativas. En todo caso los riesgos extremos difíciles de caracterizar por ser poco probables, deben ser cubiertos con seguros. En el Apéndice A se puede ver el análisis de riesgos asociado a la ocurrencia de *Falla* en el decenal de la *PEG* en consideración. Se concluye que los niveles de *Falla* son aceptables, si bien se nota que dentro de diez años la capacidad de filtrado de la *ERNC* se va acotando y posiblemente se deban incorporar alternativas de almacenamiento.

Por lo tanto el único factor que puede determinar escenarios alternativos a corto y mediano plazo, ante los cuales se debe considerar los *CA* asociados a la ocurrencia de un escenario diferente al ejecutado, son los asociados con la *DN*. En tal sentido y como ya se ha analizado se identifican dos aspectos asociados a cambios importantes en la *DN* en 2023, 2024 y 2025 que son la Ventas Spot de *UPM2* y la ocurrencia o no de la *DAP*.

2.2. Probabilidad de Escenarios

Al tener dos aspectos sobre los que analizar los *CA*, quedan determinados cuatro escenarios posibles. En la Fig. 2a el área de los círculos representa el incremento en MW-m de la *DN* a suministrar respecto al escenario *B* en el año 2024, que se corresponde con la no ocurrencia de la *DAP* y que *UPM2* efectivamente entregue el TWh anual del contrato y los 18 MW-m previstos para dicho año.

La forma más sencilla de caracterizar la ocurrencia o no de cada uno de los dos aspectos de riesgo en consideración, es mediante la asignación de la probabilidad de ocurrencia. Por ejemplo, para la Generación Spot de *UPM2*, es razonable asumir que los 18 MW-m se entregarán al sistema con alta probabilidad, por ejemplo de un 90%.

En el caso de la ocurrencia de la *DAP* de 100 MW-m del año 2024, demanda asociada a inversiones que se encuentran en fase de desarrollo, pero de los que no se tiene certezas aun, por ejemplo se puede asignar una probabilidad de ocurrencia de un 50%.

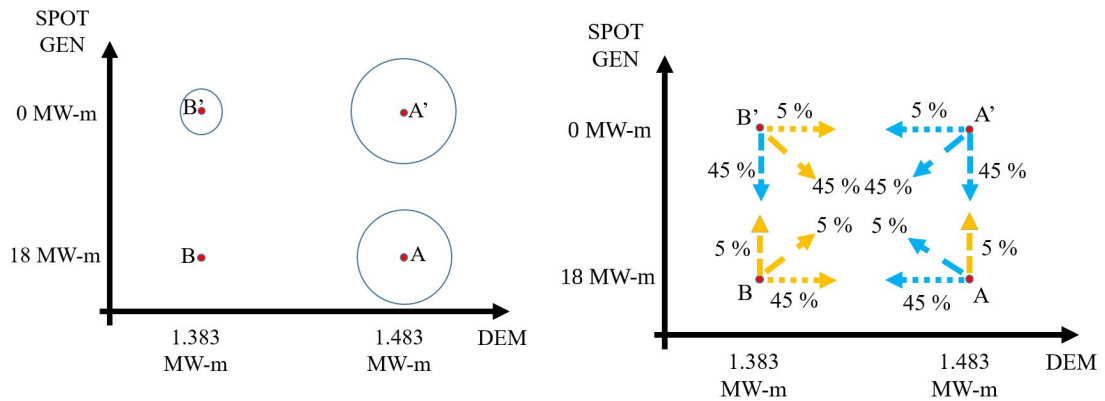
Luego, por ser eventos independientes, se puede calcular la probabilidad de ocurrencia de cada una de las transiciones entre los cuatro estados posibles, en ambos sentidos, mediante simple producto de sus respectivas probabilidades de cambio de estado. Por ejemplo la probabilidad de pasar de *A* a *B* es 45% (90% x 50%). En la Fig.2b se muestran todas las probabilidades de cambio de estado resultantes.

Finalmente y a los efectos de determinar cuál de los escenarios se adopta y se ejecuta, se puede calcular el **Arrepentimiento Ponderado (AP)** que es simplemente sumar los tres costos de arrepentimiento de cada estado por tener que migrar a otro de los tres alternativos, ponderando con la probabilidad de ocurrencia de cada cambio. Por ejemplo si el *CA* por ejecuta el escenario *A* pero ocurre el *B* es CA_{BA} etc. el *AP* del escenario *A* sería el que se muestra en 1

$$AP_A = 45\% \times CA_{BA} + 5\% \times CA_{B'A} + 5\% \times CA_{A'A} \quad (1)$$

2.3. Metodología para evaluar el Costo de Arrepentimiento entre escenarios Antagónicos

Ya sea que *SOBRE* o *FALTE* energía en el año 2024, se asume que se reajusta la expansión a partir del año 2025 (tomando las decisiones en el año 2023). Esto supone una rápida reacción ante la necesidad de cambiar de escenario. En particular, cuando se analizan los *CA* por *FALTA* de energía, considerar un solo año en el cálculo para para remediar la situación



(a) Incremento en MW-m de la DN a suministrar respecto al escenario B.

(b) Probabilidad de cambio entre Escenarios

Figura 2: Escenarios alternativos según se verifique la DAP y la nueva generación Spot de UPM2.

podría considerarse optimista. A la luz de los tiempos logrados en la incorporación de ERNC en Uruguay en la pasada década, considerar dos años entre que se decide y se obtiene la energía, es optimista, pero posible.

Por una parte, las penalidades por *SOBRANTES* (que se da para cuando finalmente se verifica la Demanda Baja) supone:

- Se Planifica y Ejecuta A pero ocurre B (BA vs. B)
- Al instalarse en el 2024 una determinada cantidad de Eólica y Solar resultante del escenario de ALTA, muy probablemente quede sesgada la proporción de Eólica y Solar y se deba recalcular la Expansión óptima para el nuevo escenario BA.
- La situación de existencia de *SOBRANTES* se mantiene hasta que lo instalado en el 2024 sea superado por lo que indica la nueva PEG BA.

Por otra parte, las penalidades por *FALTANTES* (que se da para cuando finalmente se verifica la DAP)

- Se Planifica y Ejecuta B pero ocurre A (AB vs. A)
- Para el año 2025 se instala lo que indica la Planificación para el escenario B. Muy probablemente se podrá cumplir con las cuotas de Eólica y Solar. En su defecto, se deberá recalcular la Expansión AB.

Antes de presentar los items a evaluar para cada caso, se hace necesario analizar qué información nos aporta *SimSEE* cuando se hace una **Simulación** de un escenario. En particular se debe analizar qué rubros ya están considerados y cómo, cuando el simulador arroja el CFVE de una simulación de determinada cantidad de crónicas de simulación.

Los rubros que siguen corresponden al caso en estudio y la sala *SimSEE* particular utilizada. Los rubros se pueden clasificar en:

- Que *CAMBIAN* respecto a los escenarios que se comparan
 - Pagos de PP de la Eólica y Solar de Expansión
 - Venta Excedentes
 - Costos Variables de Térmicas
 - Costos de Falla
- Que *NO CAMBIAN* respecto a los escenarios que se comparan
 - Pagos de PP de Hidros, Térmicas, Eólica y Solar existente al 2023

- Pagos por energía a Biomosas Autodespachadas
- Demanda (*DE* y *DAP*)

Luego, un tema que debe ser analizado y calculado son las penalidades por el **Pago Anticipado de PP** asociado a que, una vez realizada la inversión, se mantiene el mismo *PP* durante la vida de las instalaciones para remunerar su inversión. Por lo tanto se pierde el diferencial de costo asociado a una reducción de costos de la tecnología si la inversión se realizare más tarde.

Con lo precedente como contexto, según la situación sea de *SOBRANTE* o *FALTANTE*, los rubros a considerar en cada caso se condensan en la Tabla I en la que también se indica en cada caso si *mejora* o *empeora* el resultado económico del *CA* que se analiza.

Cuadro I: Rubros a ser considerados y su impacto en el cálculo del *CA*

	SOBRANTE	FALTANTE
Adelanto de PP	empeora	-
Pagos Spot	mejora	empeora
Primas de Riesgo	mejora	empeora
Incluidos en el CFVE		
Pagos de PP	empeora	mejora
Ventas de Excedentes	mejora	empeora
Costo variable de Térmicas	mejora	empeora
Costos de Falla	mejora	empeora

Para el cálculo de las **Primas de Riesgo** se toma como referencia el costo de la prima de riesgo que pagara *UTE* en el año 2012 al Banco Mundial [8] antes de cambiar la matriz de generación de Uruguay. En aquel caso se pagaron 35 MUSD para cubrirse de un riesgo de 450 MUSD lo que resulta una prima de riesgo de 8%. En este trabajo se calcula el riesgo a cubrir como la diferencia entre el valor esperado condicionado de riesgo de 5% ($CVaR(5\%)$) y el valor esperado de riesgo con un 5% de excedencia ($VaR(5\%)$). Si bien Uruguay ha dejado de pagar desde 2012 Primas de Riesgo explícitas, corresponde evaluar y considerar el costo en un estudio de *CA* ya que el mismo existe y en los hechos es asumido con espalda propia cuando la contingencia ocurre.

Respecto a la valorización de excedentes, si bien al momento de hacer las respectivas *PEGs* se toma un valor nulo, corresponde asignarle a los mismos al momento de hacer el cálculo de los *CA* un valor realista. En este estudio se toma el valor de 12 USD/MWh, usado normalmente en el despacho cuando se hacen simulaciones sin considerar exportaciones, ya que se constata que con este valor cuando el *SimSEE* calcula la Política de Operación utiliza mejor el agua de las represas. Los 12 USD/MWh es un valor conservador si se analiza el último lustro de exportaciones y su valorización real. También es verdad que asignar un valor fijo a los excedentes para valorizar las exportaciones es una simplificación, ya que las exportaciones se producen cuando el mercado regional lo requiere y no necesariamente cuando hay excedentes. Si bien este tema merecería en sí mismo una mejor caracterización, en esta propuesta metodológica se asume que es un modelo suficiente y conservador.

2.4. Cálculo de la Penalidad por Adelanto de PP

El objetivo es calcular el incremento diferencial, en valor actual, por adelantar inversiones. Para calcular el valor actual se usa una tasa de descuento anual a , que para el presente estudio y en las simulaciones *SimSEE*, se utiliza un valor de 10%.

Para el caso de *ERNC*, que es un costo *FIJO*, un esquema de financiamiento usual es mediante un pago por disponibilidad *PP* fijo durante, por ejemplo, 20 años. El diferencial de costos surge por pagar durante 20 años al *PP* del primer año, comparado con diferir la inversión N años y pagar un *PP* menor en virtud de que los costos de la tecnología bajen. Suponiendo que la tasa anual de reducción de costos es d , Eq.2 expresa la evolución de los sucesivos valor

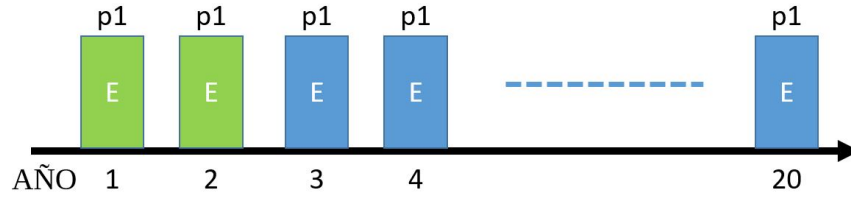


Figura 3: Pagos anuales para el caso $N = 2$ de la energía E desde el primer año a un valor p_1 o desde el año $N + 1$ a un valor p_{N+1}

del PP con los años respecto al PP del primer año

$$p_{N+1} = \frac{p_1}{(1+p)^N} \quad (2)$$

Luego, de adelantarse una inversión, en la Fig. 3 se muestran las secuencia de pagos anuales para el caso $N = 2$ de la energía E desde el primer año a un valor p_1 o desde el año $N + 1$ a un valor p_{N+1} .

Luego, los pagos durante los N primeros años se computan en la simulación, por lo que para calcular el incremento diferencial solo hay que calcular el valor actual de los pagos a partir del año $N + 1$. En el caso de los pagos asociados al adelanto, el VA_1 se muestra en 3, y en el caso de los pagos a partir del año $N + 1$ su VA_{N+1} , en 4

$$VA_1 = \sum_{i=N+1}^{20} \frac{E \times p_1}{(1+a)^{i-1}} \quad (3)$$

$$VA_{N+1} = \sum_{i=N+1}^{20} \frac{E \times p_{N+1}}{(1+a)^{i-1}} \quad (4)$$

Operando y definiendo r_N tal cual se muestra en 5 y q_N tal cual se muestra en 6, se obtiene la expresión de la Ec. 7 que determina en $MUSD$ el sobrecosto por adelanto ya habiendo hecho el cambio de unidades y expresando la energía E en $MW - m$ y p_1 en $USD/MWh - d$.

$$r_N = \frac{(1+d)^N - 1}{(1+d)^N} \quad (5)$$

$$q_N = \sum_{i=N+1}^{20} \frac{1}{(1+a)^{i-1}} \quad (6)$$

$$VA_1 - VA_{N+1} = MW - m \times \frac{365 \times 24}{10^6} \times p_1 \times r_N \times q_N \quad (7)$$

Finalmente la Tab. II muestra los valores resultantes para el caso $d = 2\%$.

3. Resultados

A los efectos de simplificar se muestra solo el estudio de CA entre los escenarios A y B . De hecho y tomando como ciertas las probabilidades analizadas en el apartado 2.2 el riesgo de ocurrencia o no de la DAP es el único relevante. En la Fig. 4 y en la Tabla. III se muestra las cuatro expansiones decenales analizadas. En el caso de A y B son las presentadas en el Reporte Técnico N° 7 [3]. En el caso de la expansión óptima BA , se realizó también con *OddFace* [9] con la misma estrategia que las anteriores y analizada en [3].

En las tres expansiones usando el *OddFace* (A , B y BA) se observa que solo se instalan $ERNC$ y en ningún caso se requiere instalar Térmicas adicionales.

Cuadro II: Valores de p_{N+1} , q_N , r_N y $MUSD/MW - m$ para $d = 2\%$

AÑO	N	p_{N+1}	q_N	r_N	MUSD/ MW-m
2024	0	40.0	9.36	0.00	-
2025	1	39.2	8.36	0.02	0.06
2026	2	38.4	7.46	0.04	0.10
2027	3	37.7	6.63	0.06	0.13
2028	4	37.0	5.88	0.08	0.16
2029	5	36.2	5.20	0.09	0.17
2030	6	35.5	4.57	0.11	0.18
2031	7	34.8	4.01	0.13	0.18
2032	8	34.1	3.50	0.15	0.18
2033	9	33.5	3.03	0.16	0.17

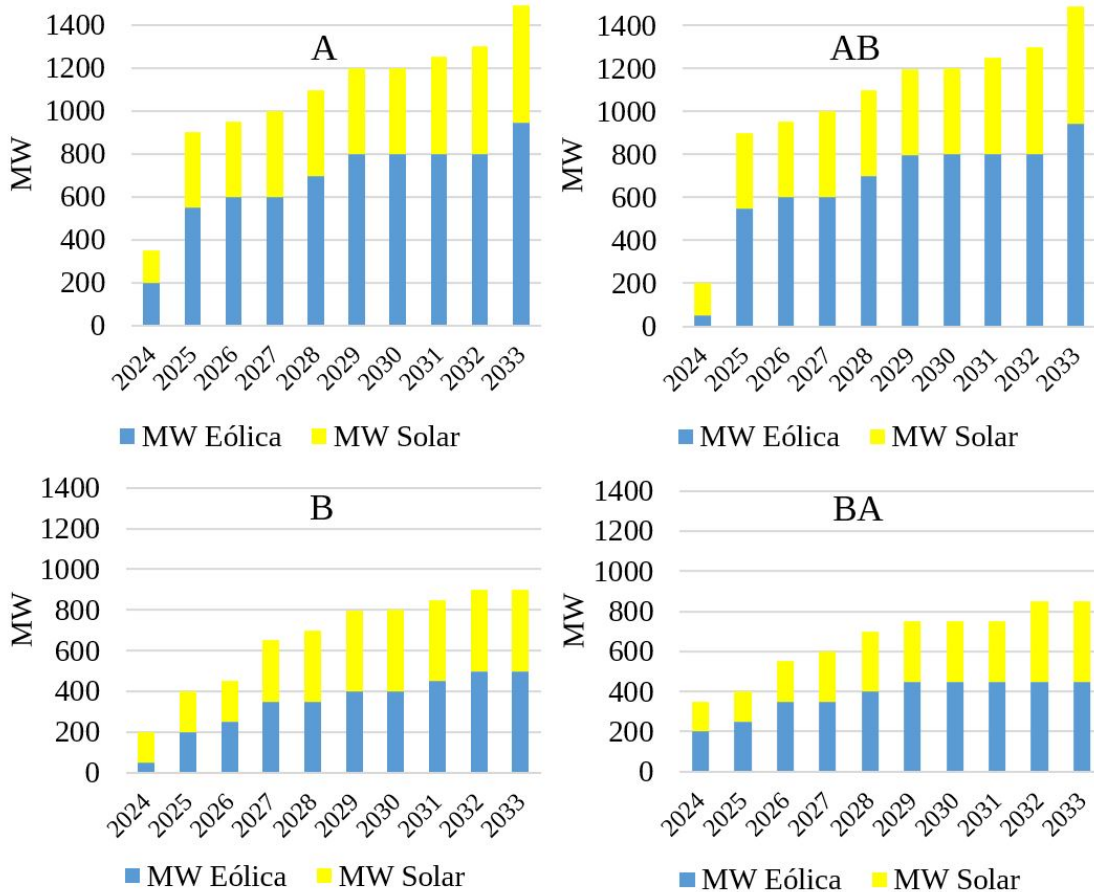


Figura 4: Expansiones óptimas (A y B) y auxiliares BA: Nueva Expansión realizada con *OddFace* sin la *DAP* pero instalando en el 2024 lo que resulta de la expansión A y AB: Escenario A pero instalando en el 2024 lo que resulta de la expansión B.

Cuadro III: Expansiones óptimas y auxiliares.

A			
Año	MW Eólica	MW Solar	MW-m ERNC
2024	200	150	112
2025	550	350	294
2026	600	350	314
2027	600	400	324
2028	700	400	363
2029	800	400	403
2030	800	400	404
2031	800	450	415
2032	800	500	425
2033	950	550	492

AB			
Año	MW Eólica	MW Solar	MW-m ERNC
2024	50	150	52
2025	550	350	294
2026	600	350	314
2027	600	400	324
2028	700	400	363
2029	800	400	403
2030	800	400	404
2031	800	450	415
2032	800	500	425
2033	950	550	492

B			
Año	MW Eólica	MW Solar	MW-m ERNC
2024	50	150	52
2025	200	200	122
2026	250	200	142
2027	350	300	203
2028	350	350	213
2029	400	400	243
2030	400	400	244
2031	450	400	264
2032	500	400	284
2033	500	400	284

BA			
Año	MW Eólica	MW Solar	MW-m ERNC
2024	200	150	112
2025	250	150	132
2026	350	200	182
2027	350	250	193
2028	400	300	222
2029	450	300	243
2030	450	300	243
2031	450	300	243
2032	450	400	264
2033	450	400	263

En la Fig. 5a muestran la energía anual de *ERNC* de expansión que resulta para los escenarios *B* y *BA*, y su diferencia que se usa para calcular la penalidad por adelanto de *PP* de acuerdo al apartado 2.4.

Normalmente los adelantos de inversión se muestran decrecientes en el tiempo. En este estudio particular, por ingresar en 2024 y 2025 nueva generación de *UPM2* bajando la *DN*, al reoptimizar el escenario *BA* y teniendo en cuenta que el optimizador solo puede tomar decisiones discretas (los parques de expansión de eólica o solar son de 50 MW), pueden ocurrir cosas como las mostradas en la figura.

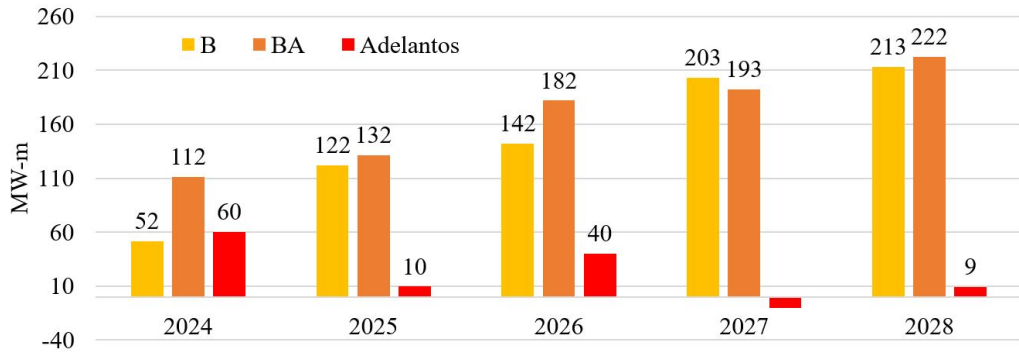
A los efectos de hacer un cálculo conservador, se adopta como energía adelantada lo que muestra la Fig. 5b en donde las áreas (energía) marcadas con una cruz también son agregadas al cálculo.

Aplicando los resultados de la metodología utilizando los valores de E_i y N_i que se muestran en la figura, se obtiene como resultado que la penalidad por adelanto de inversiones en un contexto de que bajan los costos *PP* es de 6.8 MUSD.

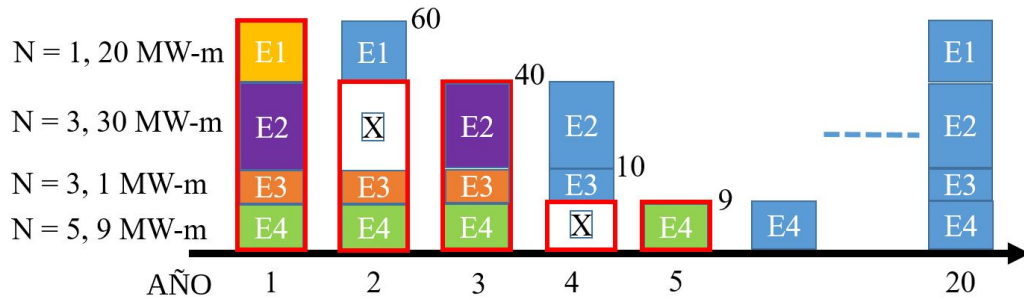
Luego en la Tab.6a se muestran los demás rubros considerados para los dos *CA* analizados.

Finalmente en la Tab. 6b se muestra el detalle del *CFVE* para el *CA* del caso *B* vs. *BA* exclusivamente en el año 2024. Es notable observar como el sistema gestiona el faltante de *ERNC* en el 2024 utilizando más hidráulica (lo cual traslada costos al año siguiente). En particular no se cumple que todo lo que no se instaló de *ERNC* se deba suministrar con térmica, lo que en este caso serían 106 MUSD (evaluando los 62 MW-m faltantes respecto al escenario *A* al costo variable del *CC* del 2024 que es 169 USD/MWh).

Considerando solo la ocurrencia de la *DAP* como factor de riesgo de arrepentimiento, a partir



(a) Energía anual de ERNC de expansión que resulta para los escenarios B y BA, y su diferencia.



(b) Energías consideradas de adelanto de inversiones para calcular la penalidad.

Figura 5: Energías y penalizaciones por Adelanto de PP.

Rubro	MUSD			MUSD		
	A	AB	diferencia	B	BA	diferencia
Adelanto de PP	-	-	-	0	0	6.8
Pagos Spot	10.9	12.6	1.8	56.0	51.0	-4.9
Primas de Riesgo	10.6	11.8	1.2	12.5	12.8	0.4
CFVE	7835	7845	10.2	7266	7270	4
CA	FALTA		13	SOBRA		7

(a) Costos de Arrepentimiento.

Rubro	MUSD año 2024		
	A	AB	Diferencia
Valorización de Excedentes	-29	-26	3
Variable de Térmicas	77	97	20
PP de Expansión de ERNC	40	19	-22
	88	90	1

(b) Detalle 2024 de rubros del CFVE

Figura 6: Costos de Arrepentimiento y detalle 2024.

de 1 se tiene que el AP_A del escenario A es de 6.5 MU\$S (50 % de 13 MUSD) y el AP_B es de 3.5 MUSD (50 % de 7 MUSD).

4. Conclusiones

Se ha analizado el Costo de Arrepentimiento por la ocurrencia de escenarios diferentes al planificado y expandido para el Uruguay.

Se analizaron los diferentes factores de riesgo y se realizó el análisis para el riesgo que a corto plazo tiene el mayor impacto, que es la determinación de la Demanda Neta.

Se identificaron los escenarios antagónicos principales y según sea un caso de FALTANTE o SOBRENTE de energía en el primer año considerado (2024) se identificaron los aspectos a tener en cuenta en el costo de arrepentimiento.

En particular se desarrolló una forma de cálculo simplificada, que intenta ser didáctica, del sobre costo por adelantar inversiones de generación en un contexto de costos de inversión decrecientes.

Los demás rubros analizados refieren a la venta de excedentes, compras spot, costos variables térmicos, costos de falla y primas de riesgo. Para el caso de la PEG Decenal 2024-2033 (PEG33), el costo de arrepentimiento, según se considere o no la ocurrencia de la Demanda Plana Adicional del año 2024, es equilibrado entre ambas alternativas.

Por un lado si FALTA energía en el 2024, si bien aumentan los costos variables de las térmicas, aumenta el costo de compras spot, bajan las exportaciones y aumenta la prima de riesgo, el propio sistema gestiona los embalses y no se gasta en térmica lo que faltó instalar de ERNC. Esto último es a costa de costos futuros que se mitigarán con inversiones que se realizarían de ERNC para el 2025.

Por otra parte, si SOBRENTE energía en 2024 y algún año más, el sobre costo por adelantar inversiones se compensa con mayores exportaciones, menores costos de compras al spot, menores gastos en térmicas y menor prima de riesgo. También son equivalentes ambas alternativas en lo que refiere al impacto en la caja total del año 2024.

Al haberse tomado un valor bajo (12 USD/MWh) para la valorización de los excedentes, haberse calculado el sobre costo por adelanto de inversiones en forma conservadora, y considerando la reducción de la prima de riesgos evaluada (en los hechos no se contrata un seguro por lo que en caso de una sequía extrema, se afrontarían los sobre costos con otros recursos), la opción de instalar generación el 2024 asumiendo que efectivamente se tendrá la DAP, parecería la mas adecuada.

Referencias

- [1] Gonzalo Casaravilla, Ruben Chaer, and Ximena Caporale, "Generation investment planning and risk management in bani context," in *2021 IEEE URUCON*, 2021, pp. 355–359.
- [2] 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/2008/CCA08a> y <https://simsee.org/>.
- [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] ADME, "Reprogramación estacional (pes)," 2022, https://www.adme.com.uy/db-docs/Docs_secciones/nid_1402/REPES_Agosto22.pdf.
- [5] P. Linares, "Multiple criteria decision making and risk analysis as risk management tools for power systems planning," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 17, no. 3, pp. 895–900, 2002.
- [6] Cecilia Martin del Campo, Juan Luis Francois, and Guillermo Jose Estrada, "Minimal global regret analysis for electricity generation expansion," *Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy*, vol. 11, no. 4, pp. 363–370, 2016.
- [7] Quanyu Ding, Mark Goh, Ying-Ming Wang, and Kwai-Sang Chin, "An extended interval regret theory method for ranking renewable energy alternatives in fujian, china," *Journal of Cleaner Production*, p. 135062, 2022.
- [8] World Bank, "Uruguay buys insurance against lack of rain and high oil prices," 2018, <https://www.worldbank.org/en/results/2018/01/10/uruguay-insurance-against-rain-oil-prices>.
- [9] Ruben Chaer and Gonzalo Casaravilla, "Optimización genética aplicada a la planificación de inversiones de generación eléctrica," *Encuentro de Potencia, Instrumentación y Medidas, EPIM 10. Montevideo, Uruguay*, 2010, <https://iie.fing.edu.uy/publicaciones/2010/CC10>.
- [10] Empresa de Pesquisa Energética Ministerio de Minas y Energía do Brasil, "Plano decenal de expansão de energia 2031," 2022, <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoedadosabertos/publicacoes/planodecenaaldeexpansao-de-energia2031>.

Apéndice A

Análisis de Falla

A los efectos de caracterizar la falla se debe pasar, por lo menos, a simulaciones diarias. Para mejor capturar la señal de la ocurrencia de falla en el pico de la demanda se asigna al Poste 1 una hora de duración. Respecto a la cantidad de Simulaciones para obtener resultados adecuados, al comparar los resultados de 100, 500, 1000 y 1500 crónicas, se concluyó que con 500 crónicas se obtiene valores estables que ya no aumentan al agregar Simulaciones.

Como indicadores de niveles de falla aceptables, este trabajo toma como ejemplo los indicadores establecidos por el Sistema Eléctrico de Brasil [10] del cual se muestra un extracto en la Fig. 7.

ENERGÍA	POTENCIA
<ul style="list-style-type: none"> CVaR¹⁶ 1% da Energia Não Suprida (ENS) \leq 5% da Demanda <p>Risco e sua profundidade de energia: em base anual, são avaliados os 1% piores cenários de atendimento à demanda de energia, onde a média do corte de carga nesses cenários não pode ser superior à 5% da demanda do SIN e de cada subsistema.</p> <ul style="list-style-type: none"> CVaR 10% CMO \leq 800[R\$/MWh] <p>Critério energético-econômico: em base mensal, são avaliados os 10% cenários com CMO mais elevado, onde a média desses cenários não pode ser superior a R\$ 800/MWh em nenhum subsistema avaliado.</p>	<ul style="list-style-type: none"> CVaR 5% da Potência Não Suprida (PNS) \leq 5% da Demanda <p>Risco e sua profundidade de potência: em base mensal, são avaliados os 5% piores cenários de atendimento à demanda máxima de potência, onde a média desses cenários não pode ser superior à 5% da demanda instantânea do SIN e de cada subsistema.</p> <ul style="list-style-type: none"> LOLP¹⁷ \leq 5% <p>Risco de potência: em base anual, possui um limite de 5% de probabilidade de ocorrência de qualquer déficit por motivo de insuficiência de capacidade de potência, para o SIN e para cada subsistema.</p>

¹⁶ CVaR = Conditioned Value at Risk (Valor esperado condicionado a um determinado nível de confiança)

¹⁷ LOLP = Loss of Load Probability (risco de insuficiência de capacidade)

Figura 7: Niveles de Falla de la reglamentación de Brasil.

Luego en la Fig. 8 se muestra el resultado de Simular 500 crónicas con la Sala asociada a la PEGA en dónde se ha definido como Porcentaje Diario de Falla al% de la Potencia no suministrada respecto al pico de la demanda diaria (Poste 1). De la gráfica se concluye que el valor medio mensual del 5% de las peores crónicas del Porcentaje Diario de Falla menor a 3%. En el caso de Brasil, el límite para el CVaR de la Potencia no Suministrada es de 5%.

Finalmente en la Fig.9 se muestra el histograma de los valores de Potencia de Falla del Poste 1 de cada día del año 2033. De la gráfica se concluye que en el año 2033 hay un 2.2% de probabilidad de ocurrencia de Falla (de cualquier magnitud) en el pico de la demanda diaria. En el caso de Brasil, el límite del Riesgo de Potencia en base anual es de 5%.

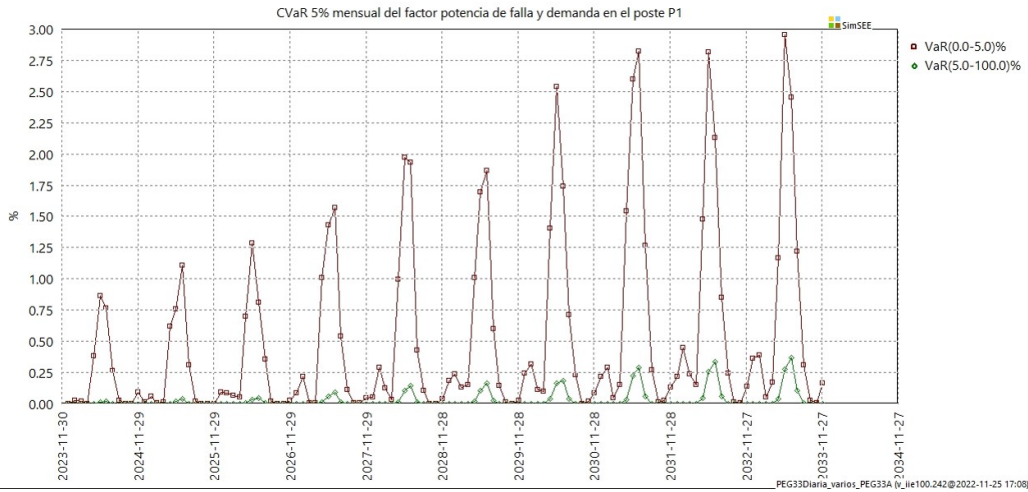


Figura 8: Porcentaje Diario de Falla (% de la Potencia no suministrada respecto al pico de la demanda diaria (Poste 1) del 5% de las peores crónicas) de todo el Decenal en consideración.

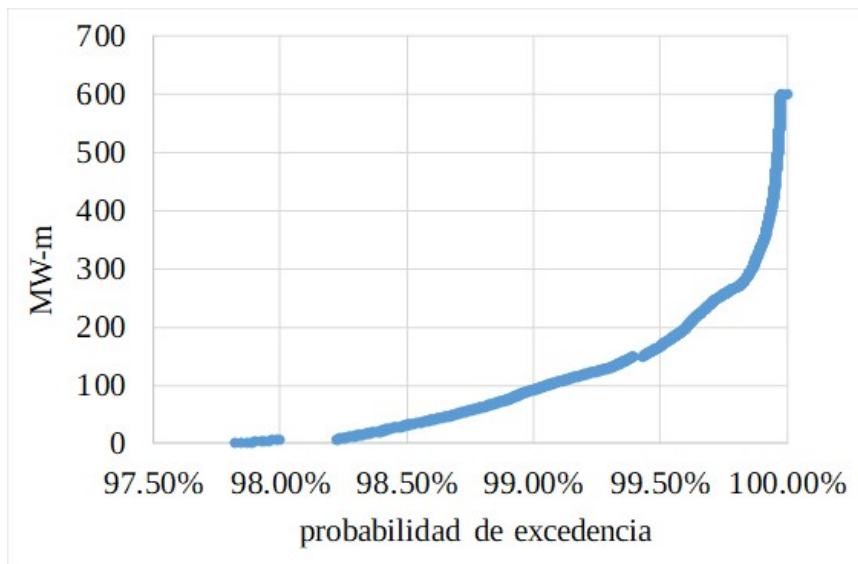


Figura 9: Potencia de Falla del Poste 1 de cada día del año 2033.

Índice

1. Introducción	1
2. Criterios del Análisis de Riesgos	2
2.1. Hipótesis y Escenarios a analizar	2
2.2. Probabilidad de Escenarios	3
2.3. Metodología para evaluar el Costo de Arrepentimiento entre escenarios Antagónicos	3
2.4. Cálculo de la Penalidad por Adelanto de PP	5
3. Resultados	6
4. Conclusiones	10
Referencias	11
Apéndice A: Análisis de Falla	12